

## Masterthesis

Titel:

**Bewertung international vorliegender Kosten-Nutzen-Analysen  
zur Errichtung eines intelligenten Stromnetzes (Smart Grid)**

Carl von Ossietzky Universität Oldenburg

Fakultät II: Informatik, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften

Studiengang: Sustainability Economics and Management

Sommersemester 2013

Verfasser: Claudia Mahlstedt

1. Betreuer: Apl. Prof. Dr. Ulrich Scheele

2. Betreuer: Dr. Tobias Menz (BTC Business Technology Consulting AG)

Abgabedatum: 10. September 2013

## Executive Summary

---

In the light of global ecological challenges such as climate change and the finiteness of fossil fuels, mankind is requested to radically change the thinking in many fields – this is also true for the energy sector. Renewable energy sources being on the rise and making the transition from diminishing fossil resources and climate-damaging production techniques to a clean energy age possible, is not without hurdles. The shift from fossil energy and nuclear energy towards renewables is not unproblematic because the energy generation from renewable energy sources is subject to strong fluctuations. To ensure system stability and stability of supply in the future action is needed. Already today the legally required and necessary system stability is threatened because of a steady increasing portion of renewable energies in our grid system. One possible solution to overcome these problems is the introduction of an intelligent power network – or Smart Grid. A Smart Grid comprises the networking of all the components of the energy supply system, which include networks, generation plans, energy storage and consumers using modern information- and communication technology to ensure system stability and matching demand and supply. The introduction of a Smart Grid requires a high level of investment and follow-up costs. Hence, a broad assessment of the costs and benefits of a Smart Grid-system is needed to assess if Smart Grids are economically viable.

The main objective of this paper is to give a comprehensive overview of the internationally available cost-benefit-analyses on Smart Grids in regard to their methodological approach and their results. In this meaning, the paper also attempts to compare and to assess the identified analyses. The results of the work are finally incorporated into recommendations for future cost-benefit-analyses.

For the purpose of this paper, it first looks to define which components are included in a Smart Grid-system. This is necessary because there is no single definition of a Smart Grid. Because a Smart Grid is not the only solution to integrate renewables, additional alternatives are discussed in this paper. Before comparing and assessing the analyses, this work also includes a chapter about cost-benefit-analysis in general to give an introduction and get a better understanding of what the issues are. Furthermore, this chapter identifies different criteria for a “good” cost-benefit-analysis, which are also used as a framework for the following comparison and assessment. In total, twelve Smart Grid-cost-benefit-analyses are compared in the main part of this paper, which not only includes a comparison of the welfare effects of the Smart Grid-solution itself, but also a comparison with other cost-benefit-analyses that not focus on Smart Grid but on conventional grid expansion and bulk storage as alternative solutions.

The analysis concludes that cost-benefit-analyses of smart grids are associated with a very high level of uncertainty so that the results should be treated with some caution. It also detects some shortcomings, which should be avoided by future analyses (e.g. lacking in

transparency). The comparableness of the analyses and transferability of their results is difficult because they all choose different methodological approaches with different time horizons, different types of recognition of the uncertainties connected to Smart Grids as well as different technology fields. Also, comparableness and transferability is problematic because of the different regions which are analysed in the cost-benefit-analyses and which differ significantly in structure and future regional projections. Nevertheless, it becomes clear that most analyses assess Smart Grids as positive by leading to a welfare gain. Other alternatives, however, seem also assessed as positive so that it needs more research and cost-benefit-analyses, especially in the light of better comparableness of the results of different alternatives.

## Inhaltsverzeichnis

---

Executive Summary.....	I
Inhaltsverzeichnis.....	III
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	V
Abkürzungsverzeichnis.....	VI
1 Einleitung.....	1
2 Hintergrund der Arbeit.....	5
2.1 Begriffsdefinitionen.....	5
2.2 Smart Grid-Komponenten.....	9
2.3 Gründe zur Einführung intelligenter Stromnetzstrukturen.....	16
2.4 Alternative Lösungswege zur Integration erneuerbarer Energien.....	20
3 Einführung in die Kosten-Nutzen-Analyse.....	24
3.1 Kosten-Nutzen-Analyse und ihr Aufbau.....	24
3.2 Vor- und Nachteile einer Kosten-Nutzen-Analyse.....	30
4 Bewertung vorliegender Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Grids.....	36
4.1 Untersuchung der methodischen Vorgehensweise der einzelnen Studien und Ergebnisdarstellung.....	41
4.1.1 Studien 1 (2004) und 2 (2011): Smart Grid-Umsetzung auf nationaler Ebene in den USA.....	41
4.1.2 Studie 3: Smart Grid-Umsetzung in San Diego, USA.....	53
4.1.3 Studie 4: Smart Grid-Umsetzung in West Virginia, USA.....	63
4.1.4 Studie 5: Smart Grid-Umsetzung in New York, USA.....	75
4.1.5 Studie 6: Smart Grid Umsetzung auf nationaler Ebene in UK.....	82
4.1.6 Weitere Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen im Überblick.....	94
4.2 Methodik- und Ergebnisvergleich der untersuchten Studien.....	113
4.3 Gegenüberstellung der Wohlfahrtsauswirkungen der Smart Grid-Lösung mit dem traditionellen Netzausbau und Großspeichern.....	122
5 Fazit und Anforderungen an künftige Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen.....	127
6 Literaturverzeichnis.....	133
Anhang.....	142

## Abbildungsverzeichnis

---

Abb. 1: Klassisches Energienetz – Einweg Übertragung von Energie .....	6
Abb. 2: Smart Grid – Bidirektionale Übertragung von elektrischer Energie und Informationen..	8
Abb. 3: Potenzial und Marktnähe der Technologiekomponenten des Smart Grid.....	10
Abb. 4: Zuordnung der Technologiefelder des Smart Grid auf Wertschöpfungs-stufen des Energiesystems.....	14
Abb. 5: Technologiefelder im Future Energie Grid. Darstellungen der Kategorisierung in Systemebenen und Domänen der Energiewirtschaft .....	15
Abb. 6: Standardlastprofil für Haushaltskunden (Winter-Werktag) .....	16
Abb. 7: Strompreisentwicklung für private Haushalte in Deutschland zwischen 1998 und 2011 .....	19
Abb. 8: Die Verlagerung des Energiekonsums .....	19
Abb. 9: Smart Grid Kosten des Übertragungsnetzes und der Umspannwerke.....	46
Abb. 10: Geschätzter diskontierter Nutzen des Smart Grid über 20 Jahre (Vergleich 2004 und 2011) .....	50
Abb. 11: San Diego Szenarien.....	54
Abb. 12: Bewertung zukünftiger Szenarien hinsichtlich ihrer Eignung für die Einführung eines Smart Grid in San Diego .....	56
Abb. 13: Eintrittswahrscheinlichkeit der sechs Zukunftsszenarien.....	66
Abb. 14: Diskontierter Cash Flow für Diskontierungsraten zwischen 5 und 15% (Business Case- Szenario A).....	72
Abb. 15: Kosten und Nutzen im Business Case Szenario A .....	72
Abb. 16: Diskontierte Kosten und Nutzen des Smart Grid Basis-Szenarios zwischen 2011 und 2025.....	80
Abb. 17: Detaillierte Darstellung des diskontierten Nutzens zwischen 2011 und 2025 .....	80
Abb. 18: Real Option-Ansatz .....	87
Abb. 19: NGW smarterer Investitionsstrategien im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie.....	88
Abb. 20: Diskontierte Verteilnetzkosten zwischen 2012 und 2050 .....	89
Abb. 21: NGW einer smarten Investitionsstrategie in 2012 mit der Option eine andere Strategie ab 2023 zu verfolgen.....	90
Abb. 22: Aufteilung der NGW-Ergebnisse für die inkrementelle Smart Grid-Investitionsstrategie .....	91
Abb. 23: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse – bezogen auf die inkrementelle Investitionsstrategie.....	92
Abb. 24: Ermittelte Nutzenwerte in der Phase 1 .....	98
Abb. 25: Kosten- und Nutzenpositionen des Smart Grid .....	106
Abb. 26: Smart Grid Analyse von Georgia.....	111

## Tabellenverzeichnis

---

Tab. 1: NGW unterschiedlicher Diskontierungsraten und Zeithorizonte.....	32
Tab. 2: Übersicht der untersuchten Studien .....	40
Tab. 3: Überblick der eingeschlossenen Technologiefelder in den jeweiligen Studien .....	40
Tab. 4: Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse .....	60
Tab. 5: Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse anhand unterschiedlicher Szenarien.....	61
Tab. 6: Zustandsbewertung des derzeitigen Smart Grid-Reifegrades .....	64
Tab. 7: Wahrscheinliche Zukunftssituation des Smart Grid-Reifegrades.....	67
Tab. 8: Jährlicher Smart Grid Nutzen .....	71
Tab. 9: Diskontierte* Kosten und Nutzen über den gesamten Untersuchungszeitraum von 20 Jahren .....	71
Tab. 10: Kosten und Nutzen der Smart Grid-Umsetzung.....	102
Tab. 11: Kosten und Nutzen der angenommenen Szenarien (in Mrd. EUR).....	103
Tab. 12: Ergebnisdarstellung.....	109
Tab. 13: Kosten- und Nutzenvergleich der Studien (Angabe aller Ergebnisse auch in USD, Wechselkurs vom 01.08.2013) .....	116
Tab. 14: Übersicht der Integration von Unsicherheiten in den Kosten-Nutzen-Analysen.....	120
Tab. 15: Vergleich der Wohlfahrtsauswirkungen zwischen Smart Grids, konventionellem Netzausbau und Großspeichern.....	126

## Abkürzungsverzeichnis

---

acatech	Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
AMI	Advanced Metering Infrastruktur
BAU	Business as usual
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BLS	Bureau of Labor Statistics
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
DECC	Department of Energy and Climate Change
dena	Deutsche Energie-Agentur
DER	Distributed Energy Resources
DMS	Distribution Management System
DOE	Department of Energy
DR	Demand Response
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEI	Edison Electric Institute
EIA	Energy Information Administration
ENSG	Electricity Networks Strategy Group
EPIC	Energy Policy Initiatives Center
EPRI	Electric Power Research Institute
IEA	Internationale Energieagentur
IIASA	International Institute for Applied Systems Analysis
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IT	Informationstechnologie
MGI	Modern Grid Initiative
NETL	National Energy Technology Laboratory
NGW	Nettogegegenwartswert
NPV	Net Present Value
NYS	New York State
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
SAIC	Science Applications International Corporation
SANDAC	San Diego Association of Governments
UBA	Umweltbundesamt

## 1. Einleitung

---

Ökologische Herausforderungen wie der Klimawandel und die sich intensivierende Ressourcenverknappung fordern die Menschheit in vielen Bereichen ihrer Aktivitäten zum Umdenken auf – so auch im Energiesektor. Vielerorts auf der Welt erfreuen sich erneuerbare Energiequellen zunehmender Beliebtheit, um die Energieerzeugung allmählich von schwindenden Rohstoffen und klimaschädlichen Erzeugungsmethoden abzukoppeln. Auch die effizientere Nutzung von Energie ist ein Thema, das zunehmend an Bedeutung gewinnt, um klimarelevante Ziele zu erreichen.

Nicht zuletzt durch das verheerende Unglück in Fukushima im März 2011, bei dem es zur Kernschmelze mehrerer Kernkraftreaktoren kam, wurde die vermeintlich weniger klimaschädigende Kernkraft zunehmend in Frage gestellt. In Folge der Tragödie hat die deutsche Bundesregierung im Juni 2011 ein Energiepaket beschlossen, das die Maßnahmen des im September 2010 beschlossenen Energiekonzeptes ergänzt und ihre Umsetzung beschleunigen soll. So soll der Betrieb der deutschen Kernkraftwerke bis 2022 vollständig eingestellt werden.<sup>1</sup> Das Energiekonzept legt die energiepolitische Ausrichtung Deutschlands bis zum Jahr 2050 fest und umfasst Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze sowie Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz. So soll sich nach den ambitionierten Zielen der Bundesregierung bis zum Jahr 2030 der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am deutschen Bruttostromverbrauch auf mindestens 50% erhöhen; im Jahr 2050 soll dieser Anteil bei mindestens 80% liegen. Der Aufstieg der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren hat bereits dazu geführt, dass im Jahr 2012 der Anteil am Bruttostromverbrauch rund 23% ausmachte.<sup>2</sup> Nach Schätzungen einer Studie des Umweltbundesamtes (UBA) sei sogar eine Vollversorgung aus erneuerbaren Energien bis 2050 technisch nicht undenkbar.<sup>3</sup>

Die allmähliche Abkehr von fossilen Energiequellen und Atomkraft hin zu mehr erneuerbaren Energien ist jedoch nicht unproblematisch, da die Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zu konventionellen Erzeugungsquellen starken Schwankungen unterliegt. Grund hierfür ist, dass Quellen wie Wind und Sonne nicht kontrollierbar sind und eine konstante Balance von Stromangebot und -nachfrage erschwert wird. Durch diese Volatilität steht die geplante Energiewende vor enormen Herausforderungen, die entsprechende Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netz- und Versorgungsstabilität erforderlich machen. So ist die gesetzlich geforderte und

---

<sup>1</sup> Vgl. BMU (2011), o. S.

<sup>2</sup> Vgl. BMU (2013b), S. 1.

<sup>3</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2012), S. 4.

notwendige Netzstabilität bereits heute durch einen stetig steigenden erneuerbaren Energieanteil gefährdet.

Eine Möglichkeit, um die Anforderungen an die Netze zu bewältigen, stellt die Einführung eines intelligenten Stromnetzes (Smart Grid) dar. Als Smart Grid wird die Vernetzung aller Bestandteile des Energieversorgungssystems (Netze, Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher) mithilfe moderner Informations- und Kommunikationstechnik bezeichnet, um die Netzstabilität zu gewährleisten sowie Angebot und Nachfrage aufeinander abzustimmen.<sup>4</sup> Häufig lassen Publikationen und Stellungnahmen zum Thema Smart Grid verlauten, dass die Umsetzung eines Smart Grid bedingungslos sinnvoll und wünschenswert ist, jedoch basieren diese Aussagen meist nicht auf umfassenden Untersuchungen der potenziellen Kosten und Nutzen, sondern sind sehr allgemein gehalten. Zudem erscheinen diese Aussagen sehr gewagt, wenn man die praktische Unerfahrenheit mit Smart Grids und die verbundenen Risiken und Unsicherheiten eines solchen Großprojektes bedenkt.<sup>5</sup>

Die Einführung eines Smart Grid ist mit einem erheblichen Investitionsbedarf und Folgekosten verbunden, so dass eine umfassende Bewertung der Kosten und Nutzen eines Smart Grid sinnvoll erscheint, um abschätzen zu können, ob der Aufbau eines Smart Grid-Systems aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll ist. Hierzu müssen die erwarteten Nutzen bzw. die vermiedenen Kosten eines solchen Vorhabens bewertet und den zu erwartenden Kosten gegenübergestellt werden. Eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse kann demnach für mehr Klarheit bezüglich der gesamtwirtschaftlichen Sinnhaftigkeit eines Smart Grid sorgen und als Hilfsmittel für Entscheidungsträger dienen.

Zwar ist die Zahl der international vorliegenden Analysen, die die Kosten und Nutzen einer potenziellen Smart Grid-Realisierung detailliert untersuchen, noch sehr übersichtlich, jedoch wurden einige Kosten-Nutzen-Analysen bereits durchgeführt, deren Untersuchungsmethodik und Ergebnisse Gegenstand dieser Arbeit sind. Eine Untersuchung dieser Analysen kann nicht nur dazu beitragen, einen Überblick darüber zu erhalten, mit welchen voraussichtlichen Nutzen und Kosten die Realisierung eines Smart Grid einhergeht und ob Smart Grids in der Tendenz aus gesamtgesellschaftlicher Sicht als sinnvoll erachtet werden können. Auch können hierdurch Unterschiede und Gemeinsamkeiten zwischen den Analysemethoden sowie ihre Mängel und Stärken identifiziert werden, aus denen sich Erkenntnisse darüber gewinnen lassen können, was künftige Kosten-Nutzen-Analysen beachten sollten, um möglichst aussagekräftige Ergebnisse zu liefern.

---

<sup>4</sup> Vgl. Agentur für erneuerbare Energien (2012a), S. 19.

<sup>5</sup> Vgl. Utility Consulting International (2009), S.1.

Es mangelt bislang an einer umfassenden Untersuchung, die die bisherigen international verfügbaren Kosten-Nutzen-Analysen eines Smart Grid ausführlich miteinander vergleicht. Auf europäischer Ebene liegt zwar bereits eine Untersuchung<sup>6</sup> von Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen vor, jedoch schließt diese keine Kosten-Nutzen-Analysen mit außereuropäischem Bezug ein und umfasst hauptsächlich Kosten-Nutzen-Analysen der Smart Grid-Technologiekomponente Smart Meter. So umfasst sie nur wenige Kosten-Nutzen-Analysen, die sich nicht ausschließlich auf diese eine Komponente beschränken, sondern Smart Grid als Verbundsystem von verschiedenen Technologien analysieren. Zudem widmet die Untersuchung dem Vergleich von Methodik und Analyseergebnissen lediglich eine kurze Darstellung, so dass insgesamt eher oberflächlich auf die Analysen eingegangen wird. Des Weiteren existiert eine weitere vergleichende Arbeit<sup>7</sup>, die sich ebenfalls auf europäische Analysen beschränkt und ausschließlich Smart Meter-Kosten-Nutzen-Analysen heranzieht.

Die vorliegende Arbeit hat zum wesentlichen Ziel, einen umfassenden Überblick über die international vorliegenden Kosten-Nutzen-Analysen<sup>8</sup> hinsichtlich ihrer methodischen Vorgehensweisen und Ergebnisse zu verschaffen, diese zu vergleichen und zu bewerten. Im Fokus steht insbesondere die methodische Vorgehensweise der Analysen, da sie einen erheblichen Einfluss auf das letztendliche Ergebnis hat. In diesem Zusammenhang ist es ein Ziel dieser Arbeit, die Analysen anhand von Anforderungskriterien für die Erstellung einer guten Kosten-Nutzen-Analyse zu vergleichen bzw. zu bewerten. Schließlich fließen die gewonnenen Erkenntnisse in einem Fazit zusammen, wo neben ihrer Darstellung auch zentrale Orientierungspunkte für künftige Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen abgeleitet werden.

Aus der geschilderten Problematik der Integration erneuerbarer Energien und dem bisherigen Stand der Forschung lassen sich einige Fragestellungen ableiten, die im Rahmen dieser Arbeit untersucht und beleuchtet werden sollen:

- Nach welcher methodischen Vorgehensweise gehen die Studien vor? Ähneln sich die methodischen Vorgehensweisen oder unterscheiden sie sich und wenn ja, in welchem Ausmaß?
- Wie gehen die identifizierten Kosten-Nutzen-Analysen mit den Unsicherheiten einer potenziellen Smart Grid-Realisierung um? Welche unterschiedlichen Ansätze können hier identifiziert werden?

---

<sup>6</sup> Vgl. Ködler (2012).

<sup>7</sup> Vgl. dena (2012b).

<sup>8</sup> Auf Grundlage einer vorausgehenden umfassenden Literaturrecherche konnten zwölf Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen identifiziert werden. Für die Online-Recherche wurden Schlagwörter in Suchmaschinen, die in Zusammenhang mit den Kosten und Nutzen eines Smart Grid stehen, verwendet, um Kosten-Nutzen-Analysen des Smart Grid ausfindig zu machen. Außerdem wurden wissenschaftliche Datenbanken genutzt und gezielt auf Webseiten von Energieversorgern und weiteren energienahen Unternehmen und Institutionen nach Informationen zu Kosten-Nutzen-Analysen des Smart Grid gesucht.

- Werden Unzulänglichkeiten innerhalb der Arbeit transparent dargestellt?
- Zu welchen Ergebnissen bezüglich der Wirtschaftlichkeit kommen die einzelnen Kosten-Nutzen-Analysen? Stellen Smart Grids eine geeignete und kosten-effiziente Alternative zur Integration erneuerbarer Energien dar?
- Ist eine aussagekräftige Analyse der Kosten und Nutzen eines Smart Grid zum derzeitigen Zeitpunkt überhaupt möglich?
- Ist ein Vergleich der Ergebnisse der potenziellen Kosten und Nutzen sinnvoll?
- Welche Smart Grid-Technologiekomponenten schließen die Analysen ein?
- Welche Probleme ergeben sich aus der Vielzahl an Technologiekomponenten? Werden Wechselbeziehungen berücksichtigt?
- Wie schneiden Smart Grids gegenüber dem traditionellen Netzausbau und Großspeichern als alternative Strategien ab?

Um sich den genannten Zielen der Arbeit anzunähern, gliedert sich die Arbeit wie folgt auf: Das zweite Kapitel dieser Arbeit widmet sich der Beantwortung der Frage, wie sich ein Smart Grid gegenüber einem konventionellen Stromnetz unterscheidet. Außerdem wird aufgezeigt, welche Technologiekomponenten ein Smart Grid ausmachen können. Die Arbeit legt sich zudem auf eine Klassifizierung fest, um vergleichen zu können, welche Technologiekomponenten in den Kosten-Nutzen-Analysen enthalten sind. Dies ist vor dem Hintergrund wichtig, da keine einheitliche Definition eines Smart Grid existiert, die Technologiekomponenten jedoch einen erheblichen Einfluss auf das Ergebnis der Analysen haben. Zudem werden innerhalb dieses Kapitels die Gründe zur Einführung eines Smart Grid thematisiert und alternative Lösungswege zur Integration erneuerbarer Energien aufgezeigt. Das dritte Kapitel bietet eine Einführung in die Erstellung von Kosten-Nutzen-Analysen und beschreibt ihren generellen Aufbau sowie typische Vor- und Nachteile einer Kosten-Nutzen-Analyse. Dieses Kapitel dient als Grundlage für den im nachfolgenden Kapitel 4 vorgenommenen Vergleich der Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen und deren Beurteilung anhand von zuvor in Kapitel 3 identifizierten Anforderungskriterien an eine Kosten-Nutzen-Analyse. Insgesamt umfasst das Kapitel 4 zwölf Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen, die umfassend verglichen und beurteilt werden. Den Abschluss des vierten Kapitels stellt ein Vergleich der Wohlfahrtseffekte der Smart Grid-Lösung mit den Alternativen konventioneller Netzausbau und Großspeicher. Wie beschrieben, schließt die Arbeit mit einem Fazit.

## 2. Hintergrund der Arbeit

---

Dieses Kapitel dient dazu, eine Einführung in das Thema der vorliegenden Arbeit zu geben. So werden dem Leser zunächst elementare Begrifflichkeiten nähergebracht, bevor im Anschluss auf die üblicherweise zum Einsatz kommenden Komponenten eines intelligenten Stromnetzes eingegangen wird. Zudem geht dieses Kapitel auf die Motive ein, die für den Einsatz eines Smart Grid sprechen. Um die Herausforderung der sich mit dem Fortschreiten der erneuerbaren Energien intensivierenden Netzproblematik zu lösen, werden neben dem Smart Grid auch alternative Lösungswege aufgezeigt. Während die vorliegende Arbeit ihre Aufmerksamkeit in erster Linie dem Lösungsansatz auf Basis von Smart Grids widmet, soll hiermit zum Ausdruck gebracht werden, dass durchaus weitere Lösungsansätze zur Diskussion stehen, um der Netzproblematik zu begegnen.

### 2.1. Begriffsdefinitionen

---

**Konventionelles Stromnetz:** Unter dem konventionellen Stromnetz werden im engeren Sinne lediglich alle elektrotechnischen Komponenten verstanden, die eine elektrische Verbindung zwischen Stromproduzenten und -konsumenten herstellen. Diese sehr enggefasste Definition vernachlässigt jedoch, dass der Aufbau und Betrieb des heutigen Netzes nicht ausschließlich aus diesen passiven Komponenten erfolgt.<sup>9</sup>

Das heutige Elektrizitätsversorgungssystem bzw. das heutige „Stromnetz“ ist in vielen Teilen der Welt im letzten Jahrhundert als Reaktion einer schnell fortschreitenden Urbanisierung und Infrastrukturentwicklung entstanden. Seit seiner Einführung ist das Netz in seiner grundlegenden Struktur weitgehend gleich geblieben, wenn auch Kapazitätserweiterungen durchgeführt wurden und neue technologische Entwicklungen zur Anwendung kommen. Die Trennung zwischen Erzeugung, Übertragung und Verteilung hat zudem dazu geführt, dass sich in diesen Bereichen ein unterschiedlich hohes Niveau an Automatisierung und evolutionärer Entwicklung vorfinden lässt.<sup>10</sup>

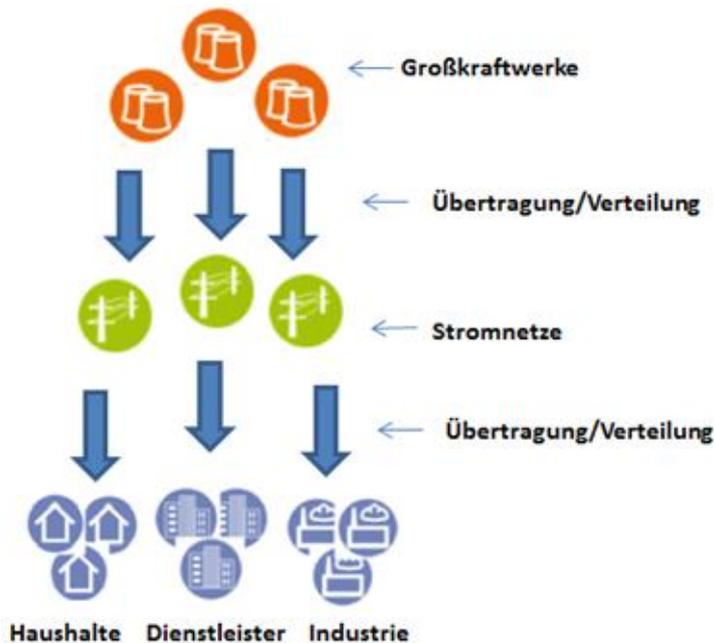
Das heutige Stromnetz ist darauf ausgerichtet, den produzierten Strom von den Großerzeugern zu Verbrauchern wie privaten Haushalten und Unternehmen zu transportieren. Es ist damit traditionell als „Einbahnstraße“ konzipiert, indem es einer unidirektionalen Auslegung folgt. Zur Verdeutlichung dient die nachfolgende Abb. 1. Sie verdeutlicht, dass der Stromfluss im konventionellen Stromnetz von den höheren zu den niedrigeren Spannungsebenen verläuft, so dass der üblicherweise von den Groß-

---

<sup>9</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 11.

<sup>10</sup> Vgl. Farhangi (2010), S. 21f.

kraftwerken eingespeiste Strom über Übertragungsnetze (Höchstspannungs- und Hochspannungsebene) und große Entfernungen zu den Verbrauchsknotenpunkten transportiert wird, wo die Spannung in einem Umspannwerk gesenkt wird. Von dort wird der Strom auf Mittelspannungsnetze verteilt, bis der Strom auf lokaler Ebene durch eine weitere Spannungssenkung über Niederspannungsnetze an die Stromverbraucher geleitet wird.<sup>11</sup>



**Abb. 1: Klassisches Energienetz – Einweg Übertragung von Energie**

Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an: Garrels (2011), S. 2.

**Intelligentes Stromnetz (Smart Grid):** Der Ansatz des Smart Grid, auch als intelligentes (Strom-)Netz übersetzt, hat sich als Reaktion auf die überholten und ineffizienten Strukturen der konventionellen Stromversorgung entwickelt und bezeichnet eine mögliche nächste Generation moderner und effizienterer Stromnetze.<sup>12</sup> Ein Smart Grid stellt dabei keine einzelne Technologie dar, sondern setzt sich aus mehreren unterschiedlichen Technologiekomponenten zusammen. Bislang liegt jedoch kein einheitliches Verständnis darüber vor, welche Technologielösungen ein Smart Grid beinhaltet. Dementsprechend lässt sich eine Reihe an unterschiedlichen Definitionen in der Literatur vorfinden.<sup>13</sup> Im Wesentlichen lassen sich dabei einerseits Definitionen, die den Versuch einer eher enger gefassten Beschreibung für Smart Grids unternehmen und solche, die Smart Grids weniger eng fassen, unterscheiden. Exemplarisch sollen folgende zwei Definitionen den engeren Blick auf Smart Grids verdeutlichen:

<sup>11</sup> Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (2012a), S. 6.

<sup>12</sup> Vgl. GP Bullhound (2009), S. 2.

<sup>13</sup> Vgl. Gao et al. (2012), S. 392.

*„(...) Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen.“<sup>14</sup>*

*“Smart Grids umfassen eingebettete Datenverarbeitungsfähigkeit und Zwei-Wege-Kommunikation mit der derzeitigen Elektrizitätsinfrastruktur. Smart Grids arbeiten übergreifend in der gesamten Wertkette der Stromversorgung und sollten nicht mit "Smart Meters" verwechselt werden... Ein Smart Grid nutzt Sensoren, eingebettete Verarbeitung und digitale Kommunikation, damit das Elektrizitätsnetz beobachtbar (messbar und visualisierbar) steuerbar (manipulierbar und optimierbar), automatisiert (anpassungsfähig und selbstregenerierbar) sowie umfassend integriert sein kann (umfassend interoperabel mit vorhandenen Systemen und mit der Kapazität zur Integration einer Reihe unterschiedlicher Energiequellen).“<sup>15</sup>*

Weniger konkret wird das intelligente Netz in der folgenden Definition dargestellt:

*„Smart Grid means many things to many people today. It is not a "one size fits all" technology and must be adapted and configured for each region, state, and power utility. Smart Grid is a vision for the electric delivery system of the future. The Smart Grid envisions an entirely transformed electrical infrastructure. It will embody a network of devices as vast, interconnected, automated, and interactive as the Internet.“<sup>16</sup>*

Wenn auch in unterschiedliche Worte gefasst, haben die meisten Definitionen gemeinsam, dass Smart Grids mithilfe von modernen Technologiekomponenten wie vor allem Informations- und Kommunikationstechnologien für eine optimale Übertragung und Verteilung der angebotenen Elektrizität sorgen. Dabei dürfen Smart Grids nicht als statisches technisches Konzept verstanden werden, sondern vielmehr als ein kontinuierlicher Prozess der Entwicklung vorhandener und neuer Technologien.<sup>17</sup> Mithilfe eines Smart Grid werden Netzinfrastrukturen, Energiequellen, Speicher und Konsumenten miteinander vernetzt und aufeinander abgestimmt. Außerdem sind neben industriellen Produktionsanlagen auch private Haushaltsgeräte oder Batterien von Elektrofahrzeugen Bestandteil des Netzmanagements.<sup>18</sup>

Das Smart Grid entsteht im Wesentlichen durch eine Aufrüstung des konventionellen Stromnetzes mit moderner Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie Informationstechnik (IT)-Komponenten. „Smart“ bedeutet in diesem

---

<sup>14</sup> Smart Grids Austria (o. J.), o. S.

<sup>15</sup> World Economic Forum (2009), S. 8

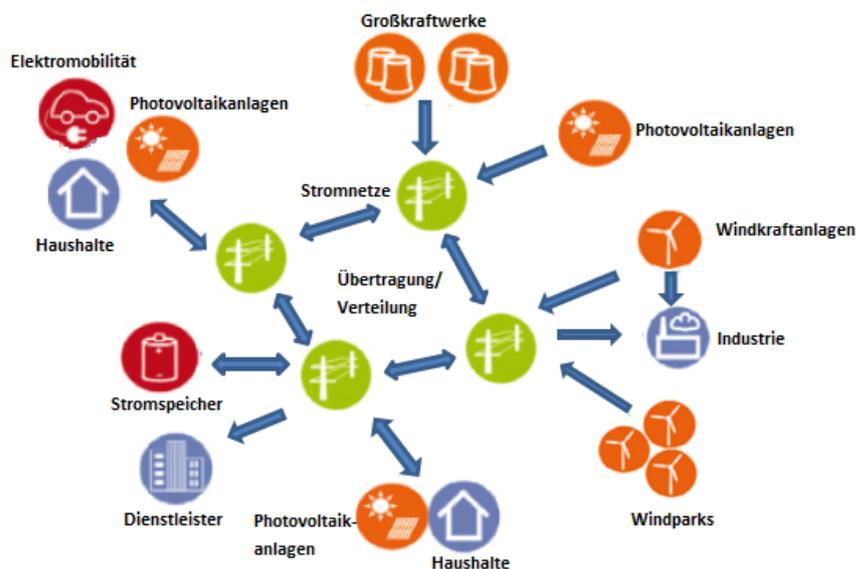
<sup>16</sup> New York Smart Grid Consortium (2010), S. 9.

<sup>17</sup> Vgl. Flick/Morehouse (2011), S. 10.

<sup>18</sup> Vgl. Appelrath et al. (2011), S. 4.

Zusammenhang, dass Netzzustände in Echtzeit gemessen sowie Netze gesteuert und geregelt werden können. Dies ermöglicht es, die vorhandene Netzkapazität in vollem Umfang zu nutzen<sup>19</sup>, während die Verlässlichkeit des konventionellen Netzes durch den Erhalt von Netzüberkapazitäten aufrechterhalten wird und somit chronische Ineffizienzen des Systems hingenommen werden müssen. Folglich kommt es durch das Smart Grid zu einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur.<sup>20</sup> Zudem ermöglicht eine Modernisierung des heutigen Netzes, dass die Flussrichtung im Gegensatz zum konventionellen Netz über einzelne Leistungsabschnitte in Abhängigkeit von der Einspeisesituation verändert werden kann.<sup>21</sup>

Die bidirektionale Flussrichtung von elektrischer Energie sowie Informationen wird in der nachfolgenden Abb. 2 verdeutlicht. Es zeigt, wie neben den traditionellen Großerzeugern (z. B. Atomkraft- und Kohlekraftwerke) Klein- und Kleinsterzeuger (z. B. Biogas- und Photovoltaikanlagen) erneuerbare Energien in das Stromnetz einspeisen. Die Übertragung und Verteilung von Energie erfolgt, wie gewohnt, durch Stromnetze, jedoch können auch private Haushalte, beispielsweise durch den Betrieb einer Photovoltaikanlage auf dem eigenen Dach, als Stromlieferanten auftreten. Bezeichnend für einen solchen Haushalt ist der Begriff „Prosumer“, einer Mischung aus Produzent und Konsument, da er nicht mehr nur als Stromnachfrager, sondern auch als Stromanbieter auftritt. In der Abbildung kommen ebenfalls Speichermedien wie Batterien zum Einsatz, um ggf. überschüssigen Strom zwischenzuspeichern, um diesen bei umgekehrter Schiefelage von Angebot und Nachfrage wieder in die Netze einzuspeisen.<sup>22</sup>



**Abb. 2: Smart Grid – Bidirektionale Übertragung von elektrischer Energie und Informationen**

Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an: Garrels (2011), S. 2.

<sup>19</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 11.

<sup>20</sup> Vgl. Cisco IBSG (2008), S. 1.

<sup>21</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 12.

<sup>22</sup> Vgl. Garrels (2011), S. 2.

## 2.2. Smart Grid-Komponenten

---

Im vorausgegangenen definitorischen Abschnitt von Smart Grids (siehe 2.1) wurde u. a. darauf verwiesen, dass kein einheitliches Verständnis darüber vorliegt, welche einzelnen Technologiekomponenten einem Smart Grid im Allgemeinen zugrunde gelegt werden. Dieser Abschnitt dient dazu, die in der Literatur diskutierten Komponenten, die mit Smart Grids in Verbindung gebracht werden, aufzuzeigen. Zu diesem Zweck werden vier verschiedene Klassifizierungen der folgenden Institutionen betrachtet:

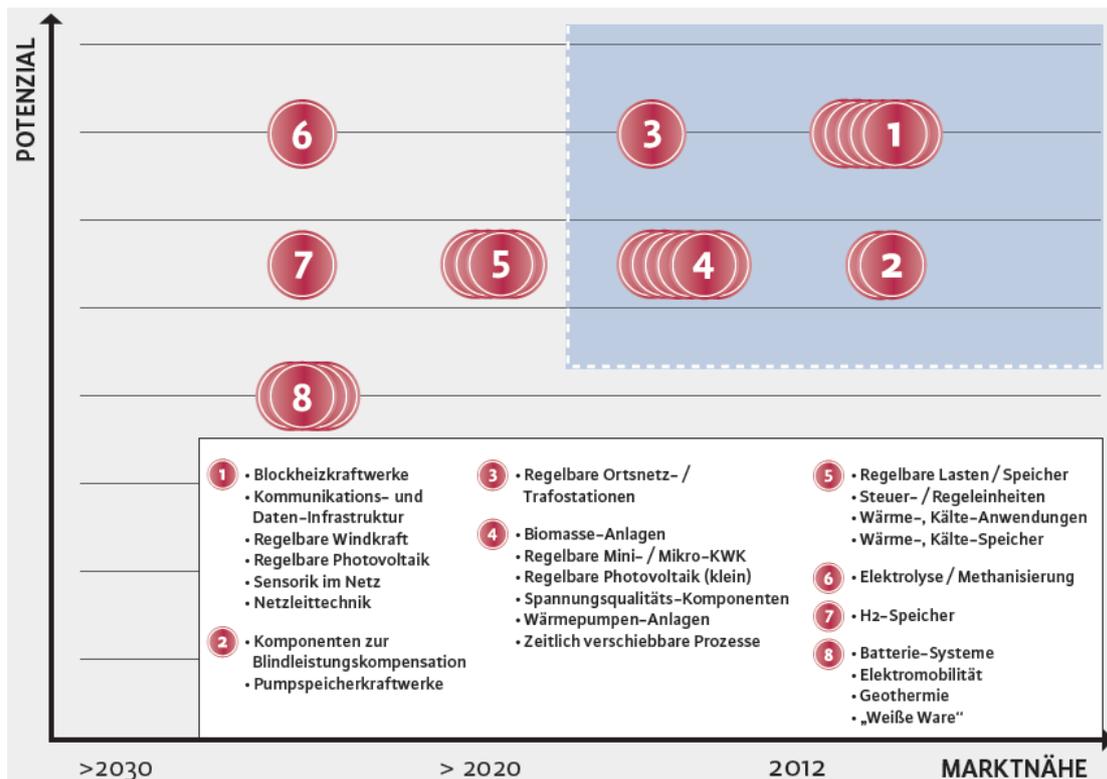
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW);
- National Energy Technology Laboratory (NETL);
- Internationale Energieagentur (IEA);
- Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech).

Eine Analyse des BDEW, die in Zusammenarbeit mit Verteilnetzexperten entstanden ist, hat untersucht, welche Technologiekomponenten sich aus Sicht der Verteilnetzbetreiber besonders für das Smart Grid eignen. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass 15 der 25 analysierten technischen Komponenten aus den Bereichen Netz, Gebäude, Erzeugung, Speicherung sowie Informations- und Kommunikationstechnologie als vielversprechend bewertet werden können. Die zwei wesentlichen Kriterien bei der Bewertung der Komponenten sind ihr Potenzial, definiert als Beitrag zur Sicherstellung/Verbesserung der Netzstabilität und effizienten Netzauslastung, sowie ihre Marktnähe bzw. Marktreife (technische und wirtschaftliche Verfügbarkeit).<sup>23</sup>

Nachstehend werden die 25 Komponenten grafisch dargestellt (siehe Abb. 3), wobei jeder (angedeutete) Kreis für eine Technologiekomponente steht und je nach identifizierter Marktnähe-Potenzial-Einschätzung einer von acht Gruppen zugeordnet wird. Die Gruppen 1 bis 4 umfassen die als vielversprechend bewerteten Komponenten; hierzu zählen u. a. Blockheizkraftwerke, Kommunikations- und Dateninfrastruktur, Sensorik im Netz (Gruppe 1) und regelbare Ortsnetz-/Trafostationen (Gruppe 3). Weniger geeignet sind laut Analyse die Komponenten der Gruppen 5 bis 8, wozu z. B. regelbare Lasten/Speicher (Gruppe 5), Batterie-Systeme und Elektromobilität (Gruppe 8) gezählt werden.

---

<sup>23</sup> Vgl. BDEW/ZVEI (2011), S. 11.



**Abb. 3: Potenzial und Marktnähe der Technologiekomponenten des Smart Grid**  
Quelle: BDEW/ZVEI (2011), S. 10.

Dem NETL zufolge setzt sich ein Smart Grid ebenfalls aus einer Vielzahl von Technologien zusammen, welche sich auf fünf Schlüsseltechnologiebereiche aufteilen lassen. Diese werden im Folgenden dargestellt:

- *Integrated Communications (Integrierte Kommunikationslösungen)*: Die vollintegrierten, bidirektionalen Kommunikationstechnologien mit High-Speed-Geschwindigkeit ermöglichen eine dynamische, interaktive Infrastruktur, in welcher der Austausch von Informationen und Strom in Echtzeit erfolgen kann. Die offen gestaltete Konstruktion lässt eine enge Vernetzung zwischen den verschiedenen Netzkomponenten, Kunden und Betreibern zu, die es den Akteuren ermöglicht, miteinander zu kommunizieren.<sup>24</sup> Zudem stellen die integrierten Kommunikationslösungen eine notwendige Grundlage für alle weiteren Schlüsseltechnologiegebiete dar.<sup>25</sup>
- *Sensing and Measurement (Sensorik und Messtechnologien)*: Darunter fallen Technologien, die die Messtechnik und Aspekte des Energiemanagementsystems verbessern sowie es ermöglichen, dass Daten in Informationen umgewandelt werden. Dabei analysieren sie ständig den Zustand der Geräte und des Netzes und gewährleisten seine Integrität. Zudem bieten diese Technologien eine höhere Sicherheit vor Energiediebstählen und tragen zur häufigeren Zählerablesung bei, wodurch geschätzte Verbrauchs- und Rechnungsbeiträge überflüssig werden. Des Weiteren

<sup>24</sup> Vgl. NETL (2009a), S. 2.

<sup>25</sup> Vgl. ebd. (2007a), S. B 1-2.

werden Netzengpässe und Emissionen reduziert, indem neue Kontroll- und Steuerungsverfahren unterstützt werden und der Verbraucher neue Entscheidungsfreiheiten genießen kann, so dass eine verbraucherseitige Rückmeldung (Demand Response) ermöglicht wird.<sup>26</sup>

- *Advanced Components (Erweiterte Komponenten)*: Advanced Components nehmen eine aktive Rolle in der Bestimmung der elektrischen Eigenschaften des Netzes ein. Sie basieren auf den neuesten Forschungs- und Entwicklungserkenntnissen aus unterschiedlichen Bereichen wie der Leistungselektronik, Mikroelektronik, Energiespeicherung oder der Werkstoffe und zielen auf eine größere Leistungsdichte sowie eine höhere Zuverlässigkeit und bessere Stromqualität ab, ebenso wie auf eine verbesserte elektrische Effizienz. Dies kann zu einem erheblichen Umweltnutzen führen.
- *Advanced Control Methods (Erweiterte Kontroll- und Steuerungsmethoden)*: Mithilfe neuer Methoden und Algorithmen werden die Komponenten des Stromsystems überwacht, wodurch schnelle Diagnosen und Reaktionen bei Vorfällen ermöglicht werden. Außerdem stellen sie eine Stütze bei der Preisfindung dar und tragen zu einem effizienten Betrieb bei.
- *Improved Interfaces and Decision Support (Verbesserte Schnittstellen und Entscheidungshilfen)*: Diese Anwendungen und Geräte ermöglichen den Netzbetreibern und -anwendern den nahtlosen Betrieb eines modernen, intelligenten Netzes. Die Übermittlung der Daten als leicht verständliche Informationen führen dazu, dass schnellere und bessere Entscheidungen durch den Menschen getroffen werden können.<sup>27</sup>

Die IEA hingegen unterteilt das Smart Grid in acht Technologiefelder, die jeweils eine Vielzahl weiterer Technologien beinhalten:

- *Wide Area Monitoring and Control (Breitflächige Überwachung und Steuerung)*: Dieses Technologiefeld ermöglicht den Systembetreibern den Netzbetrieb über große geographische Gebiete in Echtzeit zu überwachen, zu steuern und zu optimieren. Dabei werden mithilfe moderner Systemanalysetechniken wichtige Daten als Entscheidungsgrundlage generiert. Mögliche Netzausfälle und Störungen können so vermieden, die Integration von erneuerbaren Energien erleichtert und die Übertragungskapazität sowie die Verlässlichkeit erhöht werden.
- *Information and communications technology integration (Integration von Informations- und Kommunikationstechnologien)*: Hierdurch wird im gesamten

---

<sup>26</sup> Vgl. NETL (2007b), S. B 2-2.

<sup>27</sup> Vgl. ebd. (2009a), S. 2.

Netzsystem die Integration einer intelligenten Struktur ermöglicht. Sie umfasst eine Vielzahl an miteinander verbundenen Netzwerken und bildet die Basis für eine bidirektionale Kommunikation in Echtzeit, welche als Voraussetzung für ein effizienteres Energiemanagement dient.

- *Renewable and distributed generation integration (Integration erneuerbarer und dezentraler Energieerzeugung)*: Neben den traditionellen Energiequellen werden vermehrt dezentrale und erneuerbare Energiequellen an das Stromnetz angeschlossen. In diesem Zusammenhang können Energiespeicher eine Schlüsselrolle spielen, da sie die variable Natur erneuerbarer Energien neutralisieren können, indem die überschüssige Energie zu Zeiten zugänglich gemacht werden kann, wenn die Sonnen- und/oder Windverhältnisse sich so gestalten, dass nur wenig Energie produziert werden kann.<sup>28</sup> Neben den Standardtechnologien, um traditionelle Energiequellen an das Netz anzuschließen, sind weitere neue Technologien notwendig, um beispielsweise den durch Solarmodule erzeugten Gleichstrom in netzfähigen Wechselstrom umzuwandeln.<sup>29</sup>
- *Transmission enhancement applications (Anwendungen zur Optimierung der Übertragung)*: Diese Technologien erleichtern die Steuerung der Übertragungsnetze, maximieren die Leistungsübertragung, verringern Übertragungsverluste und reduzieren das Risiko von Überlastungen.
- *Distribution Grid Management (Management des Verteilnetzes)*: Im Kern steht hier die Verbindung von Sensorik- und Automatisierungstechnologien, um die dezentrale Erzeugung zu kontrollieren, das Spannungsniveau stabil zu halten, die Einspeisung automatisch zu konfigurieren, Fehler zu lokalisieren und Ausfälle zu reduzieren.
- *Advanced Metering Infrastructure (Advanced Metering Infrastruktur)*: Das Vorliegen einer Advanced Metering Infrastruktur (AMI) setzt die Umsetzung einer Reihe von Technologien voraus. Hierzu zählen u. a. intelligente Zähler (Smart Meter), die einen bidirektionalen Daten- und Informationsfluss ermöglichen und Kunden und Energieversorgern Informationen über den Strompreis und -konsum zur Verfügung stellen. Die AMI umfasst eine Vielzahl an Funktionen, zu denen u. a. zählen: Die Feststellung von Verlusten und Diebstählen, die An- und Abschaltung des Netzanschlusses aus der Ferne, Preissignale für den Verbraucher oder das Fernauslesen in Echtzeitgeschwindigkeit.
- *Electric vehicle charging infrastructure (Ladeinfrastruktur für Elektromobilität)*: Elektrofahrzeuge sind auf Stromspeichertechnologien wie Batterien angewiesen.

---

<sup>28</sup> Vgl. IEA (2011), S.17f.

<sup>29</sup> Vgl. Reuters (2010), o. S.

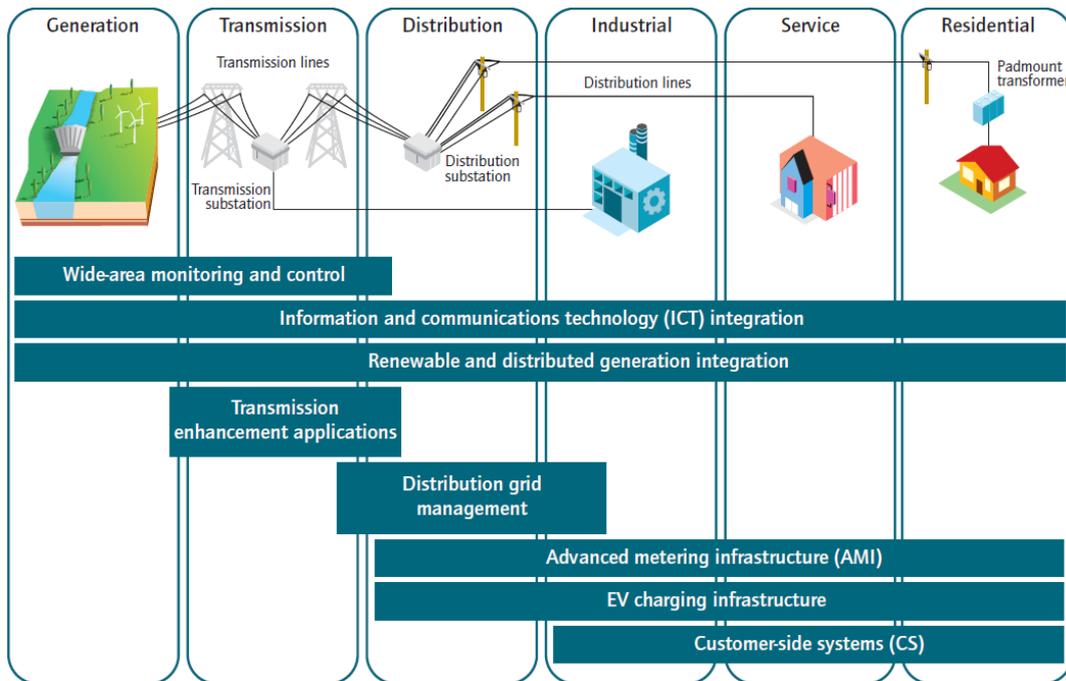
Um diese an das Netz anschließen und aufladen zu können, ist eine Ladeinfrastruktur notwendig, welche das Abrechnungsverfahren, die Zeitplanung und andere intelligente Funktionen vereint. Während das Aufladen der Fahrzeuge zu Zeiten niedriger Energienachfrage stattfindet, kann die in den Batterien gespeicherte Energie zu Spitzenlastzeiten zurück in das Netz gespeist werden, soweit die vorhandenen Aufladestationen einen bidirektionalen Stromfluss erlauben.

- *Customer-side systems (Verbraucherseitige Systeme)*: Verbraucherseitige Systeme wie neue Stromspeichertechnologien und intelligente Anwendungen werden unterstützend eingesetzt, um den Stromverbrauch im Industrie-, Dienstleistungs- und Privatbereich zu verwalten. Dies führt zu einer höheren Energieeffizienz, die sowie die Reduktion der Spitzenlasten beschleunigt werden kann, indem eine manuelle und automatische, preissensible verbraucherseitige Rückmeldung ermöglicht wird.<sup>30</sup>

Neben der Aufteilung des Smart Grid in acht relevante Technologiefelder wird zudem eine Zuordnung der Technologiefelder in sechs identifizierte Wertschöpfungsstufen des Energiesystems vorgenommen (siehe Abb. 4). Dabei wird deutlich, dass die meisten Technologiefelder mehr als nur einer Wertschöpfungsstufe zugeordnet werden („Integration von Informations- und Kommunikationstechnologien“ und „Integration erneuerbarer und dezentraler Energieerzeugung“ finden sich in allen Wertschöpfungsstufen wieder) sowie in fast allen Netzbereichen mehrere Technologiefelder von Relevanz sind.

---

<sup>30</sup> Vgl. IEA (2011), S. 18f.

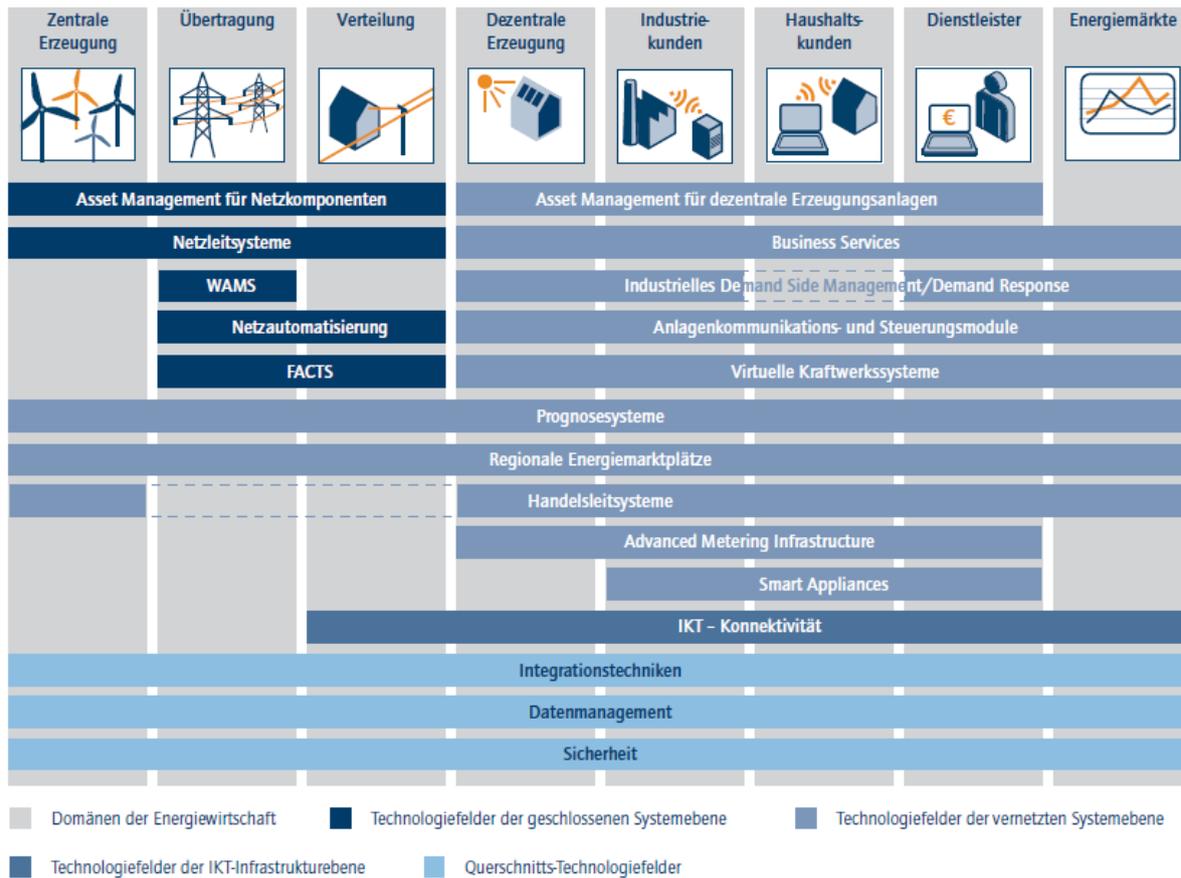


**Abb. 4: Zuordnung der Technologiefelder des Smart Grid auf Wertschöpfungsstufen des Energiesystems**

Quelle: IEA (2011), S. 17.

Ähnlich aufgebaut ist die folgende Darstellung (siehe Abb. 5) aus der acatech-Studie. Während hier ebenfalls eine Zuordnung der identifizierten Technologiefelder eines Smart Grid in die unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen des Energiesystems vorgenommen wird, sind auch Unterschiede zur vorherigen Abbildung auszumachen. So fällt die Aufteilung des Smart Grid in 19 Technologiefelder deutlich differenzierter aus. Des Weiteren werden in der acatech-Studie acht Wertschöpfungsstufen bzw. sogenannte „Domänen der Energiewirtschaft“ unterschieden. Diese werden als Fachbereiche oder Anwendungsgebiete definiert, die eine abgrenzbare Aufgabe im Gesamtsystem übernehmen. Während die Energiemärkte hier als neue Domäne auftreten, wird zusätzlich eine Differenzierung der Erzeugung in zentrale und dezentrale Erzeugung vorgenommen. Die Technologiefelder in der acatech-Studie werden zudem drei übergeordneten Ebenen des Energieversorgungssystems zugeordnet, die als geschlossene Systemebene, Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)-Infrastrukturebene und vernetzte Systemebene bezeichnet werden. Diese drei Ebenen unterscheiden sich u. a. in ihrer Architektur, ihren in IKT-Anwendungen abgebildeten Funktionen, der Zugänglichkeit und der Intensität des Informationsaustauschs.<sup>31</sup> 16 der 19 Technologiefelder sind diesen drei Ebenen zugeordnet, während die übrigen drei Technologiefelder separat der Kategorie Querschnitts-Technologiefelder zugeordnet werden.

<sup>31</sup> Vgl. Appellrath/Kagermann/Mayer (2012), S. 98ff.



**Abb. 5: Technologiefelder im Future Energy Grid. Darstellungen der Kategorisierung in Systemebenen und Domänen der Energiewirtschaft**

Quelle: Appellrath/Kagermann/Mayer (2012), S. 102.

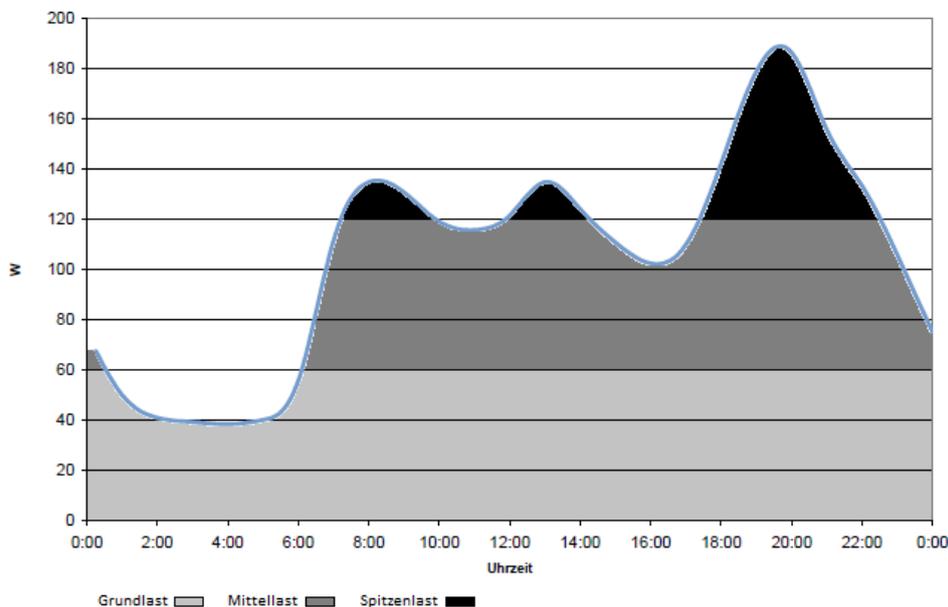
Zusammenfassend ist im Hinblick auf die in diesem Abschnitt untersuchten Technologiefelder, die ein Smart Grid ausmachen, festzuhalten, dass durchaus unterschiedliche Ansätze verfolgt werden. Grundsätzlich lässt sich zwar feststellen, dass sich die Anzahl der identifizierten Technologiefelder unterscheidet und teilweise Technologien einzelne Technologiefelder darstellen, während sie woanders als Beispieltechnologie eines Technologiefeldes genannt werden, jedoch werden im Kern größtenteils dieselben Technologiekomponenten betrachtet.

Für den Zweck dieser Arbeit, die u. a. eine Zuordnung der in den Analysen behandelten Technologiefelder vornimmt, eignen sich insbesondere die Aufteilungen nach dem National Energy Technology Laboratory und der Internationalen Energieagentur, da sie deutlich weniger differenziert ausfallen als in der acatech-Studie und daher die Zuordnung der Technologien handhabbarer erscheint. Dennoch sind sie umfassend genug, indem den vergleichsweise wenigen Technologiearten eine Vielzahl einzelner Technologien zugeordnet werden können. Da die achtgliedrige Aufteilung nach der IEA mehr Technologien zu umfassen scheint, indem beispielweise u. a. auch der Bereich Elektromobilität explizit eingeschlossen wird und sie im Gegensatz zu den anderen Aufteilungen einen internationalen Fokus einnimmt, wird

die im Rahmen dieser Arbeit vorgenommene Zuordnung der Technologien diesem Muster folgen. Diese Orientierung erscheint besonders vor dem Hintergrund sinnvoll, dass die Arbeit in ihren Untersuchungen international vorliegende Kosten-Nutzen-Analysen eines intelligenten Stromnetzes untersucht.

### 2.3. Gründe zur Einführung intelligenter Stromnetzstrukturen

Die heutige Elektrizitätsversorgung ist netzgebunden, bietet wenige Speichermöglichkeiten und zeichnet sich durch eine ineffiziente sowie kostenintensive Nutzung aus. Um eine sichere Versorgung gewährleisten zu können, muss das System in der Lage sein, zeitnah auf Veränderungen in der Nachfrage zu reagieren. Die derzeitige Balance zwischen Angebot und Nachfrage erfolgt mithilfe standardisierter Lastprofile.<sup>32</sup> Abb. 6 zeigt ein solches Standardlastprofil für Haushaltskunden im Hinblick auf den Strombedarf eines Winterwerktages. Durch die fast ausschließliche Verwendung von elektro-mechanischen Ferrariszählern wird lediglich der Gesamtverbrauch im Abrechnungszeitraum gemessen, so dass individuelle zeitliche Nachfrageverläufe nicht erfasst werden. Vielmehr wird mithilfe von Standardlastprofilen der Gesamtverbrauch auf den tageszeitlichen Verlauf umgerechnet. Dementsprechend findet kein individueller Bezug zum Zeitpunkt des Stromverbrauchs statt.<sup>33</sup>



**Abb. 6: Standardlastprofil für Haushaltskunden (Winter-Werktag)**

Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an: wik-Consult/Fraunhofer ISI/Fraunhofer ISE (2006), S. 101.

Bei unvorhergesehenen hohen Nachfragespitzen kommen heute Spitzenlastkraftwerke zum Einsatz, die aber den Nachteil haben, dass sie im Betrieb sehr kostenintensiv und

<sup>32</sup> Vgl. Kranz (2011), S. 15.

<sup>33</sup> Vgl. wik-Consult/Fraunhofer ISI/Fraunhofer ISE (2006), S. 100.

zudem hochgradig umweltschädigend sind. Mit dem Anspruch vieler Regierungen weltweit, den Anteil der Stromerzeugung durch fluktuierende Energiequellen wie Wind- und Sonnenenergie zu erhöhen, wächst die Notwendigkeit einer intelligenten Steuerung.<sup>34</sup> Grund hierfür ist, dass das Energienetz in seiner heutigen Konzeption keinen hohen Anteil fluktuierender Energiequellen aufnehmen kann, ohne die Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu gefährden. Steigt der Anteil an volatilen Energien im Netz, insbesondere stark fluktuierende erneuerbare Energiequellen wie Sonnen- und Windkraft stehen hier im Fokus, steigt die Gefahr der Netzinstabilität.<sup>35</sup> So stellt die heutige Netzsituation in Europa eine Bedrohung für die Sicherheit, Qualität und Verlässlichkeit der zukünftigen Versorgung dar, in der erneuerbare Energien in ihrer Bedeutung voraussichtlich weiter zunehmen werden. Eine sichere Versorgung ist jedoch notwendig, da moderne Gesellschaften immer stärker auf eine zuverlässige Versorgung mit Energie angewiesen sind.<sup>36</sup> Dieser Umstand geht zum einen auf die steigende Abhängigkeit von elektrischen Technologien zurück. Zum anderen sorgt generell auch der Anstieg der Weltbevölkerung dafür, dass die Nachfrage nach Strom steigt und die Netzstabilität gefährdet wird<sup>37</sup>; wenngleich dies nur bedingt für die voraussichtlich bis 2050 leicht rückgängige Bevölkerung im europäischen Raum zutrifft.<sup>38</sup>

Die Energy Information Administration (EIA) rechnet im Zeitraum von 2004 bis 2030 nahezu mit einer Verdopplung der Energieerzeugung. Wurden 2004 weltweit noch 16.424 Mrd. kWh an Strom produziert, rechnet man 2030 mit 30.364 Mrd. kWh.<sup>39</sup> Länder, die keine „ausreichenden“ Reserven an fossilen Energieträgern vorzuweisen haben, werden folglich zunehmend mit dem Problem konfrontiert werden, die Versorgungssicherheit in ihrem Land aufrechtzuerhalten. Die Verwendung von erneuerbaren Energien in Kombination mit Smart Grids stellt einen möglichen Lösungsansatz für dieses Problem dar.<sup>40</sup> Im intelligenten Netzsystem stehen die einzelnen Infrastrukturkomponenten ständig im Austausch von Daten und Informationen und ermöglichen auf diese Weise einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien im Netz, indem das System die Balance zwischen Angebot und Nachfrage aufrechterhält und für eine effiziente Nutzung des Netzes sorgt.<sup>41</sup>

Ein weiterer wichtiger Aspekt, der dafür spricht, Smart Grids einzusetzen, wurde mit der steigenden Bedeutung von erneuerbaren Energien bereits angedeutet: der Umwelt- und Klimaschutzgedanke. So liegt der Grundgedanke von erneuerbaren

---

<sup>34</sup> Vgl. Kranz (2011), S. 15.

<sup>35</sup> Vgl. acatech (2012), S. 4.

<sup>36</sup> Vgl. European Commission (2006), S. 12.

<sup>37</sup> Vgl. Global Environment Fund/Global Smart Energy (2008), S. 12.

<sup>38</sup> Vgl. United Nations (2011), S. 2.

<sup>39</sup> Vgl. Global Environment Fund/Global Smart Energy (2008), S. 12.

<sup>40</sup> Vgl. European Commission (2006), S. 12.

<sup>41</sup> Vgl. acatech (2012), S. 4.

Energien in der Entlastung der Umwelt. Da ein wesentlicher Teil der global verursachten Emissionen wie Kohlenstoffdioxid durch die Elektrizitätsproduktion hervorgerufen wird und den Klimawandel vorantreibt, wird nach alternativen Möglichkeiten gesucht, Volkswirtschaften mit Energie zu versorgen. Smart Grids scheinen als Lösung gut geeignet, weil sie auch dann die Netzstabilität gewährleisten können, wenn der Anteil alternativer Energiequellen hoch ist. Somit kann eine Modernisierung der Energiewirtschaft einen erheblichen Beitrag leisten, dem Klimawandel entgegenzuwirken.<sup>42</sup>

Auch Märkte wie der europäische Binnenmarkt könnten ökonomisch von einem europaweiten intelligenten Netzsystem profitieren, indem Wachstumseffekte freigesetzt werden, wenn eine europaweite Liberalisierung zu mehr Wettbewerb führt, mit dem Resultat einer effizienteren Nutzung der Netze und der Schaffung von Innovationsanreizen. Voraussetzung hierfür ist jedoch ein effizienter gesetzlicher Rahmen.<sup>43</sup> Kleine Unternehmen und Start-ups könnten durch Smart Grids die Möglichkeit erhalten, mit innovativen Diensten und Anwendungen am Marktgeschehen zu partizipieren.<sup>44</sup>

Für Verbraucher in Europa könnten sich ebenfalls Vorteile durch die Einführung von Smart Grids ergeben, indem sie aufgrund des höheren Wettbewerbsdrucks von einem größeren Dienstleistungsangebot profitieren und die effizientere Nutzung der Netze sowie der steigende Kostendruck sich positiv auf die Strompreise auswirken können.<sup>45</sup> Dies und die Vermutung, dass laut einer Studie des Umweltbundesamtes<sup>46</sup> die durchschnittlichen Stromkosten aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 mit 7,6 Cent pro kWh bereits geringer ausfallen werden als die durchschnittlichen Stromkosten aus fossilen Energien mit 9 Cent pro kWh, könnte dem Trend steigender Strompreise (siehe Abb. 7), welcher sich durch die hohen Infrastrukturaufwendungen weiter intensivieren dürfte, zumindest zu einem gewissen Teil entgegenwirken.

---

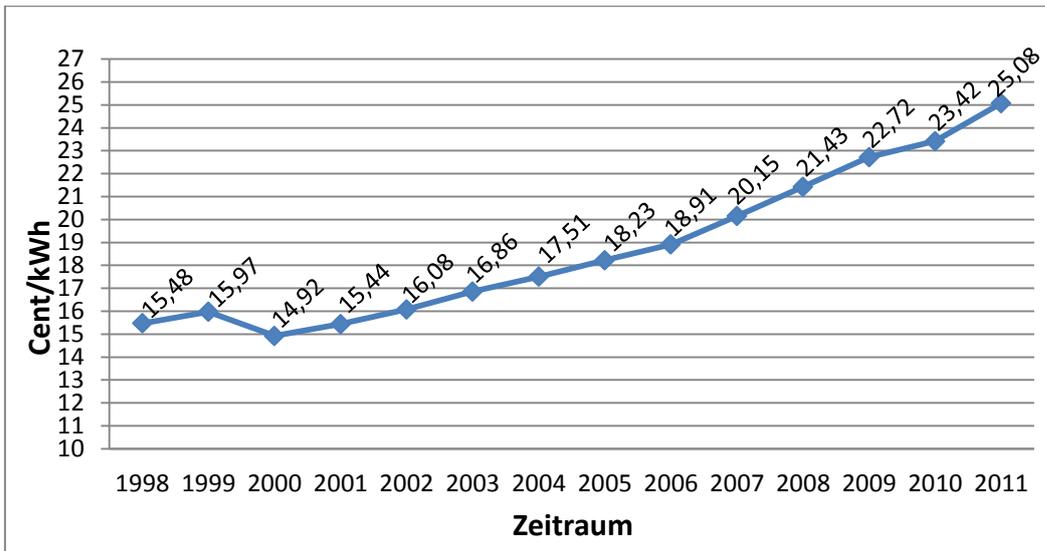
<sup>42</sup> Vgl. PA Government Services (2010), S. 5.

<sup>43</sup> Vgl. European Commission (2006), S. 12.

<sup>44</sup> Vgl. acatech (2012), S. 4.

<sup>45</sup> Vgl. European Commission (2006), S. 12.

<sup>46</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2012), S. 4.

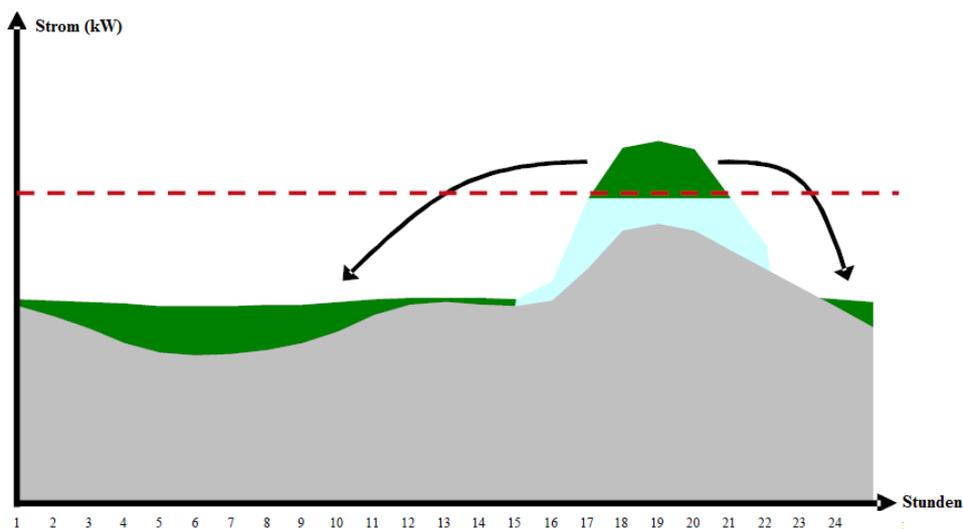


\* Die angenommene Abgabemenge pro Haushalt beträgt 325 kWh/Monat, inkl. aller Steuern und Abgaben.

**Abb. 7: Strompreisentwicklung für private Haushalte in Deutschland zwischen 1998 und 2011**

Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an: Datenmaterial des BMWi (2013), Tab. 26.

Des Weiteren hätten die Verbraucher im Falle eines intelligenten Netzsystems die Möglichkeit, intelligente Anwendungen zu nutzen, die u. a. den Stromverbrauch in der Weise kontrollieren und steuern könnten, dass möglichst günstige Tarife verwendet werden. Damit würde der Verbraucher einen unmittelbaren Vorteil aus den entstehenden variablen Stromtarifen ziehen können, die der unterschiedlichen Netzauslastung im Tagesverlauf entsprechen.<sup>47</sup> Der daraus resultierende „Verzicht“ auf Strom zu Zeiten kostspieliger Spitzenlasten (siehe Abb. 8) kann zudem Engpässe und großflächige Stromausfälle verhindern und die Zuschaltung teurer Spitzenlastkraftwerke überflüssig machen, was wiederum positive Strompreiseffekte vermuten lässt.<sup>48</sup>



**Abb. 8: Die Verlagerung des Energiekonsums**

Quelle: Danish Ministry of Climate, Energy and Building (2011), S. 3.

<sup>47</sup> Vgl. acatech (2012), S. 4.

<sup>48</sup> Vgl. US Environmental Protection Agency (2010), S. 4.

## 2.4. Alternative Lösungswege zur Integration erneuerbarer Energien

---

Neben Smart Grids stehen weitere Lösungsansätze zur Diskussion, die eine mögliche Antwort auf die steigende Gefahr der Netzinstabilität, hervorgerufen durch einen höheren Anteil an volatiler sowie zunehmend dezentraler erzeugter Energie, darstellen. Zu nennen sind hier u. a.:

- Ausbau des konventionellen Netzes;
- Regelbare erneuerbare Energien, wie z. B. Biomasse;
- Nutzung großdimensionierter Energiespeichertechnologien;
- Energieimporte bzw. -exporte;
- Erhöhung der Flexibilität konventioneller Großkraftwerke;
- Hybrid- bzw. Kombikraftwerke;
- Direktvermarktung.

Die Liste erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit, bringt jedoch deutlich zum Ausdruck, dass neben Smart Grids eine Vielzahl weiterer Ansätze denkbar ist. Hierbei ist zu beachten, dass verschiedene Lösungswege auch ergänzend zueinander zum Einsatz kommen können und zudem, obwohl andere Schwerpunkte zur Lösung des Problems gesetzt werden, verschiedene Ansätze Parallelen aufweisen. So kann auch beim Umbau des Energieversorgungssystems zu einem Smart Grid nicht gänzlich auf den konventionellen Netzausbau verzichtet werden. Auch sind Speichertechnologien in der Regel bei Smart Grid-Modellen von großer Bedeutung.

Nachfolgend werden drei relativ häufig diskutierte Ansätze beschrieben.

Der **konventionelle Netzausbau** wird allgemein hin als wichtiger Grundpfeiler verstanden, um die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung auch bei höherem Anteil erneuerbarer Energien gewährleisten zu können. Deshalb scheint ein Ausbau des konventionellen Netzes unvermeidbar, da der steigende Anteil an unkonventionellen Energiequellen einen Bedarf an neuen Übertragungs- und Verteilnetzen nach sich zieht. Schon heute liegt in Deutschland ein erhebliches geografisches Gefälle zwischen der Windenergieleistung im Norden und Osten und der hohen Konzentration an Lastzentren im Süden und Westen vor. Durch große Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee wird dieses Gefälle zukünftig weiter zunehmen und der Transportbedarf wachsen.<sup>49</sup> Bestätigt wird dies u. a. durch die Netzstudien I und II der Deutschen Energie-Agentur (dena), die einen umfangreichen Netzausbau erforderlich sehen, um mit der Entwicklung der erneuerbaren Energieerzeugung Schritt halten zu können und so ihre vollständige Integration in das Netz gewährleisten zu können. Der ermittelte zusätzliche

---

<sup>49</sup> Vgl. dena (2012a), S. 120.

Netzausbaubedarf im deutschen Übertragungsnetz wird in der dena-Netzstudie I mit 850 km bis zum Jahr 2015 beziffert, während die dena-Netzstudie II den zusätzlichen Bedarf zwischen 2015 und 2020 auf weitere 1.700 bis 3.600 km schätzt.<sup>50</sup> Die Dringlichkeit zusätzlicher Transportinfrastruktur zeigt sich in Deutschland u. a. dadurch, dass es vermehrt zu Abregelungen von unkonventionellen und konventionellen Erzeugungsanlagen kommt sowie sich zeitweise negative Strompreise<sup>51</sup> an der Leipziger Strombörse bilden. Laut dem Weltenergieerat ist es deshalb konsequent, dem Ausbau der vorhandenen Übertragungsnetze einen hohen Stellenwert beizumessen. Jedoch sei es technisch unmöglich, die Stromschwankungen allein mit dem Ausbau des konventionellen Netzes vollständig in den Griff zu bekommen.<sup>52</sup> Zudem wäre diese Herangehensweise für sich alleine genommen, genauso wie die heutige Netzverwendung, kosteneffizient, da man auch im Kern auf Netzüberkapazitäten setzt, um Überlastungen des Netzes zu vermeiden. Folglich wird dieser Alternativansatz im Vergleich zum Smart Grid auch als „Dumb Grid“ bezeichnet.<sup>53</sup> Dennoch sei erwähnt, dass ein Ausbau der konventionellen Netzinfrastruktur auch dann unumgänglich bleibt, wenn ergänzend Smart Grids zum Einsatz kommen und für eine bessere Ausnutzung der Netzinfrastruktur sorgen, so dass dadurch der Ausbaubedarf gedämpft werden könnte.<sup>54</sup>

Eine weitere Möglichkeit zur Sicherstellung der Netzstabilität stellt die **Direktvermarktung** dar. Anlagenbetreibern von erneuerbaren Energien wird durch die Direktvermarktung die Möglichkeit eröffnet, ihren Strom selbstständig an der Strombörse anzubieten. Bisher haben sich die Anlagenbetreiber kaum für diesen Weg entschieden, sondern fast ausschließlich für die Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Dieses gewährt den Betreibern für einen Zeitraum von in der Regel 20 Jahren, unabhängig vom eigentlichen Marktpreis und damit unabhängig von der Angebots-Nachfrage-Situation, eine feste Einspeisevergütung.<sup>55</sup> Die vorrangige Abnahme von erneuerbaren Energien führt dazu, dass der Strom unabhängig davon, ob ein Bedarf am eingespeisten Strom vorliegt, zur festgelegten Einspeisevergütung abgenommen wird. Durch die Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zum 01.01.2012 soll der Einspeiseproblematik entgegengesteuert werden. So wurde das EEG um neue Regelungen zur Integration von erneuerbaren Energien erweitert. Die sogenannte Marktprämie als neue Form der Direktvermarktung zielt darauf ab, dass Strom aus erneuerbaren Energien nachfrageorientierter als bisher angeboten wird. So soll die

---

<sup>50</sup> Vgl. dena (2010b), S. 107f.

<sup>51</sup> Negativer Strompreis meint, dass die Stromproduzenten für die Abnahme der angebotenen Energie eine Prämie zahlen, da ein Überangebot vorliegt.

<sup>52</sup> Vgl. Weltenergieerat – Deutschland e.V. (2011), S. 39ff.

<sup>53</sup> Vgl. Eurelectric (2011), S. 9.

<sup>54</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011), S. 11f.

<sup>55</sup> Vgl. Andor et al. (2011), S. 22.

Marktprämie den Anlagenbetreibern einen höheren Anreiz bieten, ihre Anlage in Abhängigkeit der Nachfrage zu betreiben. Diese können nun monatlich frei wählen, ob sie weiterhin feste Einspeisevergütungen beziehen wollen oder auf diese verzichten, um selbst am Strommarkt aktiv zu werden. Für Anlagenbetreiber besteht somit die Möglichkeit, bei hoher Nachfrage und hohen Preisen am Markt höhere Erlöse zu erzielen.<sup>56</sup> Neben den Verkaufserlösen wird dem Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber eine „Marktprämie“ ausgezahlt, die sich aus der Differenz zwischen der EEG-Vergütung und dem durchschnittlichen Marktpreis ergibt. Diese wird gezahlt, da die Einspeisevergütung zumeist höher ist als der Strompreis an der Börse. Außerdem erhalten die Anlagenbetreiber eine Managementprämie, die die administrativen Kosten und den Strukturierungsaufwand abdecken soll. Neben der Marktprämie lassen sich zwei weitere Formen der Direktvermarktung unterscheiden: Das sogenannte „Grünstromprivileg“ sowie die „sonstige Direktvermarktung.“ Beim Grünstromprivileg verkaufen die Anlagenbetreiber ihren Strom nicht an der Strombörse, sondern direkt an Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die von einer Verringerung der EEG-Umlagenzahlungen profitieren können. Auch hier kann es zu einem höheren Verkaufserlös für die Anlagenbetreiber kommen. Hingegen umfasst die sonstige Direktvermarktung alle Formen der Direktvermarktung, die nicht gefördert werden.<sup>57</sup>

Die Direktvermarktung steht jedoch besonders aufgrund der im Jahr 2012 eingeführten Marktprämie in der Kritik. Denn diese könne kaum zur Integration erneuerbarer Energien beitragen, sondern führe lediglich zu hohen Mitnahmeeffekten für die Anlagenbetreiber.<sup>58</sup> Außerdem werden laut dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) die Betreiber von erneuerbaren Energien-Anlagen auch zukünftig nur in geringem Maße zur Marktintegration von erneuerbaren Energien beitragen können.<sup>59</sup>

Eine weitere Alternative zur Integration erneuerbarer Energien stellen **große Energiespeicher** dar. Es lassen sich verschiedene Arten und Größen der Stromspeicherung unterscheiden: Mechanische Speicher wie Druckluftspeicher und Pumpspeicher, elektrochemische Speicher wie Batterien sowie elektrische Speicher wie Kondensatoren.<sup>60</sup> Im Allgemeinen nehmen Speichertechnologien eine Schlüsselrolle in der Integration erneuerbarer Energien ein und kommen bei mehreren Lösungsansätzen zum Einsatz.<sup>61</sup> Jedoch liegen derzeit auf den Strommärkten nur wenige Anreize zur Investition in Speicher vor. Studien weisen darauf hin, dass erst ab einem erneuerbaren Energieanteil zwischen 40% und 75% sich Speicher im Wettbewerb gegenüber

---

<sup>56</sup> Vgl. Lüdemann/Ortmann (2012), S. 325f.

<sup>57</sup> Vgl. Valentin (2012), S. 11ff.

<sup>58</sup> Vgl. Lüdemann/Ortmann (2012), S. 333f.

<sup>59</sup> Vgl. BMWi (2010), S. 114.

<sup>60</sup> Vgl. Weltenergieerat (2011), S. 43.

<sup>61</sup> Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (2012b), S. 23.

anderen Optionen zur Flexibilisierung des Netzes durchsetzen könnten.<sup>62</sup> Im Folgenden wird ausschließlich auf Pumpspeicherwerke eingegangen, die große Mengen an überschüssigen Strom speichern können und momentan die wirtschaftlichste Methode zur Speicherung von Energie darstellen. Sie zeichnen sich zudem in der Regel durch ihre hohe Flexibilität aus und kommen in vielen Ländern bereits seit Jahren zum Einsatz. Jedoch sind die Ausbaumöglichkeiten in Ländern wie Deutschland begrenzt, da es an geografisch geeigneten und genehmigungsfähigen Standorten mangelt.<sup>63</sup> Mit einer Speicherkapazität von weltweit mehr als 127.000 MW stellen sie die am weitesten verbreitete Methode zur Speicherung von Energie dar.<sup>64</sup>

Die Elektrizitätsspeicherung bei Pumpspeicherwerken erfolgt, indem große Mengen Wasser mit elektrischer Energie von einem niedriggelegenen zu einem höher gelegenen Becken transportiert werden und dort in potenzielle Energie umgewandelt und gespeichert werden. Bei Strombedarf wird Wasser aus dem höher gelegenen Becken abgelassen und zum Antrieb von Turbinen verwendet, die wiederum Strom erzeugen. Die Nutzung von Pumpspeichern ist seit mehreren Jahrzehnten profitabel und aufgrund des hohen Wirkungsgrades von bis zu 80% kann der zwischengespeicherte Strom sowohl zum Ausgleich von Tageslastschwankungen verwendet werden als auch zur Bereitstellung von Regel- und Reserveleistung.<sup>65</sup> Damit können Pumpspeicher einen Beitrag leisten, die Ausweitung konventioneller Spitzenlastkapazitäten überflüssig zu machen. Die Verwendung von Pumpspeichern als Langzeitspeicher ist jedoch unwahrscheinlich, da sich dann die Investitionskosten nicht amortisieren lassen. Alternativen zur Langzeitspeicherung stellen z. B. Methan aus erneuerbaren Energien (EE-Methan) und Wasserstoff dar, jedoch weisen diese Alternativen derzeit nicht den gleichen technischen Reifegrad wie Pumpspeicher auf.<sup>66</sup>

Aufgrund der stark begrenzten Ausbaumöglichkeiten von Pumpspeicherkraftwerken in Ländern wie Deutschland steht zudem zur Diskussion, inwiefern es sinnvoll sein kann, die enormen Pumpspeicherkapazitäten in anderen Ländern zu nutzen. Voraussetzung hierfür ist jedoch ein grenzüberschreitender Ausbau der Stromübertragungsnetze.<sup>67</sup> Mögliche Kooperationsländer sind z. B. Norwegen und Schweden. Der von der Bundesregierung eingesetzte Sachverständigenrat für Umweltfragen geht in seinem Sondergutachten von 2010 davon aus, dass die Kapazitäten der Speicherkraftwerke in diesen Ländern den Speicherbedarf der Bundesrepublik, um Schwankungen der zukünftig eingespeisten erneuerbaren Energien auszugleichen, um ein Vielfaches übertrifft. So biete alleine Norwegen 84 TWh Wasserbeckenkapazität durch die

---

<sup>62</sup> Vgl. BMU (2013a), S. 3.

<sup>63</sup> Vgl. BMWi (2010), S. 28.

<sup>64</sup> Vgl. EPRI (2010), S. viii.

<sup>65</sup> Vgl. dena (2010a), S. 72ff.

<sup>66</sup> Vgl. Fraunhofer IWES (2010), S. 114ff.

<sup>67</sup> Vgl. BMWi (2010), S. 29.

dortigen zu Pumpspeichern ausbaufähigen Speicherwasserkraftwerke<sup>68</sup>; im Vergleich war 2010 in Deutschland eine Pumpspeicherleistung von etwa 7 GW installiert. Bei einer Nutzungsdauer von täglich vier bis acht Stunden ergibt sich daraus eine Gesamtspeicherkapazität von etwa 40 GWh bzw. 0,04 TWh.<sup>69</sup>

Um nicht nur beurteilen zu können, ob Smart Grids für sich alleine genommen positiv sind oder nicht, sondern auch wie sie im Vergleich mit anderen Alternativen zur Integration von erneuerbaren Energien abschneiden, werden die in den Kosten-Nutzen-Analysen ermittelten Wohlfahrtseffekte von Smart Grids auch mit denen von Großspeichern und dem konventionellen Netzausbau gegenübergestellt (siehe Kapitel 4).

### **3. Einführung in die Kosten-Nutzen-Analyse**

---

Im Folgenden wird ein Einblick in die Grundzüge von Kosten-Nutzen-Analysen gegeben. Im Vordergrund stehen ihre Funktionen, ihr Aufbau sowie Vor- und Nachteile, die im Allgemeinen mit der Erstellung einer Kosten-Nutzen-Analyse in Verbindung gebracht werden. Dies dient dem Zweck, eine Grundlage für das Verständnis von Kosten-Nutzen-Analysen herzustellen sowie als Basis für die anschließende Betrachtung und Bewertung von identifizierten Kosten-Nutzen-Analysen.

#### **3.1. Kosten-Nutzen-Analyse und ihr Aufbau**

---

Eine Kosten-Nutzen-Analyse stellt in erster Linie ein Hilfsmittel dar, um die Auswirkungen von Investitionsentscheidungen vorab abschätzen zu können. Zudem kann sie ebenfalls zur nachträglichen Beurteilung von getätigten Investitionen eingesetzt werden. Der Einsatz einer Kosten-Nutzen-Analyse ist sinnvoll, wenn erhebliche Unsicherheiten bezüglich der Bewertung einer potenziellen Entscheidung vorliegen und wichtige Faktoren kaum oder gar nicht mit konkreten Geldströmen quantifiziert werden können. Insbesondere eignet sie sich deshalb für öffentliche Projekte.<sup>70</sup> Grund hierfür ist, dass bei öffentlichen Vorhaben oftmals nicht-monetäre Wirkungen von Investitionen eine wichtige Rolle einnehmen und es sich häufig um öffentliche Güter handelt, die kostenlos oder sehr preiswert den Bürgern zur Verfügung stehen. Da für diese Güter keine Marktpreise existieren, können die Vorteile der Investition nicht direkt in Geldeinheiten ausgedrückt und mit den anfallenden Kosten verglichen werden. Vielmehr stehen die direkten und indirekten Auswirkungen auf alle Betroffenen dieser Entscheidung im Mittelpunkt des Interesses, um die potenzielle Investition beurteilen zu

---

<sup>68</sup> Vgl. SRU (2010), S. 66.

<sup>69</sup> Vgl. VDE (2009), o. S.

<sup>70</sup> Vgl. Jung (2007), S. 133.

können. Dementsprechend kommt die Kosten-Nutzen-Analyse häufig bei großen öffentlichen Projekten, wie z. B. bei Vorhaben im Verkehrssektor (Straßen, Flughäfen etc.), in der Ver- und Entsorgung (Kraftwerke, Mülldeponien etc.) oder im Bildungssektor (Aus- und Fortbildungsmaßnahmen), zur Anwendung. Neben den geplanten Auswirkungen öffentlicher Projekte kommt es oftmals auch zu positiven und negativen Nebeneffekten, die nicht direkt beabsichtigt wurden. So kann der Bau einer neuen Autobahn durch die entstehende Lärmbelästigung oder Umweltverschmutzung zu ungewollten negativen Effekten führen, die bei der Beurteilung der Investition Berücksichtigung finden sollten. Doch auch bei privaten, nicht-öffentlichen Gütern kann es von Bedeutung sein, die nicht-monetären Effekte einer Investition zu betrachten, um auch aus Sicht der Gesamtgesellschaft die richtige Entscheidung zu treffen.<sup>71</sup>

Die Verwendung von Kosten-Nutzen-Analysen folgt allgemein einem ökonomisch-rationalen Entscheidungsmodell, bei dem alle gesamtwirtschaftlich relevanten Kosten und Nutzen von alternativen Vorhaben monetär erfasst werden sollen, um eine optimale Entscheidung treffen zu können. Dementsprechend liegt das Ziel einer Kosten-Nutzen-Analyse in der Prüfung der Gesamtwirtschaftlichkeit von alternativen Projekten, die miteinander in Konkurrenz stehen.<sup>72</sup> Zu wählen sind letztlich Projekte mit einem positiven bzw. dem höchsten Nettonutzen, während Projekte mit einem negativen Nettonutzen abzulehnen sind, wenn auch Kosten-Nutzen-Analysen nicht die letztendliche Entscheidung darstellen, sondern lediglich als Hilfsinstrument verstanden werden sollten, die richtige Entscheidung zu treffen.<sup>73</sup>

Die Kosten und Nutzen einer Kosten-Nutzen-Analyse lassen sich nach dem Grad der monetären Bewertbarkeit in drei Kategorien unterteilen:

- Direkte Kosten und Nutzen, für welche Marktpreise vorliegen;
- Indirekte Kosten und Nutzen, die sich monetär bewerten lassen. Exemplarisch können die volkswirtschaftlichen Kosten eines Verkehrsstaus in Form eines entgangenen Stundenkostensatzes angegeben werden;
- Intangible Kosten und Nutzen, die sich nicht-monetär bewerten lassen, wie z. B. Veränderungen innerhalb des Stadtbildes.<sup>74</sup>

Eine gut durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse zeichnet sich u. a. durch eine logische Schrittabfolge aus. Im Folgenden werden die wesentlichen Schritte, die bei der Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse zu beachten sind, dargestellt. Die folgende

---

<sup>71</sup> Vgl. Rehkugler (2007), S. 95f.

<sup>72</sup> Vgl. Stockmann (2006), S. 253f.

<sup>73</sup> Vgl. Nordic Council of Ministers (2007), S. 23.

<sup>74</sup> Vgl. Rau (2004), S. 246.

Struktur einer Kosten-Nutzen-Analyse orientiert sich stark an den Ausführungen von de Rus<sup>75</sup> und umfasst:

1. Definition des Projektziels und Untersuchung relevanter Alternativen;
2. Identifikation von Kosten- und Nutzenfaktoren sowie ihre Quantifizierung;
3. Diskontierung der zukünftigen Kosten und des zukünftigen Nutzens auf einen gemeinsamen Zeitpunkt;
4. Interpretation der Ergebnisse;
5. Berücksichtigung von Risiken und Unsicherheiten;
6. Vergleich mit einem Basisszenario;
7. Finanzielle Realisierbarkeit des Projektes.

*Definition des Projektziels und Untersuchung relevanter Alternativen:* Vor der eigentlichen Analyse sollte zunächst das Ziel des Projektes definiert werden. Hier wird zum Ausdruck gebracht, welches Problem mit dem Projekt gelöst werden soll. Außerdem werden eine oder mehrere geeignete Alternativen, mit denen das gleiche Ziel erreicht werden kann, ermittelt, da eine isolierte Betrachtung zu falschen Schlussfolgerungen führen könnte. Dabei ist darauf zu achten, dass die Projekialternativen sorgfältig ausgewählt werden.<sup>76</sup> Bei der Eignung der Alternativen ist u. a. zu prüfen, ob die potenziellen Handlungsalternativen mit den gegebenen Nebenbedingungen vereinbar sind. So kann eine vermeintliche Projekialternative ausscheiden, wenn z. B. relativ offensichtlich ist, dass das verfügbare Budget nicht für diese Alternative ausreichen würde oder das Projekt nicht den Mindestanforderungen der Politik entspricht, obwohl es ökonomisch sinnvoll erscheint.<sup>77</sup>

*Identifikation von Kosten- und Nutzenfaktoren sowie ihre Quantifizierung:* In den nächsten Schritten werden die Kosten- und Nutzenfaktoren identifiziert und quantifiziert, welche mit der Umsetzung des Projektes einhergehen. Sind ausschließlich direkte Kosten und Nutzen durch die Umsetzung des Vorhabens zu erwarten, lassen sich die Kosten- und Nutzenfaktoren relativ leicht identifizieren. Komplexer wird es, wenn es zu indirekten und nicht-monetarisierbaren bzw. intangiblen Kosten- und Nutzeneffekten kommt. Zwei gängige Verfahren für die Monetarisierung von intangiblen Nutzen- oder Kosteneffekten stellt zum einen die Ermittlung der individuellen Zahlungsbereitschaft (Willingness-to-Pay) der Betroffenen im Falle von Nutzeneffekten und zum anderen die Ermittlung der Akzeptanzbereitschaft (Willingness-to-Accept) im Falle von Kosteneffekten, mit welcher beantwortet werden soll, wie viel monetäre Entschädigung der negativ Betroffene fordert, um dem Vorhaben zuzustimmen. Diese Verfahren kommen etwa bei durch das Projekt hervor-

---

<sup>75</sup> Vgl. de Rus (2010), S. 7ff.

<sup>76</sup> Vgl. ebd., S. 7.

<sup>77</sup> Vgl. Hanusch (2011), S. 11ff.

gerufenen Auswirkungen auf die Umwelt zum Einsatz.<sup>78</sup> Jedoch führen sie lediglich zu äußerst subjektiven Einschätzungen der intangiblen Kosten und Nutzen, so dass zur Debatte steht, inwiefern eine Monetarisierung in jedem Fall sinnvoll ist und nicht-monetär bewertbare Veränderungen lediglich auf verbale Beschreibungen zurückgreifen sollten.<sup>79</sup>

Da die anfallenden Kosten und der vorliegende Nutzen gewöhnlich in unterschiedlichen Zeitabschnitten anfallen, ist eine *Diskontierung bzw. zeitliche Homogenisierung der zukünftigen Kosten und des zukünftigen Nutzens auf einen gemeinsamen Zeitpunkt* notwendig, damit sich diese vergleichen und zusammenfassen lassen.<sup>80</sup> Als gemeinsamer Zeitpunkt eignet sich etwa der Projektbeginn. Mithilfe der nachfolgenden finanzmathematischen Formel wird für alle im Laufe des Projektes anfallenden Kosten  $K_t$  und Nutzen  $N_t$  der Wert kalkuliert, den sie zu Beginn des Projektes haben würden. Mithilfe der Formel (1) wird der Gegenwartswert aller Kosten und mithilfe der Formel (2) der Gegenwartswert aller Nutzen ermittelt.

$$GW(K) = K_0 + \frac{K_1}{(1+d)} + \frac{K_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{K_T}{(1+d)^T} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+d)^t} \quad (1)$$

$$GW(N) = N_0 + \frac{N_1}{(1+d)} + \frac{N_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{N_T}{(1+d)^T} = \sum_{t=0}^T \frac{N_t}{(1+d)^t} \quad (2)$$

Die Zeitperioden (Jahre) zwischen dem Beginn eines Projektes und den Zeitpunkten, an denen die Kosten und Nutzen (vermutlich) auftreten werden, werden als  $t=0, \dots, T$  bezeichnet. Unter Verwendung der Diskontierungsrate  $d$  und des Diskontierungs- bzw. Abzinsungsfaktors  $1/(1+d)^t$  wird die zeitliche Angleichung durchgeführt. Angenommen wird, dass die Diskontierungsrate positiv ( $>0$ ) ist, was dazu führt, dass der Nutzen und die Kosten im Zeitverlauf sinken bzw. abgewertet werden. Dies bedeutet aber auch, dass das Ergebnis der Projektbeurteilung stark von der Höhe der Diskontierungsrate abhängig ist. Es gilt: Je höher die Diskontierungsrate, umso geringer ist der Gegenwartswert zukünftiger Wertströme. Dies bedeutet, dass das Wohlergehen der derzeitigen Nutzer über das Wohlergehen zukünftiger Generationen gestellt wird. Verstärkt wird der Effekt bei weiter in der Zukunft anfallenden Wertströmen, so dass schon geringe Unterschiede in der Diskontierungsrate erhebliche Auswirkungen auf das Ergebnis haben können. Dies impliziert auch, dass sich mit der gewählten Diskontierungsrate die Entscheidung zwischen den Projektalternativen leicht manipulieren lässt. Aus diesem Grund ist es wichtig, dass das durchführende Team einer Kosten-

---

<sup>78</sup> Vgl. de Rus (2010), S. 9f.

<sup>79</sup> Vgl. Die Senatorin für Finanzen (2010), S. 29.

<sup>80</sup> Vgl. de Rus (2010), S. 9f.

Nutzen-Analyse viel Wert auf die Richtigkeit der Diskontierungsrate legt und sich von dieser auch dann überzeugt, wenn der Auftraggeber eine Rate vorgibt.<sup>81</sup>

Während sich die Diskontierungsrate bei privaten Projekten am Marktzins orientiert, wird bei öffentlichen Projekten eine soziale Diskontierungsrate bestimmt.<sup>82</sup> Die Berechnung der sozialen Diskontierungsrate kann entweder über eine soziale Zeitpräferenzrate, einer sozialen Opportunitätskostenrate oder über eine Verknüpfung beider Raten erfolgen. Bei der sozialen Zeitpräferenzrate wird bestimmt, um wie viel Prozent der zukünftige Konsum gegenüber dem derzeitigen Konsum steigen muss, damit eine gleichwertige Einschätzung von der Gesellschaft erfolgt. Die soziale Opportunitätskostenrate hingegen gibt die Opportunitätskosten an, die für die Gesellschaft heute anfallen würden, wenn der zukünftige Konsum um eine Einheit ansteigen würde.<sup>83</sup>

*Interpretation der Ergebnisse:* Eine wesentliche Interpretationsgröße der ermittelten Kosten und Nutzen stellt der Net Present Value (NPV) oder Nettogegenwartswert (NGW) dar. Dieser ergibt sich aus der Differenz der aggregierten und abgezinste Nutzen und Kosten über den gesamten Betrachtungszeitraum (Differenz der oben aufgeführten Formeln: (2) minus (1)). Es ist das wichtigste und geeignetste Referenzmaß der Kosten-Nutzen-Analyse, um Rückschlüsse über die Vorteilhaftigkeit von Projekten ziehen zu können. Dabei gilt: Ist  $NPV > 0$ , dann führt die Umsetzung des Projektes zu einer Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt. Werden mehrere Projektalternativen miteinander verglichen, wird in der Regel das Projekt mit dem höchsten NPV gewählt, sofern die Vergleichbarkeit der Ergebnisse gegeben ist. Ansonsten ist zunächst eine Homogenisierung vorzunehmen, um die Ergebnisse der Alternativen vergleichbar zu machen.<sup>84</sup>

Ein weiteres Interpretationsinstrument bzw. Entscheidungskriterium stellt das Nutzen-Kosten-Verhältnis dar. Hierbei werden die abgezinste Gesamtnutzen und -kosten miteinander ins Verhältnis gesetzt. Zwar handelt es sich beim Nutzen-Kosten-Verhältnis lediglich um eine Umformulierung des NGW, jedoch kann die Aussagekraft in erheblichem Maße reduziert werden. Dies resultiert aus der Sensibilität des Verhältniskriteriums gegenüber unterschiedlichen Klassifikationen von Kosten und Nutzen. Während sich der Wert beim Entscheidungskriterium im Falle des NGW nicht verändert, wenn unterschiedliche Klassifikationen vorgenommen werden, ist dies beim Verhältniskriterium oftmals der Fall. Zur Verdeutlichung soll folgendes Beispiel dienen: Ein Projekt ergibt drei Nutzenarten in Höhe von 10, 20 und 30 Geldeinheiten und Kosten in Höhe von 10 und 20 Geldeinheiten. Der Nettonutzen beträgt hierbei  $60 - 30 = 30$  Geldeinheiten und das Nutzen-Kosten-Verhältnis 2:1. Saldiert man die erste

---

<sup>81</sup> Vgl. Hanusch (2011), S. 101ff.

<sup>82</sup> Vgl. Barthwal (2004), S. 403.

<sup>83</sup> Vgl. Hanusch (2011), S. 103ff.

<sup>84</sup> Vgl. de Rus (2010), S. 11.

Nutzen- mit der ersten Kostenart, dann beträgt der Nettonutzen weiterhin 30 Geldeinheiten, während das Nutzen-Kosten-Verhältnis auf 2,5:1 ansteigt. Nur wenn Nutzen und Kosten exakt voneinander getrennt werden können, ist das Verhältniskriterium mit der Aussagekraft des NGW äquivalent. Daraus lässt sich folgern, dass der NGW dem Verhältniskriterium im Allgemeinen vorzuziehen ist.<sup>85</sup>

Ein weiteres Entscheidungskriterium stellt der interne Zinsfuß dar. Dieser bezeichnet denjenigen Diskontierungsfaktor, der dazu führt, dass die Summe des abgezinsten Nutzens eines Projekts die Summe der abgezinsten Kosten entspricht. Der interne Zinsfuß zeigt demnach für die in einem Projekt gebundenen Ressourcen die durchschnittliche Effektivverzinsung an. Der Einsatz des internen Zinsfußes ist jedoch begrenzt, da die mathematische Struktur viele Lösungen zulässt, so dass mehrere interne Zinsfüße als Ergebnis der Kalkulation auftreten können.<sup>86</sup>

Da die ermittelten Kosten und Nutzen nur selten mit hoher Sicherheit bekannt sind, müssen *Risiken*<sup>87</sup> und *Unsicherheiten*<sup>88</sup> einbezogen werden.<sup>89</sup> Bestehen Zweifel an der Aussagekraft der geschätzten Variablen und somit an der Verlässlichkeit des Analyseergebnisses, welches sich z. B. in Form des NPV ausdrückt, so kommen häufig zusätzlich Sensitivitätsanalysen zur Anwendung. Diese sollte immer dann durchgeführt werden, wenn bezüglich der getroffenen Annahmen und Schätzungen der Variablen Unsicherheiten bestehen. Die Sensitivitätsanalyse hilft zu bestimmen, wie Änderungen in einer oder mehreren Variablen den Wert der Entscheidungskriterien beeinflussen. Hat eine erhebliche Änderung im Wert einer Variablen kaum einen Einfluss auf das Entscheidungskriterium NPV, so reagiert das Entscheidungskriterium und letztendlich die Entscheidung unsensibel auf diese Variable. Hingegen spricht man davon, dass das Entscheidungskriterium sehr sensibel auf die Variable reagiert, wenn eine kleine Änderung des Variablenwertes eine erhebliche Änderung des NPV bedeutet. Dies kann zur Folge haben, dass bereits geringfügige Veränderungen im geschätzten Wert einer Variablen die Entscheidung verändern kann.<sup>90</sup> Deshalb ist es wichtig, die Erkenntnisse der Sensitivitätsanalyse zusammen mit den Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse vorzulegen, damit der Entscheidungsträger einen möglichst genauen und differenzierten Einblick erhält, der ihm dabei helfen soll, die richtige Entscheidung zu treffen.<sup>91</sup>

Es bietet sich außerdem an, während der Kosten-Nutzen-Analyse einen *Vergleich mit einem relevanten Basisszenario* vorzunehmen. Als Basisszenario wird die alternative

---

<sup>85</sup> Vgl. Hanusch (2011), S. 119f.

<sup>86</sup> Vgl. ebd., S. 120.

<sup>87</sup> Wahrscheinlichkeiten kommen zum Einsatz, um die Kosten oder Nutzen prognostizieren zu können.

<sup>88</sup> Wahrscheinlichkeiten stehen nicht als Hilfsmittel zur Verfügung, da sie nicht bekannt sind.

<sup>89</sup> Vgl. OECD (2006), S. 17.

<sup>90</sup> Vgl. Chavla (1990), S. 44f.

<sup>91</sup> Vgl. Nordic Council of Ministers (2007), S. 99.

Entwicklung bezeichnet, die sich einstellt, wenn das jeweilige Projekt nicht realisiert werden würde. Angenommen es wird überlegt, ein altes Wasserversorgungsnetz vollständig durch ein neues Versorgungsnetz auszutauschen, weil es erhebliche Leckagen aufweist. Das Basisszenario könnte in diesem Fall so aussehen, dass das alte Netz wie bisher gewartet wird und selektive Eingriffe vorgenommen werden. Als letzten Schritt sollte eine Kosten-Nutzen-Analyse die *finanzielle Realisierbarkeit des Projektes* prüfen. Dies ist wichtig, da zwar der ermittelte Gesamtnutzen höher sein kann als die Gesamtkosten, jedoch das Finanzergebnis negativ ausfallen kann, wenn der Finanzierungsaufwand (unerwartet) hoch ist und das Budget übersteigt.<sup>92</sup>

### 3.2. Vor- und Nachteile einer Kosten-Nutzen-Analyse

---

Die Verwendung einer Kosten-Nutzen-Analyse ist sowohl mit Vor- als auch mit Nachteilen verbunden. Ihr wohl entscheidender Nutzen kann darin gesehen werden, dass sie einen umfassenden Überblick über die positiven sowie negativen Auswirkungen eines Projektes ermöglicht und diese aufgrund ihrer Monetarisierung vergleichbar gemacht werden. Dies bietet dem Entscheidungsträger eine wertvolle Grundlage für seine Entscheidung.<sup>93</sup> Jedoch ist die Monetarisierung aller Projekteffekte in der Regel mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Dies gilt insbesondere für solche Effekte, deren Monetarisierung sich schwierig gestaltet. Problematisch wird es vor allem dann, wenn die Entscheidung für eine Investitionsalternative auf Grundlage der Kosten-Nutzen-Analyse knapp ausfällt.<sup>94</sup> Ein in diesem Zusammenhang häufiger Kritikpunkt ist, dass für die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse nicht-ökonomische Werte wie Auswirkungen auf die Umwelt oder gesundheitliche Auswirkungen für den Menschen monetarisiert werden. So bemängeln Kritiker die Aussagekraft dieser „erzwungenen“ Monetarisierung, indem Zweifel daran geäußert wird, dass z. B. der potenzielle Nutzen eines unberührten Waldes für nachfolgende Generationen adäquat in Geldwerte erfasst werden kann oder es sich hierbei lediglich um rein hypothetische Werte handeln könne.<sup>95</sup> Scheraga und Sussman<sup>96</sup> merken an: „In an intergenerational context, the preferences of future generations – including their valuation today of effects they will experience in different time periods – cannot be included in a cost-benefit-analysis, simply because they have not yet been born and so cannot be consulted.“

---

<sup>92</sup> Vgl. de Rus (2010), S. 11f.

<sup>93</sup> Vgl. Nordic Council of Ministers (2007), S. 23.

<sup>94</sup> Vgl. Rehkugler (2007), S. 96f.

<sup>95</sup> Vgl. Zander (2010), S. 23.

<sup>96</sup> Scheraga/Sussman (1999), S. 15.

Auch wird der Ansatz, alles in Geldwerte fassen zu wollen, moralisch in Frage gestellt. Folgendes Beispiel soll dies verdeutlichen: Angenommen 100.000 Mitarbeiter in einem relativ wohlhabenden Land würden gegenüber der Ausgangssituation ein höheres Sterberisiko von 1/100.000 in Kauf nehmen, wenn sie im Gegenzug zusätzlich 15 USD bezahlt bekommen. Daraus ergibt sich ein monetärer Wert für den statistischen Todesfall in Höhe von  $15 \text{ USD} * 100.000 = 1,5 \text{ Mio. USD}$ . Nach der Willingsness-to-Accept-Methode wird hier also ermittelt, wie viel das Leben eines Mitarbeiters wert ist, was allein bereits fraglich erscheint. Noch zweifelhafter erscheint diese Methode, wenn bedacht wird, dass der Wert eines Menschen von seinem Einkommen abhängig gemacht wird. Das bedeutet auch, dass die Übertragung des Beispiels auf vergleichsweise arme Länder wie Indien, suggeriert, dass das Leben eines Menschen dort weniger wert sei, indem vermutlich eine niedrigere monetäre Kompensation für das höhere Risiko akzeptiert wird.<sup>97</sup>

Aufgrund der oftmals weit gestreuten Auswirkungen eines Projektes wird neben der Monetarisierungsfrage auch die Erfassung sämtlicher Kosten und Nutzen zum Problem. Die direkten und vom Investor beabsichtigten Wirkungen stellen dabei weniger die Herausforderung dar, als vielmehr die indirekten und intangiblen Effekte, die nicht willentlich geplant wurden, jedoch als Grundlage für die Investitionsentscheidung ebenfalls zu berücksichtigen sind.<sup>98</sup> In diesem Zusammenhang spielt auch die methodische Vorgehensweise eine entscheidende Rolle für die Aussagekraft von Kosten-Nutzen-Analysen, welchen in der praktischen Umsetzung häufig methodische Mängel nachgesagt werden. So wiegt etwa der Vorwurf schwer, dass die verwendeten Daten einer Kosten-Nutzen-Analyse oft willkürlich ausgewählt werden, was dazu führen kann, dass wichtige Aspekte vernachlässigt oder ignoriert werden. In der Konsequenz bedeutet dies für die verantwortlichen Wissenschaftler und Gutachter auch, dass ihr Ruf auf dem Spiel steht, wenn eine Kosten-Nutzen-Analyse nicht sorgfältig durchgeführt wird.<sup>99</sup>

Des Weiteren richten sich kritische Stimmen dahingehend, dass zur monetären Erfassung wichtiger Projekteffekte, deren geldwerte Messung kaum möglich erscheint, häufig zu unrealistischen und umständlichen Vorgehensweisen gegriffen wird. Diese resultieren aufgrund ihrer komplexen und für Außenstehende kaum nachvollziehbaren Strukturen in geringerer Transparenz und Objektivität der Analyse. Beschönigungen der Analyseergebnisse, indem die Analysten bei vorliegenden Unsicherheiten Werte auswählen, die positivere Entwicklungsszenarien abbilden und weniger wünschenswerte Szenarien ignorieren, stellen ein weiteres Problem in der Praxis dar.<sup>100</sup>

---

<sup>97</sup> Vgl. IPCC (1996), S. 196f.

<sup>98</sup> Vgl. Rehkugler (2007), S. 97.

<sup>99</sup> Vgl. Hansjürgens (2004), S. 246.

<sup>100</sup> Vgl. Ackerman (2008), S. 2ff.

Wie schwierig und kontrovers sich eine Kosten-Nutzen-Analyse in der Praxis darstellen kann, beschreibt auch Hyman<sup>101</sup>, der die Erstellung einer Kosten-Nutzen-Analyse mehr wie eine „Kunst“ als eine Wissenschaft bezeichnet. So müssen in der Regel eine Vielzahl von vereinfachenden Annahmen getroffen werden, um die Effekte eines Projektes messen zu können. Liegen negative externe Effekte vor, so hat sich außerdem gezeigt, dass erhebliche Unterschiede bestehen, welchen Wert Ökonomen diesen Effekten beimessen.<sup>102</sup> Inwiefern Kosten-Nutzen-Analysen, die komplexe und unsichere zukünftige Entwicklungen untersuchen, vollkommen objektiv sein können, ist also in Frage zu stellen.<sup>103</sup>

Wie bereits vorher im Abschnitt 3.1 angesprochen, ist auch die Manipulierbarkeit des Ergebnisses durch den gewählten Diskontierungssatz als weiterer wichtiger Schwachpunkt der Kosten-Nutzen-Analyse zu nennen.<sup>104</sup> Wie sehr die Diskontierungsrate, aber auch der gewählte Zeithorizont das Ergebnis der Analyse beeinflussen, verdeutlicht das folgende Beispiel (siehe Tab. 1), welches den NGW eines Waldes untersucht. Beläuft sich der Nominalwert für den angenommenen Wald in 50 Jahren auf 1 Mio. USD, würde der NGW bei einer Diskontierungsrate von 2% noch bei rund 371.528 USD liegen, während er bei einer Diskontierungsrate von 8% lediglich 21.321 USD betragen würde. Dieser Effekt verstärkt sich mit einem größeren Zeitrahmen. Wendet man z. B. 100 Jahre auf das Beispiel an, dann ergibt sich bei einer Diskontierungsrate von 2% ein NGW von 138.033 USD und bei einer Diskontierungsrate von 8% ein NGW von lediglich 455 USD, was nur noch einem Bruchteil des Nominalwertes entspricht.

Nominalwert in USD	Zeitraum (in Jahren)	Diskontierungsrate (in %)	NGW
1.000.000	50	2	371.527,88
1.000.000	50	8	21.321,23
1.000.000	100	2	138.032,97
1.000.000	100	8	454,59

**Tab. 1: NGW unterschiedlicher Diskontierungsraten und Zeithorizonte**

Quelle: Eigene Darstellung.

Da der Diskontierungsansatz besonders bei längeren Zeithorizonten wenig geeignet erscheint und eine Monetarisierung bestimmter Faktoren mit erheblichen Unsicherheiten und Problemen behaftet ist, bestehen Zweifel, ob Kosten-Nutzen-Analysen bei ökologischen Fragestellungen sinnvoll eingesetzt werden können.<sup>105</sup> So steht auch der prominente Stern Report, der den globalen Klimawandel in Form einer Kosten-Nutzen-Analyse untersucht, in der Kritik. Einige Kritikpunkte am Stern Report werden in der

<sup>101</sup> Vgl. Hyman (2008), S. 240.

<sup>102</sup> Vgl. ebd.

<sup>103</sup> Vgl. Nyborg (2012), S. 4.

<sup>104</sup> Vgl. Stockmann (2006), S. 254f.

<sup>105</sup> Vgl. Parker/Blodgett (2001), S. 164.

nachfolgenden Box 1 erläutert, der exemplarisch verdeutlicht, wie eine Kosten-Nutzen-Analyse an Aussagekraft und Glaubwürdigkeit verlieren kann.

**Box 1: Beispiel einer „schlechten“ Kosten-Nutzen-Analyse anhand des Stern Reports**

Der Stern Report „The Economics of Climate Change“ wurde 2006 von Sir Nicolas Stern veröffentlicht, einem renommierten und als neutral geltendem Wirtschaftswissenschaftler, der sich in seinem Report mit den Kosten des globalen Klimawandels auseinandersetzt. Er kommt in seiner Untersuchung zu dem Ergebnis, dass die Vorteile des Gegensteuerns die ökonomischen Kosten des „Nichtstuns“ stark überwiegen. So würde ein effektiver Klimaschutz lediglich 1% der weltweiten Wirtschaftsleistung kosten, während beim Szenario „business as usual“ mit Kosten des fünf- bis zwanzigfachen zu rechnen sei.<sup>106</sup>

Der Stern Report steht besonders aufgrund der ungewöhnlich niedrigen Diskontierungsrate von 1,4% in der Kritik; einer der Hauptgründe dafür, dass der Bericht zu dem Ergebnis wirtschaftlich hoher Schäden kommt. Diese setzt sich aus einer durchschnittlichen Wachstumsrate der Wirtschaft pro Kopf von 1,3%, einer Grenznutzenelastizität von 1 und einer Zeitpräferenzrate von 0,1% zusammen.<sup>107</sup> Als einer von vielen kritisiert Nordhaus<sup>108</sup> die verwendete Diskontierungsrate, weil sie weit unter dem marktüblichen Zinssatz liegt und sich das dramatische Ergebnis bei der Wahl einer konventionelleren Diskontierungsrate auflösen würde.

Der Stern Report merkt zu Beginn an, dass eine Analyse über den Klimawandel einen langen Zeitraum von mindestens 50, 100, 200 Jahren oder mehr umfassen müsse, was jedoch dazu führe, dass die Modellierung mit Unsicherheiten und Ungenauigkeiten verbunden sei und die Ergebnisse modell- und annahmespezifisch seien. Die Einsicht darüber, dass die Ergebnisse des Berichts mit Problemen behaftet sind, löst diese jedoch nicht und macht die Ergebnisse dadurch nicht aussagekräftiger. Zudem lassen sich zahlreiche vage Behauptungen im Bericht identifizieren, wie z. B. die Aussage, dass sich das Klima in den nächsten Jahrzehnten mindestens um einen halben Grad erwärmen wird.<sup>109</sup> So beschreibt etwa der Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): „[...]the long-term prediction of future climate states is not possible [...]“<sup>110</sup>

Auch steht der Stern Report aufgrund seiner wenig realistischen Szenarien in der Kritik, die größtenteils auf Szenarien des IPCC basieren. So wurde beispielsweise für den Report ein IPCC Szenario ausgewählt, welches die Weltbevölkerung im Jahr 2100 auf 15 Milliarden schätzt.<sup>111</sup> Die Wahrscheinlichkeit, dass sich die Weltbevölkerung von 6,6 Milliarden im Jahr 2007 auf 13,2 Milliarden im Jahr 2100 mehr als verdoppelt, liegt laut des International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) aus heutiger Sicht jedoch bei weniger als 2% und schmälert demzufolge die Aussagekraft des Berichts.<sup>112</sup>

<sup>106</sup> Vgl. Gerstengarbe (2010), S. 5.

<sup>107</sup> Vgl. Sterner/Persson (2008), S. 64ff.

<sup>108</sup> Vgl. Nordhaus (2006), S. 6.

<sup>109</sup> Vgl. Carter et al. (2006), S. 169.

<sup>110</sup> Vgl. IPCC (2001), S. 774.

<sup>111</sup> Vgl. Stern (2007), S. 73.

<sup>112</sup> Vgl. IIASA (2012), o. S.

Aus der Kritik und dem im vorherigen Abschnitt (siehe 3.1) beschriebenen Aufbau einer Kosten-Nutzen-Analyse lässt sich ableiten, was eine „gute“ Kosten-Nutzen-Analyse ausmacht.

- Eine gute Kosten-Nutzen-Analyse zeichnet sich in der Basis durch ein hohes Maß an Objektivität und einer logischen und ausführlich dargelegten methodischen Vorgehensweise aus, um die Transparenz und Nachvollziehbarkeit für Außenstehende zu gewährleisten. Zudem sollte die Kosten-Nutzen-Analyse auf konsistente und qualitativ hochwertige Daten aufbauen, d. h. anhand der Daten lassen sich keine Widersprüchlichkeiten wiederfinden und die Daten spiegeln realistische Bedingungen wider. Auch kann es ratsam sein, die Analyse durch eine unabhängige und externe Instanz durchführen zu lassen, die sich z. B. aus Spezialisten unterschiedlicher Disziplinen zusammensetzt, um eine objektive und möglichst differenzierte Analyse zu gewährleisten.
- Außerdem sollte bei Vorlage von Erfahrungswerten (z. B. Realisierungen vergleichbarer Projekte) auf diese zurückgegriffen werden.
- Bei einer guten Kosten-Nutzen-Analyse sollten zunächst die Kosten und Nutzen monetarisiert werden, die sich leicht und nachvollziehbar monetär bewerten lassen.
- Doppelzählungen von Nutzen- und Kosteneffekten sind generell zu vermeiden.
- Auf eine isolierte Betrachtung der Kosten und Nutzen sollte verzichtet werden. Andernfalls kann es passieren, dass das volle Ausmaß der Kosten und Nutzen nicht sichtbar wird, weil die gegenseitigen Abhängigkeiten nicht erfasst werden.
- Generell ist eine Kosten-Nutzen-Analyse einfacher durchzuführen, wenn kaum oder keine nicht-monetarisierbaren Effekte vorliegen. In diesem Fall ist das (monetäre) Ergebnis der Analyse mit weniger Unsicherheiten behaftet. Bestehende Unsicherheiten hingegen führen dazu, dass der Anteil subjektiver Einschätzungen zunimmt und Zweifel an der Aussagekraft der Analyse aufkommen lassen können. Daher sollte überlegt werden, ob es nicht sinnvoller sein kann, diese Aspekte qualitativ zu erfassen und in die Gesamtbewertung einfließen zu lassen.
- Voraussetzung einer guten bzw. aussagekräftigen Kosten-Nutzen-Analyse ist, dass Unsicherheiten so weit wie möglich begrenzt werden, damit eine realistische Einschätzung der Kosten und Nutzen erfolgen kann.
- Bei Vorlage von Unsicherheiten sollten diese u. a. mithilfe von Szenarien eingeschlossen werden und es ist eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen, um zu überprüfen, welche Auswirkungen eine Veränderung der geschätzten Variablen auf das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse hat.

- Der Zeitrahmen sollte im Projekt angemessen gewählt werden, jedoch sollte dieser möglichst nicht zu weit in die Zukunft reichen, um die Aussagekraft der Diskontierung zukünftiger Kosten und Nutzen nicht zu stark einzuschränken.
- Die Ermittlung der Diskontierungsrate sollte mit großer Sorgfalt betrieben werden.
- Als Entscheidungskriterium sollte der NGW dienen, da es das geeignetste und wichtigste Referenzmaß darstellt, um Rückschlüsse auf die Vorteilhaftigkeit von Projekten zu ziehen.
- Schließlich ist ein Vergleich der Ergebnisse mit denen anderer Alternativen zu empfehlen.

Ein Beispiel einer methodisch gelungenen Kosten-Nutzen-Analyse wird in der Box 2 dargestellt.

### **Box 2: Beispiel einer „guten“ Kosten-Nutzen-Analyse**

Um die gestiegenen Auftragseingänge bewältigen zu können, will eine Firma zusätzliche Mitarbeiter einstellen. Es ist jedoch geplant, weder die Kantine noch die Anzahl der Parkplätze zu erhöhen. Der Mangel an Parkplätzen würde dazu führen, dass die Mitarbeiter etwas früher zur Arbeit aufbrechen müssen, um nicht zu spät zu kommen. Auch die Überfüllung der Kantine hat Auswirkungen auf die Mitarbeiter, indem die Mittagspause weniger angenehm für sie wird. Diese Auswirkungen stellen indirekte Effekte der Belegschaftserweiterung dar. Während die direkten Kosten (primär zusätzliche Personalkosten) und Nutzen (primär zusätzliche Erlöse) relativ gut zu ermitteln sind, sind die indirekten Auswirkungen zwar schwieriger zu quantifizieren, dennoch sollte eine Monetarisierung, soweit möglich, vorgenommen werden, um die betriebswirtschaftliche Rechnung zu erweitern. Erst dann kann eine Entscheidung getroffen werden, die allen Betroffenen gerecht wird – da Betriebe oftmals kein unmittelbares Interesse an der Erfassung von Effekten haben, die sie in ihrer wirtschaftlichen Leistung nicht zwingend beeinflussen, verwundert es nicht, dass die Kosten-Nutzen-Analyse von der Volkswirtschaftslehre entwickelt worden ist.

Aufgrund dessen, dass der Unmut in der Kantine kaum in Geldwerte gefasst werden kann, wird dieser indirekte Effekt als intangibel behandelt und nicht monetarisiert und geht vielmehr als verbale Beschreibungen in die Kosten-Nutzen-Analyse ein. Hingegen kann eine Quantifizierung des Effektes, dass die Mitarbeiter früher zur Arbeit aufbrechen müssen, wie folgt unternommen werden:

Im Durchschnitt müssen die Mitarbeiter sechs Minuten früher zur Arbeit fahren, was bei einer Anzahl von 1.000 Mitarbeitern 6.000 Minuten bzw. 100 Stunden ergibt. Wenn als Berechnungsgrundlage der durchschnittliche Stundensatz von 20 Euro genommen wird, entsteht der Belegschaft ein Schaden in Höhe von 2.000 Euro pro Tag; umgerechnet auf einen Monat bzw. ein Jahr sind das 40.000 bzw. 480.000 Euro.

Alle quantifizierten Nutzen und Kosten werden schließlich mit einer Diskontierungsrate, die möglichst der Zeitpräferenz der Gesellschaft entspricht, abgezinst. Sowohl die quantifizierbaren

als auch die intangiblen Kosteneffekte werden den identifizierten Nutzeneffekten gegenübergestellt.<sup>113</sup>

Auch können weitere Alternativen in die Kosten-Nutzen-Analyse einbezogen werden. So stellt sich in diesem Beispiel die naheliegende Frage, ob die Belegschaftserweiterung bei gleichzeitigem Ausbau der firmeneigenen Parkplatzkapazitäten und der Kantine als Alternative vorzuziehen ist. In diesem Fall entfallen die oben beschriebenen indirekten Kosten für die Mitarbeiter, jedoch fallen zusätzliche direkte Kosten für das Unternehmen an, so dass die Kalkulierung in diesem Fall relativ simpel ist.

#### **4. Bewertung vorliegender Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Grids**

---

Dieses Kapitel untersucht öffentlich zugängliche Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Grids. Die Untersuchung der vorliegenden Kosten-Nutzen-Analysen beschränkt sich dabei nicht auf eine spezifische geografische Region, sondern untersucht sämtliche recherchierte Analysen, die international vorliegen und in deutscher oder englischer Sprache verfasst wurden. Analysen, die entweder nur den potenziellen Nutzen oder die potenziellen Kosten eines Smart Grid-Projektes untersuchen, stellen keine Kosten-Nutzen-Analysen dar und werden nicht eingeschlossen. Im Anh. 1 dieser Arbeit werden jedoch vier Nutzen-Analysen von Smart Grids überblickartig aufgeführt und Informationen zum Untersuchungszeitraum, zur Diskontierungsrate und zum Analyseergebnis zur Verfügung gestellt. Vor dem Hintergrund des Themas dieser Arbeit ist interessant, dass die australische Nutzen-Analyse „Smart Grid, Smart City a new direction for a new energy era“ die Vermeidung einer Kosten-Nutzen-Analyse damit begründet, dass die zugrundeliegenden Technologien noch zu unreif seien und dementsprechend sich die Kostenschätzungen bei den meisten Smart Grid-Anwendungen wahrscheinlich noch erheblich ändern würden. Folglich ignoriert die Analyse die potenziellen Kosten eines Smart Grid und verweist darauf, dass aussagekräftige Einschätzungen über den NGW erst dann möglich seien, wenn erste Erfahrungswerte und Datensätze aus (Pilot-)Projekten gesammelt werden können.<sup>114</sup>

Neben reinen Nutzen- oder Kosten-Analysen sind außerdem diejenigen Studien nicht Bestandteil der Untersuchungen dieser Arbeit, die sich lediglich mit einer Smart Grid-Technologiekomponente befassen. Hierzu zählen auch Analysen, die sich ausschließlich mit den Kosten und Nutzen von Smart Metering beschäftigen und daher weitere Technologiekomponenten außer Acht gelassen werden. Im Anh. 2 dieser Arbeit werden exemplarisch Smart Meter-Kosten-Nutzen-Analysen in einer Tabelle aufgelistet, die im Vergleich zu Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen zahlreicher vorzufinden

---

<sup>113</sup> Vgl. Rau (2004), S. 247f.

<sup>114</sup> Vgl. Australian Government – DEWHA (2009), S. 8.

sind. Begründet werden kann die zahlenmäßige Überlegenheit damit, dass die Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Meter weniger komplex sind, da es sich hierbei lediglich um einen kleinen Ausschnitt eines intelligenten Stromnetzsystems handelt. Zudem stellt es eine Technologiekomponente dar, mit dessen Einführung mancherorts bereits begonnen wurde.

Nach ausgiebiger Recherche konnten zwölf Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Grids identifiziert werden, die nach erneuter Recherche zum Ende der Untersuchungen (Stand: August 2013) nicht um weitere Kosten-Nutzen-Analysen erweitert werden konnten. Eine mögliche Begründung für die relativ geringe Anzahl an Kosten-Nutzen-Analysen liefert eine Studie von acatech, die davon ausgeht, dass es gegenwärtig nicht möglich ist, eine aussagekräftige Kosten-Nutzen-Analyse für Smart Grids mit einem realistischen Umsetzungszeitraum bis 2030 bzw. von 20 Jahren durchzuführen. Begründet wird dies mit den erheblichen Unsicherheiten der Smart Grid-Einführung. Um seriöse Aussagen treffen zu können, seien komplexe Modelle, eine gute Datenbasis und bessere Kenntnisse über die Nutzung von Smart Grids notwendig. Dennoch wird eine vorläufige Einschätzung der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen über einen begrenzten Zeitraum bis ca. 2020 als sinnvoll erachtet.<sup>115</sup>

Laut dem Smart Grid Research Consortium sind Kosten-Nutzen-Analysen zu Smart Grids besonders problematisch aufgrund der (a) großen Anzahl an Technologien, Software, Programmen und operativen Praktiken, die (b) fast alle operativen Bereiche innerhalb der Elektrizitätsversorgung betreffen und (c) sich häufig gegenseitig beeinflussen, (d) einen langen Umsetzungszeitraum erfordern und (e) in Abhängigkeit mit den Aktivitäten der Verbraucher und den verbraucherseitigen Technologien und Programmen stehen.<sup>116</sup>

Das vorliegende Kapitel der Arbeit betrachtet im ersten Abschnitt jede Analyse einzeln und untersucht jeweils das methodische Vorgehen der Analysen sowie ihre Ergebnisse, ohne hierbei Wertungen vorzunehmen. Abschließend werden zu jeder Analyse Anmerkungen gemacht, die insbesondere zusammenfassen, wie die Unsicherheiten, die mit der Analyse der Kosten und Nutzen von Smart Grids einhergehen, in die Analysestruktur einfließen. Zudem wird hier auch immer zusammengefasst, welche Entscheidungskriterien die Analysen nutzen und ob ein Vergleich der Smart Grid-Alternative mit einer Basisalternative enthalten ist. Aber auch kritische Anmerkungen, die z. B. auf methodische Mängel und Unklarheiten innerhalb der Studien aufmerksam machen, sind Bestandteil dieses Abschnitts.

Während die Studien 1 bis 6 noch jeweils in einzelnen Unterkapiteln betrachtet werden – mit Ausnahme der Studien 1 und 2, die zusammen betrachtet werden, da Studie 2

---

<sup>115</sup> Vgl. Appelrath/Kagermann/Mayer (2012), S. 32.

<sup>116</sup> Vgl. Smart Grid Research Consortium (2011), S. 2.

eine Überarbeitung und Aktualisierung der Studie 1 darstellt –, werden die Studien 7 bis 12 unter einem Gliederungspunkt gefasst. Grund hierfür ist, dass es sich bei den Studien 1 bis 6 um Analysen handelt, deren ausführlichen Berichte zugänglich sind, während bei den Studien 7 bis 12 nur begrenzte Informationen vorliegen. Die Studie 7 lehnt sich in ihrer Methodik stark an Studie 6 an, jedoch beinhaltet sie zusätzliche Faktoren. Die Angaben zu Studie 8 basieren auf einem Power Point-Dokument mit begrenzten Informationen und bei den Studien 9 und 10 wurde auf zusammenfassende Versionen der Studien zurückgegriffen, da die Langfassungen ausschließlich auf Niederländisch bzw. Dänisch verfügbar sind und somit aus sprachlichen Barrieren nicht direkt verwertet werden konnten. Auch Studie 11 bietet begrenzte Informationen, da es sich um eine experimentelle Kosten-Nutzen-Analyse handelt, die in puncto Umfang nicht mit den anderen Studien vergleichbar ist. Die Studie 12 fasst die Ergebnisse einer nicht öffentlich zugänglichen Studie in einem Whitepaper zusammen und bietet ähnlich wie die Studien 9 und 10 keine vollständige Informationslage.

Den Abschluss dieses Kapitels bildet ein direkter Vergleich der methodischen Vorgehensweisen und Ergebnisse der untersuchten Studien, wobei der Fokus auf der Methodik der Studien liegt. Hierzu werden die Studien hinsichtlich der zuvor in Abschnitt 3.2 definierten Kriterien an eine Kosten-Nutzen-Analyse untersucht.

Nachfolgend werden die untersuchten Kosten-Nutzen-Analysen in einer Übersichtstabelle (siehe Tab. 2) dargestellt und zentrale Informationen genannt. Hierzu zählen z. B. der Untersuchungszeitraum, die Diskontierungsrate und die in den Analysen zum Einsatz kommenden Entscheidungskriterien. Außerdem erfolgt in Tab. 3 eine Zuordnung der Technologiekomponenten nach den Technologiefeldern der IEA (siehe Abschnitt 2.2). Hierzu ist anzumerken, dass eine Zuordnung nicht immer ganz leicht und eindeutig ist. So merkt auch die IEA an, dass sich z. B. die Erzeugungsanlagen vor Ort beim Kunden sowohl zu dem Technologiefeld „Verbraucherseitige Systeme“ als auch dem Technologiefeld „Integration erneuerbarer und dezentraler Energieerzeugung“ zuordnen lassen.<sup>117</sup>

---

<sup>117</sup> Vgl. IEA (2011), S. 19.

– Bewertung vorliegender Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Grids –

	Name der Studie	Auftraggeber	Ausführung	Veröffentlichung	Land bzw. Region	Zeitraum	Diskontierungsrate	Entscheidungskriterien				
								NGW	Nutzen-Kosten-Verhältnis	Interner Zinsfuß	Einschluss von Unsicherheiten	Sensitivitätsanalyse
1	Power Delivery System of the Future: A Preliminary Estimate of Costs and Benefits	EPRI	Hoffman Marketing Communications	2004	USA	2005-2025	5%	-	x	-	x	-
2	Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid: A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid	EPRI	EPRI	2011	USA	2010-2030	Keine Angabe, lässt jedoch vermuten gleiche Diskontierung wie Studie 1	-	x	-	x	-
3	San Diego Smart Grid Study – Final Report	EPIC	SAIC	2006	Region San Diego	20 Jahre (Beginn 2007)	8%	x (positiv)	-	x	x	x
4	West Virginia Smart Grid Implementation Plan	NETL	Horizon Energy Group, West Virginia University, American Electric Power, Allegheny Power, SAIC, Renz Consulting, West Virginia Division of Energy, NETL	2009	Region West Virginia	20 Jahre (Beginn 2010)	6%	x (positiv)	x	x	x	x
5	Smart Grid Roadmap for the State of New York	New York State Smart Grid Consortium	New York State Smart Grid Consortium	2010	Bundesstaat New York	2011-2025	7%	x (positiv)	x	-	x <sup>1</sup>	x
6	A framework for the evaluation of smart grids	Ofgem	Frontier Economics, EA Technology	2012	UK	2012 -2050	3,5% in den ersten 30 Jahren, danach 3%	x (positiv)	-	-	x	x
7	Smart Grid: a race worth winning	Smart Grid GP Executive Committee	Smart Grid GP Executive Committee, Ernst & Young	2012	UK	2012-2050	3,5%	x (positiv)	-	-	x	x
8	A Smart Grid Vision	DECC, Ofgem	ENSG	2009	UK	2010-2050	3,5% bis 2030 3% nach 2030	x (Phase 1: Minimalszenario negativ, Basisszenario positiv)	-	-	x	-
9	The social costs and benefits of smart grids	Dutch Ministry of Economic Affairs, Agriculture and Innovation	CE Delft	2012	Niederlande	2011-2050	5,5%	x (positiv)	-	x	x	x
10	Smart Grid in Denmark	Energinet.dk, The Danish Energy Association	Energinet.dk, The Danish Energy Association	2010	Dänemark	15-25 Jahre (Beginn: 2010)	5%	x (negativ)	-	-	x	x

– Bewertung vorliegender Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Grids –

11	Costs and Benefits of Smart Grids on Liberalized Markets	Department of Economics, Management and Humanities, Czech Technical University in Prague	Department of Economics, Management and Humanities, Czech Technical University in Prague	2011	Tschechien	20 Jahre	8%	x (negativ)	-	-	-	-
12	Gridonomics – An Introduction to the Factors Shaping Electric Industry Transformation	Cisco	Cisco	2011	USA	2010-2025	10%	x (positiv)	-	-	x	-

**Tab. 2: Übersicht der untersuchten Studien**

Quelle: Eigene Darstellung

	Name der Studie	Technologiefelder							
		Breitflächige Überwachung u. Steuerung	Integration von Informations- u. Kommunikationstechnologien	Integration von erneuerbarer u. dezentraler Energieerzeugung	Anwendungen zur Optimierung der Übertragung	Management des Verteilnetzes	AMI	Ladeinfrastruktur für Elektromobilität	Verbraucherseitige Systeme
1	Power Delivery System of the Future: A Preliminary Estimate of Costs and Benefits	x	x	x	x	x	x	-	x
2	Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid: A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid	x	x	x	x	x	x	x	x
3	San Diego Smart Grid Study – Final Report	x	x	x	x	x	-	-	x
4	West Virginia Smart Grid Implementation Plan	-	x	x	-	x	x	x	x
5	Smart Grid Roadmap for the State of New York	x	x	x	x	x	x	x	x
6	A framework for the evaluation of smart grids	-	x	x	-	x	-	-	x
7	Smart Grid: a race worth winning <sup>2</sup>	(-)	(x)	(x)	(-)	(x)	(-)	(-)	(x)
8	A Smart Grid Vision	x	x	x	x	x	x	x	x
9	The social costs and benefits of smart grids	?	?	?	?	?	?	?	?
10	Smart Grid in Denmark	-	x	x	-	x	x	x	x
11	Costs and Benefits of Smart Grids on Liberalized Markets								
12	Gridonomics – An Introduction to the Factors Shaping Electric Industry Transformation	x	x	x	x	x	x	x	x

**Tab. 3: Überblick der eingeschlossenen Technologiefelder in den jeweiligen Studien**

Quelle: Eigene Darstellung

## **4.1. Untersuchung der methodischen Vorgehensweise der einzelnen Studien und Ergebnisdarstellung**

### **4.1.1. Studien 1 (2004) und 2 (2011): Smart Grid-Umsetzung auf nationaler Ebene in den USA**

---

Bei der Studie 2 „Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid – A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid“ aus dem Jahr 2011 handelt es sich im Wesentlichen um eine überarbeitete und aktualisierte Fassung der vorausgegangenen Analyse 1 „Power Delivery System of the future – A Preliminary Estimate of Costs and Benefits“ aus dem Jahr 2004. Die Studien verstehen sich dabei in erster Linie als Anstoß für weitere Diskussionen hinsichtlich der potenziellen Kosten und Nutzen für ein intelligentes Stromversorgungssystem auf nationaler Ebene in den USA. Dementsprechend zielen sie darauf ab, erste Einschätzungen hinsichtlich der benötigten Investitionen bzw. Kosten für ein Smart Grid zu liefern sowie die daraus hervorgehenden Nutzeneffekte abzuschätzen. Bewusst über die erheblichen Unsicherheiten, die mit den Ermittlungen der Kosten und Nutzen einhergehen, ist der eigene Anspruch der Analysen keineswegs, eine endgültige und einzig wahre Analyse darzustellen. Das Electric Power Research Institute (EPRI) gibt sich vielmehr offen für kritische Stellungnahmen und sieht es als erstrebenswert an, dass sich unterschiedliche Akteure wie Energieunternehmen, Universitäten, Regierungen, Technologieunternehmen und Regulierungsagenturen an der Diskussion beteiligen und den Bericht kommentieren, um die Vision eines Smart Grid in den USA weiterzuentwickeln.<sup>118</sup>

Während das EPRI im Jahr 2004 noch „Hoffman Marketing Communications“ zur Durchführung der Analyse beauftragt hat, hat es die Analyse im Jahr 2011 selbst durchgeführt.<sup>119</sup> Das EPRI stellt eine unabhängige und gemeinnützige Organisation dar, die sich mit kurz- und langfristigen Lösungsmöglichkeiten für die Elektrizitätsindustrie, ihren Kunden und der Gesellschaft insgesamt auseinandersetzt und dabei Forschungstätigkeiten auf den Gebieten der Elektrizitätserzeugung, -versorgung und -nutzung sowie Umweltverantwortung betreibt.<sup>120</sup>

---

<sup>118</sup> Vgl. EPRI (2011a), S. 1-1ff.

<sup>119</sup> Vgl. ebd. (2004), (2011).

<sup>120</sup> Vgl. ebd. (o. J), o. S.

#### 4.1.1.1. Methodik der Studien 1 und 2

---

Im Folgenden werden die methodischen Vorgehensweisen der Studien 1 und 2 vorgestellt, wobei insgesamt mehr auf die Vorgängerstudie aus dem Jahr 2004 eingegangen wird, da sie eine umfangreichere Beschreibung der Methodik liefert.

Um eine quantitative Einschätzung über die in den nächsten 20 Jahren (2010-2030) notwendigen Investitionen für ein modernisiertes, intelligentes Stromversorgungssystem auf nationaler Ebene in den USA durchzuführen, hat das Projektteam in der Studie von 2011 die folgenden technologiebezogenen Hauptkostenkomponenten<sup>121</sup> getrennt voneinander untersucht:

- Übertragungsnetz und Umspannwerke;
- Verteilnetz;
- kundenbezogene Kosten.<sup>122</sup>

Begründet wird diese Einteilung zum einen durch die erheblichen Anteilsunterschiede von übertragungs- sowie verteilnetzbezogenen Technologien im Versorgungssystem und zum anderen aufgrund der vorhandenen Unsicherheiten hinsichtlich der korrekten Zuordnung der Verbraucherkosten, die durch Energieversorger, Konsumenten oder Drittanbieter verursacht werden<sup>123, 124</sup>.

Des Weiteren wird eine Aufgliederung der potenziell erforderlichen Investitionen in das Versorgungssystem vorgenommen, indem zwischen zwei grundsätzlichen Investitionsalternativen unterschieden wird:

- Mängelbeseitigung und Befriedigung des Lastanstiegs;
- Smart Grid.

Die erste Investitionsalternative beschäftigt sich mit der Bereitstellung ausreichender Kapazitäten und der Funktionsfähigkeit des derzeitigen, konventionellen Versorgungssystems. Hingegen umfasst die zweite Alternative Investitionen zur Umwandlung dieses Systems in ein intelligentes Stromversorgungssystem.<sup>125</sup> Zwar ist in der Studie selbst nicht explizit von unterschiedlichen Szenarien die Rede, jedoch impliziert die erste Alternative ein Status Quo-Szenario, das Investitionen berücksichtigt, um die Versorgungssicherheit bei einem Lastanstieg zu gewährleisten sowie Maßnahmen zur

---

<sup>121</sup> Die Studie aus dem Jahr 2004 unterscheidet sich darin, dass zur Berechnung der Investitionen lediglich diese dem Verteil- und Übertragungsnetz zugeordnet werden und die quantitative Einschätzung für die Jahre zwischen 2005 und 2025 erfolgt.

<sup>122</sup> Vgl. EPRI (2011a), S. 3-1.

<sup>123</sup> Es wird in diesem Zusammenhang im Bericht angemerkt, dass die technische Weiterentwicklung auf Seiten der Stromverteilung zwar in wesentlichen Bereichen einen erheblichen Einfluss auf den Betrieb und die Konfiguration des Übertragungsnetzes hat, jedoch werden die potenziellen Wechselwirkungen in den Ermittlungen nicht berücksichtigt.

<sup>124</sup> Vgl. EPRI (2011a), S. 3-8.

<sup>125</sup> Vgl. ebd., S. 3-2.

Mängelbeseitigung, während die zweite Alternative das angestrebte Zukunftsszenario eines Smart Grid darstellt.<sup>126</sup> Diese getrennte Betrachtung hat zum Ziel, die „reinen“ (zusätzlichen) Kosten für eine Modernisierung des US-Versorgungssystems hin zu einem Smart Grid erfassbar zu machen; jedoch kommt die Ermittlung der Gesamtkosten im Falle einer Modernisierung des Versorgungssystems zum Smart Grid nicht ohne die Investitionen in den konventionellen Bereichen aus.<sup>127</sup>

Für die Kostenberechnung hat das Projektteam eine Reihe unterschiedlicher Schlüsselannahmen getroffen. So wird es z. B. als wahrscheinlich angenommen, dass die Technologiekosten im Laufe des 20-jährigen Betrachtungszeitraums sinken werden, während gleichzeitig das Leistungsniveau in unvorhersehbarem und möglicherweise erheblichem Maße zunehmen wird. Die in der Studie ermittelten Schätzwerte werden dabei als angemessen beschrieben, können laut eigener Aussage aber angesichts der rasanten Geschwindigkeit des technologischen Fortschritts als eher konservativ gedeutet werden. Zudem wird ein kontinuierlicher „Technologiefortschritt“ über den Zeitrahmen von 20 Jahren angenommen. 2010 beginnend, kommen die meisten Technologien mit einer jährlichen Rate von einem Zwanzigstel der maximal angenommenen Durchdringung zur Anwendung. Die Verbesserungs- und Modernisierungsmaßnahmen werden dabei aber nicht mit dem Jahr 2030 als abgeschlossen verstanden. Vielmehr wird das Smart Grid als Projekt betrachtet, das nie endgültig fertiggestellt sein wird, da es sich stetig und organisch weiterentwickeln wird.<sup>128</sup>

Das EPRI beschreibt gesondert mehrere Gründe für Unsicherheiten, die es generell schwierig machen, die Kosten für Smart Grids zu ermitteln. Beispielsweise gelten insbesondere digitale Technologien aufgrund ihres rasanten technischen Fortschritts relativ schnell als technisch nicht mehr auf der Höhe der Zeit, so dass die angenommenen Technologien schon vor Ende der Nutzungsdauer als überholt gelten könnten. Da außerdem in der Analyse davon ausgegangen wird, dass der Smart Grid-Technologiefortschritt schneller verläuft als bei den traditionellen Netzkomponenten, werden die prognostizierten Kostensenkungen mit einer höheren Rate erfolgen als bei den konventionellen Technologien. Zudem wird angegeben, dass die unterstellte Leistung der Smart Grid-Technologien mit hohen Unsicherheiten verbunden ist, da diese noch recht wenig erforscht sind.<sup>129</sup>

Bevor schließlich auf die eigentlichen Ermittlungen der Kosten und Nutzen eingegangen wird, werden die in der Analyse enthaltenen Technologien aufgezählt, die sich den Technologiekomponenten in der eingangs aufgeführten Tabelle (siehe Tab. 3) zuordnen lassen. Des Weiteren wird auf die Kosten aufmerksam gemacht, die nicht in

---

<sup>126</sup> Vgl. ebd. (2004), S. 4-1.

<sup>127</sup> Vgl. ebd. (2011), S. 3-10.

<sup>128</sup> Vgl. ebd., S. 3-2ff.

<sup>129</sup> Vgl. ebd., S. 3-4f.

der Analyse enthalten sind. Hierzu zählen Kosten für energieeffiziente Geräte, Verbrauchervorrichtungen und -geräte sowie geringwertige dezentrale Speicher. Auch sind weder die Kosten für neue Übertragungsnetze enthalten, die notwendig sind, um erneuerbare Energien zu integrieren, noch werden die Erzeugungskosten für regenerative Elektrizität erfasst.<sup>130</sup>

Das Projektteam hat in der Studie von 2004 sowohl für die Ermittlung der Kosten für das Übertragungsnetz als für das Verteilnetz zur Bewältigung des zukünftigen Lastanstiegs und zur Beseitigung von Mängeln („Status Quo-Alternative“) auf historische Daten zurückgegriffen. So wurden Daten des Edison Electric Institutes (EEI) und der EIA zu den jährlichen Übertragungsnetzinvestitionen von 1925 bis 1999 sowie EIA-Daten über die jährlichen Kapitalaufwendungen für das Verteilnetz von 1988 bis 2002 verwendet.<sup>131</sup>

Für die Smart Grid-Investitionsalternative hat das Projektteam zur Einschätzung der erforderlichen Investitionen in das Übertragungsnetz eine Liste mit 14 Technologie-kategorien zusammengestellt. Aufgrund der Entwicklungen im Bereich der Smart Grid-Technologien zwischen 2004 und 2011 sind im Bericht von 2011 zwar ebenfalls 14 Technologie-kategorien angegeben, die Bezeichnungen und auch die Zuordnungen sind jedoch unterschiedlich, wenn gleich Parallelen vorliegen mögen (siehe Anh. 3/Anh. 4).<sup>132</sup>

Das Projektteam hat für jede Technologie-kategorie Annahmen getroffen, sowohl über die Entwicklungs- und Umsetzungskosten der jeweiligen Technologie pro Stück als auch über die Anzahl der notwendigen Technologien, um ein Smart Grid zu realisieren. Die Anzahl der Technologien pro Technologie-kategorie ergeben multipliziert mit den Stückkosten die geschätzten Investitionen je Technologie-kategorie für den untersuchten Zeitraum.<sup>133</sup>

Die Kosten für die zweite Hauptkostenkomponente „Verteilnetz“ werden in beiden Studien vier Smart Grid-bezogenen Technologie-kategorien zugeordnet (siehe Anh. 5/Anh. 6)<sup>134</sup>; hierbei werden die Investitionen pro Investitionsbereich auf die gleiche Weise berechnet wie im Falle der Hauptkostenkomponente des Übertragungsnetzes.<sup>135</sup>

Nach Ermittlung der gesamten Kosten für das Übertragungs- und Verteilnetz, die für den zu erwartenden Lastanstieg und die Mängelbeseitigung (konventionelle Investitionsalternative) sowie für die Modernisierung hin zu einem intelligenten Versorgungssystem (Smart Grid- Investitionsalternative) notwendig sind, werden in der 2004 durchgeführten Studie potenzielle Synergieeffekte zwischen den genannten Alternativen

---

<sup>130</sup> Vgl. ebd., S. 3-6.

<sup>131</sup> Vgl. ebd. (2004), S. 3-3ff.

<sup>132</sup> Vgl. ebd., S. 3-6/ebd. (2011), S. 5-36f.

<sup>133</sup> Vgl. ebd. (2004), S. 3-5f.

<sup>134</sup> Auch hier operieren beide Studien mit unterschiedlichen Bezeichnungen.

<sup>135</sup> Vgl. EPRI (2004), S. 3-17.

berücksichtigt.<sup>136</sup> Die Nettoinvestitionen werden schließlich aus der Differenz zwischen den Bruttoinvestitionen und den Synergieeffekten ermittelt.<sup>137</sup>

Bezüglich der Einschätzung der Nutzeneffekte eines intelligenten Elektrizitätsversorgungssystems in den USA hat das Projektteam einen flexiblen Arbeitsrahmen zur Berechnung des Nutzens entwickelt, der aus einer Reihe von miteinander verflochtenen Tabellen besteht; wichtige Input-Annahmen werden in einer zentralen Tabelle aufgeführt, so dass für Außenstehende die Möglichkeit eröffnet wird, Modifizierungen vorzunehmen, resultierende Auswirkungen auf den kalkulierten Wert zu beurteilen, neue Erkenntnisse zu gewinnen und damit zur allgemeinen Diskussion beizutragen. Der grundsätzliche Ansatz, den das Team bei der Nutzenkalkulation verfolgt, beruht auf der Identifikation von essentiellen Merkmalen des Versorgungssystems. Hierzu zählen z. B. die Versorgungssicherheit, Stromqualität, Produktivität, Umwelt und Stromkapazität. Für jedes Attribut wird eine quantitative Einschätzung vorgenommen, in der aufgezeigt wird, um welchen Geldbetrag die Attribute durch die Einführung eines Smart Grid verbessert werden. Für den Berechnungsprozess hat das Projektteam eine Vielzahl von unterschiedlichen Datenquellen herangezogen, wie z. B. von der EIA und dem Bureau of Labor Statistics (BLS). Auf Aussagen darüber, wie die angenommenen Verbesserungen der einzelnen Attribute erzielt werden, wird in diesem Ansatz jedoch verzichtet. Stattdessen wird für jedes Attribut eine prozentuale Verbesserung angenommen. Diese sind das Ergebnis von Einschätzungen des nach eigenen Aussagen sehr erfahrenen Projektteams, das seine Kompetenzen im Bereich der Stromversorgung eingesetzt hat, um die potenziellen Verbesserungen, die mit dem Einsatz von Smart Grid-Technologien einhergehen könnten, abzuschätzen.<sup>138</sup> Auf mögliche Wechselwirkungen zwischen den Verbesserungen der Attribute wurde verzichtet. Jedoch ist laut Bericht davon auszugehen, dass bei Berücksichtigung der Wechselwirkungen sich der kalkulierte Gesamtnutzen erhöhen würde.<sup>139</sup>

Aus den Erläuterungen über die Vorgehensweise bei den Ermittlungen der Investitionen (Kosten) und Nutzen wird deutlich, dass unterschiedliche Ansätze angewendet werden. Zwar spielen die verschiedenen Technologien in beiden Fällen eine wichtige Rolle, doch werden sie selbst nur im Falle der Kostenanalyse untersucht, während sie im Falle der Nutzenanalyse als Begründung für die Verbesserungen der Attribute des Energiesystems herangezogen werden, ohne die Technologien selbst zu untersuchen. Außerdem werden bei der Kostenanalyse mit den Investitionen in „Lastanstieg und Mängelbeseitigung“ (konventionelle Investitionsalternative) sowie in eine Modernisierung der Stromversorgung (Smart Grid-Investitionsalternative) zwei Investitions-

---

<sup>136</sup> Vgl. ebd., S. 3-8.

<sup>137</sup> Vgl. ebd., S. 3-18.

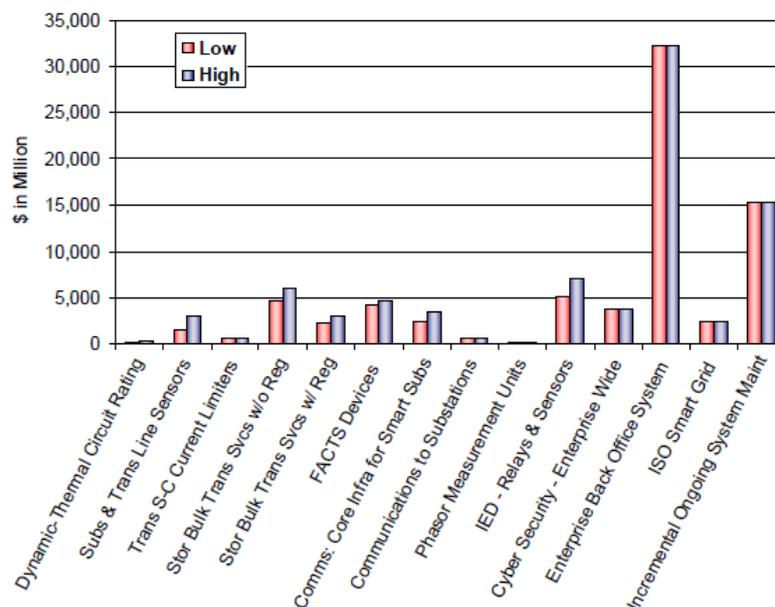
<sup>138</sup> Vgl. ebd., S. 4-1f.

<sup>139</sup> Vgl. ebd., S. 4-4.

alternativen explizit erfasst, während bei der Nutzenanalyse lediglich der Smart Grid-Fall berücksichtigt wird. Das heißt, dass für die Berechnung des Nutzens ausschließlich der Nutzen der Smart Grid-Investitionsalternative quantifiziert wird. Dies ermöglicht einen direkten Vergleich des Smart Grid-Nutzens mit den Kosten des Smart Grid, was das eigentliche Ziel der Studie darstellt.<sup>140</sup>

#### 4.1.1.2. Ergebnisse der Studien 1 und 2

Die Ergebnisse der Kostenberechnung von 2011 für die erste Hauptkostenkomponente „Übertragungsnetz und Umspannwerke“<sup>141</sup> sind in der folgenden Abb. 9 dargestellt. Abzulesen sind die ermittelten Kosten für die 14 identifizierten Smart Grid-bezogenen Technologiekatogorien. Dabei wird deutlich, dass die Kategorie „Enterprise Back Office System“, die im Wesentlichen alle Investitionen für geografische Informationssysteme, Ausfallmanagement und das Management des Verteilnetzes<sup>142</sup> umfasst, die größte Kostenposition darstellt und mit geschätzten 32 Mrd. USD mehr als doppelt so hohe Kosten verursacht wie die zweithöchste Kostenposition (15 Mrd. USD) „kontinuierliche Systeminstandhaltung“.



**Abb. 9: Smart Grid Kosten des Übertragungsnetzes und der Umspannwerke**

Quelle: EPRI (2011a), S. 5-38.

In der Studie von 2004, die generell andere Kategoriebezeichnungen aufweist als die von 2011, verursachen die Investitionen für „Starkstrom und Umspannwerke“ die

<sup>140</sup> Vgl. ebd., S. 5-1.

<sup>141</sup> Wie bereits in 4.1.1.1 erwähnt, werden in der Analyse von 2011 die Kosten für die Technologiebereiche „Übertragungsnetz und Umspannwerke“, „Verteilnetz“ und „kundenbezogene Kosten“ getrennt betrachtet, während in der Vorgängerstudie lediglich zwischen Übertragungs- und Verteilnetz differenziert wird. Jedoch sind sowohl in den Übertragungs- als auch in den Verteilnetzskosten die Umspannwerkkosten enthalten sowie in den Verteilnetzskosten auch die kundenbezogenen Kosten.

<sup>142</sup> Vgl. EPRI (2011a), S. 5-30.

höchsten Kosten im Übertragungsnetz.<sup>143</sup> Letztlich kommt die Studie im Jahr 2004 zu der Einschätzung, dass sich zwar die Smart Grid-bezogenen Investitionen in die erste Hauptkostenkomponente „Übertragungsnetz und Umspannwerke“ auf ca. 110 Mrd. USD belaufen würden, jedoch werden die Nettoinvestitionen nach Abzug der potenziellen Synergieeffekte, die sich aus den Investitionen in den konventionellen Bereichen „Lastanstieg (Synergieeffekt: 55 Mrd. USD) und Mängelbeseitigung (Synergieeffekt: 17 Mrd. USD)“ (Status Quo) ergeben, auf 38 Mrd. USD geschätzt.<sup>144</sup> Im Nachfolgebericht von 2011 werden die Smart Grid-bezogenen Gesamtkosten für die erste Hauptkostenkomponente hingegen ausschließlich als Nettowert angegeben, der mit 82 bis 90 Mrd. USD deutlich über dem ermittelten Nettoinvestitionen von 2004 liegt. Dabei setzen sich die Kosten in der Analyse von 2011 nicht nur aus den Modernisierungsinvestitionen des derzeitigen US-Energieversorgungssystems in ein nationales Smart Grid-System (75 bis 82 Mrd. USD) zusammen, sondern darüber hinaus auch aus solchen Kosten, die notwendig sind, um die Funktionalität des Smart Grid bei einem Lastanstieg (6 bis 7 Mrd. USD) sowie einer großmaßstäblichen Integration erneuerbarer Energien (0,6 Mrd. USD) aufrechtzuerhalten.<sup>145</sup>

Für die zweite Hauptkostenkomponente „Verteilnetz“, die sich, wie im Methodikabschnitt beschrieben, in beiden Studien aus vier Smart Grid-bezogenen Technologie-kategorien zusammensetzt, identifiziert der aktualisierte Bericht von 2011 die Kosten für die „Automatisierung auf Verteilnetzebene“ (124 bis 177 Mrd. USD) als deutlich größte Kostenposition; die nächstgrößte mit vergleichsweise geringen ca. 25 Mrd. USD stellt die Technologie-kategorie „Intelligente Universal-Transformatoren“ dar.<sup>146</sup> Im Bericht von 2004, der auch hier mit anderen Bezeichnungen operiert, werden die einzelnen Kosten für die Technologiekomponenten nicht aufgeführt. Die Gesamtbruttokosten für das modernisierte Verteilnetz werden in der Studie von 2004 mit 259 Mrd. USD beziffert. Nach Abzug der potenziellen Synergien in Höhe von 132 Mrd. USD, die sich durch die Investitionen im konventionellen Bereich „Lastanstieg“ ergeben, verringern sich die Nettoinvestitionen des Smart Grid-abhängigen Anteils am Verteilnetz auf 127 Mrd. USD.<sup>147</sup> Wie bei der ersten Hauptkostenkomponente „Übertragungsnetz und Umspannwerke“ gilt für die zweite Hauptkostenkomponente „Verteilnetz“, dass im Nachfolgebericht von 2011 die Smart Grid-bezogenen Gesamtkosten ausschließlich als Nettowert angegeben werden. Diese werden 2011 auf 232 bis 339 Mrd. USD geschätzt. Die Kosten setzen sich auch hier nicht nur aus den Modernisierungsinvestitionen des derzeitigen US-Energieversorgungssystems in ein nationales Smart

---

<sup>143</sup> Vgl. ebd. (2004), S. 3-7.

<sup>144</sup> Vgl. ebd., S. 3-19.

<sup>145</sup> Vgl. ebd. (2011), S. 5-42.

<sup>146</sup> Vgl. ebd., S. 6-17.

<sup>147</sup> Vgl. ebd., (2004), S. 3-17f.

Grid-System (165 bis 249 Mrd. USD) zusammen, sondern zusätzlich auch aus den Kosten, die notwendig sind, um die Funktionalität des Smart Grid bei einem Lastanstieg aufrechtzuerhalten (67 bis 90 Mrd. USD).<sup>148</sup>

Im Gegensatz zur Analyse von 2004 werden in der Studie von 2011 die „kundenbezogenen Kosten“ als einzelne und dritte Hauptkostenkomponente aufgeführt. Diese belaufen sich laut den Berechnungen auf 24 bis 46 Mrd. USD, wovon die Kosten für die „Kommunikationsausrüstung der Gebäudeautomatisierung“ mit 5 bis 20 Mrd. USD am stärksten ins Gewicht fallen.<sup>149</sup>

Letztendlich ist das Endergebnis der Kostenanalyse von 2004, dass nach Abzug der Synergien, die sich durch die Investitionen in den konventionellen Investitionsbereichen (Status Quo-Investitionsalternative) für die Modernisierungsmaßnahmen (Smart Grid-Investitionsalternative) ergeben, die Nettoinvestitionskosten bzw. die „reinen“ Smart Grid-bezogenen Kosten ca. 165 Mrd. USD betragen (Bruttoinvestitionen: 369 Mrd. USD).<sup>150</sup> Der Bericht von 2011 kommt hingegen zu dem Ergebnis, dass sich die Nettoinvestitionen auf eine Summe zwischen 338 und 476 Mrd. USD belaufen könnten, wolle man ein funktionsfähiges Smart Grid-System auf nationaler Ebene in den USA umsetzen.<sup>151</sup> Begründet wird dieser drastische Anstieg einerseits durch eine inflationäre Entwicklung sowie durch höhere Kosten für die Technologiekomponenten. Zum anderen resultiert es vor allem auch aus den neuen Erkenntnissen hinsichtlich der notwendigen Kosten, um die Funktionalität eines Smart Grid gewährleisten zu können (siehe hierzu auch Anh. 7).<sup>152</sup>

Des Weiteren haben die Berechnungen der Analyse von 2004 ergeben, dass sich die Kosten für die konventionelle Investitionsalternative (Lastanstieg und Mängelbeseitigung) aus Übertragungsnetzinvestitionen in Höhe von 130 Mrd. USD und Verteilernetzinvestitionen in Höhe von 336 Mrd. USD zusammensetzen. Als Resultat ergibt sich eine Bruttoinvestitionssumme (ohne Synergien) für die konventionellen Technologiebereiche von insgesamt 466 Mrd. USD zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des derzeitigen Netzes in der Zukunft.<sup>153</sup> Diesbezüglich lassen sich in der aktualisierten Analyse von 2011 keine Zahlen finden. Es ist anzumerken, dass die Summe von 466 Mrd. USD in der Analyse von 2004 zwar gesondert von den Smart Grid-relevanten Kosten als Kosten für die konventionelle Investitionsalternative behandelt wird, jedoch gleichzeitig benötigt wird, um die Synergien für die Smart Grid-Investitionsalternative zu erfassen, die für die Ermittlung der Smart Grid-Nettoinvestitionen erforderlich sind.

---

<sup>148</sup> Vgl. ebd. (2011), S. 6-19.

<sup>149</sup> Vgl. ebd., S. 7-17.

<sup>150</sup> Vgl. ebd. (2004), S. 5-30.

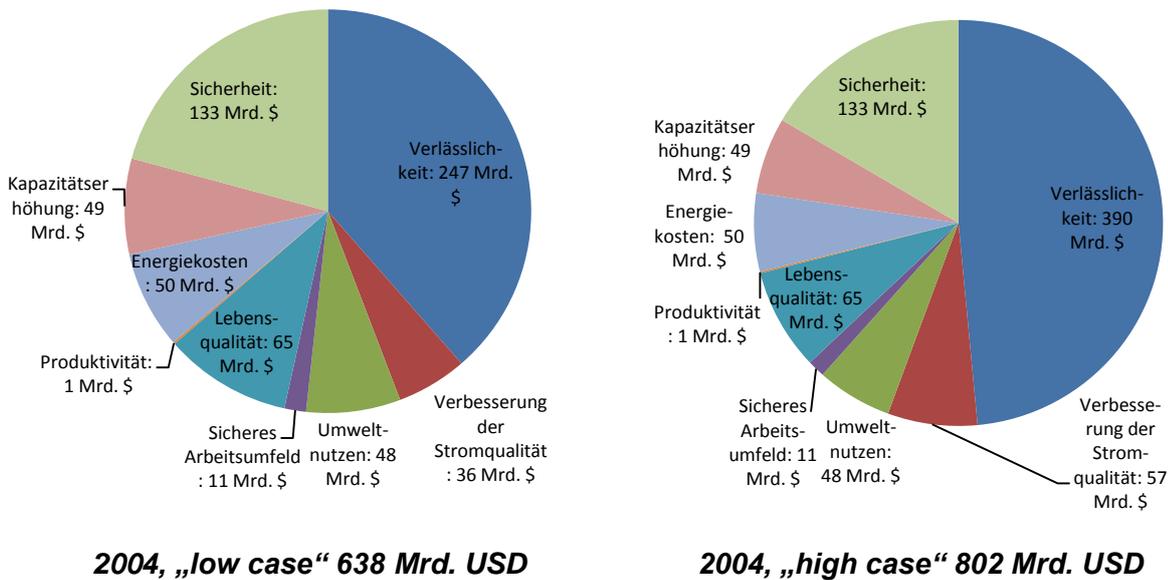
<sup>151</sup> Vgl. ebd. (2011), S. 1-4.

<sup>152</sup> Vgl. ebd., S. 2-16.

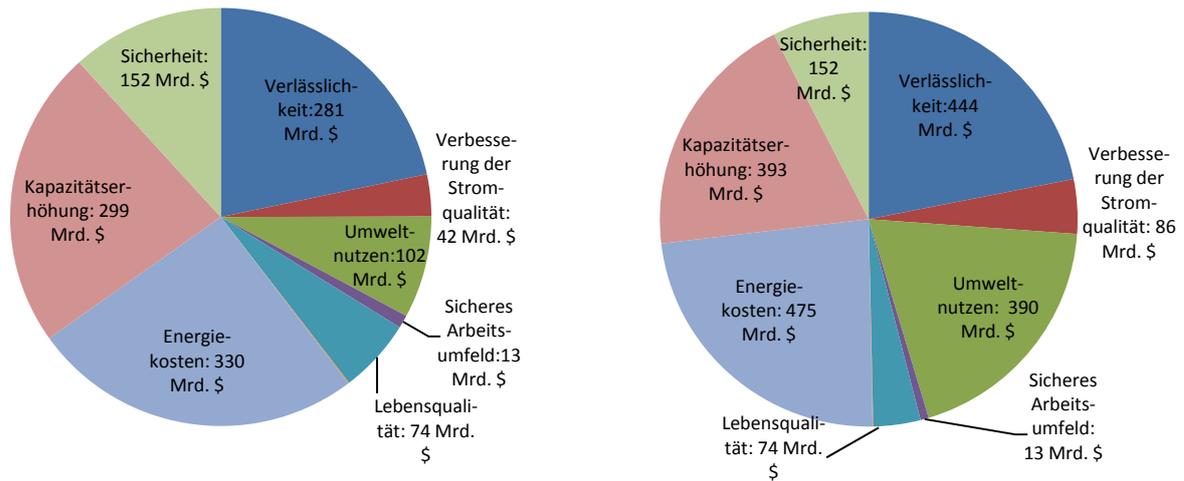
<sup>153</sup> Vgl. ebd. (2004), S. 3-19.

Angesichts der Entwicklungen der Smart Grid-relevanten Technologien und der neuen Erkenntnisse wurden in der Nutzenanalyse von 2011 zusätzliche Nutzenfaktoren identifiziert und in die Kalkulation aufgenommen (siehe Anh. 8). Während der Nutzen im Jahr 2004 auf zwischen 638 und 802 Mrd. USD geschätzt wurde, ergaben die Ermittlungen von 2011 einen Nutzen von 1.294 bis 2.028 Mrd. USD und damit einen mindestens doppelt so hohen Nutzen, der sich aus der Modernisierung des Versorgungssystems zum Smart Grid ergibt, als er im Vorgängerbericht berechnet wurde. Das EPRI merkt hierzu an, dass auch für die Berechnungen im Jahr 2011 nicht alle Nutzen eines Smart Grid identifiziert werden konnten und man davon ausgehe, dass der tatsächliche Gesamtnutzen eines Smart Grid noch höher liegen dürfte.<sup>154</sup>

Vergleicht man die beiden Berichte hinsichtlich der ermittelten Nutzen für die einzelnen Attribute des Versorgungssystems (siehe nachfolgende Abb. 10), fällt auf, dass sich die Verteilung des Nutzens verändert hat. Während im Jahr 2004 die steigende Verlässlichkeit noch als größte Nutzenposition ermittelt wurde, waren es 2011 die sinkenden Energiekosten, die 2004 noch wenig bedeutsam waren. War der Nutzen des Sicherheitszugewinns 2004 noch am zweitgrößten, spielt er 2011 eine verhältnismäßig unbedeutende Rolle.



<sup>154</sup> Vgl. ebd. (2011), S. 4-5f.



**Studie 2011 „low case“ 1.294 Mrd. USD      Studie 2011 „high case“ 2.028 Mrd. USD**

**Abb. 10: Geschätzter diskontierter<sup>155</sup> Nutzen des Smart Grid über 20 Jahre (Vergleich 2004 und 2011)**

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an EPRI (2004), S. 4-6/EPRI (2011a), S. 1-9.

Im Ergebnis liegt das von 2004 ermittelte Nutzen-Kosten-Verhältnis eines US-Smart Grid bei 4:1 bis 5:1<sup>156</sup>, während die aktualisierte Analyse von 2011 auf ein Verhältnis von 2,8:1 bis 6:1<sup>157</sup> kommt.

#### 4.1.1.3. Studienanmerkungen

Aufgrund der Entwicklungen zwischen 2004 und 2011 im Bereich Smart Grid-relevanter Technologien und der neuen Erkenntnisse erscheint die Überarbeitung und Aktualisierung der Kosten-Nutzen-Analyse im Jahr 2011 sinnvoll. So wurde z. B. das Technologiefeld Ladeinfrastruktur für Elektromobilität in der Studie von 2004 noch nicht eingeschlossen. Die Aktualisierung drückt sich auch in den neu ermittelten Werten für die zu erwartenden (zusätzlichen) Kosten und Nutzen eines Smart Grid aus, was im Ergebnis bedeutet, dass der im Jahr 2004 identifizierte Nutzen und die Kosten unterbewertet wurden. Wesentliches Ergebnis beider Studien ist, dass die zusätzlichen Nutzeneffekte die zusätzlichen Kosten eines Smart Grid übertreffen, wenn auch die ermittelten Nutzen-Kosten-Verhältnisse unterschiedlich sind.

Die aktuelle Kosten-Nutzen-Analyse von 2011 lehnt sich in ihrer Methodik stark an die Vorgängeranalyse von 2004 an, hält die Erläuterungen zur methodischen Vorgehensweise jedoch sehr knapp, so dass der Bericht von 2011 einige Informationslücken aufweist, die im Vorgängerbericht nicht vorliegen. So geht aus dem Bericht z. B. nicht

<sup>155</sup> Laut der Studie aus 2004 beträgt die angenommene Diskontierungsrate 5%, Studie 2011 enthält keine Angabe zur Diskontierungsrate

<sup>156</sup> Vgl. ebd. (2004), S. 5-1.

<sup>157</sup> Vgl. ebd. (2011), S. 1-4.

hervor, wie hoch die verwendete Diskontierungsrate ist; vielmehr finden sich im Bericht selbst keinerlei Beschreibungen darüber, dass Diskontierungen vorgenommen wurden. Es bleibt zu vermuten, dass diesbezüglich keine Angaben gemacht wurden, weil keine Veränderungen gegenüber der Version von 2004 vorgenommen wurden. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die Diskontierungsrate in der Analyse von 2011 wie in der 2004 durchgeführten Analyse 5% beträgt.<sup>158</sup>

Auffällig ist zudem, dass im Bericht von 2011 keine Methodikerläuterungen sowie keinerlei Informationen zu den Berechnungen der konventionellen Investitionsalternative („Lastanstieg und Mängelbeseitigung“) angegeben werden. Zwar wird wie im Bericht von 2004 erklärt, dass die Kostenkomponenten auf die beiden Investitionsalternativen „Lastanstieg und Mängelbeseitigung“ und „Smart Grid“ hin untersucht werden, jedoch finden sich hierzu ansonsten keine weiteren Informationen im Bericht von 2011. Des Weiteren wird in diesem Zusammenhang kein expliziter Vergleich zwischen den verschiedenen Investitionsalternativen vorgenommen.

Im Bericht von 2004 kommt zwar noch deutlich raus, dass in Form von Investitionen in das konventionelle Stromversorgungssystem einerseits und Smart Grid-Investitionen andererseits grundsätzlich zwei Investitionsalternativen behandelt werden. Ein Vergleich der beiden Alternativen findet jedoch auch hier nicht statt. Vielmehr wird die Aufteilung damit begründet, dass hierdurch die „reinen“ Kosten für eine Modernisierung des Versorgungssystems in ein Smart Grid erfasst werden können. Die Investitionen in die konventionellen Bereiche dienen dabei primär dazu, die daraus hervorgehenden Synergien für das Smart Grid zu ermitteln, die von den ermittelten Smart Grid-Bruttoinvestitionen abgezogen werden. Ohnehin wird bei der Nutzenanalyse lediglich der Smart Grid-Fall berücksichtigt, während bei der Kostenanalyse mit den Investitionen für „Lastanstieg und Mängelbeseitigung“ (Status Quo) sowie für das Smart Grid beide Investitionsalternativen erfasst werden. Indirekt sind aber beide Investitionsalternativen in der Nutzenanalyse enthalten, da es sich bei dem Berechnungsansatz des Nutzens um den zusätzlichen Nutzen handelt, der aus den Investitionen in das Smart gegenüber dem Status Quo resultiert. Dieses Vorgehen bedeutet jedoch auch, dass bei der Nutzenanalyse angenommen wird, dass der Status Quo statisch ist und es in der Zukunft zu keinem höheren Nutzen kommt, wenn keine Investitionen in die Modernisierung des Stromversorgungssystems hin zum Smart Grid getätigt werden.

Auffällig an der Nutzenkalkulation ist, dass sie das Resultat der Erfahrungswerte und Einschätzungen des Projektteams ist. Da die Schätzungen keine objektivierten Verfahrensweisen aufweisen, scheint ihre Nachvollziehbarkeit und Überprüfbarkeit

---

<sup>158</sup> Vgl. ebd. (2004), S. 4-4.

lediglich intern gegeben zu sein, während es für den externen Leser nicht möglich ist, die Gründe für die Einschätzungen nachzuvollziehen.

Um die Unsicherheiten, die mit der Realisierung eines Smart Grid-Projektes verbunden sind, Teil der Analyse werden zu lassen, wenden beide Studien unterschiedliche Berechnungen für die Nutzenseite an, indem ein „Low Case“ und ein „High Case“ angenommen werden. Für die Kostenseite werden lediglich bei der Studie 2011 ein Low Case und ein High Case angegeben.

Des Weiteren wird im Bericht von 2011 zwar illustrativ durch eine ähnliche Abbildung wie in der Vorgängerfassung verdeutlicht, dass potenzielle Synergien zwischen den Investitionen in den konventionellen Feldern und Investitionen in Smart Grid-relevante Technologiefelder anfallen (siehe Anh. 9/Anh. 10). Im Gegensatz zum Bericht von 2004 weist der aktuelle Bericht aber keine Informationen darüber auf, wie hoch diese Synergien sind. Dies erscheint vor dem Hintergrund der Höhe der ermittelten Synergien, die sich aufgrund der Investitionen in den konventionellen Bereichen für den Bereich Smart Grid ergeben und die Smart Grid-Kosten von einem Bruttowert in Höhe von 369 Mrd. USD auf einen Nettowert von 165 Mrd. USD reduzieren, kaum nachvollziehbar. Zwar ist davon auszugehen, dass die potenziellen Synergien auch in die Kostenanalyse von 2011 eingeflossen sind, jedoch wird dies aus dem Bericht selbst weitaus weniger ersichtlich als noch im Bericht von 2004.

Im Bericht von 2011 werden durch die getrennte Behandlung in Kosten der Übertragungsnetze und Umspannwerke, Verteilnetze sowie kundenbezogene Kosten keine Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Kostenfaktoren berücksichtigt. Diese getrennte Behandlung erfolgt auch im Bericht von 2004 mit der etwas gröberen Unterteilung in Übertragungsnetze und Verteilnetze. Außerdem werden mögliche nutzenseitige Wechselwirkungen zwischen den untersuchten Attributen nicht berücksichtigt.

Beide Kosten-Nutzen-Analysen operieren in der Ergebnisdarstellung und -interpretation ausschließlich mit dem Nutzen-Kosten-Verhältnis. Folglich kommen weder der NGW noch der interne Zinsfuß zum Einsatz - in Abschnitt 3.1 wurde der NGW als wichtigstes und geeignetstes Entscheidungskriterium einer Kosten-Nutzen-Analyse identifiziert, um Rückschlüsse über die Vorteilhaftigkeit von Projekten ziehen zu können. Ferner wird auf eine Überprüfung der Anfälligkeit der Ergebnisse in beiden Analysen verzichtet, so dass eine Sensitivitätsanalyse nicht Bestandteil der Analysen ist.

Insbesondere der Bericht von 2011 stellt den Leser zudem vor kleinere Ungereimtheiten. So wird beispielsweise bei der Aufzählung der Smart Grid-Kosten, die nicht in der Analyse enthalten sind, zwar darauf aufmerksam gemacht, man habe die Kritik einiger Rezensenten darüber, dass weder die Kosten für neue Übertragungsnetze, die notwendig sind, um erneuerbare Energien zu integrieren, noch die Erzeugungskosten

für regenerativen Strom in der Analyse enthalten sind, zur Kenntnis genommen<sup>159</sup>, jedoch erschließt sich dem Leser am Ende nicht, womit die Nichtberücksichtigung dieser Kosten begründet wird.

#### **4.1.2. Studie 3: Smart Grid-Umsetzung in San Diego, USA**

---

Die Smart Grid-Studie „San Diego Smart Grid Study – Final Report“ von 2006 wurde in Auftrag gegeben und finanziert vom EPIC (Energy Policy Initiatives Center), einem gemeinnützigen Studien- und Forschungszentrum der juristischen Fakultät der Universität San Diego, welches sich mit energiepolitischen und -rechtlichen Themen der Regionen San Diego und Kalifornien auseinandersetzt und Informationen zur Entwicklung und Umsetzung von nachhaltigen Lösungen für eine zukunftsfähige Energieversorgung erarbeitet.<sup>160</sup> Durchgeführt wurde die Studie nicht vom EPIC selbst, sondern von SAIC (Science Applications International Corporation), einem Unternehmen mit weltweit ca. 38.000 Mitarbeitern, das sich um Lösungen für Herausforderungen unterschiedlicher Art (u. a. Krebsforschung/-heilung, Erforschung von neuer Robotertechnik, Umsetzung von Tsunamifrühwarnsystemen) bemüht, indem es für seine Auftraggeber nach Lösungen auf Basis innovativer Anwendung von Technologien und Expertise forscht.<sup>161</sup>

Die Studie wurde zudem in Zusammenarbeit mit dem Department of Energy (DOE) erstellt, um die Durchführung der Arbeit mit bestehenden Programmen (u. a. „Transmission Reliability“, „GridWise Distributed Generation“) abzustimmen. Zudem baut die Kosten-Nutzen-Analyse auf zum Zeitpunkt der Erstellung aktuellen Dokumenten des DOE auf (u. a. „Grid 2030“, „National Electric Delivery Technologies Roadmap“) und ist eng an den Bemühungen der Industrie im Rahmen einiger der genannten Programme gekoppelt, die Netzinfrastruktur verlässlicher, sicherer und leistungsfähiger zu gestalten.<sup>162</sup>

Das wesentliche Bestreben der Studie ist es, eine erste Einschätzung über die technische Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit eines Smart Grid in der Region San Diego abzugeben.

---

<sup>159</sup> Vgl. EPRI (2011a), S.3-6f.

<sup>160</sup> Vgl. EPIC (o. J), o. S.

<sup>161</sup> Vgl. SAIC (o. J), o. S.

<sup>162</sup> Vgl. EPIC (2006), S. 13.

#### 4.1.2.1. Methodik der Studie 3

Für die Analyse werden verschiedene Annahmen bzw. Ausgangsbedingungen getroffen. Hierzu gehören u. a.:

- Die Umsetzung einer AMI erfolgt innerhalb eines separaten AMI-Projektes und wird im Jahr 2010 umgesetzt sein;
- Um Doppelzählungen zu vermeiden, werden alle potenziellen Nutzen durch Demand Response-Aktivitäten dem AMI-Projekt in Form von z. B. nachfrage-seitigen Einsparungen zugeschrieben, so dass dieser Nutzen innerhalb der Smart Grid-Analyse nicht explizit berücksichtigt und quantifiziert wird. Jedoch sei man sich darüber bewusst, dass durch die Integration von AMI die Möglichkeiten für Demand Response in der Region verbessert werden.<sup>163</sup>

Um zunächst abschätzen zu können, welche ökonomischen, ökologischen bzw. umweltregulatorischen sowie technischen Bedingungen zukünftig in der Region San Diego vorliegen werden, hat das Projektteam auf Basis dieser drei Kategorien sechs Zukunftsszenarien entwickelt, die die Extrema der drei Bedingungsmerkmale abbilden:



**Abb. 11: San Diego Szenarien**

Quelle: EPIC (2006), S. 126.

Aus der Abb. 11 geht hervor, dass im Bericht zwischen folgenden Szenarien getrennt wird:

- *In Bezug auf die wirtschaftliche Entwicklung in der Region:* „Blue Sky“ (Starke wirtschaftliche Entwicklung) versus „Rezession“;
- *In Bezug auf die umweltregulatorische Entwicklung in der Region:* „Ausgeprägte Umweltregulierung“ versus „Niedrige Umweltregulierung“;
- *In Bezug auf die technische Entwicklung in der Region:* „Bahnbrechende Technologieentwicklung“ versus „Minimaler technologischer Fortschritt“.<sup>164</sup>

<sup>163</sup> Vgl. ebd., S. 11.

<sup>164</sup> Vgl. ebd., S. 126.

Um nur solche Szenarien zu identifizieren, die sich für die Umsetzung eines Smart Grid eignen, wurden im nächsten Schritt fünf Kategorien externer Einflussfaktoren identifiziert, die Einfluss auf das Versorgungssystem nehmen sowie auf die Eignung der verschiedenen Szenarien für eine mögliche Smart Grid-Umsetzung. Diese fünf Kategorien betreffen Veränderungen:

- in der elektrischen Last;
- in der Gesetzgebung;
- in den Regulierungen;
- in den Umweltbedingungen;
- in der technologischen Entwicklung.

Diese werden wiederum von verschiedenen Treibern beeinflusst, die sich in den jeweiligen Szenarien positiv oder negativ sowie unterschiedlich stark niederschlagen können.<sup>165</sup> Eine Fokusgruppe von Experten für Smart Grids hat dann untersucht, welche Treiber der jeweiligen externen Einflusskategorien<sup>166</sup> besonders förderlich für die Umsetzung eines Smart Grid sind. Hierfür wurden Wertungen von eins (1) bis zehn (10) vergeben. Mit 1 wurden Treiber bewertet, die wahrscheinlich keinen oder wenig Einfluss auf den Betrieb oder die Nachfrage des Stromnetzes haben; mit 10 hingegen solche Treiber, die einen erheblichen Einfluss auf das Versorgungssystem haben. Im nächsten Schritt wurde untersucht, ob sich der Einfluss der Treiber positiv oder negativ auf die Umsetzung eines Smart Grid auswirken würde. Faktoren, die als förderlich für die Umsetzung eines Smart Grid gelten, wurden mit einer 1 bewertet, wohingegen die Treiber mit einer 0 als nicht „freundlich“ gegenüber Smart Grids gewertet wurden. Das Endergebnis ergibt sich aus der Multiplikation beider Wertungen. Da die Treiber unabhängig von vier Experten bewertet wurden, wurde für jeden Treiber ein Bewertungsdurchschnittswert ermittelt. Anschließend wurden anhand der Durchschnittswerte diejenigen Treiber aus jeder der fünf externen Einflusskategorien identifiziert, die die besten Bedingungen für eine Smart Grid-Umsetzung bieten.<sup>167</sup>

Um letztlich aufzuzeigen, wie sich die sechs Szenarien für die Umsetzung eines Smart Grid eignen, wurde für jedes Szenario ein Gesamtdurchschnittswert gebildet, welcher sich aus dem Durchschnitt der Wertungen für die Treiber, die das jeweilige Szenario beeinflussen, ergibt. Um diese hinsichtlich ihrer Eignung für das Smart Grid einzuordnen, wurden drei Bewertungsbereiche gebildet:

---

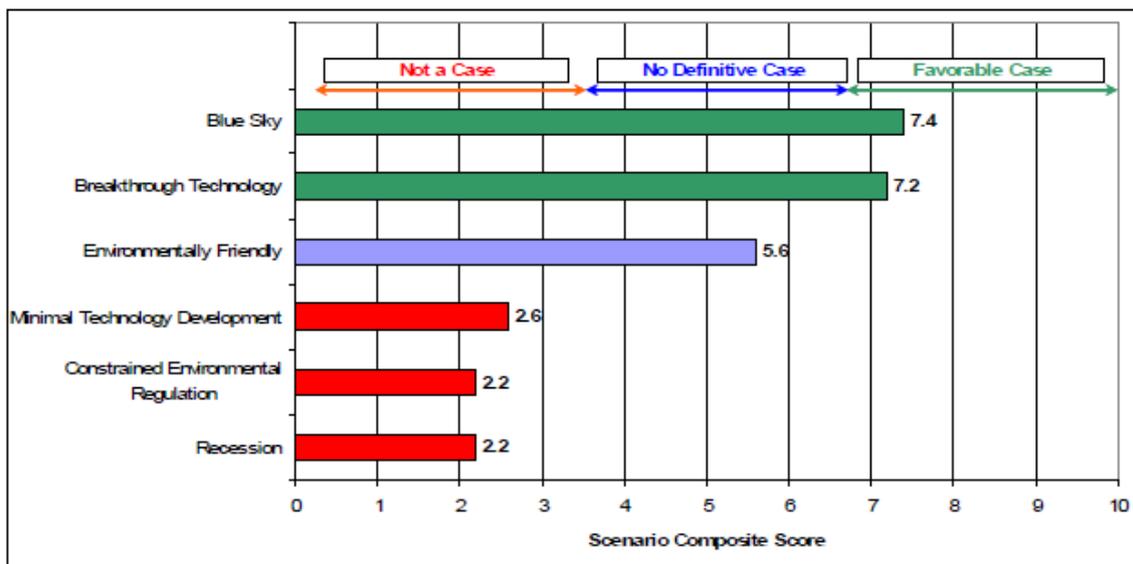
<sup>165</sup> Vgl. ebd., S. 129ff.

<sup>166</sup> Für eine Auflistung der Treiber der einzelnen externen Einflusskategorien siehe Anh. 11.

<sup>167</sup> Vgl. EPIC (2006), S. 141.

- Ein Szenario mit einer Gesamtwertung zwischen 0,0 und 3,3 bedeutet, dass die Bedingungen für die Einführung eines Smart Grid als ungünstig erachtet werden können;
- Für Szenarien mit einer Wertung zwischen 3,3 und 6,7 lässt sich ohne zusätzliche Informationen keine eindeutige Aussage darüber treffen, ob die Bedingungen günstig genug für ein Smart Grid sind;
- Für Szenarien mit einer Wertung zwischen 6,7 und 10 werden die Bedingungen für die Realisierung eines Smart Grid als gut beurteilt.<sup>168</sup>

Das Ergebnis der Szenarien-Analyse (siehe Abb. 12), deutet darauf hin, dass die Szenarien „Blue Sky“ mit einer Gesamtwertung von 7,4 sowie „Bahnbrechende Technologieentwicklung“ mit 7,2 günstige Bedingungen für ein Smart Grid bieten. Bei dem Szenario „Ausgeprägte Umweltregulierung“ (5,6) hingegen fällt das Ergebnis nicht eindeutig aus. Gegen eine Smart Grid-Einführung sprechen die Szenarien „Rezession“ (2,2), „Niedrige Umweltregulierung“ (2,2) und „Minimaler technologischer Fortschritt“ (2,6).<sup>169</sup>



**Abb. 12: Bewertung zukünftiger Szenarien hinsichtlich ihrer Eignung für die Einführung eines Smart Grid in San Diego**

Quelle: EPIC (2006), S. 145.

Nachdem analysiert wurde, unter welchen der Szenarien die Gegebenheiten für die Realisierung eines Smart Grid günstig stehen, wurde eine Prognose über die zu erwartenden Entwicklungen gemacht, um einzuschätzen, ob das letztlich vermutete Entwicklungsszenario für die Region günstige Bedingungen für die Umsetzung eines Smart Grid bietet oder nicht. Hierfür wurden diejenigen zuvor identifizierten Treiber der

<sup>168</sup> Vgl. ebd., S. 144.

<sup>169</sup> Vgl. ebd., S. 144f.

externen Einflusskategorien ausgewählt und auf Basis der ebenfalls zuvor ermittelten Wertungen hin untersucht, die zum erwarteten Entwicklungstrend der Region San Diego passen. Dabei kam man zu dem Ergebnis, dass das voraussichtliche Zukunftsszenario mit einer Gesamtwertung von 7,1 im Ergebnisbereich liegt, der für die Umsetzung eines Smart Grid spricht.<sup>170</sup>

Da die voraussichtlichen Entwicklungen in der Region als „geeignet“ für die Realisierung eines Smart Grid beurteilt wurden, machte sich das Team im Anschluss daran, in einer Lückenanalyse („Gap-Analyse“) den Ist-Zustand des regionalen Übertragungs- und Verteilnetzes mit dem erwarteten Smart Grid-Szenario zu vergleichen, um die notwendigen Änderungen zur Modernisierung des Netzes zu identifizieren. Als Rahmen für die Lückenanalyse wurden fünf Schlüsseltechnologiefelder<sup>171</sup> genutzt, die von der Modern Grid Initiative (MGI) als integrative Bestandteile eines Smart Grid identifiziert wurden und zur Modernisierung des Netzes notwendig sind:

- Advanced Grid Components;
- Sensing, Metering and Measurement;
- Integrated Communications;
- Advanced Control Methods;
- Decision Support and Human Interface.<sup>172</sup>

Dabei wurde der Ist-Zustand des derzeitigen Versorgungssystems auf Lücken gegenüber dem Smart Grid-Szenario, in dem die Umsetzung aller Schlüsseltechnologiebereiche angenommen wird, untersucht und die Differenzen aus drei verschiedenen Perspektiven beurteilt: aus technologischer, politischer und regulatorischer sowie verbrauchersystemseitiger Sicht.<sup>173</sup> Insgesamt wurden 26 technologiebezogene Verbesserungsmöglichkeiten identifiziert, die, wenn sie umgesetzt werden, das derzeitige Übertragungs- und Verteilnetz in ein Smart Grid umwandeln. Diese 26 Verbesserungsinitiativen zur Modernisierung des derzeitigen Versorgungssystems in der Region San Diego bilden die Grundlage für die Kosten-Nutzen-Analyse<sup>174 175</sup>.

Da laut Bericht die Umsetzung aller 26 Verbesserungsinitiativen in mehrjährigen Programmen sehr kompliziert und in einem angemessenen Zeitrahmen nicht umsetzbar wäre, wurden im Rahmen der Studie nur solche Verbesserungsinitiativen für die eigentliche Kosten-Nutzen-Analyse ausgewählt, die den größten Nutzen erwarten

---

<sup>170</sup> Vgl. ebd. (2006), S. 22.

<sup>171</sup> Diese Schlüsseltechnologiefelder wurden der zu Beginn des Kapitels aufgeführten Tab. 3 zugeordnet.

<sup>172</sup> Vgl. EPIC (2006), S. 23.

<sup>173</sup> Vgl. ebd.

<sup>174</sup> Für eine Auflistung sämtlicher Technologie-Verbesserungs- bzw. Modernisierungsinitiativen siehe Anh.

12

<sup>175</sup> Vgl. EPIC (2006), S. 41.

lassen. Damit soll gewährleistet werden, dass mit der Auswahl das wesentliche Nutzenvolumen erfasst und die Differenz im Nutzen zwischen ausgewählten und sämtlichen Verbesserungsinitiativen minimiert wird.<sup>176</sup> Hierfür hat das Projektteam in einer ersten Analyse alle 26 Initiativen hinsichtlich ihrer potenziellen Nutzeneffekte und den Reifegraden ihrer Technologien untersucht.<sup>177</sup> Anhand einer Liste von Nutzenarten (z. B. Reduktion von Störungen und Ausfällen, Umweltnutzen durch höhere Effizienz, bessere Stromqualität, Verlässlichkeit und Kapazitätsauslastung)<sup>178</sup> wurde der Nutzen jeder Verbesserungsinitiative individuell berechnet<sup>179</sup>.<sup>180</sup> Für eine detaillierte Kosten-Nutzen-Analyse mit einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren wurden schließlich 13 Initiativen mit dem potenziell größten Nutzen ausgewählt (siehe Anh. 13).<sup>181</sup>

Das Projektteam hat zur Quantifizierung des Nutzens in der umfassenden Nutzenanalyse mit den ausgewählten 13 Verbesserungsinitiativen mehr als 300 Variablen herangezogen. In einigen Fällen basieren die Werte der Variablen auf veröffentlichten Studien (z. B. der San Diego Association of Governments (SANDAC) oder EPRI), aber in der Mehrheit der Fälle konnten die Werte der Variablen aus Untersuchungen der derzeitigen Infrastruktur gewonnen werden.<sup>182</sup>

Jeder Nutzenwert wurde einzeln ermittelt. Hierfür wurden die 13 Verbesserungsinitiativen in Bezug auf ihren potenziellen Nutzen für die verschiedenen Nutzenarten untersucht. Dabei weisen die Verbesserungsinitiativen in der Regel nicht nur Nutzeneffekte einer Nutzenart auf, sondern es sind meist mehrere Bereiche gleichzeitig, auf die die Verbesserungsinitiativen nutzenstiftend wirken. Da erst durch die Integration aller Verbesserungsinitiativen der Gesamtnutzen ermöglicht werden kann, ist es laut des Berichts wichtig, dass der kollektive Nutzen gegenüber den kollektiven Kosten gewichtet und nicht jede Verbesserungsinitiative einzeln betrachtet wird. Um Nutzen-Doppelzählungen zu vermeiden, wurde im Rahmen eines Nutzenaufteilungsprozesses jeder Verbesserungsinitiative der prozentuale Nutzenanteil an der jeweiligen Nutzenart zugeordnet.<sup>183</sup>

In Bezug auf die Kostenanalyse wurden jeweils die Kosten ermittelt, die für die Umsetzung der einzelnen Verbesserungsinitiativen notwendig sind. Diese Kosten setzen sich aus den anfänglichen Investitionsaufwendungen, die den Großteil der Kosten ausmachen, sowie den mit der Umsetzung verbundenen jährlichen Betriebs-

---

<sup>176</sup> Vgl. ebd.

<sup>177</sup> Vgl. ebd., S. 50.

<sup>178</sup> Für eine vollständige Liste der Nutzenarten siehe Anh. 14.

<sup>179</sup> Da die Erläuterungen der Nutzenberechnungen für die Verbesserungsinitiativen sehr umfassend sind, was daraus resultiert, dass die jeweils zutreffenden Nutzenarten auf die einzelnen Verbesserungsinitiativen angewandt werden und die Berechnungen eigenen Formeln folgen, soll an dieser Stelle auf die entsprechenden S. 169-182 im Anhang des Berichts verwiesen werden.

<sup>180</sup> Vgl. EPIC (2006), S. 168ff.

<sup>181</sup> Vgl. ebd., S. 50ff.

<sup>182</sup> Vgl. ebd., S. 53.

<sup>183</sup> Vgl. ebd., S. 54.

und Instandhaltungskosten zusammen. Für die Ermittlungen der Kosten kamen dabei u. a. folgende Inputfaktoren zur Anwendung:

- Vorhandene und geplante Anlagen in der Region;
- Vorhandene Ermittlungen von Anbietern;
- Regionale Faktoren der Herstellungskosten;
- Nationale Schätzwerte;
- Werte der Modern Grid Initiative;
- Erfahrungswerte des Projektteams.<sup>184</sup>

Sowohl die Kosten als auch der Nutzen fallen nicht gleichzeitig an und hängen von dem Zeitpunkt ab, an dem sie jeweils anfallen bzw. realisiert werden können. Da jede der 13 Verbesserungsinitiativen ihre eigene Kosteneffizienz besitzt und sich die Verbesserungsinitiativen gegenseitig darin beeinflussen, wann ihre Nutzen realisiert werden können, hat der Umsetzungszeitpunkt bzw. die Umsetzungsreihenfolge der Verbesserungsinitiativen einen Einfluss auf das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse. Aus diesem Grund hat das Projektteam anhand von drei Business Case-Szenarien unterschiedliche Umsetzungsstrategien untersucht:

- *Earliest Positive Cash Flow*: Bei diesem Szenario wird der kumulierte Cashflow bereits nach kürzester Zeit positiv. Dieses Szenario stellt insbesondere aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten eine sinnvolle Umsetzungsentwicklung der Verbesserungsinitiativen dar, da der interne Zinsfuß maximiert wird, indem zunächst solche Investitionen getätigt werden, die schnell wirtschaftlichen Nutzen abwerfen, wodurch die zukünftigen Investitionen finanziert werden;
- *Maximum Benefits Early*: Dieses Szenario repräsentiert vor allem die soziale Sichtweise, indem möglichst früh hohe Kosten in Kauf genommen werden, um eine frühestmögliche hohe Nutzensausbeute zu gewährleisten;
- *Optimized Internal Rate of Return (IRR)*: Dieses Szenario stellt die bestmögliche Kombination aus den ersten beiden Szenarien dar. Es handelt sich hierbei um ein Kompromisszenario zwischen dem maximal möglichen internen Zinsfuß und dem bestmöglichen NGW.<sup>185</sup>

Das Projektteam hat im Rahmen dieser Studie auch eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, so dass jeder angenommene Variablenwert sowohl verdoppelt als auch halbiert wurde, um den Einfluss der Variablen auf den internen Zinsfuß, auf die prozen-

---

<sup>184</sup> Vgl. ebd., S. 57.

<sup>185</sup> Vgl. ebd., S. 58.

tuale Änderung des Gesamtnutzens sowie auf die prozentuale Änderung des NGW zu untersuchen.<sup>186</sup>

#### 4.1.2.2. Ergebnisse der Studie 3

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse, die sich auf die ausgewählten 13 Verbesserungsinitiativen beziehen, können der nachfolgenden Tab. 4 entnommen werden. Demnach beläuft sich der jährliche Nutzen bei einer Umsetzung der 13 Verbesserungsinitiativen auf ca. 141 Mio. USD. Über den gesamten Betrachtungszeitraum belaufen sich der Systemnutzen auf insgesamt 1,433 Mrd. USD und der gesellschaftliche bzw. verbraucherseitige Nutzen auf 1,396 Mrd. USD. Insgesamt ergibt sich daraus ein Gesamtnutzen von 2,83 Mrd. USD. Auf der Kostenseite stehen Kapitalkosten in Höhe von insgesamt 490 Mio. USD und jährliche Betriebs- und Instandhaltungskosten von 24 Mio. USD. Werden die Betriebs- und Instandhaltungskosten über den gesamten Betrachtungszeitraum kalkuliert, ergibt sich hierfür ein Kostenbetrag von 480 Mio. USD, so dass im Ergebnis Gesamtkosten in Höhe von 970 Mio. USD anfallen.

<b>Total Annual Benefits</b>	<b>\$141M</b>
<b>System Benefits (20-years)</b>	<b>\$1,433M</b>
<b>Societal (Consumer-side) Benefits (20-years)</b>	<b>\$1,396M</b>
<b>Total Capital Cost</b>	<b>\$490M</b>
<b>Annual O&amp;M Cost</b>	<b>\$24M</b>

**Tab. 4: Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse**

Quelle: EPIC (2006), S. 55.

Werden die Nutzensauswirkungen betrachtet (siehe Anh. 14), dann lässt sich erkennen, dass die Anzahl der Nutzensauswirkungen auf der Systemseite überwiegt, die Höhe der jährlichen Systemnutzen (71,8 Mio. USD) jedoch ähnlich den jährlichen verbraucherseitigen Nutzen (69,7 Mio. USD) ist. Die größte Nutzenposition stellt dabei die Reduktion der erzwungenen Abschaltungen bzw. Unterbrechungen dar, gefolgt von der Schaffung neuer Arbeitsplätze in der Region und der damit einhergehenden Erhöhung des Bruttoinlandsproduktes sowie dem Nutzen, der sich aus der Reduktion der Nachfragespitzen ergibt.<sup>187</sup>

Auf der Kostenseite werden die Kosten für die Umsetzung der einzelnen Verbesserungsinitiativen ausgewiesen (siehe Anh. 15). Dabei wird die Verbesserungsinitiative „Advanced Energy Storage Systems“ mit Investitionsaufwendungen in Höhe von 150,5 Mio. USD als die deutlich kostenintensivste angegeben; es folgt „DER-based Microgrids“ mit 101,7 Mio. USD. Auch auf Seiten der jährlichen Betriebs- und Instand-

<sup>186</sup> Vgl. ebd., S. 75.

<sup>187</sup> Vgl. ebd., S. 55.

haltungskosten fallen die Energiespeichersysteme am stärksten ins Gewicht, gefolgt von der Verteilnetzautomatisierung.<sup>188</sup>

Die Ergebnisse der Business Case-Szenarien lassen sich an der nachfolgenden Tab. 5 verdeutlichen. Zwar wird beim „Earliest Positive Cash Flow-Szenario“ bereits nach 3,5 Jahren ein positiver Cash Flow erzielt, jedoch ergeben sich größere Nutzeneffekte (ab 50 Mio. USD/Jahr) erst nach 11 Jahren (2017). Dies führt dazu, dass die interne Rendite mit 75% am höchsten ist, wohingegen der NGW mit 403 Mio. USD am niedrigsten ausfällt. Hingegen werden beim „Maximum Benefit-Szenario“ bereits nach 6 Jahren (2012) größere Nutzen erzielt, jedoch liegt hier erst nach 7 Jahren ein positiver Cash Flow vor. Dies führt dazu, dass die interne Rendite mit 26% am niedrigsten ausfällt, der NGW mit 508 Mio. USD aber am höchsten ist. Das „Optimized Internal Rate of Return-Szenario“ lässt sich zwischen den beiden Szenarien einordnen. Alle Werte liegen hier zwischen den ermittelten Werten der beiden anderen Szenarien. Nach 5,5 Jahren wird hier ein positiver Cash Flow erzielt und nach 8 Jahren (2014) können größere Nutzeneffekte generiert werden. Die interne Rendite beläuft sich auf 44% und der NGW auf 416 Mio. USD.

Scenario	Regional IRR* (%)	NPV*** (\$M)	Point of Positive Cash Flow** (Yrs)	First Year Annual Benefits Top \$50M
Earliest Positive Cash Flow	75%	403	3.5	2017
Maximum Benefits Early	26%	508	7.0	2012
Optimized IRR	44%	416	5.5	2014

\* Für gewöhnlich bezieht sich die „Internal Rate of Return“ (interne Zinsfuß) auf einen einzelnen Wirtschaftsakteur. In diesem Fall wird die Region San Diego als ein Akteur betrachtet, um den regionalen Nutzen (Systemnutzen und verbraucherseitiger Nutzen) zu ermitteln.

\*\* Der „Point of Positive Cash Flow“ stellt die kollektive Cash Flow-Analyse aller 13 Verbesserungsinitiativen dar, die als ein kombiniertes Gesamtprogramm behandelt werden. Dabei erfordern mehrere Verbesserungsinitiativen, dass über 10 Jahre hinweg ständig Investitionen getätigt werden, die über den positiven Cash Flow hinausgehen, um das Smart Grid vollständig umzusetzen. So solle der positive Cash Flow nicht als Maßstab dafür verstanden werden, dass sich ein Szenario auszahlt.

\*\*\* Die hier angenommene Diskontierungsrate beträgt 8%.

**Tab. 5: Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse anhand unterschiedlicher Szenarien**

Quelle: EPIC (2006), S. 59.

Gesamtwirtschaftlich betrachtet, erscheint das „Maximum Benefit-Szenario“ als das beste Szenario für die Umsetzung der Verbesserungsinitiativen in der Region San Diego, da es sowohl für die Verbraucher als auch für die Betreiber einen schnellen Nutzenzugang ermöglicht. Außerdem zeichnet sich dieses Szenario durch den größten NGW und einem attraktiven internen Zinsfuß für die Region aus. Um den Nutzen für die Region so früh wie möglich zu maximieren, ist es wichtig, sich in der Umsetzung

<sup>188</sup> Vgl. ebd., S. 58.

der Maßnahmen zunächst auf die dichter besiedelten Gebiete zu konzentrieren und dann auszuweiten, da diese Gebiete ein höheres Nutzen-Kosten-Verhältnis ermöglichen.<sup>189</sup>

Aus der Kosten-Nutzen-Analyse lässt sich im Ergebnis ableiten, dass der zu erwartende Nutzen für die Bevölkerung, die Energieversorger und für beide zusammen den Umbau des Netzes in der Region San Diego zu einem Smart Grid rechtfertigt. Jedoch ist bei der Entscheidung zu berücksichtigen, dass die hiermit verbundenen Kosten erheblich wären. Die innerhalb der Analyse durchgeführte Sensitivitätsanalyse zeigt im Ergebnis auf, dass der größte negative Einfluss auf den internen Zinsfuß sich in der Veränderung der Variablen „Jahre, die nötig sind, um den durchschnittlichen Beschäftigungszuwachs in der IT und im Verarbeitenden Gewerbe zu erreichen“ ergibt. Eine weitere starke negative Abweichung ergibt sich bei der Variablen „Prozentuale Abnahme an Unterbrechungen.“<sup>190</sup>

#### 4.1.2.3. Studienanmerkungen

---

Die Kosten-Nutzen-Analyse für die Region San Diego unternimmt den Versuch der Integration von Unsicherheiten, indem in einer Vorabanalyse sechs Zukunftsszenarien für die Region San Diego betrachtet werden und untersucht wird, welche Bedingungen vorliegen können bzw. sollten, damit die Bedingungen für die Einführung eines Smart Grid günstig sind. Zudem werden für die Ermittlung der Kosten und Nutzen drei Business Case-Szenarien betrachtet, die verschiedene Umsetzungsstrategien definieren und die Auswirkungen des Einführungszeitpunktes näher untersuchen.

Als Entscheidungskriterium kommen sowohl der NGW als auch der interne Zinsfuß zum Einsatz. Eine Sensitivitätsanalyse ist Teil der Analyse. Ein Vergleich mit einer Basisalternative erfolgt nicht.

Auffällig ist, dass durch die Entscheidung nicht alle identifizierten Verbesserungsinitiativen in die Analyse einzuschließen, die Aussagekraft der Analyseergebnisse begrenzt ist. Außerdem vernachlässigt der Ansatz der Auswahl der 13 Verbesserungsinitiativen mit dem größten Nutzen – von insgesamt 26 Verbesserungsinitiativen – die Kostenseite. Denn die Auswahl der 13 Verbesserungsinitiativen mit dem größten Nutzen bzw. Nettonutzen kann dazu führen, dass eine Unterrepräsentation der Kostenseite in der Analyse vorliegt, während die Nutzenseite im Verhältnis überrepräsentiert ist. Dementsprechend kann die Auswahl einen verfälschenden Einfluss auf das Endergebnis haben.

---

<sup>189</sup> Vgl. ebd., S. 69.

<sup>190</sup> Vgl. ebd., S. 75.

### 4.1.3. Studie 4: Smart Grid-Umsetzung in West Virginia, USA

---

Die Studie „West Virginia Smart Grid Implementation Plan“ aus dem Jahr 2009 wurde in Auftrag gegeben und finanziert vom NETL. Durchgeführt wurde die Studie allerdings nicht allein vom NETL, sondern in Zusammenarbeit mit folgenden Institutionen: Horizon Energy Group, West Virginia University, American Electric Power, Allegheny Power, SAIC, Renz Consulting, West Virginia Division of Energy.<sup>191</sup> Das NETL ist Bestandteil des nationalen Laboratorien Systems des DOE. Es unterstützt das DOE dabei, die nationale Sicherheit, die wirtschaftliche Sicherheit sowie die Energieversorgungssicherheit in den USA zu verbessern.<sup>192</sup>

Die Studie untersucht, welche Änderungen notwendig sind, um das derzeitige Elektrizitätsnetz in West Virginia in ein Smart Grid umzuwandeln. Mithilfe einer Kosten-Nutzen-Analyse wird geprüft, ob die Einführung eines Smart Grid aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten lohnenswert erscheint.<sup>193</sup>

#### 4.1.3.1. Methodik der Studie 4

---

Die Kosten-Nutzen-Analyse basiert auf der Annahme, dass alle Maßnahmen aufeinander abgestimmt eingeführt werden. Grund hierfür ist, dass eine unabhängige Betrachtung der einzelnen Maßnahmen die Realisierungskosten erhöhen und den Nutzen für die Gesellschaft und die Konsumenten reduzieren würde.<sup>194</sup> Generell strebt die Analyse mit der Ermittlung der zu erwartenden Kosten und Nutzen laut eigener Aussage ein eher konservatives Bild an.<sup>195</sup>

Laut Studienbericht setzt eine Kosten-Nutzen-Analyse für ein Smart Grid in West Virginia voraus, dass Informationen darüber vorliegen, welche Änderungen für die Realisierung eines Smart Grid in West Virginia notwendig sind. Dementsprechend hat das Projektteam zunächst den zum Zeitpunkt der Erstellung aktuellen Netzzustand in West Virginia untersucht. Hierzu wurde ein „Smart Grid-Merkmal-Reifegrad-Modell“ verwendet, anhand dessen jeder der innerhalb der Studie herausgestellten Eigenschaften eines Smart Grid ein Wert zugeordnet wurde, welcher angibt, wie „reif“ der Zustand des derzeitigen Systems, gemessen an den typischen Merkmalen eines Smart Grid, ist. Dabei hat die Studie folgende grundlegenden Merkmale eines Smart Grid identifiziert:

---

<sup>191</sup> Vgl. NETL (2009b), S. 2.

<sup>192</sup> Vgl. ebd. (o. J.), o. S.

<sup>193</sup> Vgl. ebd., S. 9.

<sup>194</sup> Vgl. ebd.

<sup>195</sup> Vgl. ebd. S. 94.

- Aktive Kundenbeteiligung im Versorgungssystem;
- Neue Produkte, Dienstleistungen und Märkte;
- Integration aller Erzeugungs- und Speicherarten;
- Antizipation und Reaktion auf Störungen;
- Effizienterer Anlagenbetrieb;
- Hohe Toleranz gegenüber Angriffen und Naturkatastrophen;
- Stromqualität entspricht Ansprüchen des 21. Jahrhunderts.<sup>196</sup>

Um den Zustand des konventionellen Versorgungssystems möglichst objektiv zu ermitteln, hat nicht nur das Projektteam Wertungen vorgenommen, sondern ebenfalls verschiedene beteiligte Akteure aus dem US-Bundesstaat West Virginia, wie z. B. Energieversorgungsunternehmen, Verbraucher und Kontrollstellen. Ferner wurden die Bewertungen innerhalb des Projektteams von jedem Teammitglied unabhängig voneinander vorgenommen. Die Ergebnisse wurden anschließend innerhalb des Teams verglichen und von den Teammitgliedern begründet. Drei der Teammitglieder haben zudem ein Bewertungswerkzeug auf das Reifegrad-Modell angewandt, indem der Reifezustand des Netzes mithilfe der abgegebenen Antworten auf die Bewertungsfragen gerankt wurde. Schließlich wurden aus allen Ergebnissen des Expertenteams Endwerte in Form von Konsenswerten gebildet. Die Ergebnisse dieser Zustandsbewertung sind in der nachfolgenden Tab. 6 ersichtlich. Die insgesamt niedrigen Werte lassen darauf schließen, dass der Smart Grid-Reifegrad des konventionellen Netzes äußerst niedrig und das Netz mit einigen Ausnahmen mit dem Netz von vor 50-70 Jahren vergleichbar ist.<sup>197</sup>

Smart Grid Characteristic	Expert Team Assessment			Consensus Result	SGMM Tool
	Average	High	Low		Average
Enables active consumer participation	1.38	2	1	1.5	1.70
Accommodates all generation and storage options	1.09	1.75	1	1	1.77
Enables new products, services and markets	1.58	2	1	1.5	1.71
Provides PQ for 21st century needs	1.41	2	1	1.5	1.65
Optimizes assets and operates efficiently	1.66	2	1	1.5	1.67
Anticipates and responds to disturbances	1.39	2	1	1.5	1.74
Operates resiliently against attack and natural disaster	1.19	2	1	1.5	1.68

**Tab. 6: Zustandsbewertung des derzeitigen Smart Grid-Reifegrades**

Quelle: NETL (2009b), S. 43.

<sup>196</sup> Vgl. ebd., S. 42f.

<sup>197</sup> Vgl. ebd.

Um vom konventionellen System zum Smart Grid zu kommen, bedarf es eines Strategieplanes bzw. einer „Roadmap“. Zu diesem Zwecke hat das DOE/NETL-Strategie-team folgende Meilensteine identifiziert, die zur Realisierung aller identifizierten Smart Grid-Merkmale führen sollen:

- *Partizipationsermöglichung der Verbraucherseite*: Macht aus den Verbrauchern aktive Teilnehmer und ermöglicht Netzinteraktionen;
- *Moderner Verteilnetzbetrieb*: Führt zu Optimierungen auf der Betreiberseite, erhöht die Verlässlichkeit und ermöglicht die Selbstregulierung des Netzes;
- *Moderner Übertragungsnetzbetrieb*: Adressiert Überlastungen/Engpässe und integriert Aspekte des Verteilnetzes mit Übertragungsnetzabläufen;
- *Modernes Anlagenmanagement*: Erhöht die Effizienz der Anlagenbetreuung und senkt die Betreiberkosten.<sup>198</sup>

Um feststellen zu können, in welchem Umfang die Smart Grid-Merkmale und damit auch die genannten Meilensteine in West Virginia umgesetzt werden müssten, wurde eine Analyse über die wahrscheinliche zukünftige Lage in West Virginia durchgeführt.<sup>199</sup> Das Projektteam hat sechs mögliche Zukunftsszenarien für West Virginia identifiziert, die das Produkt von Diskussionen, Visionen, Plänen und Trends in Konsum, Wirtschaft, Regulierung/Politik und Umwelt sind und verdeutlichen sollen, wo West Virginia in Bezug auf die Umsetzung eines Smart Grid erwartet, in der Zukunft zu stehen. Diese sechs Zukunftsszenarien sind:

- *Traditioneller Regulierungsrahmen*: Ein Zukunftsszenario mit einer Regulierungspolitik nach dem Maßstab, dass primär ein gutes Umfeld für eher vorsichtige Investitionen geboten wird, die mit möglichst geringen Kosten für die Konsumenten verbunden sind. Konsumentennutzen und gesellschaftlicher Nutzen werden hierbei nicht direkt berücksichtigt, was konsistent mit dem Vorgehen in den letzten 50 Jahren wäre;
- *Breiter, flexibler Regulierungsrahmen*: Ein Zukunftsszenario mit neuen Regulierungsmaßstäben, die Anreiz dafür geben, in Smart Grid-Projekte zu investieren;
- *Begrenzter Zugang zu Ressourcen und Chancen*: Ein Zukunftsszenario, das durch wenige Beschäftigungschancen und Ressourcen dominiert wird, jedoch mit guter Verfügbarkeit an Freizeit- und Erholungsgebieten;

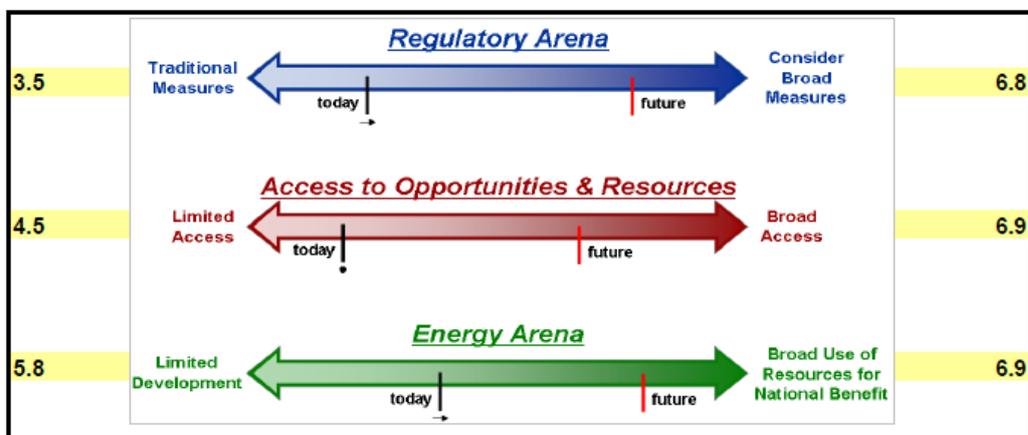
---

<sup>198</sup> Vgl. ebd., S. 21.

<sup>199</sup> Vgl. ebd., S. 28.

- *Umfassender Zugang zu Ressourcen und Chancen:* Ein Zukunftsszenario mit vielen verschiedenen Beschäftigungschancen und der Nutzung von natürlichen Ressourcen für Energie, Wirtschaftsaktivitäten sowie Freizeit- und Erholung;
- *Begrenzte Energieentwicklung:* Ein Zukunftsszenario, das Kohle für die Energieerzeugung dominierend einsetzt;
- *Breite Nutzung von Energieressourcen:* Ein Zukunftsszenario, das durch eine innovative Nutzung von Kohle, Biomasse und anderen örtlichen Ressourcen für Strom, Wärme und Kraftstoffe für den Verkehr dominiert wird.<sup>200</sup>

Für jedes Zukunftsszenario wurde eine Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmt, indem jedes Szenario auf einer Skala von eins (1) bis zehn (10) bewertet wurde, wobei 10 eine sehr hohe und 1 eine sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios bedeuten. Anzumerken ist, dass die zukünftige Situation in West Virginia nicht aus einem einzigen Szenario ermittelt wird, sondern das Ergebnis der wahrscheinlichen Entwicklungen in den verschiedenen Bereichen ist. Die Bewertung der Szenarien erfolgt mithilfe von Treibern, die jedes Szenario beeinflussen. Dementsprechend ist die Wahrscheinlichkeit für ein bestimmtes Szenario davon abhängig, wie externe Einflüsse, die von den Treibern gelenkt werden, ein Szenario beeinflussen. Die folgende Abb. 13 zeigt einerseits die Eintrittswahrscheinlichkeit für die sechs Szenarien auf. Die Zahlen auf der linken und rechten Seite geben die Eintrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Szenarien wieder. Als die drei wahrscheinlichsten Szenarien werden ein „breiter, flexibler Regulierungsrahmen“, ein „umfassender Zugang zu Ressourcen und Chancen“ und eine „breite Nutzung von Energieressourcen“ ermittelt. Außerdem wird in der Abbildung der vorher ermittelte Smart Grid-Reifezustand des derzeitigen Netzes (schwarze Linie) sowie der erwartete Zukunftszustand (rote Linie) in einer Pfeilskala eingeordnet.<sup>201</sup>



**Abb. 13: Eintrittswahrscheinlichkeit der sechs Zukunftsszenarien**

Quelle: NETL (2009b), S. 46.

<sup>200</sup> Vgl. ebd., S. 45f.

<sup>201</sup> Vgl. ebd., S. 45ff.

Genau wie bei der Analyse des Ist-Zustandes des Netzes wurde zur Beurteilung der wahrscheinlichen Zukunftssituation in West Virginia das Smart Grid-Reifegrad-Modell angewandt. Die Ergebnisse des Reifegrades der zu erwartenden Zukunftssituation lassen sich in der nachfolgenden Tab. 7 ablesen. Deutlich wird, dass der Reifegrad des zukünftigen Netzes im Vergleich zum Ist-Zustand deutlich höher ausfällt.

Smart Grid Characteristic	Expert Team Assessment			Consensus Result	SGMM Tool
	Average	High	Low		Average
Enables active consumer participation	4.13	5	3	4	3.98
Accommodates all generation and storage options	4.04	5	2.5	4	3.90
Enables new products, services and markets	4.11	5	3	4	3.84
Provides PQ for 21st century needs	3.72	5	2	3.5	3.74
Optimizes assets and operates efficiently	4.29	5	3	4	3.81
Anticipates and responds to disturbances	3.80	5	3	4	3.92
Operates resiliently against attack and natural disaster	4.09	5	2.5	3.5	3.95

**Tab. 7: Wahrscheinliche Zukunftssituation des Smart Grid-Reifegrades**

Quelle: NETL (2009b), S. 56.

Anschließend hat das Projektteam mithilfe einer Lückenanalyse die notwendigen Maßnahmen im Kontext von Technologie, Regulierung/Politik und Konsumbedarf identifiziert, die ergriffen werden müssen, um das derzeitige Elektrizitätsnetz in ein Smart Grid umzuwandeln. Während der aktuelle Netzzustand im Hinblick auf den Entwicklungsstand der sieben Smart Grid-Merkmale noch am Anfang steht (Entwicklungsstufe 1), würde es ca. zehn Jahre dauern, bis die Netzeigenschaften einen Smart Grid-Reifegrad von 3,5 bis 4 erreichen würden. Weitere zehn Jahre würde es dauern, um die höchste Entwicklungsstufe 5 zu erreichen. Die Ergebnisse der Lückenanalyse sowie die Maßnahmen zur Überwindung dieser Differenzen bilden die Grundlage für die Kosten-Nutzen-Analyse der Studie.<sup>202</sup>

Innerhalb der eigentlichen Kosten-Nutzen-Analyse mit einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren wurden verschiedene Smart Grid-Business Case-Szenarien entwickelt und mit dem Base Case-Szenario („Business as usual“) verglichen, um den potenziellen Nettonutzen, der mit der Einführung der Smart Grid-Technologien einhergeht, aufzuzeigen. Nachfolgend werden die verschiedenen Szenarien beschrieben, von denen die ersten drei Smart Grid-Szenarien darstellen:

<sup>202</sup> Vgl. ebd., S. 61ff.

- *Szenario A:* Die Realisierung von Smart Grid-Technologien in West Virginia schließt sowohl den Nutzen für die Energieversorger als auch für die Verbraucher und die Gesellschaft insgesamt in West Virginia ein sowie Nutzeneffekte über die Bundesstaatsgrenze West Virginias hinaus;
- *Szenario B:* Die Realisierung von Smart Grid-Technologien in West Virginia schließt sowohl den Nutzen für die Energieversorger als auch für die Verbraucher und die Gesellschaft insgesamt in West Virginia ein;
- *Szenario C:* Die Realisierung von Smart Grid-Technologien in West Virginia schließt lediglich den Nutzen für die Energieversorger ein;
- *Szenario D:* Business as usual-Szenario (BAU-Szenario).<sup>203</sup>

Als Kostenkomponenten wurden folgende Technologielösungen<sup>204</sup> in der Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt:

- AMI;
- IT Integration;
- Demand Response (DR);
- Distribution Management System (DMS);
- Distributed Energy Resources (DER)<sup>205, 206</sup>.

Da die einzelnen Komponenten zum Teil stark miteinander verflochten sind, wurden die Kosten und der Nutzen der Smart Grid-Technologielösungen nicht isoliert voneinander betrachtet, so dass auch Interdependenzen berücksichtigt wurden.<sup>207</sup> Zur Bestimmung des Zeitpunktes, an dem der Nutzen einsetzt und die Kosten anfallen, wurde der zeitliche Startpunkt der Umsetzung und die Dauer bis zur erfolgreichen Umsetzung der einzelnen Technologien bestimmt.<sup>208</sup>

Nachfolgend sind die Bereiche aufgeführt, die innerhalb einer Systemanalyse als diejenigen Bereiche identifiziert wurden, in denen die Realisierung eines Smart Grid zu Nutzeneffekten für die beteiligten Akteure führt:

- *Schutz* für Beschäftigte und Öffentlichkeit;
- *Verlässlichkeit* durch eine Reduzierung der Häufigkeit und der Dauer von Störungen/Ausfällen, hohe Stromqualität und hohe Kundenzufriedenheit mit der Stromversorgung;

---

<sup>203</sup> Vgl. ebd., S. 94f.

<sup>204</sup> Diese Technologiekomponenten wurden der zu Beginn des Kapitels aufgeführten Tab. 3 zugeordnet.

<sup>205</sup> Die Technologielösung Transmission Management Systems wurde nicht in die Kosten-Nutzen-Analyse eingeschlossen, da es bereits zwei Übertragungsprojekte in der Region gibt, die sich mit den Technologielücken in der Übertragung auseinandersetzen.

<sup>206</sup> Vgl. NETL (2009b), S. 88.

<sup>207</sup> Vgl. ebd., S. 107.

<sup>208</sup> Vgl. ebd., S. 94.

- *Versorgungssicherheit* durch eine verringerte Anfälligkeit gegenüber Anschlägen und Naturkatastrophen;
- *Ökonomie*: Positive Effekte durch abnehmenden Druck auf die zukünftigen Energiepreise sowie neue Möglichkeiten/Optionen für die Verbraucher;
- *Effizienzgewinne* durch verbraucherseitige Energieeinsparungen, reduzierte Verluste sowie Abnahme der Betriebs-, Wartungs- und Kapitalaufwendungen;
- *Umweltfreundlichkeit* durch den breiten Einsatz von volatilen erneuerbaren Energien.<sup>209</sup>

Für jeden dieser Bereiche, die auch als Schlüsselerfolgskriterien im Bericht verstanden werden, wurden die jährlichen Nutzen identifiziert. Außerdem wurden bei fehlenden direkten Werten Algorithmen entwickelt, um den Nutzen abzuleiten und auf eine Jahresbasis umzurechnen. Es erfolgte außerdem eine Klassifizierung des jährlichen Nutzens nach dem Schlüsselerfolgskriterium, der Technologiekomponente und dem Nutzenempfänger (Energieversorger, Kunden und Gesellschaft). Bei Feststellung von Nutzenüberschneidungen wurden diese mithilfe einer „Sharing Matrix“ auf die Technologielösungen verteilt. Dabei folgte man einem Delphi-Verfahren, unter dem die Nutzenüberschneidungen im Team diskutiert wurden und der Nutzenanteil der einzelnen Technologielösungen im Einvernehmen geschätzt wurde.<sup>210</sup>

Um die Nutzen und Kosten in ein annualisiertes Cash Flow-Modell mit vier Business Case-Szenarien (siehe Szenarien A, B, C, D) zu integrieren, wurden folgende Annahmen getroffen:

- Der Nutzen in einem gegebenen Jahr wird ermittelt, indem die prozentuale Fertigstellung der getätigten Kapitalaufwendungen für die Technologielösung, die den Nutzen bewirkt, durch die Kapitalaufwendungen, die insgesamt für die Umsetzung der Technologielösung benötigt werden, geteilt wird. Daher lässt sich im ersten Jahr kein Nutzen generieren und erst ein Jahr nach Fertigstellung des Technologieprojektes lässt sich der volle jährliche Nutzen erzielen.
- Die jährlichen Kapitalkosten ergeben sich daraus, dass die gesamten Kapitalaufwendungen durch die Anzahl der Jahre bis zur Fertigstellung des Projektes dividiert werden. Amortisationen und Abschreibungen werden vereinfacht in der Verwendung einer Diskontierungsrate berücksichtigt, da im Vergleich zur Lebensdauer der neuen Technologien die Projektdauer als kurz betrachtet wird.
- Die Ermittlung der jährlichen Betriebs- und Wartungskosten basiert auf der prozentualen Fertigstellung der getätigten Kapitalaufwendungen für die Technolo-

---

<sup>209</sup> Vgl. ebd., S. 16.

<sup>210</sup> Vgl. ebd., S. 94.

gielösung, die die Kosten verursacht, geteilt durch die Kapitalaufwendungen, die insgesamt für die Umsetzung der Technologielösung benötigt werden. Im ersten Jahr erfolgen keine Ausgaben für Betrieb und Wartung und die vollen jährlichen Betriebs- und Wartungskosten treten erst nach Fertigstellung des Technologieprojektes auf.<sup>211</sup>

Um aufzuzeigen, welchen Einfluss die getroffenen Annahmen auf das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse haben, beinhaltet die Studie zudem eine Sensitivitätsanalyse. Hierzu wurde jeder angenommene Wert verdoppelt, halbiert und untersucht, welche Auswirkungen die Änderungen auf den NGW, internen Zinsfuß und Gesamtnutzen haben.<sup>212</sup> Wurde eine hohe Sensibilität gegenüber einer Annahme festgestellt, hat das Expertenteam versucht, die vorliegenden Unsicherheiten zu minimieren, indem u. a. zusätzliche Datenquellen herangezogen wurden.<sup>213</sup>

#### **4.1.3.2. Ergebnisse der Studie 4**

---

Bezogen auf die beschriebenen Nutzenbereiche (Schlüsselerfolgskriterien) eines Smart Grid kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass der größte Nutzen durch eine Erhöhung der Verlässlichkeit erzielt werden kann, gefolgt von den positiven Auswirkungen auf die Ökonomie und auf die Versorgungssicherheit. Danach folgen die positiven Umwelteffekte durch eine Reduzierung der Emissionen sowie die Verbesserung des Schutzes von regional Beschäftigten und der Öffentlichkeit (siehe Tab. 8). Anzumerken ist, dass die Ermittlungen das Ergebnis des Szenarios A darstellen, das bei der Umsetzung eines Smart Grid in West Virginia sowohl den Nutzen für die Betreiber und Konsumenten als auch den gesellschaftlichen Nutzen für West Virginia und darüber hinaus einschließt.

---

<sup>211</sup> Vgl. ebd.

<sup>212</sup> Vgl. ebd., S. 111.

<sup>213</sup> Vgl. ebd., S. 14.

Key Success Factors	Benefits	Annual Benefits (\$M) (All Beneficiaries)
Reliability	Reduced Consumer Losses	\$898
	Reduce Power Quality Events	\$131
Economic	Reduce Price of Electricity	\$399
	Job Creation	\$215
	Consumer Sales of DER Resources	\$175
	Increased Energy Sales as Exports	\$7
	Reduced Transmission Congestion	\$1
	Increased Transportation Fuels Business	\$5
	Consumer Conservation	\$20
	Operational Savings	\$194
	Reduced Emissions	\$7
Environmental	Reduced Emissions	\$7
Security	Reduced Blackout Probability & Dependence on Foreign Oil	\$13
Safety	Reduce Hazard Exposure	\$1

**Tab. 8: Jährlicher Smart Grid Nutzen**

Quelle: NETL (2009b), S. 97.

Wird der Nutzen auf die Technologielösungen bezogen (siehe Tab. 9), lässt sich feststellen, dass die Technologiekomponente „Distributed Energy Resources (DER)“ mit insgesamt ca. 5,3 Mrd. USD über den gesamten Betrachtungszeitraum den größten Nutzenbarwert erzielen kann. Mit insgesamt 832 Mio. USD stellt diese Technologielösung zugleich aber die Technologiekomponente mit den höchsten diskontierten Kosten dar. Am niedrigsten schlagen sich die diskontierten Kosten in der Technologielösung „Demand Response (DR)“ nieder, die mit insgesamt ca. 1,1 Mrd. USD aber auch den im Vergleich niedrigsten Nutzenbarwert aufweist. Zusammen beläuft sich der diskontierte Gesamtnutzen auf 12,625 Mrd. USD; die diskontierten Gesamtkosten betragen ca. 1,88 Mrd. USD. Anzumerken ist hierbei, dass die Ermittlungen das Ergebnis des Szenarios A darstellen, das alle möglichen Nutzen umfasst.

Solution	PV 20-yr Cost and Benefits	
	Cost	Benefits
AMI	\$399	\$1,649
IT	\$170	\$1,308
DR	\$22	\$1,091
DMS	\$454	\$3,288
DER	\$832	\$5,289
<b>Total</b>	<b>\$1,878</b>	<b>\$12,625</b>

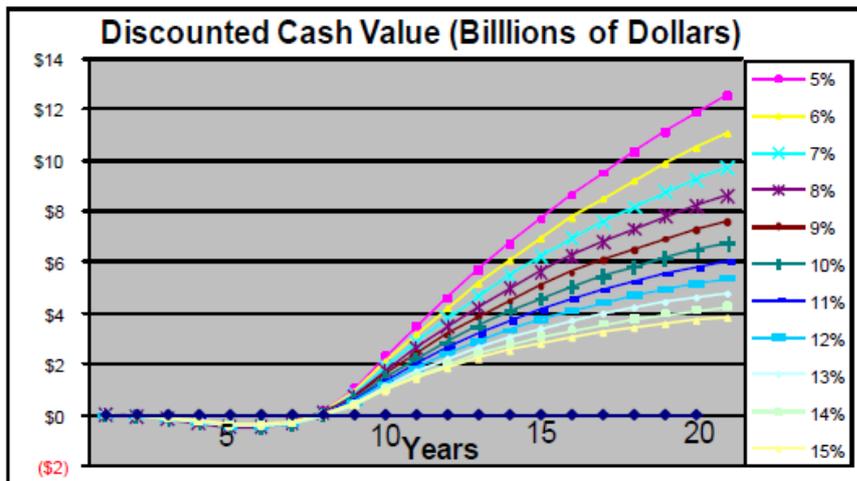
**Tab. 9: Diskontierte\* Kosten und Nutzen über den gesamten Untersuchungszeitraum von 20 Jahren**

Quelle: NETL (2009b), S. 8.

\* Die hier angenommene Diskontierungsrate beträgt 6%.

Die verschiedenen Smart Grid-Umsetzungsszenarien weisen erhebliche Unterschiede in der Höhe des Nutzens auf. Bei dem Business Case-Szenario A wurden zur Diskon-

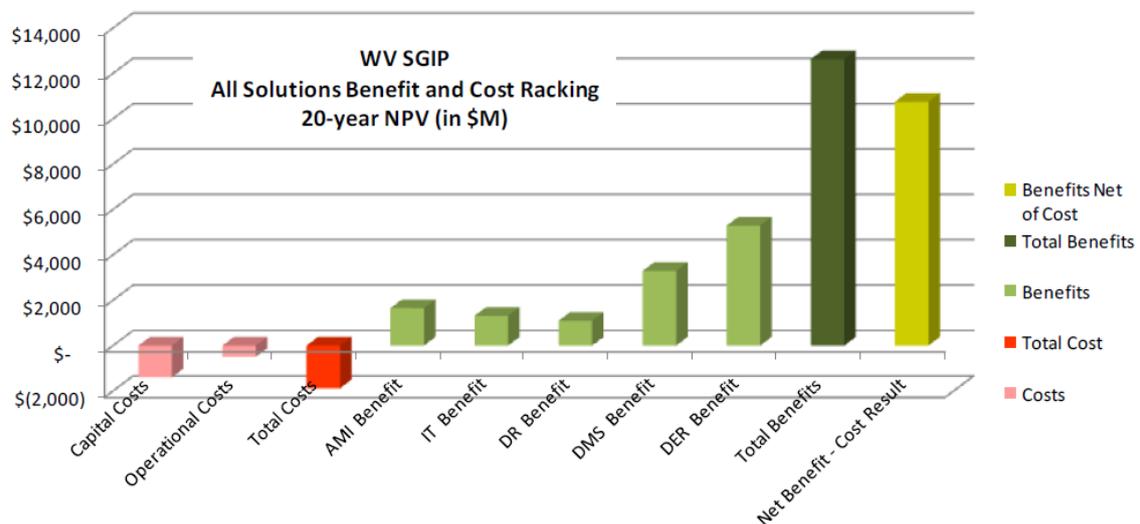
tierung des Cash Flows verschiedene Diskontierungsraten von 5 bis 15% angewendet, wie in der nachfolgenden Abb. 14 dargestellt:



**Abb. 14: Diskontierter Cash Flow für Diskontierungsraten zwischen 5 und 15% (Business Case-Szenario A)**

Quelle: NETL (2009b), S. 134.

Die Abbildung zeigt, dass unabhängig von der gewählten Zinsrate bereits nach acht Jahren ein positiver Cash Flow erzielt werden kann. Unter der Annahme einer Zinsrate von 6% ergibt sich bei Szenario A nach 20 Jahren ein NGW von ca. 10,75 Mrd. USD (siehe Abb. 15).<sup>214</sup>



**Abb. 15: Kosten und Nutzen im Business Case Szenario A**

Quelle: NETL (2009b), S. 101.

Szenario A stellt mit seinem hohen Gesamtnutzen und einem Nutzen-Kosten-Verhältnis von ca. 5:1 das vorteilhafteste Szenario dar.<sup>215</sup>

Auch für Szenario B wurden Berechnungen zur Diskontierung des Cash Flows mit Zinsraten zwischen 5 und 15 % durchgeführt. Das Ergebnis dieser Berechnungen ist,

<sup>214</sup> Vgl. ebd., S. 134.

<sup>215</sup> Vgl. ebd., S. 128.

dass sich ein positiver Cash Flow nach neun Jahren bzw. erst ein Jahr später als bei Szenario A einstellt.<sup>216</sup> Zudem zeigen die Berechnungen mit einer Zinsrate von 6%, dass der NGW mit 8,3 Mrd. USD und einem Nutzen-Kosten-Verhältnis von ca. 4:1 zwar weiterhin deutlich positiv ist, jedoch niedriger liegt als noch bei Szenario A.<sup>217</sup>

Beim dritten Smart Grid-Szenario C liegt der diskontierte Cash Flow auch nach 20 Jahren, unabhängig von der gewählten Zinsrate, mit -500 bis -600 Mio. USD weit im negativen Bereich.<sup>218</sup> Bei einer Zinsrate von 6% liegen folglich ein negativer NGW von ca. -600 Mio. USD und ein Nutzen-Kosten-Verhältnis von unter 1:1 vor.<sup>219</sup> Dieses negative Ergebnis kommt trotz des relativ hohen Nutzens für die Anbieterseite zustande, da die hohen Kosten allein von der Anbieterseite getragen werden und nicht von den anderen begünstigten Akteuren kompensiert werden. Da ein finanzieller Anreiz für die Anbieterseite nicht gegeben ist, wird im Bericht darauf verwiesen, dass es ratsam wäre, wenn die Kosten auch von den übrigen Begünstigten dieser Entwicklungen getragen werden.<sup>220</sup>

Das Business as usual-Szenario D, das sich durch die Aufrechterhaltung des Status Quo beschreiben lässt, umfasst lediglich laufende Investitionen in die Instandhaltung des konventionellen Versorgungssystems zur Gewährleistung seiner Funktionsfähigkeit in der Zukunft. Die Anpassung der alten Netzinfrastruktur, die mittlerweile schneller altert als die notwendigen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden können, führt im Ergebnis zu höheren Kosten, als sie (zusätzlichen) Nutzen schafft, der zudem zu keinen weiteren (zusätzlichen) Nutzen für die Verbraucherseite oder die Gesellschaft führt, da z. B. keine neuen wirtschaftlichen Impulse freigesetzt werden können und das BAU-Szenario nicht zu einer Verbesserung der Verlässlichkeit des Netzes führt. Im Ergebnis bedeutet dies, dass der NGW mit ca. -1,8 Mrd. USD und einem Nutzen-Kosten-Verhältnis weit unter 1 noch deutlich negativer ausfällt als im Smart Grid-Szenario C.<sup>221</sup>

Der Bericht gibt zusätzlich an, dass mit jedem Jahr, mit dem sich die Smart Grid-Umsetzung verzögert, der NGW um ca. 750 Mio. USD reduziert wird, indem Nutzeneffekte nicht realisiert werden. Dieser Nutzen könne nicht wieder zurückgewonnen werden.<sup>222</sup>

Das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse lässt darauf schließen, dass die ermittelten Kosten- und Nutzenwerte eine sehr geringe Sensibilität gegenüber den getroffenen Annahmen aufweisen.<sup>223</sup>

---

<sup>216</sup> Vgl. ebd., S. 135.

<sup>217</sup> Vgl. ebd., S. 99ff.

<sup>218</sup> Vgl. ebd., S. 136.

<sup>219</sup> Vgl. ebd., S. 99ff.

<sup>220</sup> Vgl. ebd., S. 101ff.

<sup>221</sup> Vgl. ebd., S. 99ff.

<sup>222</sup> Vgl. ebd., S. 108.

<sup>223</sup> Vgl. ebd., S. 14.

#### 4.1.3.3. Studienanmerkungen

---

Um abschätzen zu können, wie die zukünftige Situation in West Virginia aussehen könnte, bedient sich die Analyse in einer Vorabanalyse sechs Zukunftsszenarien, die bezüglich ihrer Eignung für die Einführung eines Smart Grid beurteilt sowie ihre Eintrittswahrscheinlichkeit betrachtet werden. Darüber hinaus wird der Ist-Zustand des derzeitigen Netzes hinsichtlich seines Smart Grid-Reifegrades gerankt und als Grundlage für die eigentliche Kosten-Nutzen-Analyse mit dem zu erwartenden Zukunftszustand verglichen.

Innerhalb der eigentlichen Kosten-Nutzen-Analyse werden drei Smart Grid-Szenarien und ein Business as usual-Szenario genutzt, jedoch handelt es sich hierbei nicht um Szenarien in dem Sinne, dass etwa die Smart Grid-Lösung anhand unterschiedlicher Annahmen über die zukünftige Situation „durchgespielt“ wird und so Unsicherheiten berücksichtigt werden. Vielmehr betrachten die ersten drei Szenarien die Alternative Smart Grid vor dem Hintergrund unterschiedlicher Nutzenempfänger, zusätzlich erfolgt ein Vergleich der Smart Grid-Lösung mit dem Business as usual-Szenario bzw. der konventionellen Alternative. Unabhängig davon, dass die Szenarienbetrachtung nicht dazu dient, Unsicherheiten zu erfassen, kann der gewählte „Szenarienansatz“ als geeignet betrachtet werden, da er, streng nach den Nutzenempfängergruppen unterschieden, aufzeigt, inwiefern die Realisierung eines Smart Grid ökonomisch sinnvoll ist. Dies zeigt sich darin, dass die Studie zu unterschiedlichen Ergebnissen kommt, wenn nur die Betreiber oder zusätzlich auch die Verbraucher und die Gesellschaft im betrachteten Bundesstaat oder darüber hinaus bedacht werden. Um die Sensitivität der Ergebnisse zu testen, umfasst die Studie neben einer „normalen“ Sensitivitätsanalyse auch eine Sensitivitätsanalyse der Diskontierungsrate, indem die Auswirkungen auf das Ergebnis aufgezeigt werden, wenn unterschiedliche Diskontierungsraten angewendet werden. Dieser Schritt erscheint sinnvoll, in Anbetracht des hohen Einflusses der Diskontierungsrate auf das Ergebnis (siehe Kapitel 3). Jedoch geht lediglich aus einer Abbildung im Anhang der Studie hervor, dass innerhalb der Analyse auf eine Diskontierungsrate von 6% zurückgegriffen wurde.

Zur Ergebnisinterpretation bedient sich die Studie sowohl dem NGW als auch dem Nutzen-Kosten-Verhältnis; eher beiläufig kommt auch der interne Zinsfuß zum Einsatz.

#### 4.1.4. Studie 5: Smart Grid-Umsetzung in New York, USA

---

Die Studie „Smart Grid Roadmap for the State of New York“ von 2010 untersucht, welche potenziellen Einflüsse mit der systematischen Umsetzung eines Smart Grid für die Kunden, die Ökonomie und die Gesellschaft im Bundesstaat New York einhergehen und trifft darauf aufbauend Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger.<sup>224</sup> Für eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Smart Grid-Realisierung in New York ist es laut Aussage des Berichts also notwendig, nicht nur die Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu erfassen, sondern auch solche, die die New Yorker Konsumenten, Unternehmen und die Gesellschaft als Ganzes in New York betreffen.<sup>225</sup>

Die Kosten-Nutzen-Analyse im Rahmen dieser „Roadmap“ basiert auf einem vorausgehenden Nutzen/Kosten-Whitepaper, das die Kosten und Nutzen für den Fall einer „aggressiven“ Umsetzung von notwendigen Smart Grid-Technologien in New York untersucht hat. Im Gegensatz zur Roadmap wurde das Nutzen-Kosten-Whitepaper nicht vom sogenannten New York State (NYS) Smart Grid-Konsortium erstellt, sondern von den Beratungsunternehmen DNV KEMA und DeSolaGroup, die im Auftrag des Konsortiums gehandelt haben.<sup>226</sup>

Das weltweit agierende Unternehmen DNV KEMA versucht, den Umstieg auf „saubere“, effiziente sowie zuverlässige Energieformen voranzutreiben und bietet Lösungen u. a. in den Bereichen Unternehmens- und technische Beratung, Prüfungen, Inspektionen und Zertifizierungen sowie Risikomanagement und Verifizierung an.<sup>227</sup> Bei der DeSolaGroup handelt es sich um ein Beratungsunternehmen für strategisches Management, Marketing und Kommunikation.<sup>228</sup>

Das Konsortium, welches aufbauend auf dem Whitepaper die Roadmap erstellt und finanziert hat, ist eine gemeinnützige Organisation und stellt eine gemeinsame Initiative des öffentlichen Sektors und der Privatwirtschaft dar, die durch verschiedene Akteure entlang der gesamten Energieversorgungskette New Yorks repräsentiert wird.<sup>229</sup> Hierzu zählen neben den Energieversorgungsunternehmen u. a. auch die Endverbraucher und der Staat. Das Konsortium wurde aus der Notwendigkeit heraus gegründet, dass eine staatenweite Umsetzung eines sicheren und verlässlichen Smart Grid die Zusammenarbeit zwischen allen beteiligten Akteuren erfordert.<sup>230</sup>

Der Bericht verweist ausdrücklich auf den regionalen Bezug der Studie, so dass die Studie zwar nützliche Hinweise auf die Umsetzung anderer Smart Grid-Projekte geben

---

<sup>224</sup> Vgl. NYS Smart Grid Consortium (2010a), S. 1.

<sup>225</sup> Vgl. ebd., S. 17.

<sup>226</sup> Vgl. ebd., S. 1.

<sup>227</sup> Vgl. DNV Kema (o. J.), (o. S.).

<sup>228</sup> Vgl. DeSolaGroup (o. J.), (o. S.).

<sup>229</sup> Vgl. NYS Smart Grid Consortium (2010a), S. 1.

<sup>230</sup> Vgl. ebd. (o. J.), (o. S.).

könne, es sich jedoch in erster Linie um eine regionale Analyse handele, die auf die regionalen Besonderheiten des Versorgungssystems eingeht und deshalb nicht verallgemeinert werden dürfe.<sup>231</sup>

Neben dem eigentlichen Bericht wird in den nachfolgenden Erläuterungen zum Methodik- und Ergebnisteil auch ein Power Point-Dokument herangezogen, das als Ergänzung zum Analysebericht veröffentlicht wurde.

#### 4.1.4.1. Methodik der Studie 5

---

Die für die Kosten-Nutzen-Analyse verwendeten Daten sind das Ergebnis verschiedener Quellen, wozu bereits veröffentlichte und nicht veröffentlichte Werke zählen sowie zum Teil eigene Entwicklungen des Projektteams. Die Basisdaten für die Smart Grid-Technologiekosten und die erwarteten Nutzen sowie die Modellierungsmethodik wurden von den Mitgliedern des Konsortiums überprüft und das Feedback vom Projektteam in der Studie berücksichtigt.<sup>232</sup>

Die Analyse bemüht sich darum, Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Komponenten einzufangen, was als wichtig erachtet wird, um Synergieeffekte zu berücksichtigen.<sup>233</sup> So könnten Smart Grid-Investitionen bei einer isolierten Betrachtung in einer negativen Wirtschaftlichkeitsberechnung münden, jedoch in einem wechselseitigen Gesamtzusammenhang das Bild positiv prägen.<sup>234</sup> Um die Beziehungen zwischen den erwarteten Investitionen und ihren Nutzeneffekten beurteilen zu können, wurde ein interaktives Modell genutzt, um Einschätzungen bezüglich der direkten Nutzeneffekte vornehmen zu können. Zudem identifiziert die Analyse auch weniger direkten Nutzen, wie z. B. potenzielle Auswirkungen auf die Umwelt und auf die wirtschaftliche Entwicklung in der Region.<sup>235</sup> Im Bericht wird jedoch angemerkt, dass die Quantifizierung des Nutzens nicht immer problemlos geschieht; so z. B. im Falle der Monetarisierung der potenziellen Steigerung der Kundenzufriedenheit.<sup>236</sup> Nutzen, der wenig tangibel oder intangibel und daher sehr schwierig einzuschätzen ist, wird in der Studie zwar identifiziert, jedoch wurde nicht versucht, diesen zu quantifizieren.<sup>237</sup> Aber auch sonst wird darauf hingewiesen, dass die Schätzungen der zukünftigen Kosten und Nutzen mit erheblichen Unsicherheiten einhergehen. So stellt etwa die Kostenabschätzung der Technologien über einen Zeitraum von 15 Jahren eine große Herausforderung dar, da die tatsächlichen Aufwendungen von einer Vielzahl unbekannter Va-

---

<sup>231</sup> Vgl. ebd.(2010a), S. 14.

<sup>232</sup> Vgl. ebd.

<sup>233</sup> Vgl. ebd., S. 18.

<sup>234</sup> Vgl. ebd., (2010b), S. 36.

<sup>235</sup> Vgl. ebd., S. 3.

<sup>236</sup> Vgl. ebd. (2010a), S. 17.

<sup>237</sup> Vgl. ebd., S. 6.

riablen abhängig sind. Beispielsweise kann niemand voraussagen, mit welcher Geschwindigkeit sich die Technologien entwickeln werden oder welche Produkte und Dienstleistungen sich bei den Verbrauchern in New York durchsetzen.<sup>238</sup>

Für die Berechnungen der Kosten und Nutzen zwischen 2011 und 2025 wurden verschiedene Annahmen getroffen. Dazu gehören u. a.:

- Staatenweite Implementierung eines Smart Grid bis zum Jahr 2025;
- Der „New York State Energy Plan“ kommt als Grundlagenpapier für Lastanstieg, EE-Anteil und Energiepreise/-kosten zum Einsatz;
- Im Zeitraum von 2011 bis 2025 fallen Kosten an. Der Nutzen setzt erst mit der Umsetzung der Technologien ein; jedoch wird der Nutzen, der erst nach 2025 anfällt, nicht berücksichtigt;
- Der Marktanteil von Elektrofahrzeugen beträgt bis zum Jahr 2025 6%. Treibstoffkosten und der Umweltnutzen von Elektrofahrzeugen/Hybrid-Elektrofahrzeugen bleiben unberücksichtigt;
- Für die einzelnen Technologien wird eine unterschiedliche Markterschließung und stufenweise Umsetzung in den einzelnen ländlichen, vorstädtischen und städtischen Gebieten angenommen;
- Die Kosten für Zwischenspeicher am Stromnetz zur Integration von erneuerbaren Energien sind in der Kostenanalyse enthalten.<sup>239</sup>

Diese Annahmen stellen gemeinsam mit den unterschiedlichen Datenmaterialien hinsichtlich der zu erwartenden Technologiekosten und Nutzeneffekte, die durch die zahlreichen Veränderungen im System entstehen können, das Smart Grid-Grundlagenszenario dar.<sup>240</sup> Dieses Smart Grid-Basisszenario stellt im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse das einzige Szenario dar. Das heißt, dass kein Vergleich der Kosten und Nutzen dieses Szenarios mit anderen Szenarien, wie z. B. einem Business as usual-Szenario oder einem anderen Smart Grid-Szenario erfolgt. Jedoch werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse neben dem Smart Grid-Basisszenario auch weitere Smart Grid-Szenarien<sup>241</sup> untersucht, die weniger aggressive und aggressivere Umsetzungsentwicklungen der entsprechenden Technologien berücksichtigen. Diese variieren in den angenommenen Energie- und Infrastrukturkosten, um auf Grundlage der Sensitivitäten Rückschlüsse für das potenziell beste Realisierungsvorgehen zu ziehen, da einzelne Technologieinvestitionen und politische Entscheidungen das Gesamtbild

---

<sup>238</sup> Vgl. ebd., S. 23.

<sup>239</sup> Vgl. ebd., S. 20f.

<sup>240</sup> Vgl. ebd., S. 21.

<sup>241</sup> Für eine Auflistung der Smart Grid-Szenarien siehe Anh. 16.

beeinflussen können.<sup>242</sup> Im Bericht heißt es, dass die schnellstmögliche Umsetzung aller nutzenstiftenden Investitionen in der Regel den höchsten NGW und das beste Nutzen-Kosten-Verhältnis bedeuten. Dies geht mit der Tatsache einher, dass in diesem Fall der Nutzen „sofort“ realisiert werden kann. Jedoch bedeutet dies auch, dass die Anfangskosten am höchsten ausfallen können und der zahlungswirksame Nettoeffekt für die Konsumenten in den ersten Jahren inakzeptabel negativ sein kann. Mithilfe der Szenarien ist es möglich, diese Effekte zu verstehen und die „günstigste“ Umsetzungsalternative auszuwählen. Dabei entstehen die einzelnen alternativen Szenarien, indem eine gezielte Änderung in der Investitionsstrategie am Smart Grid-Basisszenario vorgenommen wird. Diese zielen auf die folgenden vier Bereiche ab:

- Investitionsarten;
- Politische Entscheidungen;
- Schwerpunktsetzung auf bestimmte geografische Gebiete oder Kundentypen;
- Änderungen in der zeitlichen Priorität verschiedener Investitionen.<sup>243</sup>

Zur Berechnung der potenziellen Kosten eines Smart Grid in New York finden folgende Schlüsselkostenkategorien einschließlich der Technologie- und Arbeitskosten Berücksichtigung:

- Verteilnetz- und Umspannwerkautomatisierungssysteme;
- Übertragungsnetzautomatisierung;
- AMI (inkl. Erdgas-AMI);
- Optionen für Kunden (z. B. Anzeigedisplays);
- Kundenaufklärung/-schulung und Marketing;
- Intelligente Aufladetechniken für Elektrofahrzeuge;
- Speicher auf Netzebene sowie dezentrale Speicher;
- Kosten zur Schaffung von Kundenanreizen, sich für variable Preissysteme zu entscheiden<sup>244 245</sup>.

Das Konsortium konzentriert sich in der Studie zwar hauptsächlich auf die Modernisierung des Energieversorgungssystems, jedoch geht es davon aus, dass auch Erdgas eine wesentliche Rolle im zukünftigen smarten Energienetz einnimmt. Dementsprechend werden auch die Technologiekosten für eine intelligente Erdgasversorgung berücksichtigt.<sup>246</sup>

---

<sup>242</sup> Vgl. NYS Smart Grid Consortium (2010a), S. 4.

<sup>243</sup> Vgl. ebd. (2010b), S. 36.

<sup>244</sup> Diese Technologiekomponenten wurden der zu Beginn des Kapitels aufgeführten Tab. 3 zugeordnet.

<sup>245</sup> Vgl. NYS Smart Grid Consortium (2010b), S. 27.

<sup>246</sup> Vgl. ebd. (2010a), S. 12.

Mit der Implementierung eines Smart Grid in New York werden in der Studie u. a. folgende Nutzenfaktoren betrachtet:

- Schaffung neuer Arbeitsplätze;
- Erhöhte Verlässlichkeit der Versorgung;
- Reduzierung der Bedarfsspitzen;
- Reduzierte Marktpreise (z. B. durch die Abflachung der Bedarfsspitzen);
- Reduzierte Netzverluste;
- Reduzierung von verteilnetzbezogenen Kapitalaufwendungen;
- Erhöhte Markterschließung erneuerbarer Energien;
- Abnahme der Netzüberlastungen;
- Reduzierte Betreiberkosten, hervorgerufen durch die AMI und Verteilnetz-/Umspannwerkautomatisierung.<sup>247</sup>

#### 4.1.4.2. Ergebnisse der Studie 5

---

Für jede Kostenkomponente und quantifizierbare Nutzenkategorie wurden Projektionen für die einzelnen Jahre im Zeitraum von 2011 bis 2025 durchgeführt und der NGW berechnet. In der nachfolgenden Abb. 16 werden die gesamten abgezinsten Kosten und Nutzen des Smart Grid-Basisszenarios aufgezeigt. Hierbei kommt eine Diskontierungsrate von 7% zum Einsatz.<sup>248</sup> Die Kosten-Nutzen-Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass mit einer diskontierten Investitionssumme in Höhe von ca. 7,2 Mrd. USD ein diskontierter Gesamtnutzen<sup>249</sup> von ca. 19,2 Mrd. USD für die beteiligten Akteure in New York einhergeht. Daraus ergibt sich ein Nutzen-Kosten-Verhältnis von ca. 3:1. Der NGW wird mit ca. 3,7 Mrd. USD<sup>250</sup> angegeben. Der größte Nutzen mit 10,7 Mrd. USD ergibt sich dabei aus den Stromkosteneinsparungen für die Verbraucher in New York. Diese resultieren aus der Umsetzung verschiedener Smart Grid-Teilprojekte. Hingegen wird der größte Kostenfaktor mit der Umsetzung der AMI verbunden.

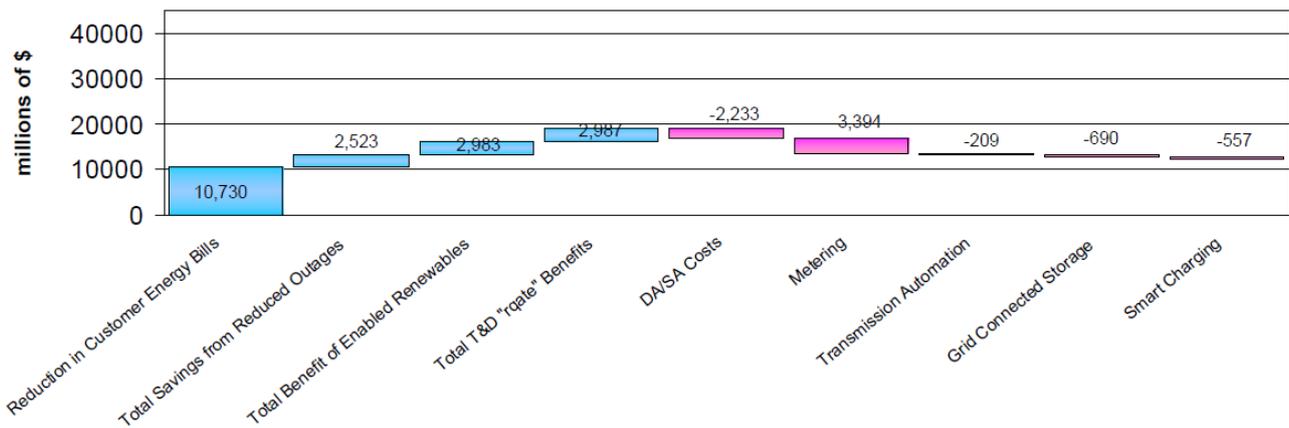
---

<sup>247</sup> Vgl. ebd., S. 22f.

<sup>248</sup> Vgl. NYS Smart Grid Consortium (2010b), S. 67.

<sup>249</sup> Da der tatsächliche Gesamtnutzen wesentlich höher erwartet wird, wenn auch die „Soft Benefits“ (z. B. vermiedene Umweltkosten und Gesundheitskosten durch Senkung der Emissionen) kalkuliert werden, ist hier auch von „hartem“ Nutzen die Rede.

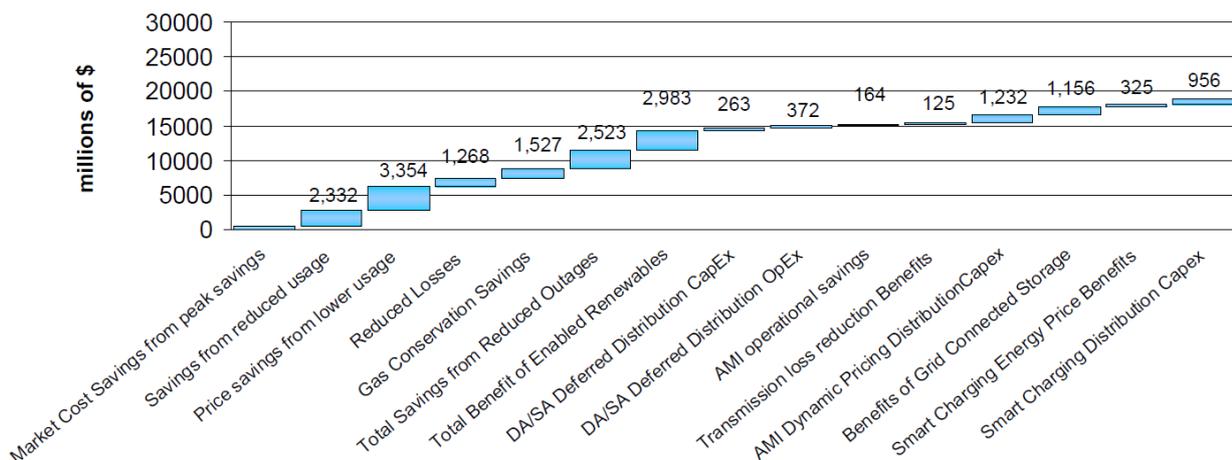
<sup>250</sup> Für eine Übersicht der quantitativen Kosten/Nutzen-Ergebnisse siehe Anh. 17.



**Abb. 16: Diskontierte Kosten und Nutzen des Smart Grid Basis-Szenarios zwischen 2011 und 2025**

Quelle: NYS Smart Grid Consortium (2010b), S. 14.

Anhand der nachfolgenden Nutzendarstellung (siehe Abb. 17) ist zu erkennen, dass die größte Nutzenposition durch Preisvorteile gegeben ist, die sich aus einem geringeren Energieverbrauch ergeben. An zweiter Position steht der Nutzen, der aus dem höheren Anteil erneuerbarer Energien resultiert, gefolgt von den Einsparungen aufgrund einer Abnahme von Ausfällen.



**Abb. 17: Detaillierte Darstellung des diskontierten Nutzens zwischen 2011 und 2025**

Quelle: NYS Smart Grid Consortium (2010b), S. 15.

Die Ergebnisse der einzelnen alternativen Szenarien in der Sensitivitätsanalyse zeigen auf, dass sowohl beim Szenario ohne AMI als auch beim Szenario ohne Verteilnetz- und Umspannwerkautomatisierung die größte Abweichung vorliegt. So sinkt der NGW im Vergleich mit dem Smart Grid-Basisszenario von ursprünglich 3,7 Mrd. USD bei beiden Alternativszenarien auf unter 2 Mrd. USD.<sup>251</sup> Demnach ist die Umsetzung dieser Smart Grid-Teilprojekte sehr bedeutend, da ihr Verzicht große Nutzeneinbußen in der Umsetzung eines Smart Grid bedeuten würde.<sup>252</sup>

<sup>251</sup> Vgl. ebd., S. 39.

<sup>252</sup> Vgl. ebd., S. 43.

Eine wesentliche Erkenntnis der Studie, die aus der Sensitivitätsanalyse hervorgeht, ist, dass das Ergebnis sehr viel sensitiver auf das strategische Vorgehen bei der Umsetzung eines Smart Grid und damit auf die notwendigen Entscheidungen reagiert (z. B. welche Smart Grid-Teilprojekte umgesetzt werden sollen und in welcher Reihenfolge) als auf die Daten, die den Berechnungen der Kosten und Nutzen zugrunde liegen. Für das Ergebnis und den letztlich umzusetzenden Plan seien nicht die angenommenen Werte der Inputfaktoren entscheidend, sondern welche politischen Umsetzungsmaßnahmen getroffen werden, wie z. B. ob innovative, intelligente Auflademöglichkeiten, etwa für Elektrofahrzeuge, geschaffen werden sollen oder nicht.<sup>253</sup>

#### **4.1.4.3. Studienanmerkungen**

---

Es kann angemerkt werden, dass in der Analyse lediglich ein Smart Grid-Szenario betrachtet wird. Auch ein Vergleich mit einem alternativen Lösungsweg (z. B. Business as usual) bleibt aus. Stattdessen werden Unsicherheiten ausschließlich mithilfe einer Sensitivitätsanalyse eingebracht, innerhalb der weitere Smart Grid-„Szenarien“ betrachtet werden, um das Ergebnis auf Sensitivitäten hin zu überprüfen.

Die für die Kosten-Nutzen-Analyse verwendete Diskontierungsrate wird lediglich im Anhang des beigefügten Power Point-Dokumentes der Studie aufgeführt; Angaben hierzu werden im eigentlichen Berichtstext nicht gemacht, geschweige denn Erläuterungen für die gewählte Höhe der Diskontierungsrate.

Positiv ist, dass Wechselwirkungen zwischen den Kosten und Nutzen eingeschlossen werden und „weiche“ Nutzeneffekte, die sich schwierig quantifizieren lassen, qualitativ berücksichtigt werden.

Zur Interpretation der Ergebnisse kommen sowohl das Nutzen-Kosten-Verhältnis als auch der NGW zum Einsatz. Auf den Einsatz eines internen Zinsfußes wird dabei verzichtet.

---

<sup>253</sup> Vgl. ebd., S. 51.

#### 4.1.5. Studie 6: Smart Grid Umsetzung auf nationaler Ebene in UK

---

Der Bericht „A framework for the evaluation of Smart Grids“ wurde vom Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) in Auftrag gegeben. Ofgem stellt eine staatliche Regulierungsbehörde für Gas- und Elektrizitätsmärkte in UK dar, dessen wesentliches Ziel es ist, die Interessen der Verbraucher in UK zu schützen. Die Regulierungsbehörde arbeitet unabhängig, jedoch in enger Zusammenarbeit mit der Regierung, der Energiewirtschaft und anderen Stakeholdern.<sup>254</sup>

Für die Untersuchung von Smart Grids in UK wurden die Unternehmen Frontier Economics sowie EA Technology beauftragt. Frontier Economics ist ein Wirtschaftsberatungsunternehmen für öffentliche und private Kunden, das u. a. auch in den Bereichen Energie und Umwelt tätig ist.<sup>255</sup> Hingegen ist EA Technology ein Unternehmen, das im Besitz der Belegschaft neben Hightech-Instrumenten und Software auch elektrische Dienstleistungen und technische Beratungsleistungen für Netzbetreiber international anbietet.<sup>256</sup>

Der Bericht hat zum wesentlichen Ziel, einen Bewertungsrahmen zu erarbeiten, der dazu beitragen soll, den Wert von Smart Grids besser zu verstehen. Dabei soll das Verständnis über die Kosten- und Nutzentreiber von Smart Grids erhöht werden, die abhängig von den zukünftigen angebotsseitigen und nachfrageseitigen Entwicklungen im Elektrizitätssektor sind und erhebliche Unsicherheiten aufweisen.<sup>257</sup> Das Bewertungsmodell selbst soll flexibel sein und bei Vorlage neuer Informationen angepasst werden können. Für diejenigen, die ihre eigenen Annahmen einbringen möchten und alternative Szenarien testen wollen, wurde ein Excel-basiertes Modellierungswerkzeug entwickelt, was dazu anregen soll, das erarbeitete Analysemodell weiterzuentwickeln.<sup>258</sup> Der Bericht selbst versteht sich und die getroffenen Annahmen in der Analyse daher auch lediglich als ersten Schritt.<sup>259</sup> Das entwickelte Modell zeige zwar auf, welche Smart Grid-Investitionen unter unterschiedlichen Bedingungen mit hoher Wahrscheinlichkeit vorteilhaft wären, jedoch wird auch selbstkritisch erläutert, dass das Modell nicht umfassend genug ist, um konkrete Investitionsplanungen zur Rechtfertigung von Investitionsentscheidungen zu liefern. Jedoch ließen sich die Prinzipien der Beurteilung übertragen.<sup>260</sup>

Zwar werden sowohl die Kosten der Erzeugung, Übertragung als auch Verteilung eingeschlossen, jedoch konzentriert sich die Analyse hauptsächlich auf das Verteilnetz,

---

<sup>254</sup> Vgl. Ofgem (o.J.).

<sup>255</sup> Vgl. Frontier Economics (o.J.).

<sup>256</sup> Vgl. EA Technology Group (o.J.).

<sup>257</sup> Vgl. ebd., S. 2.

<sup>258</sup> Vgl. Frontier Economics/EA Technology (2012), S. 1.

<sup>259</sup> Vgl. ebd., S. 96.

<sup>260</sup> Vgl. ebd., S. 17.

da laut Bericht die meisten Smart Grid-Investitionen in diesem Bereich zu erwarten sind.<sup>261</sup>

#### 4.1.5.1. Methodik der Studie 6

---

Zu Beginn des Berichts wird erläutert, dass Smart Meter zwar als wichtige Komponente eines Smart Grid verstanden werden, jedoch im Rahmen der Analyse Smart Meter nicht berücksichtigt werden, da deren Umsetzung für UK bereits beschlossen wurde und bis 2019 allen Haushalten zur Verfügung stehen sollten. Begründet wird die Nichtberücksichtigung von Smart Meter in der Kosten-Nutzen-Analyse damit, dass lediglich die zusätzlichen Kosten sowie Nutzen der Smart Grid-Investitionen, die über Smart Meter hinausgehen, erfasst werden sollen, um insbesondere mögliche Doppelzählungen von Nutzeneffekten zu vermeiden.<sup>262</sup>

Neben der Nichtberücksichtigung von Smart Meter ist der Analyseumfang weiterhin begrenzt, weil ausdrücklich nur die wichtigsten Einflussfaktoren eines Smart Grid berücksichtigt werden. So sind nicht alle Kosten und Nutzen eines Smart Grid in vollem Umfang eingeschlossen, was zur Flexibilität und Transparenz der Analyse beitragen soll. Insbesondere zur Einschätzung der Kosten und Nutzen der Investitionen in das Übertragungsnetz wurde ein simpler Ansatz verwendet. Zudem sind die Kosten und Nutzen für die Systembetreiber nicht im Modell abgebildet<sup>263</sup> und auch weitreichendere Nutzeneffekte, die etwa eine Entkoppelung des Transportsektors von Kohlenstoffdioxid betreffen, werden nicht erfasst. Grund hierfür ist, dass dies auch mit konventionellen Netzinvestitionen umgesetzt werden könnte.<sup>264</sup>

Der Zeitraum der betrachteten Implikationen der Smart Grid-Investitionen erstreckt sich von 2012 bis 2050. Dabei umfasst die Analyse die direkten (zusätzlichen) Kosten und Nutzen von Smart Grids, wozu z. B. die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit zählen. Indirekte Kosten- und Nutzeneffekte, wie z. B. das Potenzial der Smart Grid-Investitionen zur Schaffung neuer Arbeitsplätze werden nicht erfasst. Auch werden nicht alle direkten Kosten und Nutzen von nicht-marktfähigen Gütern in die Analyse eingeschlossen. So bleiben etwa potenzielle Nutzeneffekte für die Landschaft aufgrund reduzierter Leitungsverlegungen unberücksichtigt. Wesentlich für die Analyse hingegen sind die Erfassung der gesellschaftlichen Gesamtkosten und die Verteilung der Gesamtkosten sowie die Ermittlung des Nettonutzens für UK, um politischen Entschei-

---

<sup>261</sup> Vgl. ebd., S. 2f.

<sup>262</sup> Vgl. ebd., S. 20.

<sup>263</sup> Vgl. ebd., S. 16.

<sup>264</sup> Vgl. ebd., S. 28.

dungsträgern eine Vorstellung davon zu vermitteln, ob ein Smart Grid aus gesamtgesellschaftlicher Perspektive lohnenswert erscheint.<sup>265</sup>

Die innerhalb des Modells berücksichtigten Kosten und Nutzen sind nachfolgend aufgeführt. Hierbei ist zu beachten, dass es sich auch um vermiedene Kosten handeln kann, die das Ergebnis der Auswirkungen der getätigten Investitionen darstellen und demnach als Nutzeneffekte zu deuten sind:

- Investitionen zur Verstärkung des Verteilnetzes;
- Unterbrechungskosten des Verteilnetzes;
- Verluste des Verteilnetzes;
- Erzeugungskosten;
- Ausmaß von Demand Response-Maßnahmen der Stromkunden;
- Investitionen zur Verstärkung des Übertragungsnetzes.<sup>266</sup>

Im Fokus der Analyse steht der Vergleich der zusätzlichen Nutzen und Kosten der Smart Grid-Technologien gegenüber den konventionellen Technologien. Dabei schließt das Modell fünf Smart Grid-Technologien<sup>267</sup> ein:

- Batteriespeicher;
- Dynamische Thermische Bewertungen (Dynamic Thermal Ratings);
  - Freilandleitungen;
  - Erdkabel;
  - Transformatoren;
- Verbesserte automatische Spannungsregelung;
- Technologien, die zur Senkung lokaler Netzkosten Demand Side Response ermöglichen;
- Aktives Netzmanagement.

Die aufgeführten Technologiebereiche wurden ausgewählt, weil sie eine Reihe zentraler Smart Grid-Funktionen abdecken, jedoch können sie die tatsächlich zum Einsatz kommenden Technologien nicht vollständig abbilden, so dass sie auch nicht als endgültige Antwort auf die Frage nach den Kosten und Nutzen eines Smart Grid-Systems genügen.<sup>268</sup>

Aufgrund der Interdependenzen zwischen der Funktionalität der einzelnen Smart Grid-Technologien ist anzunehmen, dass auch die Kosten und Nutzen einer Technologie von der Einführung anderer Technologien abhängen. Aus diesem Grund erachtet es das Projektteam für sinnvoll, die Kosten und Nutzen von gebündelten Smart Grid-

---

<sup>265</sup> Vgl. ebd., S. 26f.

<sup>266</sup> Vgl. ebd., S. 127.

<sup>267</sup> Die aufgeführten Technologien wurden der Tab. 3 zu Beginn des Kapitels zugeordnet.

<sup>268</sup> Vgl. Frontier Economics/EA Technology (2012), S. 69ff.

Technologieumsetzungen bzw. Investitionsstrategien zu untersuchen und keine isolierte Betrachtung der Kosten und Nutzen einzelner Technologien vorzunehmen. Dem entsprechend werden zwei Smart Grid-Investitionsstrategien definiert, bewertet und mit einer konventionellen Investitionsstrategie verglichen.<sup>269</sup> Diese insgesamt drei Investitionsstrategien sind:

- *Top-Down Smart Grid-Investitionsstrategie*: Diese Strategie nimmt eine Anfangsinvestition in Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur sowie bei Bedarf geringere Investitionen in smarte und konventionelle Technologien an;
- *Inkrementelle Smart Grid-Investitionsstrategie*: Diese Investitionsstrategie nimmt ausschließlich Investitionen rein nach Bedarf an. Eine Anfangsinvestition in Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur fällt hier also nicht an, sondern wird gemeinsam mit Investitionen in smarte und konventionelle Technologien bei Bedarf getätigt. Die laufenden Investitionen in smarte Technologien sind im Vergleich zur Top-Down-Strategie höher, weil keine Anfangsinvestitionen getätigt werden;
- *Konventionelle Investitionsstrategie bzw. Business as usual-Investitionsstrategie*: Diese Strategie nimmt ausschließlich Investitionen in konventionelle Technologien (z. B. Netzverstärkungen) an, die bei Bedarf anfallen.<sup>270</sup>

Aufgrund der hohen Unsicherheit über die zukünftigen Entwicklungen wird der Wert der Smart Grid-Investitionsstrategien mithilfe von drei Szenarien beurteilt, die unterschiedliche Entwicklungen bis 2050 definieren. Die Szenarien zielen darauf ab, die Faktoren, die besonders unsicher sind und den größten Einfluss auf den Wert von Smart Grids haben, zu variieren.<sup>271</sup> Hierzu zählt die Studie die Elektrifizierung von Verkehr und Wärmeerzeugung, den Anstieg der dezentralen Erzeugung, die Erhöhung der volatilen und unflexiblen Energieerzeugung sowie den Beteiligungsumfang der Verbraucher an Demand Side Response-Aktivitäten. Nachfolgend werden die drei Szenarien erläutert:

- Szenario 1 beinhaltet mittlere Prognosen des Department of Energy and Climate Change (DECC)<sup>272</sup> für die Elektrifizierung von Verkehr sowie für den Anstieg dezentraler Erzeugung. Zudem werden hohe Prognosen für die Elektrifizierung von Wärme unterstellt, um die Klimaziele in UK zu erreichen. Insgesamt liegt ein mittleres bis hohes Niveau an kohlenstoffarmen Technologien vor;

---

<sup>269</sup> Vgl. ebd., S. 33.

<sup>270</sup> Vgl. ebd., S. 6.

<sup>271</sup> Vgl. ebd., S. 30.

<sup>272</sup> Vgl. DECC (2011).

- Szenario 2 enthält die gleichen Annahmen wie Szenario 1, jedoch ist die Bereitschaft der Stromkunden für Demand Response-Aktivitäten in diesem Szenario weitaus geringer;
- In Szenario 3 werden die CO<sub>2</sub>-Ziele überwiegend durch Maßnahmen außerhalb des heimischen Elektrizitätssektors erreicht, indem z. B. internationale CO<sub>2</sub>-Gutschriften erworben werden. In diesem Szenario stellt sich die Implementierung kohlenstoffarmer Technologien langsamer ein, als es in den anderen beiden Szenarien der Fall ist.<sup>273</sup>

Die Kosten-Nutzen-Analyse nutzt außerdem einen Real Option-Ansatz, um den hohen Unsicherheiten zusätzlich gerecht zu werden. Als Begründung für die Entscheidung dient, dass dieser Ansatz potenzielle Anpassungen der Investitionsentscheidungen im Zeitverlauf zulässt und damit dynamischer ist als ein konventioneller Kosten-Nutzen-Ansatz. Erfasst werden die verschiedenen Optionswerte, die mit den verschiedenen Strategien verbunden sind, indem die Kosten und Nutzen in zwei Zeitperioden (2012-2023 und 2023-2050) betrachtet werden. So kann die 2012 gewählte Investitionsentscheidung im Jahr 2023 bei Vorlage einer womöglich besseren Strategie abgelöst werden.<sup>274</sup> Jedoch wurde für das Modell angenommen, dass sobald eine Top-Down Smart Grid-Investitionsstrategie installiert wurde, es unmöglich ist, diese im Jahr 2023 zu wechseln. Dies hängt mit der langen Lebensdauer der Anlagen zusammen, die über den Entscheidungszeitpunkt im Jahr 2023 hinausgeht.<sup>275</sup>

Das Modell simuliert zunächst eine Standard-Kosten-Nutzen-Analyse für die erste Periode, für die die Kosten und Nutzen jeder Investitionsstrategie für jedes Szenario ermittelt werden. Anschließend wird die zweite Periode simuliert, wobei für jede in Periode 1 ausgewählte Strategie mehrere Strategien für Periode 2 zur Verfügung stehen – mit Ausnahme für die Top-Down-Strategie. Dabei werden für jedes Szenario die besten Strategien am Entscheidungszeitpunkt im Jahr 2023 identifiziert. Im letzten Schritt werden die Ergebnisse der konventionellen Kosten-Nutzen-Analyse für die erste Periode mit den Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse für die zweite Periode addiert, um den gesamten NGW für jede Strategie und jedes Szenario zu ermitteln. Indem die berechneten Ergebnisse anhand von Eintrittswahrscheinlichkeiten für die Szenarien gewichtet werden, kann ein einzelner gewichteter NGW für jede Investitionsstrategie identifiziert werden. Diese Form der Entscheidungsbaumanalyse (siehe Abb. 18) ermöglicht es laut Bericht, eine gute Balance bei der Berücksichtigung von Unsicherheiten zu schaffen und vermeidet eine Scheingenaugigkeit, die mit einem da-

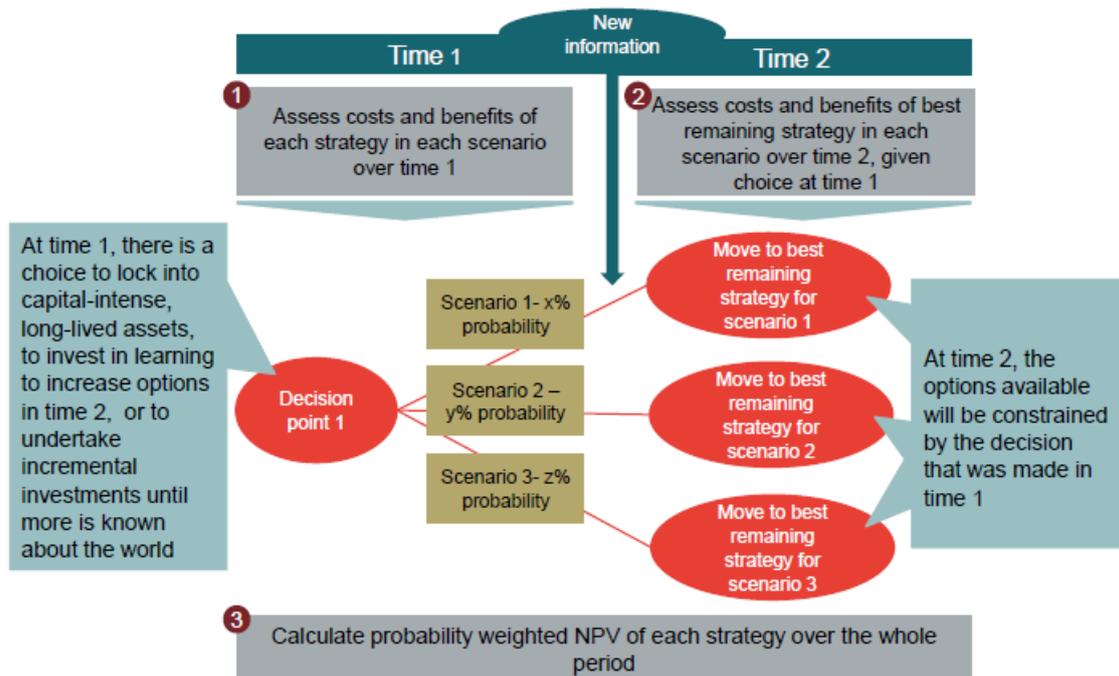
---

<sup>273</sup> Vgl. Frontier Economics/EA Technology (2012), S. 42.

<sup>274</sup> Vgl. ebd., S. 30f.

<sup>275</sup> Vgl. ebd., S. 103.

tenintensiveren Ansatz verbunden sein könnte. Die Wahl auf nur zwei Perioden dient dabei der Komplexitätsvermeidung.<sup>276</sup>



**Abb. 18: Real Option-Ansatz**

Quelle: Frontier Economics/EA Technologie (2012), S. 32.

Im Rahmen der Untersuchungen wurde zudem eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.<sup>277</sup>

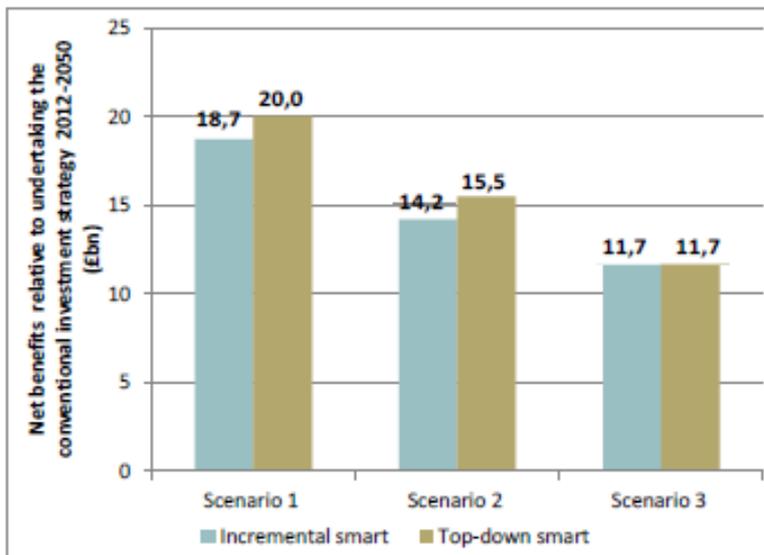
#### 4.1.5.2. Ergebnisse der Studie 6

Die nachfolgende Abb. 19 zeigt den diskontierten Nettonutzen für die beiden Smart Grid-Investitionsstrategien (Top-Down und inkrementelle Umsetzung) gegenüber der konventionellen Investitionsstrategie über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2012 bis 2050 auf. Die Analyse nimmt hierbei für die ersten 30 Jahre eine Diskontierungsrate in Höhe von 3,5% an. Anschließend wird eine Diskontierungsrate von 3% verwendet.<sup>278</sup>

<sup>276</sup> Vgl. ebd., S. 31f.

<sup>277</sup> Vgl. ebd., S. 105.

<sup>278</sup> Vgl. ebd., S. 180.

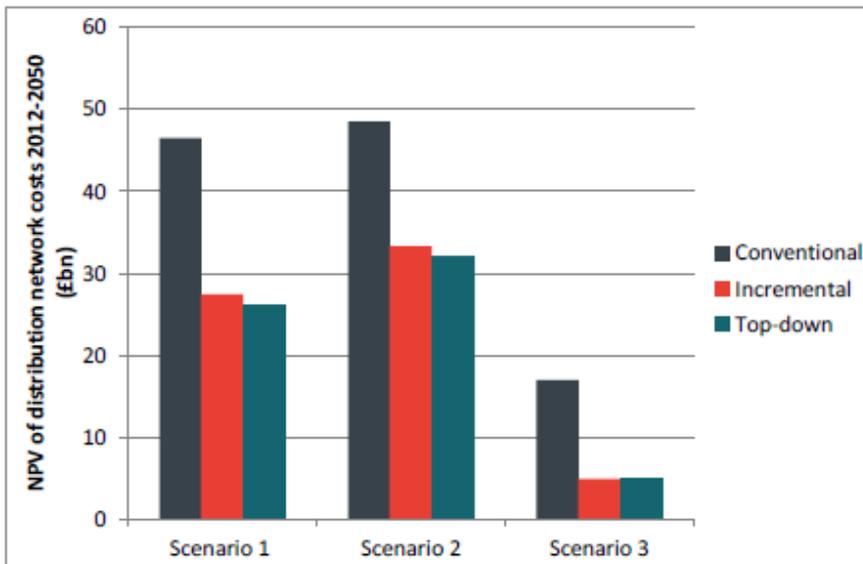


**Abb. 19: NGW smarterer Investitionsstrategien im Vergleich zur konventionellen Investitionsstrategie**

Quelle: Frontier Economics/EA Technology (2012), S. 99.

Deutlich wird, dass für alle drei Entwicklungsszenarien die zwei Smart Grid-Investitionsstrategien besser bzw. mit einem erheblich höheren NGW abschneiden als die konventionelle Investitionsstrategie. Dabei ist zu beachten, dass das Ergebnis auch dann besser ausfällt als im Falle der konventionellen Investitionsstrategie, wenn das Verbraucherengagement (Demand Side Response) gering ist (Szenario 2) oder das Implementierungsniveau kohlenstoffarmer Technologien unerwartet niedrig ausfällt (Szenario 3). Am höchsten ist der NGW aber dann, wenn ein möglichst hohes Niveau an kohlenstoffarmen Technologien und eine aktive Kundenbeteiligung an Demand Response-Maßnahmen vorliegen (Szenario 1). Hier beträgt der ermittelte NGW 18,7 Mrd. GBP im stufenweisen Smart Grid-Investitionsplan bzw. 20 Mrd. GBP im Top-Down-Investitionsplan. Hingegen ist der Smart Grid-NGW in Szenario 3 am niedrigsten, was dadurch zu erklären ist, dass Smart Grid-Werttreiber wie CO<sub>2</sub>-arme Technologien (z. B. Photovoltaikanlagen und E-Autos) auf einem niedrigen Niveau liegen. Gleichzeitig fallen dann aber auch die zu tätigenden Investitionen in die Verteilnetze geringer aus (siehe Abb. 20). Die nicht realisierten Nutzeneffekte übersteigen jedoch die eingesparten Kosten, so dass der NGW geringer ausfällt. Anhand der Abb. 20 lässt sich zudem erkennen, dass der Einfluss der Smart Grid-Technologien auf die diskontierten Verteilnetzkosten erheblich ist, so dass in allen drei Szenarien die Investitionskosten erheblich niedriger ausfallen als in der konventionellen Investitionsstrategie.<sup>279</sup>

<sup>279</sup> Vgl. ebd., S. 98ff.



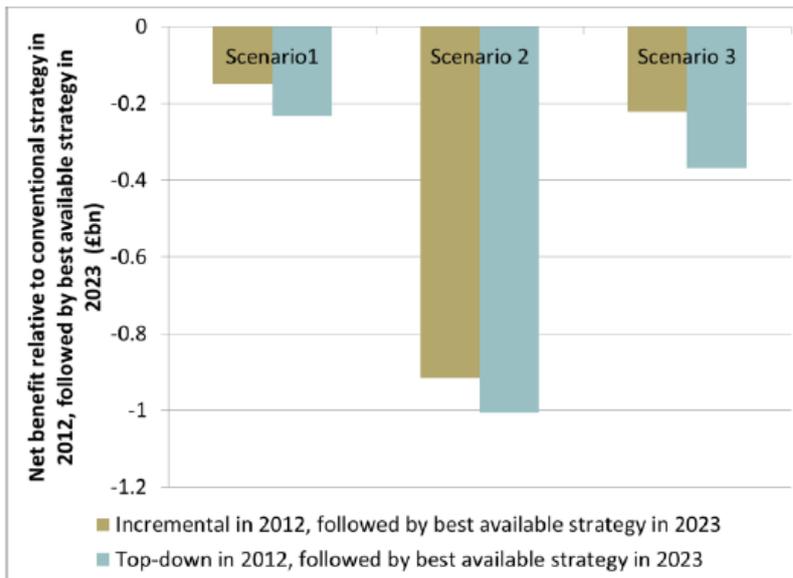
**Abb. 20: Diskontierte Verteilnetzkosten zwischen 2012 und 2050**

Quelle: Frontier Economics/EA Technology (2012), S. 99.

Die genannten Ergebnisse unterliegen der Annahme, dass von 2012 bis 2050 nur eine Investitionsstrategie zum Einsatz kommt. Das Ergebnis ändert sich jedoch, wenn stattdessen zwei Perioden mit zwei womöglich unterschiedlichen Strategien simuliert werden. Der nachfolgenden Abb. 21 ist zu entnehmen, dass im Falle der Umsetzung einer Top-Down-Strategie oder aber einer inkrementellen Smart Grid-Strategie in der ersten Periode bis 2023, gefolgt von der zum Zeitpunkt des Jahres 2023 besten Strategie, es nun zu negativen NGW-Ergebnissen im Vergleich zur konventionellen Strategie kommt, die ebenfalls im Jahr 2023 durch die zu diesem Zeitpunkt beste Strategie abgelöst wird. Im Gegensatz zur Standard-Kosten-Nutzen-Analyse ermöglicht es dem Real Option-Analyseansatz, dass die konventionelle Strategie mit einer Smart Grid-Investitionsstrategie getauscht wird. Der ermittelte NGW für die Strategien in den drei Szenarien deuten dabei darauf hin, dass die konventionelle Strategie in der ersten Periode ab 2012 marginal zu bevorzugen ist und eine kurzfristige Fortführung einer konventionellen Strategie nicht zu einer Erhöhung der langfristigen Kosten führt.<sup>280</sup> Es wird die Aussage getroffen, dass das Ergebnis sinnvoll erscheint, wenn bedacht wird, dass die Implementierung der Technologien, die als Werttreiber eines Smart Grid zu verstehen sind (z. B. E-Autos, Wärmepumpen und dezentrale Stromerzeugung) bis in die 2020er Jahre wahrscheinlich keinen großen Einfluss auf das System haben werden, da frühestens 2019 damit gerechnet werden kann, dass Smart Meter in vollem Umfang umgesetzt sind.<sup>281</sup>

<sup>280</sup> Vgl. ebd., S. 103f.

<sup>281</sup> Vgl. ebd., S. 9.

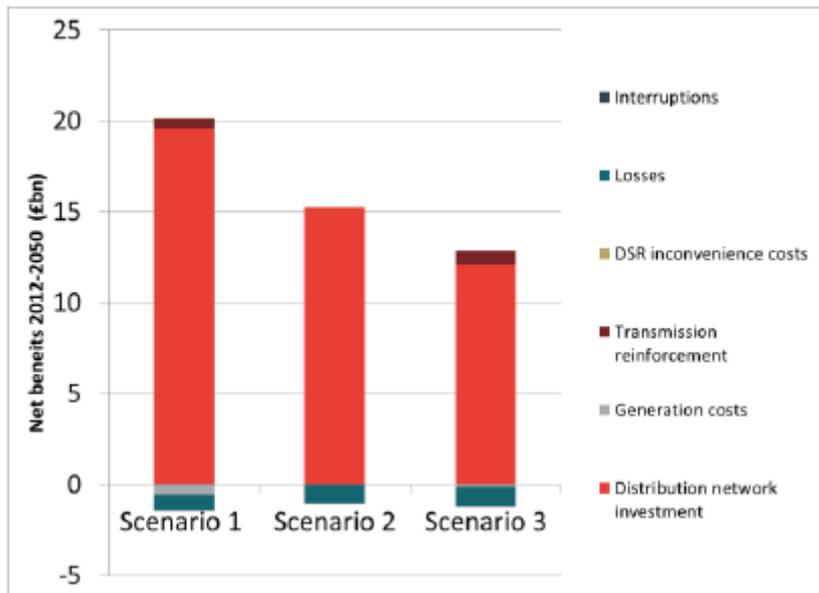


**Abb. 21: NGW einer smarten Investitionsstrategie in 2012 mit der Option eine andere Strategie ab 2023 zu verfolgen**

Quelle: Frontier Economics/EA Technology (2012), S. 9.

Die nächste Abb. 22 zeigt die Aufteilung des NGW für die inkrementelle Smart Grid-Investitionsstrategie auf – ähnlich stellt sich das Bild für die Top-Down-Smart Grid-Strategie dar. Diese Betrachtung ist sinnvoll, um zu untersuchen, ob diejenigen Akteure, die die Kosten tragen, auch von den resultierenden Nutzeneffekten profitieren. Ist dies nicht der Fall, kann es sich als Hindernis für die Umsetzung eines Smart Grid erweisen. Die Abbildung verdeutlicht, dass die Verteilnetzbetreiber den mit Abstand größten Nutzen in Form reduzierter Verteilnetzinvestitionen aus den Smart Grid-Investitionsstrategien ziehen. Dies resultiert einerseits daraus, dass die meisten Smart Grid-Technologien, die im Modell eingeschlossen sind, nur einen sehr geringen Einfluss auf den übrigen Stromsektor haben, indem sie sich lediglich auf die Verluste auswirken. Außerdem haben die berücksichtigten Smart Grid-Technologien nur einen geringen Effekt auf Demand Response-Aktivitäten, da es eine Grundannahme der Studie ist, dass Smart Meter nicht berücksichtigt werden, diese jedoch als die wesentliche Technologiekomponente verstanden werden können, um dynamische Kundenanpassungen zu gewährleisten.<sup>282</sup>

<sup>282</sup> Vgl. ebd., S. 118ff.

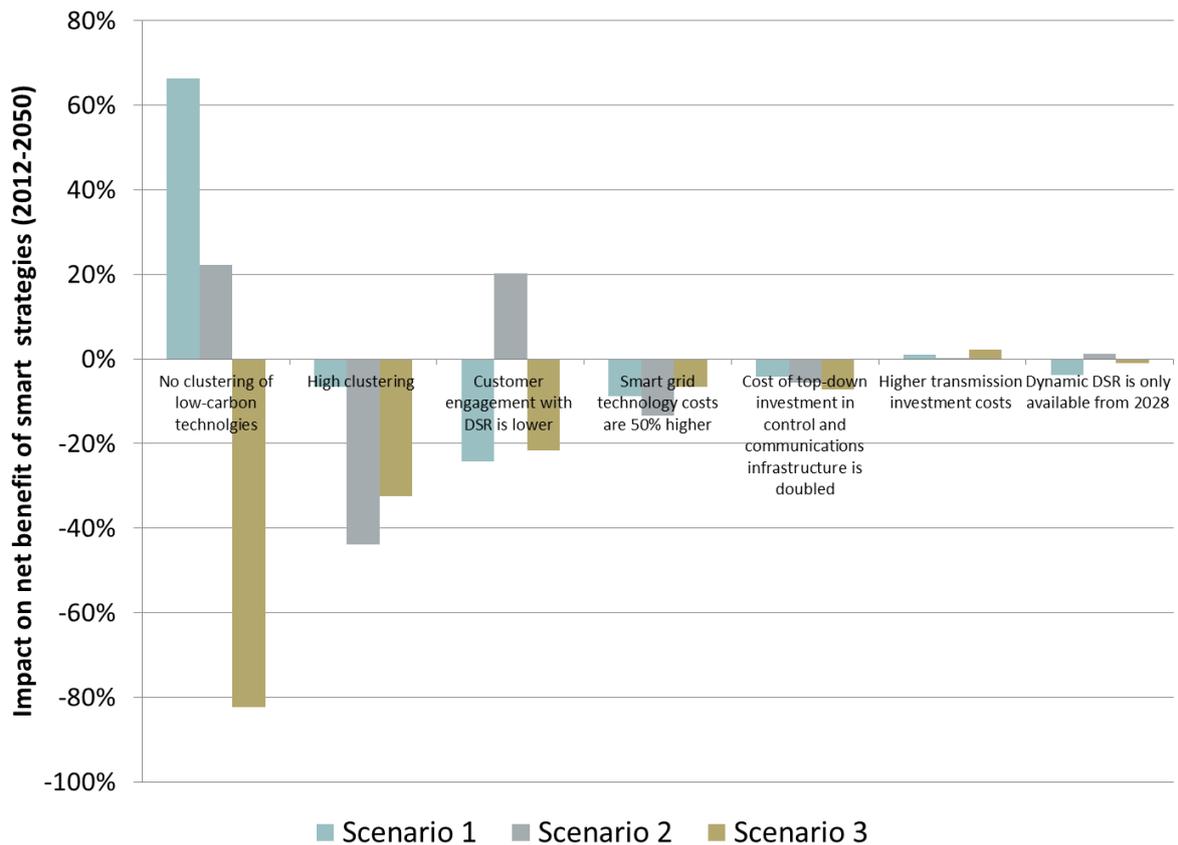


**Abb. 22: Aufteilung der NGW-Ergebnisse für die inkrementelle Smart Grid-Investitionsstrategie**

Quelle: Frontier Economics/EA Technology (2012), S. 119.

In der nachfolgenden Abb. 23 sind des Weiteren die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse dargestellt. Es zeigt sich, dass die ermittelten NGW der Smart Grid-Strategien besonders sensitiv auf die getroffenen Annahmen bezüglich der Clusterbildung kohlenstoffarmer Technologien reagieren. Während der NGW der Smart Grid-Investitionsstrategien unter der Annahme „keine Clusterbildung kohlenstoffarmer Technologien“ in den ersten beiden Szenarien mit über 20 bzw. knapp 70% stark ansteigt, sinkt der NGW im dritten Szenario um über 80%. Unter der Annahme einer hohen Clusterbildung sinkt der NGW in allen drei Szenarien. Auch unter der Annahme einer abnehmenden Bereitschaft der Kunden gegenüber Demand Response-Maßnahmen reagiert der NGW der Smart Grid-Investitionsstrategien relativ stark, während eine Änderung der anderen Annahmen keine größeren Auswirkungen auf den NGW erwarten lässt.<sup>283</sup>

<sup>283</sup> Vgl. ebd., S. 106f.



**Abb. 23: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse – bezogen auf die inkrementelle Investitionsstrategie**

Quelle: Frontier Economics/EA Technology (2012), S. 106.

#### 4.1.5.3. Studienanmerkungen

Hervorheben lässt sich, dass das Analysemodell flexibel gestaltet und dadurch anpassbar ist, was einerseits zum Ausdruck bringen soll, dass die vorgenommene Analyse keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt. Zum anderen wird dadurch auch auf die Unsicherheiten über die zukünftigen Entwicklungen verwiesen, die mit der Umsetzung eines Smart Grid zu berücksichtigen sind.

Um die mit der Umsetzung eines Smart Grid verbundenen Unsicherheiten in der Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen, betrachtet die Analyse mit der inkrementellen Smart Grid-Investitionsstrategie sowie Top-Down Smart Grid-Investitionsstrategie zwei unterschiedliche Smart Grid-Investitionsstrategien, die außerdem mit einer konventionellen bzw. Business as usual-Investitionsstrategie verglichen werden. Ferner werden die Strategien für drei unterschiedliche Zukunftsszenarien simuliert, die zusätzlich demonstrieren, dass das Analysemodell die Unsicherheiten einer Smart Grid-Umsetzung in seiner Struktur zu berücksichtigen versucht. Schließlich wird neben einer Standard-Kosten-Nutzen-Analyse auch eine Real Option-Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt, die eine flexible Analyse mit zwei verschiedenen Strategien bis 2050 erlaubt. Komplettiert wird die Analyse durch eine Sensitivitätsanalyse.

Die Nichtberücksichtigung von Smart Meter wird in der Kosten-Nutzen-Analyse zwar damit begründet, dass deren Umsetzung (bis 2019) beschlossen ist und Doppelzahlungen vermieden werden sollen, indem ausschließlich die zusätzlichen Kosten und Nutzen Smart Meter-irrelevanter Smart Grid-Investitionen erfasst werden sollen. Dennoch erscheint die Nichtberücksichtigung der Smart Meter-Technologiekomponente insbesondere vor dem Hintergrund angreifbar, dass im Bericht selbst wiederholt beschrieben wird, dass die Erfassung von Smart Meter essentiell für die Ermittlung der Kosten und insbesondere der Nutzen der berücksichtigten Smart Grid-Technologien ist. Zudem vernachlässigt das Ergebnis des Real Option-Ansatzes, mit Ausnahme der Umsetzung von Smart Meter zunächst an einer konventionellen Strategie festzuhalten, dass sich die Kosten und insbesondere der Nutzen der AMI-Komponente und anderer Smart Grid-Technologien gegenseitig bedingen. Die isolierte Betrachtung der AMI-Komponente von den anderen Smart Grid-Technologien erscheint daher fragwürdig.

Der Nichteinschluss sämtlicher Kosten- und Nutzenpositionen in die Analyse wird mit der Bewahrung von Flexibilität und Transparenz begründet. Dies kann jedoch damit einhergehen, dass das ermittelte Ergebnis ungenau ist, wenngleich sich das Projektteam darüber bewusst ist und selbstkritisch auf die Unvollständigkeit der Analyse aufmerksam macht. So ist z. B. angreifbar, dass nicht alle identifizierten direkten Kosten- und Nutzeneffekte nicht-marktfähiger Güter quantifiziert wurden oder qualitative Beschreibungen genutzt wurden. Außerdem beinhaltet der ermittelte Nutzen keine weitreichenderen Effekte, wie z. B. auf den Arbeitsmarkt, oder aber Auswirkungen auf die Umwelt, die man qualitativ hätte beschreiben können.

Auffällig ist zudem, dass eine mögliche Diskussion über die ermittelten Nutzen und Kosten gänzlich vermieden wurde, indem lediglich eine Aufführung des diskontierten Nettonutzens erfolgt. Zwar sind die Verteilnetzkosten sowohl für die konventionelle Investitionsstrategie als auch für die Top-Down- und die inkrementelle Smart Grid-Investitionsstrategie ersichtlich, jedoch geht aus dem Bericht nicht hervor, wie hoch sich die einzelnen Kosten- und Nutzenpositionen darstellen. Letztlich lässt sich demzufolge nicht zurückverfolgen, wie sich der im Vordergrund stehende Nettonutzen zusammensetzt.

Ebenfalls Raum für Kritik bietet der gewählte Betrachtungszeitraum. Zwar kann die Analyse einerseits einen langen Zeitraum von fast 40 Jahren abdecken, was andererseits aber auch die Unsicherheit der Analyse erhöhen und die Genauigkeit des Ergebnisses verringern dürfte.

Als Entscheidungskriterium kommt der Nettogegenwartswert zum Einsatz.

#### 4.1.6. Weitere Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen im Überblick

---

##### **Studie 7: „Smart Grid: a race worth winning“ (UK)**

Dieser Bericht orientiert sich stark an die zuvor vorgestellte Studie 6 „A Framework for the evaluation of Smart Grids“. Er stellt jedoch einen eigenständigen Bericht dar, der von den Mitgliedern des SmartGrid GB bei Ernst & Young in Auftrag gegeben wurde.<sup>284</sup> SmartGrid GB stellt eine unabhängige, branchenübergreifende Interessengruppe dar, die sich mit der Smart Grid-Entwicklung in UK beschäftigt und darauf abzielt, dass UK weltweit eine führende Position in der Entwicklung und Umsetzung eines Smart Grid einnimmt. Zu den Mitgliedern zählen vor allem technisch orientierte Konzerne (z. B. Oracle, Siemens, IBM, HP), aber auch Institutionen wie das DECC oder Ofgem<sup>285</sup>, die grundlegendes Interesse an der Umsetzung eines Smart Grid äußern.<sup>286</sup> Das ausführende Unternehmen Ernst & Young bietet international Dienstleistungen insbesondere in den Bereichen Wirtschaftsprüfung, Unternehmens- und Steuerberatung an.<sup>287</sup>

Die Untersuchung der Kosten und Nutzen eines Smart Grid in UK schließt internationale und britische Studien ein und zielt darauf ab, den potenziellen Nutzen eines Smart Grid umfassend zu beleuchten. Laut eigenen Angaben stellt die Studie die bisher detaillierteste Bewertung des potenziellen Nutzens eines Smart Grid für die britische Ökonomie dar (Stand: April 2012).

Die Analyse basiert primär auf dem vorhandenen Analysemodell der Studie 6 und umfasst lediglich kleinere Modifizierungen am Modell, so dass de facto keine völlig eigenständige methodische Vorgehensweise vorliegt. Die Modifizierungen des Modells sind dabei das Resultat der erweiterten Sichtweise der Analyse um zusätzliche Nutzenaspekte, für die gegebenenfalls eigene Annahmen getroffen wurden und deren Inputwerte auf Informationen herangezogener Veröffentlichungen und eigens durchgeführter Interviews mit relevanten Stakeholdern basieren.<sup>288</sup> Der entscheidende Unterschied gegenüber der Studie 6 ist der Fokus auf weitreichende wirtschaftliche Nutzeneffekte durch die Realisierung eines Smart Grid. So wird versucht, eine breitere Sicht auf die Nutzenseite eines Smart Grid in UK zu nehmen, indem insbesondere auch Nutzeneffekte entlang der industriellen Wertschöpfungskette sowie Nutzeneffekte auf nachgelagerte wirtschaftliche Aktivitäten, die durch eine Smart Grid-Einführung ermöglicht werden, quantifiziert werden. Folglich werden weit über den britischen Elektrizitätssektor hinaus Untersuchungen angestellt. Auch werden mögliche Folgepotenziale für

---

<sup>284</sup> Vgl. Ernst & Young (2012), S. 1f.

<sup>285</sup> Ofgem hat die Studie 6 in Auftrag gegeben.

<sup>286</sup> Vgl. SmartGrid GB (o. J.), o. S.

<sup>287</sup> Vgl. Ernst & Young (o. J.), o. S.

<sup>288</sup> Vgl. ebd., S. 7.

den Export, der von UK als führender Smart Grid-Standort profitieren könnte, sowie das Potenzial für den Arbeitsmarkt in der Analyse berücksichtigt.<sup>289</sup>

Der Bericht kommt im Wesentlichen zu zwei Ergebnissen: Zum einen zeigt die Analyse anhand von unterschiedlichen Szenarien (siehe hierzu Studie 6), dass ein möglichst zeitnahes Investieren in ein Smart Grid mit einem Nutzen verbunden sein würde, der die anfallenden Kosten weit übersteigt.<sup>290</sup> So sei etwa zu erwarten, dass eine möglichst frühzeitige Smart Grid-Umsetzung zu First Mover-Effekten und daher Wettbewerbsvorteilen für die britische Industrie gegenüber anderen Ländern führt.<sup>291</sup> Zudem kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass die Effektivität und die Ausschöpfung des Nutzenpotenzials eines Smart Grid und Smart Meter-Technologien, die wie auch in Studie 6 nicht Gegenstand der Analyse sind, voneinander abhängig sind.<sup>292</sup>

Außerdem ist ein zweites wesentliches Ergebnis, dass andere Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette eines Smart Grid erheblich von der Einführung profitieren würden, was das wirtschaftliche Wachstum beschleunigen, neue Arbeitsplätze schaffen und den Export beflügeln würde.<sup>293</sup> Investitionen in ein Smart Grid bis 2050 könnten demnach in Tausenden neuen Arbeitsplätzen<sup>294</sup> resultieren, Exporte könnten um einen diskontierten Wert von 5 Mrd. GBP zulegen und die wirtschaftlichen Akteure entlang der Wertschöpfungskette einer Smart Grid-Umsetzung könnten von einer zusätzlichen Wertschöpfung in Höhe von 13 Mrd. GBP profitieren.<sup>295</sup>

Um ein Smart Grid-System in UK bis 2050 zu ermöglichen, ermittelt die Analyse, dass zwischen 2012 und 2050 diskontierte Investitionen in Höhe von 27 Mrd. GBP zu tätigen sind; 23 Mrd. GBP entfallen dabei auf die Modernisierung des Verteilnetzes, auf die sich die Analyse in Anlehnung an die Kosten-Nutzen-Analyse der Studie 6 im Besonderen konzentriert, da hier die meisten Smart Grid-relevanten Kosten zu erwarten sind. Im Gegensatz würde eine konventionelle Investitionsstrategie für den Ausbau des derzeitigen Netzes mit diskontierten Ausgaben in Höhe von 46 Mrd. GBP verbunden sein, so dass mit der Umsetzung eines Smart Grid diskontierte Kosteneinsparungen in Höhe von 19 Mrd. GBP gegenüber der konventionellen Investitionsstrategie zu erwarten sind.<sup>296</sup> Selbst im negativsten Smart Grid-Szenario mit einem niedrigen Niveau an kohlenstoffarmen Technologien ist mit einem deutlich positiven Ergebnis für das Smart Grid zu rechnen, indem die diskontierten Kosteneinsparungen in Höhe von 10 Mrd.

---

<sup>289</sup> Vgl. Ernst & Young (2012), S. 2.

<sup>290</sup> Vgl. ebd., S. 15.

<sup>291</sup> Vgl. ebd., S. 20ff.

<sup>292</sup> Vgl. ebd., S. 3.

<sup>293</sup> Vgl. ebd.

<sup>294</sup> Durchschnittlich könnten 8.000 neue Arbeitsplätze in den 2020er und 9.000 in den 2030er Jahren geschaffen werden.

<sup>295</sup> Vgl. Ernst & Young (2012), S. 13.

<sup>296</sup> Vgl. ebd., S. 9.

GBP gegenüber einer konventionellen Investitionsstrategie immer noch enorm wären.<sup>297</sup>

### **Studie 8: „A Smart Grid Vision“ (UK)**

Diese Studie wurde 2009 von der Electricity Networks Strategy Group (ENSG) verfasst. Die ENSG stellt ein Forum dar, das Netzakteure zusammenführt, um die britische Regierung und Ofgem dabei zu unterstützen, langfristige Herausforderungen im Energiesektor zu bewältigen, wozu insbesondere Klimaschutzmaßnahmen und die Sicherstellung einer sicheren und bezahlbaren Energieversorgung gehören. In Auftrag gegeben wurde die Studie vom Ofgem und dem DECC. Mit der Studie wird das primäre Ziel verfolgt, eine Diskussion von Industrie und Regierung über das Potenzial eines Smart Grid in UK anzuregen.<sup>298</sup> Dabei wird auch darauf aufmerksam gemacht, dass die enthaltene Kosten-Nutzen-Analyse nicht als quantitative Entscheidungsgrundlage für eine konkrete politische Entscheidung zur Umsetzung eines Smart Grid in UK zu betrachten sei. So zeige sie nicht etwa einen richtigen Weg auf, um ein Smart Grid zu realisieren, als vielmehr einen möglichen Weg, um die ermittelten Ziele in der Kosten-Nutzen-Analyse zu erreichen.<sup>299</sup>

Aufgrund der großen Unsicherheiten, die mit den langfristigen Einschätzungen nach 2020 einhergehen, betrachtet die Kosten-Nutzen-Analyse zwei Phasen: Phase 1 mit einem Betrachtungszeitraum von 2010 bis 2050 und Phase 2 von 2020 bis 2050. Die eigentlichen Investitionen werden in Phase 1 jedoch lediglich zwischen 2010 und 2020 und in Phase 2 zwischen 2020 und 2030 getätigt, wobei es sich hierbei um unterschiedliche bzw. in Phase 2 weitreichendere Investitionen handelt. Gegenüber Phase 1 führen die in Phase 2 berücksichtigten Investitionen zu zusätzlichen Kosten und Nutzen, die mit höheren Unsicherheiten verbunden sind als die in Phase 1. In beiden Phasen werden der Nutzen, die laufenden Betriebskosten, die Finanzierungskosten der Investitionen sowie Ersatzinvestitionen bis 2050 eingeschätzt. Des Weiteren unterscheidet die Phase 1 zwischen einem Basisszenario und einem Minimalszenario und zielt im Wesentlichen darauf ab, eine erste Einschätzung über das Potenzial eines Smart Grid in UK zu erhalten. Die Phase 2 hingegen untersucht, wie weitere Änderungen im Stromsystem und die Chancen, die mit einem Smart Grid einhergehen können, die Umsetzung eines Smart Grid zusätzlich begünstigen; in dieser Phase erfolgt keine Unterteilung in verschiedene Szenarien.<sup>300</sup>

In Phase 1 besteht noch ein geringes Vertrauen in das zukünftige Energiesystem. Dementsprechend werden in der Phase 1 sehr konservative Annahmen verwendet,

---

<sup>297</sup> Vgl. ebd., S. 3.

<sup>298</sup> Vgl. ENSG (2009), S. 2.

<sup>299</sup> Vgl. ebd., S. 16.

<sup>300</sup> Vgl. ebd., S. 17.

z. B. bezüglich der Höhe der dezentralen Energieerzeugung (DER) und der potenzielle Nutzen, der aus der Rückspeisung von im Fahrzeug gespeicherter Energie in das Versorgungsnetz („vehicle to grid“) resultieren kann, wird erst ab 2030 berücksichtigt. Auch werden die potenziellen Kosteneinsparungen in den Investitionen zur Stärkung des Netzes aufgrund einer flächendeckenden Elektrifizierung von Wärmeerzeugung und Verkehr nicht eingeschlossen. Diese Annahmen sollen dazu beitragen, dass die Anfälligkeit des NGW für die Phase 1 unter Anwendung verschiedener Zukunftsszenarien, die den Wert eines Smart Grid reduzieren, begrenzt wird. Für die Phase 2 sind die Annahmen gewagter bzw. optimistischer, indem etwa mit einer starken Ausweitung der zentralen Erzeugungskapazität gerechnet wird und die Elektrifizierung des Verkehrs großen Einfluss auf die Verstärkung des Netzes haben wird. In der Konsequenz ist diese Phase, bezogen auf die enthaltenen Annahmen über das zukünftige Energiesystem, unsicherer als Phase 1.<sup>301</sup>

Der NGW bis 2030 beruht auf einer marktüblichen Diskontierungsrate von 3,5% während nach 2030 eine Diskontierungsrate von 3% verwendet wird. Die Analyse geht von komplexen Zielkonflikten zwischen den einzelnen Smart Grid-Nutzenströmen aus, die jedoch im Rahmen der Untersuchungen nicht berücksichtigt werden. Jedoch wird aufgrund des allgemein hin konservativen Ermittlungsansatzes des Nutzens gehofft, dass die ermittelten Nutzenwerte die tatsächlichen nicht (signifikant) überschreiten.<sup>302</sup>

Innerhalb der Kosten-Nutzen-Analyse wurden in der Phase 1 folgende Nutzenpositionen identifiziert:

- Spannungsoptimierung;
- Demand Response-Aktivitäten, die zu einer Abflachung von Spitzenlasten führen;
- Verbessertes Anlagenmanagement reduziert die Ausfallhäufigkeit;
- Abnahme von Verlusten;
- Dezentrale Erzeugungskapazitäten mildern Spitzenerzeugungskapazitäten ab;
- Minimierung von Ausfällen durch einen verbesserten Netzbetrieb;
- Eine verbesserte Kapazitätsplanung bewirkt, dass weniger zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung gestellt werden müssen.<sup>303</sup>

In der nachfolgenden Abb. 24 sind die ermittelten Nutzenwerte für die Phase 1 anhand der verschiedenen Nutzenkategorien aufgeführt. Es handelt sich dabei jeweils um diskontierte Nutzenwerte des Minimal- und Basisszenarios. Der diskontierte Nutzen der Spannungsoptimierung wird mit 1.435 bis 1.913 Mio. GBP angegeben, so dass diese

---

<sup>301</sup> Vgl. ebd., S. 17.

<sup>302</sup> Vgl. ebd., S. 18.

<sup>303</sup> Vgl. ebd., S. 19.

Nutzenkategorie im Minimalszenario den größten Nutzen aufweist, während der Nutzen, der sich aus Demand Response ergibt, im Basisszenario marginal höher liegt. Weitere große Nutzenströme sind durch ein verbessertes Anlagenmanagement und in der Reduzierung von Verlusten realisierbar.<sup>304</sup>

Target benefits	Description	Discounted value benefit range (out to 2050)*		Range drivers
Voltage Optimisation	• Controlling distribution voltage levels so as to minimise energy consumption while maximising use of the statutory voltage window to accommodate future electricity demands and higher levels of DER	Low 1,435	Base 1,913	• Actual degree of voltage reduction achievable • Quality of voltage profile data available
Demand Response <sup>^</sup>	• Displacement of peaking power generation capacity through peak demand reduction	1,030	1,981	• Customer engagement and demand response take up – 12% vs. 2%
Asset Mgmt	• Reduced asset failure rate through better asset management	1,145	1,205	• Asset management capabilities • Regulatory incentives
Losses	• Reducing peak current flows by load-shifting, reduced system voltage and better phase balance	628	838	• Opportunities available and quality of data available
Distributed generation	• Displacement of peaking power generation capacity through peak dispatch of DG	186	279	• Availability of DG at peak – 30% vs. 20%
Outages	• Reduction in customer minutes lost through enhanced network operation	212	223	• Capacity to integrate enhanced information into network operation and field activities
Capacity Planning	• Reduced need to reinforce network through enhanced utilisation and planning	64	67	• Capacity to increase utilisation and build increased information into capacity planning

#### Abb. 24: Ermittelte Nutzenwerte in der Phase 1

Quelle: ENSG (2009), S. 19.

Im Basisszenario der Phase 1<sup>305</sup> wird der diskontierte Nutzen mit 6,5 Mrd. GBP angegeben. Dieser Wert übersteigt die diskontierte Kostenseite mit 5,5 GBP, so dass sich ein positiver NGW von 1 Mrd. GBP ergibt. Im Minimalszenario der Phase 1<sup>306</sup> hingegen wird mit einem negativen NGW in Höhe von 170 Mio. GBP gerechnet; der diskontierte Nutzen beträgt 4,7 Mrd. GBP und die diskontierten Kosten 4,87 Mrd. GBP.<sup>307</sup>

Von den Anfangsinvestitionskosten für Phase 1, die zwischen 2010 und 2020 getätigt werden und die sich auf 1,65 Mrd. GBP im Basisszenario belaufen, verteilen sich die Investitionen wie folgt auf die Technologiekomponenten<sup>308</sup>:

- 600 Mio. GBP für die Umspannwerksensorik und Steuerung;
- 210 Mio. GBP für die Installation von Transformatoren;
- 194 Mio. GBP für die Kosten intelligenter Haushaltsgeräte;
- 130 Mio. GBP für die Ausrüstung der verbraucherseitigen Steuerung (Demand Response);
- 165 Mio. GBP für IT-Investitionen;

<sup>304</sup> Vgl. ebd.

<sup>305</sup> Für eine grobe Zuteilungsübersicht der Nutzen- und Kostenwerte im Basisszenario der Phase 1 siehe Anh. 18.

<sup>306</sup> Auch hierfür wird eine grobe Zuteilungsübersicht der Nutzen- und Kostenwerte in Anh. 19 dargestellt.

<sup>307</sup> Vgl. ENSG (2009), S. 20.

<sup>308</sup> Für eine Einordnung der enthaltenen Technologiekomponenten siehe Tab. 3 zu Beginn des Kapitels.

- 350 Mio. GBP für zusätzliche Kosten der Kommunikation.<sup>309</sup>

Da auch in Phase 1 Nutzeneffekte bis 2050 eingeschlossen sind, werden in Phase 2<sup>310</sup> ausschließlich die zusätzlichen Nutzen gegenüber der Phase 1 berücksichtigt. Die zwischen 2020 und 2030 anfallenden Investitionen resultieren in einem (zusätzlichen) NGW von 2,7 Mrd. GBP für die Phase 2.<sup>311</sup>

Die „neuen Anfangsinvestition“ (2020-2030) in Höhe von 1,5 Mrd. GBP verteilen sich dabei wie folgt auf die Technologiekomponenten, die sich gegenüber Phase 1 folgendermaßen unterscheiden:

- 95 Mio. GBP für die Einspeisesensoren;
- 20 Mio. GBP für zusätzliche Kommunikation;
- 270 Mio. GBP für die Umspannwerkautomatisierung;
- 14 Mio. GBP für Kondensatorbatterien;
- 6 Mio. GBP für Anzeiger fehlerhafter Leitungen;
- 700 Mio. GBP für intelligente Haushaltsgeräte;
- 240 Mio. GBP für Ausrüstung der Demand Response Steuerung;
- 178 Mio. GBP für IT Investitionen.<sup>312</sup>

Zusammenfassend ist vor dem Hintergrund der Integration von Unsicherheiten eine Besonderheit der Analyse, dass sie zwei Phasen getrennt voneinander betrachtet – eine mit weniger Unsicherheiten verbundene Phase 1, die zudem zwischen vorsichtigen und Basisangaben unterscheidet, sowie eine mit höheren Unsicherheiten verbundene Phase 2, die sich zeitlich an die Phase 1 anschließt, weitere Investitionen in andere Technologiekomponenten einschließt und optimistischere Annahmen über die Zukunft macht. Dennoch sollte angemerkt werden, dass die Aussagen zu Phase 1 nicht gleichbedeutend damit sind, dass die Berechnungen nicht auch mit hohen Unsicherheiten verbunden sind. Vielmehr wurde durch die Vorgehensweise in zwei Phasen ein Versuch unternommen, die Gefahr der Überbewertung des zu erwartenden Nutzens eines Smart Grid zu reduzieren. Unklar bleibt zudem, warum für Phase 2 keine Spannen angegeben wurden.

Eine Sensitivitätsanalyse zur Überprüfung der Anfälligkeit der Ergebnisse auf Veränderungen in den Variablen ist nicht Bestandteil der Analyse, ebenso wenig wie andere Ergebnisinterpretationsgrößen als der NGW. Des Weiteren bemüht die Analyse keinen Vergleich der Smart Grid-Lösung mit einer anderen Alternative, beispielsweise dem konventionellen Netzausbau.

---

<sup>309</sup> Vgl. ENSG (2009), S. 20.

<sup>310</sup> Eine Zuteilungsübersicht der Kosten und Nutzen findet sich auch hier im Anh. 20.

<sup>311</sup> Vgl. ENSG (2009), S. 22.

<sup>312</sup> Vgl. ebd.

**Studie 9: „The social costs and benefits of Smart Grids“ (Niederlande)**

Diese Kosten-Nutzen-Analyse wurde vom Niederländischen Ministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, Landwirtschaft und Innovation an CE Delft in Auftrag gegeben und Anfang 2012 veröffentlicht.<sup>313</sup> CE Delft ist eine unabhängige Forschungs- und Beratungsorganisation, die sich auf innovative Lösungen zur Bekämpfung von Umweltproblemen konzentriert. Die Organisation ist finanziell unabhängig und wird nicht gefördert.<sup>314</sup> Das Ministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten, Landwirtschaft und Innovation ist im Wesentlichen um ein gutes Geschäftsklima auf nationaler Basis bemüht, indem die nationalen Rahmenbedingungen für Wirtschaft, Innovation und Wachstum begünstigt werden sollen.<sup>315</sup>

Die Studie wurde in Auftrag gegeben, um die direkten und indirekten Kosten sowie Nutzen einer Smart Grid-Umsetzung auf nationaler Ebene in den Niederlanden zu identifizieren und zu quantifizieren, da es bisher an verlässlichen Einschätzungen über die zu erwartenden Kosten und Nutzen gemangelt hat. Im Zuge der Kosten-Nutzen-Untersuchungen sind zwei separate Projektphasen geplant, von denen die erste Phase mit Vorlage des hier präsentierten ersten Berichts abgeschlossen ist. Im nächsten Schritt sollen die vorliegenden Unsicherheiten der ermittelten Kosten und Nutzen verringert werden, indem insbesondere die Erkenntnisse von Smart Grid-Pilotprojekten in den Niederlanden in die Kosten-Nutzen-Analyse einfließen sollen.<sup>316</sup>

Aufgrund dessen, dass lediglich eine zusammenfassende Version des Berichts in Englisch verfügbar ist und die originale Langfassung lediglich in Niederländisch eingesehen werden kann, beruhen die nachfolgenden Angaben primär auf dem zusammenfassenden Bericht.

Die hier vorgestellte Kosten-Nutzen-Analyse für die Niederlande beschäftigt sich mit den Netzstrukturen zur Übertragung und Verteilung von Elektrizität und beurteilt die Auswirkungen der möglichen Einführung eines Smart Grid-Versorgungssystems über einen betrachteten Zeitraum von 2011 bis 2050. Dabei wird darauf verwiesen, dass der lange Betrachtungszeitraum durchaus mit Problemen behaftet ist, da dieser mehr Spielraum für Unsicherheiten liefere. So wird es etwa schwieriger, Aussagen über den zukünftigen Energiemix zu treffen oder darüber, wie sich die Energienachfrage und die Energiepreise im Jahr 2050 darstellen werden.<sup>317</sup>

Um die Unsicherheiten über die zukünftigen Entwicklungen in der Analyse berücksichtigen zu können, wurden drei Szenarien gebildet, die unterschiedliche Entwicklungen in den Schlüsselvariablen Klimaneutralität, Flexibilität und Anteil dezentraler Erzeugung

---

<sup>313</sup> Vgl. CE Delft (2012a).

<sup>314</sup> Vgl. CE Delft (o. J.), o. S.

<sup>315</sup> Vgl. Government of the Netherlands (o. J.), o. S.

<sup>316</sup> Vgl. CE Delft (2012b), S. 1.

<sup>317</sup> Vgl. ebd., S. 1.

abdecken. Mit den Szenarien werden drei unterschiedliche Bilder über die zukünftigen Strukturen bereitgestellt, für die verschiedene Annahmen getroffen wurden, um die interne Konsistenz sowie Kohärenz gewährleisten zu können. Mit der Zuhilfenahme dieser Szenarien wird letztlich das Ziel verfolgt, besser zu verstehen, wie sich eine Smart Grid-Umsetzung in der Zukunft auswirken kann, ohne auf ein einzelnes Entwicklungsszenario festzufahren zu sein.<sup>318</sup> Diese drei Szenarien, die insbesondere die offene Frage nach der zukünftigen Entwicklung der Stromerzeugung hin zur Klimaneutralität unterschiedlich beantworten, stellen sich wie folgt dar<sup>319</sup>:

1. Im *Business as usual-Szenario* wird angenommen, dass die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Elektrizitätssektor gegenüber der gegenwärtigen Situation sehr begrenzt sein wird. Zudem werden u. a. eine geringe dezentrale Erzeugungskapazität und nur ein kleiner Anteil erneuerbarer Energien angenommen. Elektrofahrzeuge konnten sich nicht etablieren;
2. 80-95% der CO<sub>2</sub>-Emissionen können im *Erneuerbare Energien und Gas-Szenario* bis 2050 vermieden werden. Der Anteil an erneuerbaren Energiequellen ist wie die dezentrale Energieerzeugung hoch und Elektrofahrzeuge sind in hoher Anzahl vorzufinden;
3. Im *Coal-Carbon Capture and Storage (CCS) und Atomkraftszenario* können ebenfalls 80-95% der CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert werden, der Anteil erneuerbarer Energien fällt jedoch wie auch die dezentrale Erzeugungskapazität wesentlich geringer aus als im zweiten Szenario. Elektrofahrzeuge sind aber auch hier in hoher Anzahl vorzufinden.

Zusätzlich wurde eine „Baseline“, auch „Nullalternative“, definiert, die für alle drei Szenarien gilt. Die nachfolgend aufgeführten Aspekte sind nicht Teil der Kosten- und Nutzenermittlungen für die Smart Grid-Umsetzung:

- *Smart Meter-Umsetzung* vor dem Jahr 2020;
- *Aktives Netzmanagement*, bei dem die Schlüsselnetzkomponenten wie lokale und regionale Umspannwerke unabhängig vom Smart Grid automatisiert werden, um direkte Kostenvorteile wahrzunehmen;
- *Vereinfachte Kontrollstrategien*, um Lastprofile besser zu verteilen;
- *Gewächshausanbau und die Schwerindustrie* sind bereits ausreichend für die Umsetzung eines Smart Grid ausgestattet, so dass keine zusätzlichen Kosten

---

<sup>318</sup> Vgl. ebd., S. 2.

<sup>319</sup> Für eine vollständige Übersicht über die getroffenen Annahmen siehe Anh. 21.

und Nutzen bei diesen Sektoren in der zu untersuchenden Smart Grid-Umsetzung anfallen.<sup>320</sup>

Die Smart Grid-Umsetzung ist durch die folgenden Bedingungen gekennzeichnet:

- Zwischen 2011 und 2015 kommen Pilotprojekte zum Einsatz;
- Durch erste Investitionen im Jahr 2015 wird die konkrete Umsetzung angestoßen, wobei die Investitionskosten linear ansteigen. Zudem wird angenommen, dass im Jahr 2040 alle Akteure Zugang zum Smart Grid haben werden;
- Es wird davon ausgegangen, dass nach einer fünfjährigen Lernphase (ab dem Jahr 2020) Smart Grids betriebsbereit sein werden und die Anschlüsse am Smart Grid linear gesteigert werden. Die Effekte der Smart Grid-Umsetzung gehen dabei mit einer Verzögerung von fünf Jahren einher.<sup>321</sup>

In der nachfolgenden Tab. 10 sind die Kosten- und Nutzenpositionen einer Smart Grid-Umsetzung aufgeführt, die für die Analyse identifiziert und quantifiziert wurden. Zu den direkten Effekten zählen z. B. Investitionskosten bzw. vermiedene Investitionskosten oder Betriebs- und Wartungskosten und reduzierte Verluste. Es liegen in der zusammenfassenden englischen Version des Originalberichts jedoch keine Informationen über die ermittelten Kosten und Nutzen nach den betrachteten Technologiekomponenten vor, so dass dementsprechend auch keine Zuordnung der Komponenten in der Tab. 3 im einleitenden Teil vorgenommen werden kann.

	Cost	Benefits
Direct effects	Investments in smart grids	1. Avoided grid investments
	Smart Grid operation and maintenance (O&M)	2. Avoided grid losses
	Cost on location for equipment	3. Avoided investments in central generating capacity
		4. Avoided investments in large-scale storage
		5. More efficient use of central generating capacity
		6. Additional energy savings
		7. Reduced imbalance
Indirect and external effects	Welfare losses due to shift in functional energy demand (pending)	8. External effects
		9. Welfare gains due to new services (pending)

**Tab. 10: Kosten und Nutzen der Smart Grid-Umsetzung**

Quelle: CE Delft (2012b), S. 4.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass in allen drei Szenarien ein positiver NGW durch Smart Grids auf nationaler Ebene in den Niederlanden erwartet werden kann

<sup>320</sup> Vgl. CE Delft (2012b), S. 2f.

<sup>321</sup> Vgl. ebd., S. 3.

(siehe Tab. 11), so dass sich die Umsetzung von Smart Grids aus gesamtgesellschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll darstellt. Die hier angenommene Diskontierungsrate<sup>322</sup> beträgt 5,5%. Werden die Ergebnisse differenziert betrachtet, zeigt sich, dass das „Kohle-CCS und Atomkraftszenario“ den größten Nettonutzen bei der Smart Grid-Umsetzung verspricht (9,5 Mrd. EUR), gefolgt von der Smart Grid-Umsetzung im „Erneuerbare Energien-Szenario“ (7,9 Mrd. EUR), während der Wert im Business as usual-Szenario (2,5 Mrd. EUR) weit abgeschlagen hinter den beiden anderen Szenarien liegt. Den höchsten internen Zinsfuß weist jedoch mit 31% das Erneuerbare Energien-Szenario auf, knapp gefolgt vom Kohle-CCS und Atomkraftszenario mit 28%.<sup>323</sup>

NPV (€ billion)	BAU 2050	C&N 2050	R&G 2050
Benefits	€ 7.1	€ 14.1	€ 12.5
Costs	(€ 4.6)	(€ 4.6)	(€ 4.6)
Balance (benefits-costs)	€ 2.5	€ 9.5	€ 7.9
Internal interest rate	13%	28%	31%

**Tab. 11: Kosten und Nutzen der angenommenen Szenarien (in Mrd. EUR)**

Quelle: CE Delft (2012b), S. 6.

Ein Großteil des Nutzens lässt sich dabei auf die reduzierten Investitionskosten in die Netze und in die zentrale Erzeugungskapazität zurückführen sowie auf eine effizientere Nutzung der zentralen Erzeugungskapazität. Im Erneuerbare Energien-Szenario fällt zudem das reduzierte Ungleichgewicht vergleichsweise stark ins Gewicht, während der Einfluss dieser Größe in den beiden anderen Szenarien relativ gering ist<sup>324</sup>. Auf der anderen Seite stellen sich die Kosten der Smart Grid-Umsetzung für alle Szenarien gleich dar. So betragen die Investitionskosten immer 2,1 Mrd. EUR, während die Betriebs- und Wartungskosten mit jeweils 2,5 Mrd. EUR angegeben werden.<sup>325</sup>

Die Studie schließt des Weiteren eine Sensitivitätsanalyse ein, aus welcher hervorgeht, dass das Ausmaß der Demand Response-Aktivitäten, die durch flexible Tarife hervorgerufen werden, einen starken Einfluss auf den Nutzen und auf das Endergebnis in Form des NGW hat. Gleichzeitig aber wird diesem Schlüsselparameter ein erhebliches Unsicherheitsniveau beigemessen, so dass die Vorhersage des zu erwartenden Demand Response-Ausmaßes ein entscheidender und zugleich problematischer Aspekt ist. Es bleiben die Pilotprojekte abzuwarten, um weitere Erkenntnisse hierzu zu gewinnen, heißt es im Bericht hierzu weiter. Nur wenn man Hinweise darauf hat, wie Effizienzsteigerungen und andere Vorteile auf der Anbieterseite sich auf das Verbraucherverhalten (Demand Response) auswirken, könnten die Schätzungen für die Nutzengrößen aussagekräftig sein. Mögliche Nutzengrößen sind etwa, wenn die

<sup>322</sup>Vgl. CE Delft (2012a), S. 25.

<sup>323</sup>Vgl. ebd., (2012b), S. 5f.

<sup>324</sup>Für eine Übersicht der Nutzenwerte für die drei Szenarien siehe Anh. 22.

<sup>325</sup>Vgl. CE Delft (2012a), S. 71.

Kosteneinsparungen auf der Anbieterseite an die Nachfrageseite weitergegeben werden und die Verbraucher empfänglich für die neuen Möglichkeiten sind sowie andererseits Demand Response-Aktivitäten zu Effizienzsteigerungen im Versorgungssystem führen.<sup>326</sup>

Wie beschrieben, geht aus der zusammenfassenden Version hervor, dass im Bericht selbst der lange Untersuchungszeitraum bemängelt wird, der die Genauigkeit der Ergebnisse zusätzlich zum ohnehin großen Unsicherheitsniveau einer Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analyse reduziert. Es bleibt zu vermuten, dass der lange Betrachtungszeitraum zum Ziel hat, den gesamten Umsetzungszeitraum eines Smart Grid abzudecken. Dies ist zwar nachvollziehbar, doch aufgrund der erhöhten Unsicherheiten kann die Frage vorgebracht werden, warum die Analyse dies nicht explizit berücksichtigt, indem beispielsweise zwischen zwei Zeitperioden unterschieden wird. So wäre es möglich, zwischen einer näheren Zukunft, die besser zu prognostizieren ist, und einer fernerer Zukunft bis 2050 zu unterscheiden.

Auf Basis der Sensitivitätsanalyse wurde festgestellt, dass Demand Response eine Schlüsselvariable zur Freisetzung von Nutzeneffekten eines Smart Grid darstellt, es jedoch weiterer Erkenntnisse bedarf, um den Umfang der Demand Response-Aktivitäten in der Zukunft abschätzen zu können. Der Einschluss einer Sensitivitätsanalyse hat hierbei also eine wichtige Erkenntnis erbracht.

Zudem kann es als positiv betrachtet werden, dass nicht für alle aufgeführten Kosten und Nutzen ein quantitativer Wert „erzwungen“ wurde, wenn dies mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden sein würde.

Auch beinhaltet die Modellstruktur Unsicherheiten in Form von drei Entwicklungsszenarien im Hinblick auf die zukünftigen Strukturen von Stromangebot und -nachfrage in den Niederlanden. Im Ergebnis werden für alle drei Szenarien positive Resultate für die Realisierung eines Smart Grid ermittelt. Jedoch ist anzumerken, dass die Smart Grid-Umsetzung nicht mit einer anderen Alternative (z. B. konventionelle Netzalternative) verglichen wird – das erste Szenario Business as usual darf hiermit nicht verwechselt werden.

Kaum nachvollziehbar zeigt sich, dass zwar drei Entwicklungsszenarien unterschieden werden, unter denen die Kosten und Nutzen einer Smart Grid-Realisierung untersucht wurden, jedoch es in der Analyse faktisch nur zur Ermittlung der unterschiedlichen Nutzensauswirkungen eines Smart Grid dient, denn die ermittelten Kostenwerte für alle drei Szenarien sind identisch. Dies erscheint zumindest fraglich, da grundlegend unterschiedliche Annahmen für die Szenarien getroffen werden, z. B. hinsichtlich des Anteils erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugung in der Zukunft sowie mit Blick auf

---

<sup>326</sup> Vgl. ebd., S. 5ff.

die Verbreitung von Elektrofahrzeugen und (zentralen) Speichermöglichkeiten. Dass diese nicht die Kostenseite eines Smart Grid berühren, erscheint eher fraglich.

### **Studie 10: „Smart Grid in Denmark“ (Dänemark)**

Diese im Jahr 2010 veröffentlichte Studie wurde von Energinet.dk und der Danish Energy Association erstellt.<sup>327</sup> Dabei stellt Energinet.dk eine gemeinnützige Organisation dar, welche sich im Besitz des dänischen Klima- und Energieministeriums befindet. Es ist darum bemüht, die Interessen der Gesellschaft zu vertreten und ist als Besitzer der dänischen Energienetze verantwortlich für die Versorgung mit Strom und Erdgas in Dänemark.<sup>328</sup> Die Danish Energy Association ist eine kommerzielle und professionelle Organisation für dänische Energieunternehmen, die von ihren Mitgliedsunternehmen finanziert und geleitet wird. Ziel der Organisation ist es, die Interessen der Mitglieder aus dem Energiesektor zu vertreten.<sup>329</sup>

Die komplette Fassung der Studie ist lediglich in dänischer Sprache verfügbar, jedoch besteht Zugang zu einer umfassenden Zusammenfassung in Englisch, so dass die nachfolgenden Angaben der zusammenfassenden Version entnommen wurden.

Ein Ziel der Analyse besteht darin, die speziellen Herausforderungen, die auf das dänische Energieversorgungssystem in den nächsten ca. 25 Jahren zukommen, ausgehend vom Jahr 2010, zu beschreiben und darauf aufbauend zu analysieren, wie ein Smart Grid im Vergleich zu einem traditionellen Netzausbau diese Anforderungen bewältigen kann.<sup>330</sup> Hierfür werden die Kosten und Nutzen der Umsetzung eines Smart Grid mit denen eines traditionellen Netzausbaus für einen Zeitraum von 2010 bis 2025 verglichen; zur Diskontierung aller ermittelten Kosten und Nutzen wurde eine jährliche Diskontierungsrate von 5% angenommen. Des Weiteren umfasst die Analyse ein längerfristiges Szenario, indem für den Zeitraum 2025 bis 2030 die Prognose gemacht wird, dass die Anzahl der Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeuge auf 1,1 Mio. ansteigen wird.<sup>331</sup>

Den Rahmen für die Analyse bilden wie im längerfristigen Szenario verschiedene Annahmen über die zukünftige Situation von Stromnachfrage und -angebot in Dänemark, die gleichzeitig die Anforderungen an das zukünftige Versorgungssystem stellen. So wird angenommen, dass sich die Stromproduktion verändern wird, indem deutlich mehr erneuerbare Energien zum Einsatz kommen werden: Für das Jahr 2025 wird angenommen, dass die Kapazität an Windenergie etwa 50% des jährlichen Strombedarfs

---

<sup>327</sup> Vgl. Energinet.dk/Danish Energy Association (2010a).

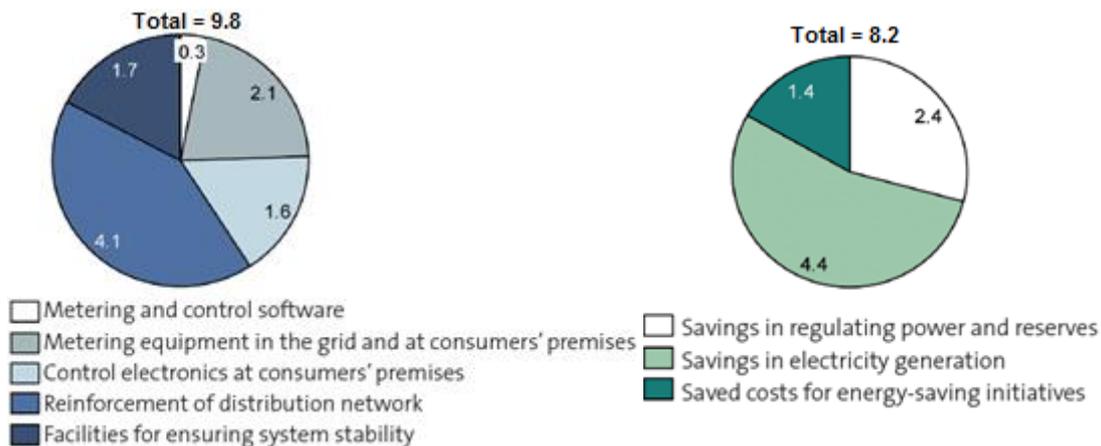
<sup>328</sup> Vgl. Energinet.dk (o. J.), o. S.

<sup>329</sup> Vgl. Danish Energy Association (o. J.), o. S.

<sup>330</sup> Vgl. ebd. (2010b), S. 8.

<sup>331</sup> Vgl. ebd., S. 16ff.

abdecken wird. Zudem werden im Jahr 2025 300.000 elektrische Wärmepumpen in den Haushalten angenommen sowie 600.000 Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeuge.<sup>332</sup> Die Kosten-Nutzen-Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass die Umsetzung eines Smart Grid die effektivste und volkswirtschaftlich kosteneffizienteste Lösung darstellt, um das dänische Versorgungssystem an die zukünftigen Anforderungen anzupassen. Im primären Szenario bis 2025 wird bei einer Smart Grid-Umsetzung mit diskontierten Kosten und Investitionen in Höhe von ca. 9,8 Mrd. DKK gerechnet, die mit einem diskontierten Nutzen von ca. 8,2 Mrd. DKK einhergehen würden.<sup>333</sup> In der nachfolgenden Abb. 25 wird aufgezeigt, wie sich die Kosten<sup>334</sup> und Nutzen eines Smart Grid verteilen. Der größte Kostenfaktor ergibt sich demnach durch die Verstärkungsmaßnahmen der Verteilnetze (4,1 Mrd. DKK), während sich die größte Nutzenposition aus den vermiedenen Kosten für die Stromproduktion ergibt, indem flexible Tarife und das Kundenmitwirken (Demand Response) dazu beitragen, die vorliegenden Lastspitzen zu reduzieren.



**Abb. 25: Kosten<sup>335</sup>- und Nutzenpositionen des Smart Grid**

Quelle: Energinet.dk/Danish Energy Association (2010b), S. 16.

Das Ergebnis lässt zwar darauf schließen, dass bei der Einführung eines Smart Grid mit einem negativen NGW von ca. 1,6 Mrd. DKK zu rechnen ist. Dennoch ist dies im Vergleich zur traditionellen Expansionsstrategie mit diskontierten Kosten von insgesamt 7,7 Mrd. DKK, ohne dass zusätzliche Nutzeneffekte generiert werden könnten, die deutlich bessere Alternative, um das Netz für die Zukunft fit zu machen. Stellt man die Ergebnisse der beiden Alternativen gegenüber, so ergibt sich aus der Smart Grid-Strategie ein positives Ergebnis im Wert von 6,1 Mrd. DKK.<sup>336</sup>

Im längerfristigen Szenario von 2025 bis 2030, wo nochmals eine Steigerung der Anzahl von Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeuge angenommen wird, geht die Real-

<sup>332</sup> Vgl. ebd., S. 5.

<sup>333</sup> Vgl. ebd., S. 19f.

<sup>334</sup> Investitionen in die Übertragungskapazitäten des Übertragungsnetzes werden in der Analyse nicht berücksichtigt.

<sup>335</sup> Für eine Einordnung dieser Technologiekomponenten siehe Tab. 3 zu Beginn des Kapitels.

<sup>336</sup> Vgl. Energinet.dk/ Danish Energy Association (2010b), S. 17.

sierung eines Smart Grid mit zusätzlichen diskontierten Kosten von ca. 1,1 Mrd. DKK und einem zusätzlichen diskontierten Nutzen von ca. 2 Mrd. DKK einher, so dass hier ein positiver NGW von knapp 1 Mrd. DKK erzielt werden kann. Kommt in dem langfristigen Szenario der konventionelle Lösungsansatz zur Anwendung, ergeben sich zusätzliche diskontierte Kosten von ca. 2,2 Mrd. DKK und wie in der Betrachtung bis 2025 kommt es auch hier zu keinem zusätzlichen Nutzen. Zusammenfassend zeigen die Untersuchungen auf, dass im Falle einer Intensivierung der elektrizitätsorientierten Gesellschaft, die in den nächsten Dekaden zu erwarten ist, ein Smart Grid sowohl im Szenario bis 2025 als auch im längerfristigen Szenario eine bessere Lösung darstellt als eine traditionelle Netzausweitung.<sup>337</sup>

Unklar ist jedoch, wie genau sich die Stromangebots- und Nachfrageseite tatsächlich in der Zukunft entwickeln werden, so dass die Annahmen über die zukünftige Situation, die den Ausgang der Kosten-Nutzen-Analyse in erheblichem Maße beeinflussen, mit Unsicherheiten verbunden sind.<sup>338</sup> Aufgrund der bestehenden Unsicherheiten über die getroffenen Annahmen wurde in einer Sensitivitätsanalyse getestet, wie sich das Ergebnis verändert, wenn die Grundannahmen geändert werden. Im Ergebnis deutet die Sensitivitätsanalyse darauf hin, dass diese Schlussfolgerung robust ist und z. B. unabhängig von der zusätzlichen Anzahl an Elektro- und Plug-in-Hybridfahrzeugen das Ergebnis weiterhin eindeutig für die Umsetzung eines Smart Grid spricht.<sup>339</sup>

Festzuhalten bleibt, dass die Analyse eine Smart Grid-Alternative und eine traditionelle Ausbaustrategie sowohl getrennt voneinander betrachtet als auch beide miteinander vergleicht, um beurteilen zu können, ob ein konventionelles Vorgehen oder aber eine Modernisierung des Versorgungssystems hin zu einem intelligenten System sinnvoller erscheint, um die Anforderungen an das zukünftige Versorgungssystem zu erfüllen. Die Anforderungen, die in der Zukunft vermutlich zu nehmen sein werden, basieren auf Annahmen über die Stromproduktion und -nachfrage in Dänemark. Diese Annahmen über die zukünftige Situation bilden dabei ein Szenario ab, das eine Intensivierung der elektrizitätsorientierten Gesellschaft bedeutet sowie eine Abkehr von fossilen Energiequellen hin zu erneuerbaren Energien. Um den Unsicherheiten in der Analyse Ausdruck zu verleihen, wird zwischen einer vorhersehbareren Periode bis 2025 und einer erweiterten Periode bis 2030 unterschieden. Zudem wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um das Ergebnis vor dem Hintergrund der mit den Annahmen verbundenen Unsicherheiten zu überprüfen. Als Ergebnisinterpretationsmaß kommt dabei der NGW zum Einsatz.

---

<sup>337</sup> Vgl. ebd., S. 18.

<sup>338</sup> Vgl. ebd.

<sup>339</sup> Vgl. ebd., S. 6.

**Studie 11: „Costs and Benefits of Smart Grids on Liberalized Markets“ (Tschechien)**

Diese wissenschaftliche Ausarbeitung erschien 2012 im Journal of Electronic Science and Technology und wurde von der Fakultät für Ökonomie, Management und Geisteswissenschaften der Technischen Universität in Prag verfasst.

Im Fokus der Ausarbeitung steht eine Kosten-Nutzen-Analyse, die auf einer Fallstudie basiert und untersucht, ob ein Smart Grid für die Verbraucher in Tschechien lohnenswert erscheint oder nicht. Als Basis der Fallstudie dient die Betrachtung der anfallenden Kosten und Nutzen für die Verbraucher. Begründet wird die ausschließliche Betrachtung der Verbraucherseite damit, dass alle Einflüsse eines Smart Grid letztlich in den Kosten und Nutzen der Endverbraucher wiedergespiegelt sind, unabhängig davon, ob sie direkter oder indirekter Natur sind.<sup>340</sup>

Eine Annahme der Analyse ist, dass das Verbraucherverhalten (Demand Response) nur möglich ist, wenn die notwendigen intelligenten Kommunikations- und Kontrollstrukturen vorzufinden sind. Diese werden in der Analyse als gegeben betrachtet und sind nicht Bestandteil der Berechnungen.<sup>341</sup>

Anhand eines Mehrfamilienhauses mit zehn Parteien mit einer Photovoltaik-Anlage und einem Batteriespeicher wurde untersucht, mit welchen Nutzen und Kosten ein Smart Grid mit flexiblen Strompreisen verbunden ist. Dabei partizipieren die privaten Haushalte aktiv am Netz. Als problematisch wird vor allem die möglichst korrekte Einschätzung der zukünftigen Strompreisentwicklung angegeben. Gleichzeitig sei dies der Schlüsselfaktor, da die Preise und Preisunterschiede zwischen den Zeiten der Spitzenlast, Schwachlast sowie dem realen Wert von Photovoltaik-produziertem Strom den Ausschlag für das Ergebnis der ökonomischen Bewertung geben. Anhand von aktuellen Entwicklungen und Erkenntnissen sowie statistischen Informationen wurden schließlich der Stromverbrauch und Preise angenommen, die sich wie folgt darstellen:

- Spitzenlast (8-20 Uhr): 64 EUR/MWh;
- Schwachlast (0-8 und 20-24 Uhr): 50 EUR/MWh;
- Grundlast (0-24 Uhr): 57 EUR/MWh;
- Batterie-indikative Kosten: 150 EUR/kWh.<sup>342</sup>

Des Weiteren wurden mit den „Sommermonaten“ und „Wintermonaten“ eines jeden Jahres zwei Perioden unterschieden, in denen die produzierte Strommenge durch die Photovoltaik-Anlage und der Stromverbrauch unterschiedlich ausfallen: So ist der Verbrauch während der Wintermonate höher, während die produzierte Strommenge

---

<sup>340</sup> Vgl. Adamec/ Pavlatka/Stary (2012), S. 22.

<sup>341</sup> Eine Zuordnung der Technologiekomponenten in Tab. 3 erscheint daher nicht möglich.

<sup>342</sup> Vgl. ebd., S. 26f.

geringer ausfällt als in den Sommermonaten. Der 20-jährige Betrachtungszeitraum der Analyse spiegelt die Lebensdauer der Photovoltaik-Anlage wider. Die verwendete Diskontierungsrate beträgt 8%.<sup>343</sup>

Die Kosten-Nutzen-Analyse kommt zu dem Ergebnis (siehe Tab. 12), dass sich ein Smart Grid aus Sicht der Endkunden nicht rechnet, weil die diskontierten Investitionen sowie weitere Kosten die diskontierten Nutzen übersteigen, so dass am Ende der NGW negativ ausfällt (-87.426 EUR).

NPV for 20-year lifetime		Category	Result [EUR]
Annuity	981815	Income 1 year	114553
Lifetime	20	Outlay year 0 (investment)	1123000
Discount	8 %	NPV	-87426

**Tab. 12: Ergebnisdarstellung**

Quelle: Adamec/Pavlatka/Stary (2012), S. 26.

Diese fallstudienbezogene Kosten-Nutzen-Analyse konzentriert sich ausschließlich auf die Verbraucherseite als Kritik an vorhandene Studien, die den Einfluss von flexiblen Tarifen nicht ausreichend berücksichtigen würden, und impliziert in ihrer eigenen Logik, dass die Einschätzung der flexiblen Tarife der entscheidende Aspekt sei, um abschätzen zu können, ob ein Smart Grid lohnenswert ist oder nicht. Dabei wird die grundlegende Annahme verfolgt, dass alle kosten- sowie nutzenseitigen Einflüsse am Ende beim Endkunden ankommen und sich im dynamischen Strompreis widerspiegeln. Inwiefern dies tatsächlich die Realität widerspiegelt, ist jedoch mit hohen Unsicherheiten verbunden, wie auch im Artikel selbst beschrieben wird. Diesen hätte mit verschiedenen Tarifszenarien Rechnung getragen werden können.

Letztlich stellt die Fallstudie einen sehr komprimierten Ansatz einer Kosten-Nutzen-Analyse dar, was seine Ersteller damit begründen, dass es äußerst problematisch ist, aussagekräftige Daten für eine komplexe Kosten-Nutzen-Analyse mit sämtlichen Kosten und Nutzen eines Smart Grid zu gewinnen.

Als Entscheidungskriterium findet der NGW seine Anwendung.

<sup>343</sup> Vgl. ebd.

### **Studie 12: „Gridonomics – An Introduction to the Factors Shaping Electric Industry Transformation“ (USA)**

Diese Studie von 2011 wurde von Cisco verfasst, jedoch steht die Langfassung der Öffentlichkeit nicht zur Verfügung, so dass die folgenden Informationen dem Whitepaper entnommen wurden, das eine Zusammenfassung der Analyse darstellt. Mit Cisco wurde die Analyse von einem IT-Unternehmen erstellt, das stark vertreten ist auf dem Gebiet IP-basierter Netztechnologien und neben Hardware und Software auch IT-Dienstleistungen für Unternehmen, Regierungen und Verbraucher anbietet.<sup>344</sup>

Zur Bestimmung des voraussichtlichen Wertes von Smart Grid-Investitionen hat Cisco eine quantitative Analyse in den USA und der Europäischen Union durchgeführt. Die Durchführung der Analyse stellt eine Kombination aus Economic Dispatch-Modellen<sup>345</sup> und einer eigens von Cisco entwickelten Kosten-Nutzen-Analyse dar. Mithilfe des Economic Dispatch-Modells sollte es ermöglicht werden, die Entwicklung der Stromerzeugung und den Einfluss von Smart Grid-Technologien zu simulieren. Zur Erstellung des Kosten-Nutzen-Modells wurden Datensätze zu Smart Grid-Kosten und -Nutzen von verschiedenen Quellen herangezogen; so wurden zur Bestimmung der Kosten und Nutzen wichtige Informationen aus Dokumenten von Regulierungseinrichtungen und dem Smart Grid-Kostenmodell von EPRI entnommen sowie eigene Einschätzungen zu den Informations- und Kommunikationstechnologien eingeschlossen.<sup>346</sup>

Für die Analyse in den Vereinigten Staaten wurden zur Beurteilung der ökonomischen Chancen drei Referenzstaaten ausgewählt: Georgia, Kalifornien und Texas, weil diese Staaten die drei unterschiedlichen Elektrizitätsmarktarten in den USA abbilden und die Analyse für die USA repräsentativ machen. Dabei wurden in jedem Staat zwölf Investitionsgebiete<sup>347</sup> analysiert, die maßgeblich sind, um ein Smart Grid umzusetzen. Die anfallenden Zahlungsströme sind über einen Betrachtungszeitraum von 15 Jahren (2010-2025) mit einer Diskontierungsrate von 10% abgezinst worden, um den NGW zu berechnen. Zu den Investitionsgebieten in der Analyse gehören:

- Energieeinsparungen auf Basis von Informationsflüssen in Echtzeit;
- Aufrechterhaltung eines niedrigen Spannungsniveaus;
- Dynamische Einschätzung der Stromnetze;
- Demand Response;
- Umspannwerkautomatisierung;
- Erweiterte Schutzsignalübertragung (Advanced Teleprotection);

---

<sup>344</sup> Vgl. Cisco (2008).

<sup>345</sup> Economic Dispatch bezeichnet die kurzfristige Ermittlung der optimalen Outputmenge einer Reihe von Stromerzeugungsanlagen, die notwendig sind, um die Systemlast zu den geringstmöglichen Kosten zu bedienen.

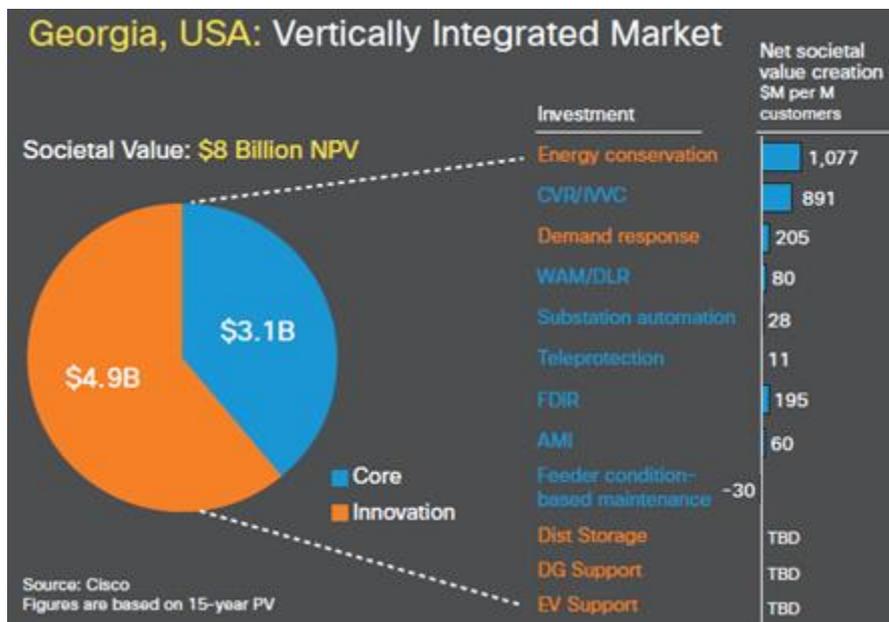
<sup>346</sup> Vgl. Cisco (2011), S. 2.

<sup>347</sup> Für eine Einordnung dieser zwölf Technologiekomponenten siehe Tab. 3 zu Beginn des Kapitels.

- Ausfallerkennung, -isolierung und -behebung;
- AMI;
- Zustandsorientierte Instandhaltung von Einspeiseleitungen des Verteilnetzes;
- Infrastruktur zur dezentralen Speicherung;
- Infrastruktur zur Integration dezentraler Erzeugungskapazitäten;
- Integration von Elektrofahrzeugen.

Diese Investitionsfelder wurden in Bezug auf betriebliche Einsparungsmöglichkeiten, einer Senkung der Kohlenstoffemissionen, einer Erhöhung der Zuverlässigkeit und dem Nutzen für die Wertschöpfungskette entlang des Energiesystems untersucht.<sup>348</sup>

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Analyse für den Staat Georgia abgebildet. Es lässt sich erkennen, dass sich der Gesellschaft durch die Realisierung eines Smart Grid ein NGW in Höhe von 8 Mrd. USD eröffnen könnte.



**Abb. 26: Smart Grid Analyse von Georgia**

Quelle: Cisco (2011), S. 3.

Des Weiteren wurden die technischen und ökonomischen Abhängigkeiten zwischen den zwölf Smart Grid-Investitionsfeldern untersucht, was dazu beitragen kann, dass die Smart Grid-Kapitalrendite verbessert wird und die Risiken, die mit den Technologieeinführungen verbunden sind, reduziert werden.<sup>349</sup>

Insgesamt ergibt sich in der Kosten-Nutzen-Analyse für die drei Bundesstaaten in den USA ein NGW von 37 Mrd. USD. Dabei wird der diskontierte Nettonutzen für die Verbraucher mit ca. 40 Mrd. USD beziffert und ist ein wesentlicher Faktor für das positive Ergebnis. Dieser potenzielle Nutzen resultiert vor allem aus reduzierten Stromkosten,

<sup>348</sup> Vgl. Cisco (2011), S. 2f.

<sup>349</sup> Vgl. ebd., S. 3.

die mit der Abnahme von Spitzenlasten und einem geringeren Stromkonsum begründet werden. Jedoch wird hierzu angemerkt, dass die Realisierung dieses Nutzens für die Verbraucher neue Produkte und Dienstleistungen erforderlich macht, so dass ein Teil des identifizierten Verbrauchernutzens mit anderen Marktteilnehmern geteilt wird. Der diskontierte Nettonutzen in der Übertragung und Verteilung beläuft sich für die drei Bundesstaaten auf 15 Mrd. USD, trotz der aus betrieblicher Sichtweise negativen Entwicklung, dass insgesamt nun weniger Energie transportiert wird, was jedoch durch Einsparungen im Betrieb kompensiert werden kann. Der „nicht erfasste Nutzen“, der Nutzeneffekte berücksichtigt, die im US-Markt nicht monetarisiert werden und sich z. B. aus der Reduktion von Kohlenstoffemissionen ergeben, wird mit 16 Mrd. USD angegeben. Diesen Nutzenwerten steht primär ein diskontierter Nettoverlust von 33 Mrd. USD gegenüber, der sich für die Erzeuger ergibt und der geringeren Energienachfrage geschuldet ist.<sup>350</sup>

Hochgerechnet ergibt sich für die Gesamt-USA durch die Umsetzung eines Smart Grid bis 2024 ein Nettonutzen in Höhe von 210 Mrd. USD, der den Mittelwert der ermittelten Spanne von 145 bis 275 Mrd. USD angibt.<sup>351</sup>

Aus dem Whitepaper selbst geht nicht hervor, ob innerhalb des Analysemodells unterschiedliche Szenarien genutzt werden oder ob z. B. eine Sensitivitätsanalyse zum Einsatz kommt. Auch wird auch sonst nicht auf die Unsicherheiten verwiesen, die mit der Kosten-Nutzen-Analyse einer Smart Grid-Umsetzung einhergehen. Es wird lediglich in einer Fußnote vermerkt, dass der angegebene NGW von 210 Mrd. USD in den USA den Mittelwert der errechneten Spanne von 145 bis 275 Mrd. USD angibt, was zumindest darauf hindeutet, dass vorliegende Unsicherheiten einbezogen werden.

Des Weiteren gibt das Whitepaper an, dass eine Kosten-Nutzen-Analyse sowohl für die USA als auch für die EU durchgeführt wurde, jedoch geht aus dem Whitepaper lediglich der NGW für die USA hervor. Weitere Entscheidungskriterien als der NGW werden nicht eingeschlossen.

---

<sup>350</sup> Vgl. ebd., S. 6f.

<sup>351</sup> Vgl. ebd., S. 2.

## 4.2. Methodik- und Ergebnisvergleich der untersuchten Studien

---

In diesem vergleichenden Abschnitt werden die zuvor vorgestellten methodischen Vorgehensweisen und Ergebnisse der Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen miteinander verglichen. Dabei wird deutlich, dass die Analysen nicht nach dem gleichen Schema vorgehen, sondern sich in Methodik, Umfang und Struktur zum Teil stark voneinander unterscheiden. Trotz des gleichen Ziels aller Analysen, die gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrtseffekte eines Smart Grid zu untersuchen, geht mit den in der Regel unterschiedlichen Vorgehensweisen der Analysen einher, dass die Analyseergebnisse nur bedingt miteinander verglichen werden können; insbesondere gilt dies, da die Analysen verschiedene Regionen mit ihren regionalen Besonderheiten betrachten und deren Hintergründe, Ausgangslage und zu erwartenden zukünftigen Entwicklungen erhebliche Unterschiede aufweisen.

Um Aussagen über die Qualität der Kosten-Nutzen-Analysen machen zu können, bietet es sich an, die in Abschnitt 3.2 identifizierten Anforderungskriterien an eine Kosten-Nutzen-Analyse heranzuziehen. Dementsprechend werden die Studien danach untersucht, ob sie die Kriterien erfüllen. Hierzu zählen:

- Begründung des Zeitrahmens und der gewählten Diskontierungsrate;
- Untersuchung der methodischen Vorgehensweise bezüglich der Transparenz und Objektivität;
- Umgang mit Unsicherheiten;
- Durchführung der Analyse durch eine unabhängige und externe Instanz;
- Vermeidung von Doppelzählungen;
- Vermeidung einer isolierten Betrachtung der Kosten und Nutzen;
- Monetäre Einschätzung von Kosten und Nutzen, deren quantitative Ermittlung relativ „unproblematisch“ ist;
- Anwendung qualitativer Beschreibungen bei schwer quantifizierbaren Kosten und Nutzen;
- Entscheidungskriterium NGW.

Besonders die Höhe der Diskontierungsrate und der Betrachtungszeitraum können, wie im Abschnitt 3.2 beschrieben und anhand eines Rechenbeispiels (siehe Tab. 1) verdeutlicht, einen großen Einfluss auf das Endergebnis haben. Aus diesem Grund sollte es im Sinne einer jeden Kosten-Nutzen-Analyse sein, diese zu begründen.

Die untersuchten Analysen verwenden Diskontierungsraten zwischen 3 und 10%; für die UK-Studien gilt, dass sie eine (anfängliche) Diskontierungsrate von 3,5% gemeinsam haben. Generell kann bemängelt werden, dass die untersuchten Studien die verwendete Diskontierungsrate kaum bis gar nicht begründen. Lediglich in Studie 8 wird

darauf verwiesen, dass eine marktübliche Diskontierungsrate der Regierung Verwendung findet; eine Begründung dafür, dass die Diskontierungsrate ab dem Jahr 2030 um einen halben Prozentpunkt reduziert wird, wird jedoch nicht gegeben. Keine Angabe der Diskontierungsrate erfolgt in Studie 2. Auch in der Studie 4 wird innerhalb des Berichts keine Angabe zur Höhe der Diskontierungsrate gemacht, geschweige denn Begründungen geliefert. Jedoch lässt sich die gewählte Diskontierungsrate für die verschiedenen Szenarien jeweils anhand einer Abbildung im Anhang ablesen, die für jedes Smart Grid-Szenario den NGW für Diskontierungsraten zwischen 5 und 15% aufzeigt. Der dabei vorgenommene Sensitivitätstest des Ergebnisses hinsichtlich unterschiedlicher Diskontierungsraten ist positiv zu bewerten, da er dem Leser verdeutlicht, wie unterschiedliche Diskontierungsraten das Ergebnis beeinflussen.

Nicht nur bei der Diskontierungsrate mangelt es an Transparenz. Auch der Zeitrahmen wird in keiner der Studien umfassend begründet. Die betrachtete Zeitspanne variiert dabei zwischen 15 und 40 Jahren.

Deutlich wird, dass nicht in jeder Kosten-Nutzen-Analyse das eigene methodische Vorgehen explizit beschrieben wird und relevante Informationen oftmals nur „zwischen den Zeilen“ zu finden sind oder gänzlich vernachlässigt werden. So verfolgen zwar fast alle untersuchten Studien einen eigenen Ansatz<sup>352</sup>, wie sie die potenziellen Kosten und Nutzen eines Smart Grid in der zu untersuchenden Region ermitteln, jedoch ist auch die Quantität und Qualität der Darstellung zum eigenen Vorgehen unterschiedlich, so dass der Grad der Nachvollziehbarkeit und Überprüfbarkeit für Außenstehende mal höher und mal niedriger ausfällt. Einige Studien wie die Studien 4 und 6 weisen einen Extraabschnitt zur Methodik auf, während andere Studien wie die Studien 11 und 12 nur äußerst spärliche Angaben zur Methodik liefern. Zudem wird der Leser nicht immer „an die Hand genommen“, indem relevante Informationen, wie z. B. die Höhe der Diskontierungsrate (siehe Studie 3), eher beiläufig, beispielsweise in einer Tabelle im Anhang aufgeführt werden oder wie in Studie 2 auf eine Angabe gänzlich verzichtet wird. Ein weiteres Beispiel ist, dass in Studie 2 zwar eine Einschätzung sowohl für die Business as usual-Alternative als auch für die Smart Grid-Alternative gemacht werden sollen, jedoch sich in der eigentlichen Analyse keine Informationen zu der Höhe der Kosten der Business as usual-Alternative wiederfinden.

Bereits zu Beginn der Arbeit (Abschnitt 2.1) wurde darauf hingewiesen, dass kein einheitliches Verständnis von Smart Grids vorliegt. So ist es auch nicht verwunderlich, dass in den vorliegenden Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen unterschiedliche Kosten- und Nutzenfaktoren, die das Ergebnis der potenziellen Kosten und Nutzen stark beeinflussen, verwendet wurden und keine einheitliche Zuordnung nach Technologie- und Nutzenkategorien erkennbar ist. Hinzu kommt, dass selbst wenn die Studien

---

<sup>352</sup> Die Studien 1 und 2 können als ein Ansatz verstanden werden, ebenso die Studien 6 und 7.

die gleichen Technologiekategorien verwenden würden, dies nicht ausschließt, dass nicht unterschiedliche Technologien eingeschlossen werden, da sich jede Technologiekategorie aus einer Vielzahl Smart Grid-relevanter Technologien zusammensetzen kann. Zur Übersicht der in den Analysen eingeschlossenen Technologiekomponenten dient die Tab. 3 zu Beginn des Kapitels, die aufzeigt, welche der acht grundlegenden Technologiefelder, die von der IEA unterschieden werden, durch die Kosten-Nutzen-Analysen abgedeckt werden. Der Tabelle ist zu entnehmen, dass lediglich in den Studien 2, 5, 8 und 12 alle acht Technologiefelder in die Ermittlung der Kosten und Nutzen eingeflossen sind. Im Allgemeinen können die Gründe dafür, warum eine Studie bestimmte Technologien nicht einschließt, vielfältig sein und können wie in den Studien 3, 6 und 7 bezüglich der AMI-Komponente darauf beruhen, dass AMI vor dem Hintergrund der gesetzten Ziele politischer Entscheidungsträger als beschlossen und gegeben betrachtet wird, so dass die Technologiekomponente AMI zwar als Smart Grid-Technologie verstanden wird, jedoch nicht Teil der Analyse ist. Gleichzeitig wird die AMI-Komponente aber auch von diesen Studien als wichtige Smart Grid-Technologiekomponente betrachtet. Inwiefern es sinnvoll ist, die Komponente nicht in der Analyse zu erfassen, erscheint insbesondere vor dem Hintergrund fraglich, da Studien, die die AMI-Komponente analysieren, diese als wichtigen Kosten- und Nutzenfaktor erachten (z. B. Studien 4 und 5). Die hohe Bedeutung der AMI-Komponente wird u. a. auch durch ihre hohe Sensitivität in Studie 5 gestützt. Eine Verzerrung des Ergebnisses durch die Nichtberücksichtigung von Komponenten wie der AMI ist somit nicht ausgeschlossen.

Einige Studien (Studien 4, 6, 7 und 10) betrachten zudem lediglich bzw. fokussieren das Verteilnetz. Technologiefelder, die sich dem Übertragungsnetz zuordnen lassen, werden daher nicht bzw. kaum (Studie 6 und 7) in den Analysen berücksichtigt. Hierzu zählen die Technologiefelder „Anwendungen zur Optimierung der Übertragung“ und „Breitflächige Überwachung & Steuerung“ (siehe Tab. 3). Auch die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität wird nicht immer als Technologiekomponente, dessen Kosten und Nutzen analysiert werden, eingeschlossen (Studien 1, 3, 6 und 7). Jedoch bedeutet dies nicht zwingend, dass sie gänzlich vernachlässigt wird, wie im Falle der Studien 6 und 7, wo sie etwa durch den Smart Grid-Nutzentreiber „Elektrifizierung von Verkehr“ in der Bildung von Zukunftsszenarien berücksichtigt wird; die Kosten für die Elektrifizierung des Verkehrs sind jedoch nicht Bestandteil der Analyse.

In Tab. 13 sind die Ergebnisse der ermittelten diskontierten Gesamtnutzen und -kosten sowie die Endergebnisse der Analysen in Form eines NGW aufgeführt. Eine noch differenziertere Übersicht anhand der einzelnen Nutzenwerte erscheint aufgrund der Vielzahl an unterschiedlichen Faktoren innerhalb einer Analyse, geschweige denn in ihrer Gesamtheit wenig sinnvoll, zumal eine Zuordnung nach übergeordneten Nutzenkate-

gorien wie z. B. in Studie 4 immer auch subjektiv ist, da eine trennscharfe Abgrenzung aufgrund der Interdependenzen nicht möglich ist. Wie bereits erwähnt, ist ein Vergleich der Ergebnisse aufgrund der unterschiedlichen Regionen mit ihren Besonderheiten sowie durch die verschiedenen Vorgehensweisen der Analysen, inklusive z. B. unterschiedlicher Zeiträume, Diskontierungsraten, Szenarien, Annahmen, Kosten- und Nutzenfaktoren, nur bedingt sinnvoll. Es kann jedoch festgehalten werden, dass alle untersuchten Kosten-Nutzen-Analysen, mit Ausnahme der Studie 10, dem Szenario C bei Studie 4, bei dem lediglich der Nutzen für den Energieversorger eingeschlossen wurde und der fallbezogenen Analyse 11 sowie dem Minimalszenario in Studie 8, zu einem positiven Ergebnis für die Umsetzung eines Smart Grid kommen. Für Studie 10 ist zudem anzumerken, dass das Endergebnis positiv ausfällt, wenn die Smart Grid-Alternative mit der konventionellen Netzausbau-Lösung verglichen wird. Demzufolge wird die Realisierung eines Smart Grid überwiegend positiv bewertet.

Kosten u. Nutzen eines Smart Grid	Diskontierter Gesamtnutzen	Diskontierte Gesamtkosten	NGW
Studie 1 <sup>1</sup>	638 bis 802 Mrd.\$	165 Mrd.\$	473 bis 637 Mrd.\$
Studie 2 <sup>1</sup>	1.294 bis 2.028 Mrd.\$	338 bis 476 Mrd.\$	956 bis 1.552 Mrd.\$
Studie 3	2,83 <sup>2</sup> Mrd.\$	970 <sup>2</sup> Mio.\$	<i>Szenarien:</i> Earliest positive Cash Flow: 403 Mio.\$, Maximum Benefits Early: 508 Mio.\$, Optimised IRR:416 Mio. \$
Studie 4	12,625 Mrd.\$	1,88 Mrd.\$	<i>Szenarien:</i> A: 10,7 Mrd.\$, B: 8,3 Mrd. \$, C:-600 Mio. \$
Studie 5	19,2 Mrd.\$	7,2 Mrd.\$	3,7 Mrd.\$
Studie 6 <sup>3</sup>	-	-	<i>Szenarien:</i> 1: 18,7 bis 20 Mrd.£ (28,4 bis 30,4 Mrd.\$), 2: 14,2 bis 15,5 Mrd.£ (21,5 bis 23,5 Mrd.\$), 3: 11,7 Mrd.£ (17,8 Mrd.\$)
Studie 7	-	-	19 Mrd.£ (28,8 Mrd.\$)
Studie 8 <sup>4</sup>	Phase 1: 2010 bis 2020: 4,70 bis 6,50 Mrd.£ (7,1 bis 9,9 Mrd.\$)	Phase 1: 2010 bis 2020: 4,87 bis 5,5 Mrd.£ (7,4 bis 8,3 Mrd.\$)	Phase 1: 2010 bis 2020: -0,17 bis 1 Mrd.£ (-0,3 bis 1,5 Mrd.\$) Phase 2: 2020 bis 2030: 2,7 Mrd.£ (4,1 Mrd.\$)
Studie 9	BAU:7,1Mrd.€ (9,4 Mrd.\$), Kohle-CCS u. Atomkraft: 14,1 Mrd.€, (18,8 Mrd.\$), EE & Gas:12,5 Mrd.€, (16,6 Mrd.\$)	4,6 Mrd.€ (6,1 Mrd. \$)	BAU:2,5Mrd.€ (3,3 Mrd.\$), Kohle-CCS u. Atomkraft: 9,5 Mrd.€ (12,6 Mrd.\$) EE & Gas:7,9 Mrd.€ (10,5 Mrd.\$)
Studie 10	8,2 Mrd.kr, (1,5 Mrd.\$)	9,8 Mrd.kr (1,7 Mrd.\$)	-1,6 Mrd.kr (-0,3 Mrd.\$)
Studie 11	-	-	-87.426 €, (-116.289 \$)
Studie 12	-	-	145 bis 275 Mrd.\$

<sup>1</sup> Angabe Minimal- und Maximalwerte; in den eigentlichen Studien erfolgt keine Berechnung des NGW

<sup>2</sup> Nutzen- und Kostenergebnisse wurden nicht diskontiert

<sup>3</sup> Angabe des zusätzlichen Nettonutzens bzw. NGW gegenüber der konventionellen Investitionsstrategie, so dass

Angaben über die diskontierten Gesamtkosten u. des diskontierten Gesamtnutzens nicht möglich sind

<sup>4</sup> Phase 1:Angabe Minimal- und Basisszenario

**Tab. 13: Kosten- und Nutzenvergleich der Studien (Angabe aller Ergebnisse auch in USD, Wechselkurs vom 01.08.2013)**

Quelle: Eigene Darstellung.

Die untersuchten Analysen äußern den Anspruch einer möglichst aussagekräftigen Kosten-Nutzen-Analyse. Gleichzeitig aber „rudern“ die meisten Analysen zurück, indem selbstkritisch darauf verwiesen wird, dass die eigene Analyse nicht als Maß aller Dinge für Entscheidungen herhalten dürfe, da das Thema zu komplex sei, die Analyse nicht

vollständig sei oder sie lediglich eine Debatte über die gesamtwirtschaftliche Sinnhaftigkeit einer Smart Grid-Umsetzung anstoßen solle. Folglich geben die Projektteams mit diesen Äußerungen zu verstehen, dass die ermittelten Ergebnisse und Schlussfolgerungen kritisch zu betrachten und wünschenswerterweise weiter zu optimieren sind. Studie 5 gibt zudem zu verstehen, dass nicht der Fehler begangen werden sollte, die Exaktheit der angenommenen Variablen und ermittelten Kosten und Nutzen zu diskutieren. Vielmehr sei es wichtiger, das ermittelte Ergebnis als Anlass dafür zu nehmen, die Umsetzungsschritte zu diskutieren. So sei sinngemäß nicht die exakte Höhe des Nutzens eines Smart Grid entscheidend, als vielmehr die Erkenntnis, dass das Smart Grid mit einem (deutlichen) gesamtgesellschaftlichen Nutzen einhergehen dürfte und nun zu klären sei, welche Technologien und andere Maßnahmen wann umgesetzt werden sollten. Diese Aussage ist gewagt, bedenkt man die hohen Risiken und Unsicherheiten, die mit der Umsetzung eines Smart Grid einhergehen. Inwieweit etwa Demand Response-Aktivitäten, die z. B. in den Studien 9 und 10 als wichtiger Nutzentreiber in den Analysen genannt werden und erheblich von der Smart Meter-Infrastruktur, der Aufklärung und Bereitschaft der Kunden sowie den tatsächlichen Strompreisentwicklungen bzw. den flexiblen Tarifen abhängig sind, ist hochgradig ungewiss. Dem gegenüber steht, dass der Nutzen eines Smart Grid womöglich in den Analysen stark unterbewertet wird. Diese These resultiert daraus, dass es aus heutiger Sicht unmöglich erscheint, alle potenziellen Nutzeneffekte in der Zukunft zu identifizieren, geschweige denn zu quantifizieren (z. B. Umweltnutzen).<sup>353</sup> Häufig wird in den Studien hierzu angemerkt, dass die Nutzenkalkulationen als unvollständig zu betrachten sind und die ermittelten Nutzensauswirkungen konservative Einschätzungen darstellen.

In Verbindung mit den in den Analysen angenommenen kostensenkenden Effekten für die Verbraucherseite kann angemerkt werden, dass ein Smart Grid zwar zu einer Abnahme des Stromverbrauchs führen kann, jedoch Rebound-Effekte nicht auszuschließen sind, wenn Verbraucher die resultierenden Effizienzsteigerungen und die womöglich niedrigeren Strompreise dazu nutzen, ihren Verbrauch zu erhöhen.<sup>354</sup>

Wie unsicher die Einschätzungen der einzelnen Kosten-Nutzen-Analysen sind, lässt sich anhand der vergleichbaren EPRI-Studien von 2004 (Studie 1) und 2011 (Studie 2) für die USA feststellen. Beliefen sich die diskontierten Kosten für ein Smart Grid in der 2004 durchgeführten Studie noch auf 165 Mrd. USD, werden die diskontierten Kosten in der Analyse von 2011 mit 338 bis 476 Mrd. USD wesentlich höher angesetzt. Begründet wird dies im Wesentlichen mit neuen Erkenntnissen über die Kosten, die mit Smart Grid-Technologien verbunden sind.

---

<sup>353</sup> Vgl. IBM (2009), S. 2.

<sup>354</sup> Vgl. Stern (2011), S. 145ff.

Ein Vergleich der Analysen zeigt, dass sich die Ansätze, wie Unsicherheiten in den Kosten- und Nutzeneinschätzungen eingeschlossen werden, voneinander unterscheiden. Bevor auf die unterschiedlichen Ansätze eingegangen wird, ist anzumerken, dass die Begrifflichkeiten zum Teil unterschiedlich in den Studien verwendet werden. So wird die potenzielle Umsetzung eines Smart Grid in Studie 5 bereits als Szenario bezeichnet, während in anderen Studien erst die Bildung unterschiedlicher Annahmen über die zu erwartenden zukünftigen Bedingungen von Stromangebot und -nachfrage als Zukunftsszenarien bezeichnet werden. Folgende Ansätze können in den Analysen unterschieden werden, um Unsicherheiten in die Analysen einfließen zu lassen:

- Um den Unsicherheiten in den Analysen Ausdruck zu verleihen, werden die ermittelten Werte für die Kosten- und Nutzenfaktoren zum Teil in Spannen bzw. Extrema angegeben (Studien 1, 2, 6, 8 und 12).
- Zur Ermittlung der potenziellen Kosten und Nutzen verwenden einige Studien (Studie 6, 7 und 9) unterschiedliche Annahmen über die in der Zukunft zu erwartenden Entwicklungen. Demzufolge kommen in diesen Fällen verschiedene Zukunftsszenarien hinsichtlich der berücksichtigten Faktoren (z. B. EE-Anteil, dezentrale Erzeugungskapazität, Demand Response) zum Einsatz, anhand derer die Smart Grid-Lösungsalternative sowie gegebenenfalls die Business as usual-Alternative simuliert werden. In Studie 3 und 4 werden zwar ebenfalls Zukunftsszenarien gebildet, indem regionale Rahmenbedingungen variiert werden, jedoch kommen diese lediglich in einer Voranalyse der eigentlichen Kosten-Nutzen-Analyse zur Anwendung, um zu identifizieren, welches der Szenarien am wahrscheinlichsten für die Region ist, auf das letztlich allein die Umsetzung eines Smart Grid angewandt wird. Die Studie 3 und 4 arbeitet hierbei auch mit Treibern, die die Szenarien beeinflussen.
- Auffällig ist, dass die Smart Grid-Alternative nicht immer mit einer anderen grundlegenden Alternative verglichen wird, wobei im Falle einer Gegenüberstellung der Smart Grid-Lösung mit einem anderem Lösungsweg ausschließlich der konventionelle Netzausbau (Business as usual) zum Einsatz kommt (Studien 1, 2, 4, 6, 7 und 10). Andere Alternativen zur Lösung der künftigen Anforderungen an die Netze (siehe Abschnitt 2.4) werden nicht berücksichtigt. Dabei wird durch die Studien, die die Kosten und Nutzen für ein Smart Grid und einen konventionellen Netzausbau explizit miteinander vergleichen, deutlich, dass dies die Schlussfolgerungen entscheidend beeinflussen kann. So kann der NGW eines Smart Grid negativ sein und trotzdem einem konventionellen Netzausbau vorzuziehen sein, wenn das Ergebnis der konventionellen Alternative noch negativer ausfällt, wie in Studie 10 beschrieben. Insgesamt wird deutlich, dass alle Studien, die einen Vergleich mit einer

Business as usual-Alternative einschließen, zu dem Ergebnis kommen, dass die Smart Grid-Alternative ökonomisch vorzuziehen ist.

- Ein weiteres Mittel, um Unsicherheiten in die Modellstruktur einfließen zu lassen, ist die Annahme unterschiedlicher Smart Grid-„Investitionsstrategien“ wie in den Studien 3 und 6. Diese grenzen sich von den Zukunftsszenarien ab, indem nicht die Rahmenbedingungen unterschiedlichen Annahmen unterliegen, sondern unterschiedliche Annahmen darüber getroffen werden, nach welchem Muster eine konkrete Umsetzung eines Smart Grid erfolgen kann bzw. unterschiedliche Annahmen über die Reihenfolge der zu tätigenen Technologieinvestitionen getroffen werden.
- Studie 8 teilt die Analyse der Kosten und Nutzen eines Smart Grid aufgrund des langen Untersuchungszeitraums von 2010 bis 2050 in zwei zeitliche Phasen ein. Studie 9, die ebenfalls einen langen Untersuchungszeitraum einschließt, verzichtet auf ein solches Vorgehen und versäumt es, die hiermit erhöhten Unsicherheiten in die Struktur einzubeziehen.
- Studie 6, die ebenfalls einen langen Untersuchungszeitraum einschließt, schließt als einzige Studie neben einer Standard-Kosten-Nutzen-Analyse, in der die verschiedenen Alternativen getrennt voneinander betrachtet werden, einen Real Option-Ansatz ein, der die Betrachtung mehrerer Alternativen während eines Betrachtungszeitraumes ermöglicht, indem zu einem gegebenen Zeitpunkt ein Wechsel stattfinden kann.
- Eine Sensitivitätsanalyse, welche die „Anfälligkeit“ des Ergebnisses auf Veränderungen einzelner Variablen hin überprüft, führen die Studien 3, 4, 5, 6, 9 und 10 (6 von 12 Studien) durch. Hier könnte man auch von einer „nachträglichen“ Berücksichtigung von Unsicherheiten sprechen, weil nach Ermittlung der eigentlichen Kosten und Nutzen das Ergebnis auf mögliche Unsicherheiten in den angenommenen Variablenwerten überprüft wird. Dabei zeigt der Vergleich der Analysen, dass sie durchaus zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen, indem z. B. die Ergebnisse in den Studie 4 und 10 lediglich geringe Sensitivitäten aufzeigen, während in den Studien 6 und 9 in einigen Fällen wie z. B. Demand Response-Aktivitäten hohe Unsicherheiten und Sensitivitäten vorzufinden sind.
- Einige Studien z. B. Studie 1, 2, 6 und 7 verweisen auf die Flexibilität ihres Analysemodells, die dem Zwecke dienen soll, nachträglich neue Erkenntnisse einfließen zu lassen, indem das Modell so konzipiert ist, dass möglichst leicht Anpassungen vorgenommen werden können.

Die aufgeführten Ansätze, um Unsicherheiten in die Struktur der Analyse einzuschließen, kommen meist in Kombination zum Einsatz. So ist es üblich, dass innerhalb einer Kosten-Nutzen-Analyse verschiedene Zukunftsszenarien und Investitionsstrategien

eingesetzt werden sowie die Ergebnisse eines Smart Grid mit denen einer konventionellen Netzausbau­lösung verglichen werden und abschließend eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt wird. Ein Überblick darüber, welche Ansätze die Analysen im Einzelnen nutzen, wird in der folgenden Tab. 14 gegeben:

Studie	Angabe in Spannen	Zukunftsszenarien	Real Option-Ansatz	Investitionsstrategien	Phasen	Sensitivitätsanalyse	Business as usual-Alternative
1	x						x
2	x						x
3		x		x		x	
4		x				x	x
5						x	
6	x	x	x	x		x	x
7*	(x)	(x)	(x)	(x)		(x)	(x)
8	x				x		
9		x				x	
10						x	x
11							
12	x						

\* Studie 7: Keine Detaillierungen bzgl. methodischen Vorgehens. Da aber davon ausgegangen wird, dass im Wesentlichen das Analysemodell von Studie 6 zum Einsatz kommt, ist anzunehmen, dass die gleichen Ansätze verwendet werden.

**Tab. 14: Übersicht der Integration von Unsicherheiten in den Kosten-Nutzen-Analysen**

Quelle: Eigene Darstellung.

Im Hinblick darauf, ob es aus Gründen der Kosteneffizienz sinnvoll erscheint, die Smart Grid-Realisierung möglichst frühzeitig vorzunehmen, kommen die Studien 3, 4 und 5 zu dem Ergebnis, dass die schnellstmögliche Umsetzung bzw. Investition in ein Smart Grid den Nutzen maximiert. So geht laut Studie 4 jedes Jahr der verzögerten Smart Grid-Einführung mit entgangenen Nutzeneffekten einher, die nicht wiedergewonnen werden können. Die Studien 3 und Studie 5 stützen diese Aussage, indem anhand von Szenarien gezeigt wird, dass mit der frühen Einführung der höchste NGW einhergeht. Hingegen kommt die Studie 6 zu dem Ergebnis, dass das Ergebnis positiver ausfällt, wenn nicht unmittelbar, sondern erst in den 2020er Jahren die Umsetzung des Smart Grid in UK erfolgt. Dies resultiert vor allem daraus, dass laut Regierungsplanung erst dann mit einer vollständigen Installation der Smart Meter-Infrastruktur zu rechnen sei und diese als wichtige Grundlage für alle weiteren Smart Grid-Investitionen und deren Nutzen verstanden wird. Die Studie 7 hingegen, die ebenfalls den Raum UK untersucht und sich in der Vorgehensweise stark an die Studie 6 anlehnt, jedoch weitreichendere Effekte wie z. B. das Potenzial für den Arbeitsmarkt einbezieht, kommt zu dem Ergebnis, dass parallel zu Smart Metering möglichst frühzeitig auch in andere Smart Grid-Technologien investiert werden sollte, da sie stark voneinander abhängig sind und demnach auch die Effektivität von Smart Metering auf andere Smart Grid-Technologien angewiesen ist.

Wenn man die Smart Grid-Lösung mit der konventionellen Lösung vergleicht fällt auf, dass keine Analyse einen (zusätzlichen) Nutzen mit dem konventionellen Netzausbau in Verbindung setzt, da diese Alternative lediglich auf Betriebs- und Instandhaltungsmaßnahmen beschränkt wird, die keine Verbesserungen in der Entwicklung des Netzes zulassen, sondern ausschließlich zur Erhaltung der (derzeitigen) Funktionalität und Versorgungssicherheit beitragen soll. Inwiefern es durch konventionelle Investitionen nicht auch zu zusätzlichen Nutzeneffekten kommen kann, ist eine Frage, die ein Thema für künftige Kosten-Nutzen-Analysen sein könnte.

Die Frage nach der Unabhängigkeit der Analysen und nach ihrer Objektivität auf einer ganz grundlegenden Ebene ist nicht einfach zu beantworten und keiner der Studien wird unterstellt, ihre Interessen durch „gelenkte“ Analyseergebnisse zum Ausdruck zu bringen. Jedoch erscheint es nur allzu logisch, dass Akteure, die ein finanzielles Interesse daran haben, dass Smart Grids realisiert werden und Milliardenmärkte mit sich bringen, eine Analyse vorziehen, die zu einer positiven Schlussfolgerung für ein Smart Grid kommt. An dieser Stelle soll exemplarisch auf den IT-Konzern Cisco verwiesen werden, der die Studie 12 durchgeführt hat und der ein Eigeninteresse daran haben dürfte, dass die Netze technischer bzw. „klüger“ werden. Es lässt sich feststellen, dass die Transparenz und Überprüfbarkeit der Cisco-Analyse ungenügend ist, da die eigentliche Kosten-Nutzen-Analyse zumindest bislang nicht für die Öffentlichkeit zugänglich ist. Auffällig ist auch, dass in der zusammenfassenden Version nicht auf mögliche Unsicherheiten bezüglich des Ergebnisses hingewiesen wird.

Hinsichtlich des Anforderungskriteriums der Vermeidung von Doppelzählungen wird in den Studien 3 und 6 darauf hingewiesen, dass Bestrebungen vorliegen, Doppelzählungen zu vermeiden. In Studie 4 kommt hierfür eine Sharing Matrix zum Einsatz. Auch der Verweis der Studien 3, 4, 5 und 6 darauf, dass keine isolierte Betrachtung der Kosten und Nutzen vorgenommen wird und Abhängigkeiten zwischen einzelnen Kosten- und Nutzenfaktoren berücksichtigt werden, ist positiv. Hingegen erfüllen nur wenige Studien den Anspruch an eine Kosten-Nutzen-Analyse, schwer quantifizierbare Kosten- und Nutzeneffekte qualitativ zu berücksichtigen und in das Ergebnis einfließen zu lassen. Lediglich die Studien 5 und 9 kommen diesen Ansprüchen nach.

Als Maß der Ergebnisinterpretation nutzen die meisten Analysen den NGW, wobei jedoch häufiger mehrere Interpretationsmaße gleichzeitig angegeben werden. So kommen neben dem NGW auch das Nutzen-Kosten-Verhältnis und der interne Zinsfuß zum Einsatz. Lediglich in Studie 1 und 2 wird auf den NGW als Ergebnismaßstab verzichtet und stattdessen lediglich das Nutzen-Kosten-Verhältnis angegeben. Wie in Abschnitt 3.1 thematisiert, ist dies aus Sicht der Fachliteratur zu kritisieren, da der NGW üblicherweise aussagekräftiger ist als eine Verhältnisangabe.

Unternimmt man anhand der dargestellten Anforderungskriterien den Versuch einer Bewertung der Analysen, kann man zu dem Ergebnis kommen, dass die Studien 4 und 6 die Anforderungen insgesamt am besten erfüllen, gefolgt von den Studien 3 und 9. Die Analyse 11 unterscheidet sich im Vorgehen grundlegend von den anderen Analysen, da sie die Einführung eines Smart Grid ausschließlich aus Sicht der Verbraucher mithilfe von Schätzwerten für die flexible Tarifen fallbezogen untersucht. Jedoch ist fraglich, inwiefern diese Analyse aussagekräftig ist, da sie im Vergleich mit den anderen Analysen einen sehr komprimierten Ansatz mit nur sehr wenigen Faktoren in die eigene Analyse wählt.

### **4.3. Gegenüberstellung der Wohlfahrtsauswirkungen der Smart Grid-Lösung mit dem traditionellen Netzausbau und Großspeichern**

---

Nachdem bereits im Abschnitt 2.4 alternative Lösungswege zur Integration erneuerbarer Energien thematisiert wurden, werden in diesem Teil der Arbeit die Wohlfahrtsauswirkungen der Smart Grid-Lösung mit den Alternativen Netzausbau und Großspeicher verglichen, um Tendenzen dafür zu erhalten, welche Alternative die ökonomisch vorteilhafteste ist. Zu diesem Zweck bietet die nachfolgende Tab. 15 einen Überblick über die Ergebnisse verschiedener Kosten-Nutzen-Analysen zu den genannten Alternativen. Hierbei umfasst die Tabelle sowohl die Ergebnisse der zwölf Smart Grid-Studien, die zum Teil bereits die Wohlfahrtsauswirkungen der Smart Grid-Alternative mit dem konventionellen Netzausbau vergleichen, als auch weitere Kosten-Nutzen-Analysen, die die Ermittlung der Wohlfahrtseffekte des traditionellen Netzausbaus oder der Großspeicher-Alternative zum Ziel haben. Der Vollständigkeit halber sind die Ergebnisse für die konventionelle Alternative, die in den betrachteten Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen enthalten sind, in der Tabelle aufgeführt. Fraglich ist jedoch, inwiefern es sich hierbei um vollständige Kosten-Nutzen-Analysen der konventionellen Strategie handelt, da im Fokus der Analysen zweifellos die Smart Grid-Lösung steht und man sich bei der Analyse der konventionellen Lösung ausschließlich auf die Kostenseite beschränkt, während eventuelle Nutzeneffekte des konventionellen Netzausbaus nicht Teil der Ermittlungen sind.

Mithilfe eines Ampelsystems wird in der Tabelle verdeutlicht, ob die Kosten-Nutzen-Analysen jeweils zu einem positiven Ergebnis für die betrachtete Alternative kommen (grüne Farbe), das Ergebnis nicht eindeutig ist (gelbe Farbe) oder sie zu einem eindeutig negativen Ergebnis kommen (rote Farbe). Es sei angemerkt, dass die Datenlage hinsichtlich der zu Verfügung stehenden Kosten-Nutzen-Analysen von alternativen Lösungsstrategien zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit spärlich ausfielen, so dass neben sechs Kosten-Nutzen-Analysen zum konventionellen Netzausbau drei

Kosten-Nutzen-Analysen zu Großspeichern berücksichtigt werden konnten. Dies resultiert aus dem Umstand, dass sich die meisten der gesichteten Studien lediglich mit der Kostenseite beschäftigen. In einer EPRI-Studie aus dem Jahr 2011 mit dem Titel „Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid“ wird die einseitige Analyse von lediglich der Kostenseite damit begründet, dass geeignete Methoden, mit denen sich der Nutzen quantifizieren lässt, nicht zur Verfügung stünden oder deren Anwendung nicht unproblematisch sei.<sup>355</sup> Bei einem Vergleich lediglich der Kostenseite der Alternativen zeigt sich, dass Großspeicher deutlich teurer gegenüber dem konventionellen Netzausbau abschneiden. So belaufen sich z. B. die Kosten bei Pumpspeicherkraftwerken zumeist auf zwischen 500 und 1.500 EUR/kW<sup>356</sup> (zwischen 665 und 1.995 USD/kW), während beim Netzausbau die Kosten lediglich ca. 100 EUR/kW<sup>357</sup> (133 USD/kW) betragen.<sup>358</sup> Allein von den zu erwartenden Kosten geht die Tendenz daher dazu, dass der Netzausbau gegenüber Großspeichern zu präferieren ist. Manche Studien beschäftigen sich auch mit den Möglichkeiten zur Senkung der Kosten, wie z. B. eine Dena-Studie zu Pumpspeichern, die zu dem Ergebnis kommt, dass durch ein geplantes Pumpspeicherkraftwerk die volkswirtschaftlichen Kosten in Deutschland bei sinkender Stromnachfrage um 20 bis 27 Mio. EUR (26,6 bis 35,9 Mio. USD) bzw. bei steigender Stromnachfrage um 11 bis 33 Mio. EUR (14,6 bis 43,9 Mio. USD) gesenkt werden können.<sup>359</sup>

Wie beim Vergleich der Ergebnisse der Smart Grid-Studien gilt auch beim Vergleich der Ergebnisse verschiedener Alternativen, dass der Vergleich u. a. aufgrund der unterschiedlich gewählten Zeithorizonte und der unterschiedlichen Regionen „hinkt“. So erscheint es z. B. wenig sinnvoll, das Ergebnis von Studie 5, das die Smart Grid-Lösung für den Bundesstaat New York mit einem positiven Wohlfahrtseffekt von 3,7 Mrd. USD beziffert, mit dem Ergebnis einer der Studien zum konventionellen Netzausbau für den europäischen Raum zu vergleichen. Sehr wohl kann ein Vergleich der Ergebnisse aber aufzeigen, ob die Alternativen für sich alleine genommen eher (deutlich) positiv oder (deutlich) negativ bewertet werden. Die Tabelle verdeutlicht, dass die Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen die Smart Grid-Lösung meist deutlich positiv beurteilen; Ausnahmen stellen die Studien<sup>360</sup> 8, 10 und die fallstudienbezogene Analyse 11 dar. Jedoch gilt dies auch für den konventionellen Netzausbau, wenn die Nutzen berücksichtigt werden – alle Kosten-Nutzen-Analysen des konventionellen Netzaubaus bescheinigen dieser Alternative einen positiven Wohlfahrtseffekt. Bei den Groß-

---

<sup>355</sup> Vgl. EPRI (2011b), S. v.

<sup>356</sup> Vgl. EEG (2012), S. 8.

<sup>357</sup> Vgl. Estanqueiro et al. (2007).

<sup>358</sup> In diesem Abschnitt wird ein Wechselkurs vom 01.08.2013 angenommen.

<sup>359</sup> Vgl. dena (2010a), S. 11.

<sup>360</sup> Die Studie 4 kommt im Szenario C zwar auch zu einem negativen Ergebnis, jedoch werden hier nur die Energieversorger eingeschlossen, so dass in diesem Szenario keine gesamtgesellschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse erfolgt.

speichern ist das Bild weniger eindeutig. Während die erste Kosten-Nutzen-Analyse in der Tabelle Druckluftspeicher analysiert und zu einem positiven Ergebnis kommt, kommen die beiden anderen Studien, die Pumpspeicher analysieren, zu einem negativen Ergebnis. Jedoch handelt es sich bei den Pumpspeicher-Kosten-Nutzen-Analysen um rein betriebswirtschaftliche Betrachtungen, so dass gesellschaftliche (Nutzen-)Effekte nicht eingeschlossen sind.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass umfassende Kosten-Nutzen-Analysen der verschiedenen Alternativen zur Lösung der Netzproblematik aufgrund des zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien, die die gesamtgesellschaftlichen Kosten und Nutzen erfassen, die jeweils betrachtete Alternative überwiegend positiv bewerten. Jedoch erscheint eine abschließende Aussage darüber, welche Alternative das Problem kosteneffizient löst, aufgrund der mangelnden Datenlage und Vergleichbarkeit zwischen den Analysen kaum möglich. So braucht es weitere Analysen, die möglichst vergleichbare Ergebnisse liefern, indem idealerweise Ergebnisse zu verschiedenen Alternativen für eine Region vorliegen. Wünschenswert wäre es in diesem Zusammenhang auch, wenn schon innerhalb einer Analyse verschiedene Alternativen in einer Region durchgespielt werden würden.

– Bewertung vorliegender Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Grids –

Studie	Land bzw. Region	Zeitraum	Wohlfahrtsauswirkungen Netzausbau	Wohlfahrtsauswirkungen Smart Grid	Wohlfahrtsauswirkungen Großspeicher
Studie 1	USA	2005 bis 2025	-466 Mrd. \$	473 bis 637 Mrd.\$	
Studie 2	USA	2010 bis 2030		956 bis 1.552 Mrd.\$	
Studie 3	Region San Diego	20 Jahre (Beginn 2007)		Szenarien: Earliest positive Cash Flow: 403 Mio.\$, Maximum Benefits Early: 508 Mio.\$, Optimised IRR:416 Mio. \$	
Studie 4	Region West Virginia	20 Jahre (Beginn 2010)	Ca. 1,8 Mrd. \$	10,7 Mrd.\$	
Studie 5	Bundesstaat New York	2011 bis 2025		3,7 Mrd.\$	
Studie 6	UK	2012 bis 2050	Berechnet, aber nicht in der Studie dargestellt	Ergebnis gegenüber konventioneller Investitionsalternative Szenarien: 1: 18,7 bis 20 Mrd.£ (28,4 bis 30,4 Mrd.\$), 2: 14,2 bis 15,5 Mrd.£ (21,5 bis 23,5 Mrd.\$), 3: 11,7 Mrd.£ (17,8 Mrd. \$)	
Studie 7	UK	2012 bis 2050	-46 Mrd..£ (-69,8 Mrd. \$)	19. Mrd.£ (28,8 Mrd. \$)	
Studie 8	UK	2010 bis 2050		Phase 1: 2010-2020: -0,17 bis 1 Mrd.£ (-0,3 bis 1,5 Mrd.\$) Phase 2: 2020-2030: 2,7 Mrd.£ (4,1 Mrd.\$)	
Studie 9	Niederlande	2011 bis 2050		BAU:2,5Mrd.€ (3,3 Mrd.\$), Kohle-CCS u. Atomkraft: 9,5 Mrd.€ (12,6 Mrd.\$), EE & Gas:7,9 Mrd.€ (10,5 Mrd.\$)	
Studie 10	Dänemark	15 bis 25 Jahre (Beginn: 2010)	-7,7 Mrd. kr (-1,4 Mrd. \$)	-1,6 Mrd.kr (-0,3 Mrd.\$)	
Studie 11	Tschechien	20 Jahre		-87.426 € (-116.289 \$)	
Studie 12	USA	2010 bis 2024		145 bis 275 Mrd.\$	
Analysis of strategic grid investment and management issues, Vgl. Apfelbeck et al. (2009), S. 27ff.	Mitteleuropäische und nordische Länder	2020	Diskontierter Nutzen in 2020: 15,5 Mrd. € (20,6 Mrd. \$), Kosten: 8,1 Mrd. € (10,8 Mrd. \$)		
European Wind Integration Study, Vgl. EWIS (2010), S. 127.	Europa	2008 bis 2015	Windenergie-Integration: Bestmögliche Schätzung: 9,7 bis 12,6 Mrd. € / Jahr (12,9 bis 16,8 Mrd. \$/Jahr) Wind-optimistisches Szenario: 13,5 bis 17,8 Mrd. € / Jahr (18 bis 23,7 Mrd. \$), (Exklusive der Kapital- u. Betriebskosten für Windenergie) <sup>361</sup>		
MISO Transmission Expansion Plan 2011, Vgl. MISO (2011), S. 1.	MISO-Region USA (Mittlerer Westen der USA)	2012 bis 2021	Ökonomischer Nutzen: 1,6 bis 2,8 mal höher als die Kosten.		
Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe, Vgl. 3E et al. (2011), S. 72.	Europa	25 Jahre	Offshore-Windkraft-Integration: Nettonutzen: 9,6 bzw. 12,7 Mrd. € (12,8 bzw.16,9 Mrd. \$)		
Connecting Wind Generation in Ireland to the Transmission Systems of Great Britain and Ireland, Vgl. National Grid/EIRGRID (2013), S. 2.	Großbritannien und Irland	?	Windenergie-Integration am Übertragungsnetz Kosten: 100 Mio. \$, jährlicher Nutzen: 75 Mio. \$, Nach weniger als 2 Jahren positives Ergebnis.		
Sunrise Powerlink Transmission line project, Vgl. SDG&E/Sempra Energy Utility (o. J.).	Kalifornien	Beginn: 2010	Kosten: 1,88 Mrd. \$ Jährliche Energieeinsparungen für Verbraucher 100 Mio. \$, Anregung von Investitionen: 1,7 Mrd. \$ Personalaufwendungen in Höhe von 300 Mio. \$		

<sup>361</sup> Werden die Kapital- und Betriebskosten für Windenergie einbezogen, kippt das Gesamtergebnis ins Negative.

Studie	Land bzw. Region	Zeitraum	Wohlfahrtsauswirkungen Netzausbau	Wohlfahrtsauswirkungen Smart Grid	Wohlfahrtsauswirkungen Großspeicher
Bulk energy storage for North Dakota Wind Energy Integration, Vgl. Dakota Salts et al. (2011), S. 2.	North Dakota	?			Windenergie-Integration: Druckluftspeicher: Nutzen-Kosten-Verhältnis: 4,07 bis 7,26:1, NGW: 957 bis 2.241 Mio. \$
National Assessment of Energy Storage for Grid Balancing and Arbitrage, Vgl. DOE (2012), S. xiii.	USA	2011 bis 2020			<i>Betriebswirtschaftliche Analyse:</i> Pumpspeicherkapazität: jährliche Kosten zwischen 49 und 1.971 Mio. \$ Jährliche Einnahmen: 4,3 bis 99,1 Mio. \$
Western Wind and Solar Integration Study, Vgl. NREL (2010), S. 281	Westen der USA	-			<i>Betriebswirtschaftliche Analyse:</i> <i>Pumpspeicherkraftwerk: Jährliche Kosten übersteigen bei weitem jährlichen Nutzen mit 3,8 Mio. \$ bzw. 380 \$/kW (Nutzen mehr als 1000 \$/kW unter den Kosten eines neuen Pumpspeicherkraftwerks)</i>

**Tab. 15: Vergleich der Wohlfahrtsauswirkungen zwischen Smart Grids, konventionellem Netzausbau und Großspeichern**

Quelle: Eigene Darstellung.

## 5. Fazit und Anforderungen an künftige Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen

---

Gegenstand dieser Arbeit war es, international vorliegende Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen zu sichten, zu beschreiben und anhand von Anforderungskriterien zu vergleichen bzw. zu bewerten. Dabei stand die gewählte Methodik der Analysen im Fokus der Untersuchungen, die von essentieller Bedeutung für die Ermittlung der Ergebnisse ist und demzufolge einen erheblichen Einfluss auf die Schlussfolgerungen der Analysen hat. Letztlich kann diese Arbeit eine Orientierung für künftige Kosten-Nutzen-Analysen darstellen, indem sie auf methodische Mängel bei der Einschätzung der Kosten und Nutzen eines Smart Grid aufmerksam macht. Diese gilt es für künftige Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen zu vermeiden, damit die Analysen in puncto Transparenz, Nachvollziehbarkeit, Überprüfbarkeit und Aussagekraft einen gewissen Standard erfüllen.

Bevor es an die Untersuchung der Kosten-Nutzen-Analysen ging, hat die Arbeit zunächst untersucht, was unter einem Smart Grid in Abgrenzung zum konventionellen Stromnetz zu verstehen ist und festgestellt, dass kein einheitliches Verständnis darüber vorliegt, aus welchen Technologiekomponenten sich ein Smart Grid zusammensetzt. Schließlich hat sich die Arbeit auf eine Klassifizierung der IEA festgelegt, anhand derer an späterer Stelle in der Arbeit verglichen werden konnte, welche der Technologiefelder in den untersuchten Kosten-Nutzen-Analysen eingeschlossen werden. Anschließend wurde darauf eingegangen, welchen Hintergrund die mögliche Einführung von Smart Grids hat. Dabei wurde aufgezeigt, dass Smart Grids einen potenziellen Lösungsweg darstellen, um den Ansprüchen einer zunehmend regenerativen und dezentralen Elektrizitätserzeugungsstruktur gerecht zu werden. Außerdem wurden alternative Lösungswege identifiziert, mit denen der Problematik der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien ebenfalls begegnet werden kann. Dies war vor dem Hintergrund wichtig, um aufzuzeigen, dass es durchaus Alternativen zu Smart Grids gibt, die wie Smart Grids auch Gegenstand der Diskussionen sein sollten, wenn es um die Beantwortung der Frage geht, welche Alternative die wohlfahrtsoptimale Lösung darstellt.

Um sich dem Ziel der Arbeit zu nähern, wurden außerdem Erkenntnisse hinsichtlich des Aufbaus einer Kosten-Nutzen-Analyse gewonnen und abgeleitet, was eine gute Kosten-Nutzen-Analyse ausmacht. Diese Erkenntnisse wurden auf die zu untersuchenden Kosten-Nutzen-Analysen angewandt, indem auf Basis eines Methodik- und Ergebnisvergleichs die Analysen darauf untersucht wurden, ob sie die identifizierten Kriterien erfüllen.

Es ist wichtig zu verstehen – und einige der untersuchten Smart Grid-Studien weisen immer wieder darauf hin –, dass komplexe Kosten-Nutzen-Analysen nicht als Maß aller Dinge zu verstehen sind. In erster Linie stellen sie ein Hilfsmittel dar, um die Auswirkungen von Investitionsentscheidungen vorab abschätzen zu können. An diesen Einschätzungen können sich politische Entscheidungsträger und betroffene Akteure wie Anbieter und Verbraucher orientieren, jedoch sollten sie ihre Entscheidungen nicht ausschließlich auf einer solchen Analyse begründen. So kann davon ausgegangen werden, dass selbst äußerst umfangreiche Kosten-Nutzen-Analysen, die versuchen, möglichst alle direkten, indirekten, tangiblen und intangiblen Auswirkungen zu erfassen, auf einer unvollständigen Informationslage basieren und auf Annahmen, die per se nicht die exakte Zukunft abbilden können – was aber nicht darüber hinwegtäuschen soll, dass die Aussagekraft der Analyseergebnisse unterschiedlich ausfallen kann.

Als Basis für eine jede Kosten-Nutzen-Analyse kann der Anspruch an eine möglichst übersichtliche, korrekt durchgeführte, objektive sowie lückenlose und transparente Arbeit identifiziert werden. Um eine objektive Betrachtung gewährleisten zu können, sollte die Analyse durch eine unabhängige externe Instanz durchgeführt werden, die nicht durch Interessengruppen beeinflusst wird. Damit die Analyse zudem von Außenstehenden lückenlos nachvollzogen und gegebenenfalls überprüft werden kann, ist es notwendig, dass dem Leser so viele Informationen wie möglich zum Vorgehen des Projektteams bei der Kosten-Nutzen-Analyse zur Verfügung gestellt werden und grundlegende Fragen wie die folgenden detailliert erläutert werden:

- Welche Ziele setzt sich die Analyse?
- Wie wird geplant, diese Ziele zu erreichen?
- Welche Schritte werden hierfür unternommen und wie werden sie begründet?
- Wie werden Unsicherheiten im Analysemodell eingeschlossen?
- Welche Stärken und Schwächen weist der gewählte Ansatz auf?
- Wie sind die Ergebnisse der Analyse zu interpretieren, insbesondere auch vor dem Hintergrund der mit ihnen verbundenen Unsicherheiten und Schwächen der eigenen Analyse?

In der Beantwortung dieser Fragen zeigen die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Analysen zum Teil große Unterschiede auf und liefern teilweise kaum Informationen, während andere Analysen relativ ausführlich auf das eigene Vorgehen eingehen. Hier wünscht man sich als Leser häufig, besser an die „Hand genommen zu werden“, um möglichen Verwirrungen und offene Fragen vorzubeugen.

Sinnvoll für eine möglichst aussagekräftige Einschätzung der potenziellen Kosten und Nutzen ist zudem, dass die Analyse umfassend ist und die gesamte Wertschöpfungskette sowie die Auswirkungen auf die Gesellschaft insgesamt berücksichtigt werden.

Hier hat die Arbeit gezeigt, dass sich die Analysen darin unterscheiden, welche potenziellen Auswirkungen einbezogen werden und welche nicht. So sind sich die Analysen uneinig darin, inwiefern z. B. weitreichendere Effekte wie makroökonomische Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt Bestandteil der quantitativen Analysen sein sollten. Die Arbeit hat zudem aufgezeigt, dass sich die Analysen teilweise sehr darin unterscheiden, welche Technologiefelder einbezogen werden und welche nicht (z. B. AMI, Ladeinfrastruktur für Elektromobilität). Anzumerken ist, dass eine möglichst vollständige Analyse zwar versucht, sämtliche Kosten und Nutzen zu umfassen, jedoch steigt der Schwierigkeitsgrad der Analyse dadurch auch an und kann die Genauigkeit des Ergebnisses mindern, da zusätzliche Unsicherheiten aufgenommen werden. Hier ist individuell vom Projektteam abzuwägen und zu erläutern, warum bestimmte Parameter Teil bzw. nicht Teil der Analyse sind.

Aufgrund der Vielzahl an Auswirkungen, die teilweise nur schwer zu erfassen und zu quantifizieren sind, ist der Schwierigkeitsgrad einer Kosten-Nutzen-Analyse eines Smart Grid insgesamt als sehr hoch zu bewerten, jedoch ist es wohl nicht mit den Schwierigkeiten in dem Ausmaß verbunden, wie es beispielsweise bei Kosten-Nutzen-Analysen zu den Auswirkungen des Klimawandels der Fall ist, die sehr lange Zeithorizonte umfassen müssen und versuchen, sämtliche Auswirkungen zu identifizieren und in Geldwerte zu messen, die aus heutiger Sicht kaum abzuschätzen sind (z. B. Rückgang von Biodiversität). Hier ist die Frage zu stellen, inwieweit diese Kosten-Nutzen-Analysen eine realistische Einschätzung liefern können. Aber auch im Fall einer potenziellen Smart Grid-Umsetzung sind Zweifel daran zu äußern, ob eine klassische Kosten-Nutzen-Analyse, die alle identifizierten Auswirkungen zu quantifizieren versucht, sinnvoll ist, da es auch hier zu vielen Auswirkungen (z. B. Umweltnutzen bzw. vermiedene Umweltkosten) kommen kann, deren Angabe in Geldwerte sehr problematisch ist. Dennoch sollten diese Auswirkungen nicht unberücksichtigt bleiben. Eine Lösung kann die qualitative Erfassung dieser Auswirkungen bieten. Um Entscheidungsträger jedoch nicht alleine mit den Informationen zu lassen, sollten die Analysen idealerweise erläutern, welchen Einfluss diese Auswirkungen auf das Ergebnis haben können.

Eine Hauptproblematik, mit der Kosten-Nutzen-Analysen im Allgemeinen verbunden sind, wenn es sich um komplexe Projektvorhaben wie Smart Grids handelt, sind die hiermit verbundenen Unsicherheiten und die Frage, wie diese Unsicherheiten in der Analyse berücksichtigt werden; zudem sollte es „zum guten Ton“ einer Studie gehören, den Grad der Unsicherheit möglichst transparent darzustellen. Die Untersuchung der Studien hat aufgezeigt, dass verschiedene Ansätze gewählt werden können, um Unsicherheiten in die Analysestruktur einfließen zu lassen. Hierbei ist es schwierig zu sagen, welcher der Ansätze sich besser eignet, um Unsicherheiten zu erfassen und

eine allgemeingültige Empfehlung für eine bestimmte Art und Weise auszusprechen. Jedoch erscheint eine Zusammenführung kompatibler Ansätze sinnvoll. So könnten sich künftige Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen an folgenden Punkten orientieren:

- Es bietet sich für Kosten-Nutzen-Analysen an, generell nicht nur einen Lösungsweg zu betrachten, sondern diesen mit mindestens einer weiteren Alternative zu vergleichen. Zwar liegt der Fokus einer Smart Grid-Analyse auf der Smart Grid-Alternative, jedoch existieren darüber hinaus, wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, weitere potenzielle Lösungswege, um die Netze an die zukünftigen Anforderungen anzupassen. So kann die Smart Grid-Realisierung beispielsweise, wie es häufig auch in den Analysen praktiziert wird, mit dem konventionellen Netzausbau verglichen werden. Denn wie aus der Untersuchung der Studien ersichtlich wurde, kann es die Schlussfolgerungen einer Analyse stark beeinflussen, indem etwa die isolierte Betrachtung der Smart Grid-Strategie zu dem Ergebnis führen kann, dass die Einführung eines Smart Grid mit einem negativen NGW verbunden ist. Fällt der NGW eines konventionellen Netzausbaus aber deutlich negativer aus, dann ist die Realisierung eines Smart Grid gegenüber diesem Lösungsweg aus volkswirtschaftlicher Sicht vorzuziehen.
- Kosten-Nutzen-Analysen zu Smart Grids sollten verschiedene Szenarien über die zukünftigen Rahmenbedingungen umfassen, anhand derer die alternativen Lösungswege simuliert werden, um die bestehenden Unsicherheiten über die Zukunft in der Modellstruktur zu erfassen; eine Analyse, die die potenziellen Kosten und Nutzen eines Smart Grid lediglich auf Basis derzeitiger Bedingungen vornimmt, wird den Anforderungen an eine dynamische Betrachtung nicht gerecht. Die unterschiedlichen Annahmen darüber, wie sich essentielle Faktoren wie die Stromnachfrage und das Stromangebot während des gewählten Betrachtungszeitraumes verändern werden, sind umfassend zu erläutern und sollten die regionalen Besonderheiten, Trends und Ziele für die zu untersuchende Region abbilden.
- Ebenfalls denkbar ist, dass auch innerhalb des Smart Grid-Lösungsansatzes Unterscheidungen gemacht werden, wie es in Studie 6 der Fall ist, wo bei der Smart Grid-Umsetzung zwischen einer Top-Down- und inkrementellen Investitionsstrategie unterschieden wird oder wie in Studie 3 unterschiedliche Umsetzungsstrategien anhand von Business Case-Szenarien eingeschlossen werden.
- Kosten und Nutzen eines Smart Grid-Vorhabens sollten nicht in Isolation betrachtet werden, um mögliche Interdependenzen zu erfassen.
- Doppelzählungen von Kosten und Nutzen sind so weit wie möglich zu vermeiden.

- Als Standard-Entscheidungskriterium bietet sich der NGW an, da er weniger unproblematisch ist als andere Größen wie der interne Zinsfuß oder das Nutzen-Kosten-Verhältnis, die jedoch optional zusätzlich Verwendung finden können.
- Eine Sensitivitätsanalyse zur Überprüfung der „Anfälligkeit“ des Ergebnisses bei Änderungen der Variablen ist ratsam.
- Da die Erfahrungen mit Smart Grids noch rudimentär sind und es im Laufe der Zeit zu neuen Erkenntnissen kommen wird, ist es sinnvoll, dass die Analyse während ihrer Erstellung, aber auch nach ihrer Fertigstellung, regelmäßig angepasst wird. Dies setzt vom Analysemodell voraus, dass es flexibel bzw. anpassungsfähig konzipiert wird. Nur dann können neue Erkenntnisse wie z. B. neue Smart Grid-Technologien unkompliziert in die Analyse einfließen.
- Je nachdem wie lang der gewählte Untersuchungszeitraum ist, kann es zudem sinnvoll sein, mit mehr als einer zeitlichen Periode zu arbeiten. So können z. B. eine mit geringeren Unsicherheiten verbundene nähere Zeitperiode (z. B. bis 2020/25<sup>362</sup>) und eine anschließende unsicherere Periode (z. B. bis 2030/40) zum Einsatz kommen.
- Denkbar ist in diesem Zusammenhang auch ein Real Option-Ansatz als Ergänzung zur üblichen Kosten-Nutzen-Analyse, der flexible Strategien bzw. mehrere Alternativen gleichzeitig berücksichtigen kann. Im Allgemeinen gilt es jedoch, sofern möglich, auf zu lange Betrachtungszeiträume zu verzichten, um die Unsicherheiten nicht unnötig zu erhöhen.
- Ebenfalls wurde in der Arbeit darauf eingegangen (siehe Abschnitt 3.1), dass die Aussagekraft der Diskontierung der ermittelten Nutzen und Kosten unter einem längeren Betrachtungszeitraum leidet. Auch ist die Wahl der richtigen Diskontierungsrate an sich umstritten, da es laut Fachliteratur keine richtige Antwort für die korrekte Bestimmung der Diskontierungsrate gibt und sie in erster Linie primär subjektiv vom Projektteam festgelegt wird. Aus diesem Grund ist es umso wichtiger, dass die gewählte Diskontierungsrate begründet wird, was in den untersuchten Studien größtenteils versäumt wurde. Hierfür bietet es sich auch an, die Sensitivität auf Basis unterschiedlicher Diskontierungsraten zu prüfen.

Im Rahmen der Untersuchungen konnte festgestellt werden, dass die Vergleichbarkeit zwischen den Kosten-Nutzen-Analysen problematisch ist. Zwar kann diese durch ein möglichst ähnliches Vorgehen der Analysen erhöht werden, jedoch sind die potenziellen Kosten und Nutzen immer abhängig von den Besonderheiten der zu untersuchenden Region. Die Vergleichbarkeit zwischen den Analysen unterschiedlicher Regionen

---

<sup>362</sup> Vgl. European University Institute (2013), S. 8.

ist demnach immer nur begrenzt möglich. Denn um die Kosten und Nutzen für eine Region zu untersuchen, ist es notwendig, die für die Region charakteristischen Merkmale zu erfassen. So ist davon auszugehen, dass z. B. die Ausgangslage der Region (geografische Lage, Größe der Region, Versorgungsstruktur, Netzinfrastrukturzustand u. a.), die Ziele für die Zukunft (bzgl. EE-Anteil, dezentrale Erzeugung, Elektrifizierung von Verkehr u. a.) oder die finanziellen Mittel sich von Region zu Region unterscheiden, so dass das Ergebnis der Analyse nicht auf andere Regionen übertragbar ist.

Abschließend kann festgehalten werden, dass Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen aufgrund der Komplexität des Themas und der Unsicherheiten einer Smart Grid-Realisierung lediglich Einschätzungen über die Kosten und Nutzen zur Verfügung stellen können, die vor dem Hintergrund der methodischen Vorgehensweise und ihrer Qualität kritisch zu betrachten sind. Korrekt durchgeführt und um Objektivität bemüht, kann die Kosten-Nutzen-Analyse aber eine nützliche Hilfe in der Beurteilung darüber sein, ob ein Smart Grid eine sinnvollere Lösung darstellt als andere Alternativen. In diesem Licht betrachten sich auch die meisten der untersuchten Analysen selbst.

Fast alle untersuchten Smart Grid-Kosten-Nutzen-Analysen, mit Ausnahme der fallbezogenen Analyse 11, kommen zu dem Ergebnis, dass die Umsetzung eines Smart Grid für sich alleine genommen oder im Vergleich mit dem konventionellen Netzausbau positiv zu bewerten sei. Die Studie 5 kommt zudem zu der Schlussfolgerung, dass es nicht entscheidend sei, ob die ermittelten Kosten und Nutzen exakt der Wahrheit entsprechen, sondern es wichtiger sei, die Umsetzungsmaßnahmen zu klären, inklusive der Beantwortung der Fragen, welche Technologiekomponenten angestrebt werden (z. B. Ladeinfrastruktur für Elektromobilität oder nicht) und zu untersuchen, in welcher Reihenfolge diese umgesetzt werden sollten, um wohlfahrtsoptimierend zu handeln. Diese These ist gewagt, da andere Studien (z. B. Studie 9) aufzeigen, dass einzelne Komponenten wie etwa das Ausmaß der Demand Response-Aktivitäten entgegen der Aussagen von Studie 5 das Ergebnis erheblich beeinflussen können, wenn Änderungen an ihnen vorgenommen werden. Zudem vernachlässigt die Aussage der Studie 5, dass neben der Smart Grid-Lösung noch weitere Alternativen existieren.

Um ein umfassendes Bild davon zu erhalten, wo die Smart Grid-Lösung einzuordnen ist, ist es wichtig, die Smart Grid-Alternative nicht nur alleine für sich zu betrachten, sondern auch mit anderen Alternativen zur Integration erneuerbarer Energien zu vergleichen. In der Gegenüberstellung der Ergebnisse von Kosten-Nutzen-Analysen unterschiedlicher Alternativen wurde aufgezeigt, dass die jeweils betrachtete Alternative für sich alleine genommen überwiegend positiv bewertet wird. Letztlich kann aber nur der direkte Vergleich mit anderen Alternativen Aufschluss darüber geben, welche Alternative die beste darstellt. Hierfür bedarf es jedoch vergleichbarer Ergebnisse, indem für eine Region Ergebnisse zu verschiedenen Alternativen vorliegen.

## 6. Literaturverzeichnis

---

- acatech (2012): *Future Energy Grid – Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem (acatech Position)*, Heidelberg u.a.: Springer Verlag.
- Ackerman, F. (2008): *Critique of Cost-Benefit Analysis, and Alternative Approaches to Decision-Making – A Report to Friends of the Earth England, Wales and Northern Ireland*, online unter: [http://www.ase.tufts.edu/gdae/Pubs/rp/Ack\\_UK\\_CBACritique.pdf](http://www.ase.tufts.edu/gdae/Pubs/rp/Ack_UK_CBACritique.pdf), Abrufdatum: 12.03.2013.
- Adamec, M./Pavlatka, P./Stary, O. (2012): Costs and Benefits of Smart Grids, in: *Journal of Electric Science and Technology*, Jg. 10, Nr. 1, S. 22-28.
- Agentur für Erneuerbare Energien (2012a): „*Smart Grids“ für die Stromversorgung der Zukunft – Optimale Verknüpfung von Stromerzeugern, - speichern und -verbrauchern*, *Renews Spezial Smart Grids*, Nr. 58, online unter: [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/58\\_Renews\\_Spezial\\_Smart\\_Grids\\_jun12online.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/58_Renews_Spezial_Smart_Grids_jun12online.pdf), Abrufdatum: 15.01.2013.
- Agentur für Erneuerbare Energien (2012b): *Strom speichern*, *Renews Spezial*, Nr. 57, online unter: [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57\\_Renews\\_Spezial\\_Strom\\_speichern\\_mar12\\_online\\_01.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar12_online_01.pdf), Abrufdatum: 27.01.2013.
- Andor, M./Flinkerbusch, K./Janssen, M./Kurpiela, N./Liebau, B./Wobben, M. (2011): Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt, in: *emw*, Nr. 2, S. 22-25.
- Apfelbeck, J./Barth, R./Brand, H./Vogel, P./Spiecker, S./Weber, C./Obersteiner, C./Bechrakis, D./Kabouris, J. (2009): *Analysis of strategic grid investment and management issues*, Report on Findings of Working Package 6, SUPWIND Project: Decision Support for Large Scale Integration of Wind Power, online unter: <http://supwind.risoe.dk/Deliverables/Deliverable%20D6.1.pdf>, Abrufdatum: 10.08.2013.
- Appelrath, H./Mayer, C./Breuer, A./Drzisga, T./König, A./Luhmann, T./Maerten, M./Terzidis, O. (2011): *Deutschlands Energiewende kann nur mit Smart Grids gelingen - Vorläufige Empfehlungen aus dem acatech Projekt Future Energy Grid*.
- Appelrath, H./Kagermann, H./Mayer, C. (2012): *Future Energy Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie (acatech STUDIE)*, Heidelberg u.a.: Springer Verlag.
- Australian Government – DEWHA - Department of the Environment, Water, Heritage and the Arts (2009): *Smart Grid, Smart City – A new direction for a new energy era*, online unter: <http://www.ret.gov.au/energy/Documents/smart-grid/smartgrid-newdirection.pdf>, Abrufdatum: 02.08.2013.
- Barthwal, R. (2004): *Industrial Economics – An Introductory Textbook*, 2. Auflage, New Delhi: New Age International.
- BDEW – Bundesverband der Energie – und Wasserwirtschaft/ ZVEI – Zentralverband Elektrotechnik- und Elektroindustrie (2011): *Smart Grids in Deutschland – Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen*, online unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/\\$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf), Abrufdatum: 18.01.2013.

- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): *Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011*, online unter: [http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Bundesregierung\\_Energiekonzept\\_Auszug.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Bundesregierung_Energiekonzept_Auszug.pdf), Abrufdatum: 05.08.2013.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013a): *Thesenpapier: 4 EEG-Dialogforum: „Die Rolle von Speichern im Kontext der Energiewende“*, online unter: [http://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Erneuerbare\\_Energien/eeg\\_dialog\\_4\\_thesen\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/eeg_dialog_4_thesen_bf.pdf), Abrufdatum: 05.03.2013.
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2013b): *Thesenpapier 5. EEG-Dialogforum „Ausbaupfade, Szenarien und Kosten“*, online unter: [http://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Erneuerbare\\_Energien/eeg\\_dialog\\_5\\_thesen\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/eeg_dialog_5_thesen_bf.pdf), Abrufdatum: 03.08.2013.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2010): *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*, online unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=350692.html?view=renderPrint>, Abrufdatum: 23.01.2013.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2013): *Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi*, online unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten/gesamtausgabe.html>, Abrufdatum: 20.01.2013.
- Bundesnetzagentur (2011): *„Smart Grid“ und „Smart Market“ Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*, online unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile), Abrufdatum: 01.02.2013.
- Carter, R./de Freitas, C./ Goklany, I./Holland, D./Lindzen, R. (2006): The Stern Review: A Dual Critique, Part I: The Science, in: *World Economics*, Jg. 7, Nr. 4, S. 165-232.
- CE Delft (o. J.): *About CE Delft*, online unter: [http://www.cedelft.eu/ce/about\\_ce\\_delft/263](http://www.cedelft.eu/ce/about_ce_delft/263), Abrufdatum: 01.08.2013.
- CE Delft (2012a): *Maatschappelijke kosten en baten van Intelligente Netten*, online unter: [http://www.ce.nl/publicatie/maatschappelijke\\_kosten\\_en\\_baten\\_van\\_intelligente\\_netten/1236](http://www.ce.nl/publicatie/maatschappelijke_kosten_en_baten_van_intelligente_netten/1236), Abrufdatum: 03.08.2013.
- CE Delft (2012b): *The social costs and benefits of Smart Grids*, online unter: [http://www.ce.nl/publicatie/maatschappelijke\\_kosten\\_en\\_baten\\_van\\_intelligente\\_netten/1236](http://www.ce.nl/publicatie/maatschappelijke_kosten_en_baten_van_intelligente_netten/1236), Abrufdatum: 03.08.2013.
- Chavla, K. (1990): *Social Cost-Benefit-Analysis*, 2. Auflage, New Delhi: Mittal Publications.
- Cisco (2008): *Corporate Information*, online unter: [http://www.cisco.com/web/about/ac49/ac20/downloads/annualreport/ar2008/pdf/cisco\\_ar2008\\_corporate\\_information.pdf](http://www.cisco.com/web/about/ac49/ac20/downloads/annualreport/ar2008/pdf/cisco_ar2008_corporate_information.pdf), Abrufdatum: 02.08.2013.
- Cisco IBSG - Internet Business Solutions Group (2008): *Smart Grid - Transforming the Electricity System to Meet Future Demand and Reduce Greenhouse Gas Emissions*, Whitepaper, online unter: [http://www.cisco.com/web/about/ac79/docs/Smart\\_Grid\\_WP\\_1124aFINAL.pdf](http://www.cisco.com/web/about/ac79/docs/Smart_Grid_WP_1124aFINAL.pdf), Abrufdatum: 04.02.2013.

- Cisco (2011): *Gridonomics – An Introduction to the Factors Shaping Electric Industry Transformation*, online unter: [http://www.cisco.com/web/strategy/docs/energy/gridonomics\\_white\\_paper.pdf](http://www.cisco.com/web/strategy/docs/energy/gridonomics_white_paper.pdf), Abrufdatum: 02.08.2013.
- Dakota Salts/EPRI/Schlumberger/Tetra Tech (2011): *Bulk Energy Storage for North Dakota Wind Energy Integration*, online unter: <http://www.nd.gov/ndic/renew/projects/r-008-016sp.pdf>, Abrufdatum: 05.08.2013.
- Danish Energy Association (o. J.): *About us*, online unter: <http://www.danishenergyassociation.com/AboutUs.aspx>, Abrufdatum: 02.08.2013.
- Danish Ministry of Climate, Energy and Building (2011): *Main Report: The Smart Grid Network's Recommendations*, online unter: [http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/UK%20Hovedrapport\\_Final.pdf](http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/UK%20Hovedrapport_Final.pdf), Abrufdatum: 05.03.2013.
- DECC – Department of Energy & Climate Change (2011): *The Carbon Plan: Delivering our low carbon future*, online unter: [http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/tackling/carbon\\_plan/carbon\\_plan.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/tackling/carbon_plan/carbon_plan.aspx), Abrufdatum: 16.07.2013.
- dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010a): *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien, Zusammenfassung der Studienergebnisse*, online unter: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Zusammenfassung\\_Endbericht\\_PSW\\_-\\_Integration\\_EE\\_dena.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/Zusammenfassung_Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf), Abrufdatum: 20.02.2013.
- dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010b): *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*, online unter: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.PDF](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF), Abrufdatum: 20.01.2013.
- dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012a): *Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt*, online unter: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht\\_Integration\\_EE.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf), Abrufdatum: 04.02.2013.
- dena – Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012b): *Vergleich der Kosten-Nutzen-Analysen europäischer Mitgliedsstaaten zum flächendeckenden Rollout von intelligenten Zählern*, online unter: [http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user\\_upload/PDF-Dokumente/Publikationen/dena\\_Bericht\\_Kosten-Nutzen.pdf](http://www.effiziente-energiesysteme.de/fileadmin/user_upload/PDF-Dokumente/Publikationen/dena_Bericht_Kosten-Nutzen.pdf), Abrufdatum: 05.08.2012.
- de Rus, G. (2010): *Introduction to Cost-Benefit Analysis: Looking for Reasonable Shortcuts*, Cheltenham/Northampton: Edward Elgar Publishing.
- DeSolaGroup (o. J.): *DeSolaGroup*, online unter: <http://www.desolagroup.com/>, Abrufdatum: 05.05.2013.
- Die Senatorin für Finanzen (2010): *§ 7 Wirtschaftlichkeit und Sparsamkeit, Nutzen-Kosten-Untersuchungen*, online unter: [http://www.finanzen.bremen.de/sixcms/media.php/13/7LHO\\_VV\\_Anlagen.pdf](http://www.finanzen.bremen.de/sixcms/media.php/13/7LHO_VV_Anlagen.pdf), Abrufdatum: 07.03.2013.
- DNV Kema (o. J.): *DNV Kema Energy & Sustainability*, online unter: <http://www.dnvkema.com/de/Default.aspx>, Abrufdatum: 05.05.2013.
- DOE (2012): *National Assessment of Energy Storage for Grid Balancing and Arbitrage*, online unter: [http://energyenvironment.pnnl.gov/pdf/PNNL-21388\\_National\\_Assessment\\_Storage\\_Phase\\_1\\_final.pdf](http://energyenvironment.pnnl.gov/pdf/PNNL-21388_National_Assessment_Storage_Phase_1_final.pdf), Abrufdatum: 06.08.2013.
- EA Technology Group (o.J.): *About us*, online unter: <http://www.eatechnology.com/about-us>, Abrufdatum: 13.07.2013.

- EEG – Energy Economics Group (2012): *The Role of Bulk Energy Storage in Facilitating Renewable Energy Expansion*, online unter: [http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CEQQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.store-project.eu%2Fdocuments%2Fresults%2Fen\\_GB%2Fthe-role-of-bulk-energy-storage-in-facilitating-renewable-energy-expansion&ei=wgQbUv7GNlrcswaw5oGQDg&usg=AFQjCNEPzc3VeI66uqmyAER8vDD30fKj5A&bvm=bv.51156542,d.Yms](http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CEQQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.store-project.eu%2Fdocuments%2Fresults%2Fen_GB%2Fthe-role-of-bulk-energy-storage-in-facilitating-renewable-energy-expansion&ei=wgQbUv7GNlrcswaw5oGQDg&usg=AFQjCNEPzc3VeI66uqmyAER8vDD30fKj5A&bvm=bv.51156542,d.Yms), Abrufdatum: 05.08.2013.
- Energinet.dk (o.J.): *About us*, online unter: <http://www.energinet.dk/EN/OM-OS/Sider/default.aspx>, Abrufdatum: 02.08.2013.
- Energinet.dk/Danish Energy Association (2010a): *Smart Grid i Danmark*, online unter: <http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Det%20intelligente%20elsystem%20-%20SmartGrid%20i%20Danmark%20bilagsrapport.pdf>, Abrufdatum: 02.08.2013.
- Energinet.dk/ Danish Energy Association (2010b): *Smart Grid in Denmark*, online unter: [http://kom.aau.dk/project/edge/repository/02\\_literature/PowerSystem/Smart\\_Grid\\_Denmark.pdf](http://kom.aau.dk/project/edge/repository/02_literature/PowerSystem/Smart_Grid_Denmark.pdf), Abrufdatum: 02.08.2013.
- ENSG – Electricity Networks Strategy Group (2009): *A Smart Grid Vision*, online unter: [http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100919181607/http://www.ensg.gov.uk/assets/ensg\\_smart\\_grid\\_wg\\_smart\\_grid\\_vision\\_final\\_issue\\_1.pdf](http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20100919181607/http://www.ensg.gov.uk/assets/ensg_smart_grid_wg_smart_grid_vision_final_issue_1.pdf), Abrufdatum: 02.08.2013.
- EPIC – Energy Policy Initiatives Center (o. J.): *EPIC*, online unter: <http://www.sandiego.edu/epic/>, Abrufdatum: 03.04.2013.
- EPIC – Energy Policy Initiatives Center (2006): *San Diego Smart Grid Study – Final Report, University of San Diego*, online unter: [http://www.sandiego.edu/documents/epic/061017\\_SDSmartGridStudyFINAL.pdf](http://www.sandiego.edu/documents/epic/061017_SDSmartGridStudyFINAL.pdf), Abrufdatum: 05.04.2013.
- EPRI (o.J.): *Our Business*, online unter: <http://www.epri.com/About-Us/Pages/Our-Business.aspx>, Abrufdatum: 02.04.2013.
- EPRI (2004): *Power Delivery System of the Future: A Preliminary Estimate of Costs and Benefits*, Palo Alto: EPRI, online unter: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001011001>, Abrufdatum: 25.03.2013.
- EPRI (2010): *Electricity Energy Storage Technology Options, A White Paper on Applications, Costs, and Benefits*, online unter: <http://www.epri.com/abstracts/pages/productabstract.aspx?ProductID=000000000001020676>, Abrufdatum: 20.03.2013.
- EPRI (2011a): *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid: A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid*, Palo Alto: EPRI, online unter: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001022519>, Abrufdatum: 25.03.2013.
- EPRI (2011b): *Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid: Plant Cost Elements*, online unter: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?productId=000000000001023140>, Abrufdatum: 04.08.2013.
- EPRI (2012): *Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid: Modelling Results for Future Scenarios*, online unter: <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001023141>, Abrufdatum: 03.08.2013.
- Ernst & Young (o.J.): *Über uns*, online unter: <http://www.ey.com/DE/DE/About-us>, Abrufdatum: 02.07.2013.

- Ernst & Young (2012): *Smart Grid: A race worth winning? A report on the economic benefits of smart grid*, online unter: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Smart\\_Grid-\\_a\\_race\\_worth\\_winning/\\$FILE/Smart%20Grid%20-%20a%20race%20worth%20winning.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Smart_Grid-_a_race_worth_winning/$FILE/Smart%20Grid%20-%20a%20race%20worth%20winning.pdf), Abrufdatum: 20.07.2013.
- Esat-Electa (2010): *Study on smart meters from the angles of the consumer protection and the public service obligations*, online unter: [http://economie.fgov.be/fr/binaries/201010smartMeters\\_ELECTA\\_FINAL\\_REPORT\\_tcm326-117779.pdf](http://economie.fgov.be/fr/binaries/201010smartMeters_ELECTA_FINAL_REPORT_tcm326-117779.pdf), Abrufdatum: 01.02.2013.
- Estanqueiro, A./ Castro, R./Flores, P./Ricardo, J./Pinto, M./Rodrigues, R./Lopes, P. (2007): How to prepare a power system for 15% wind energy penetration: the Portuguese case study, in: *Wind Energy*, Jg. 11, Nr. 1, S. 75-84.
- Eurelectric (2011): *Regulation for Smart Grids*, online unter: <http://congreso-smartgrids.es/wp-content/uploads/2012/03/Eurelectric-Report-on-Regutaion-for-Smart-Grids.pdf>, Abrufdatum: 24.02.2013.
- European Commission (2006): *European Smart Grids Technology Platform – Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future*, online unter: [ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids\\_en.pdf](ftp://ftp.cordis.europa.eu/pub/fp7/energy/docs/smartgrids_en.pdf), Abrufdatum: 04.02.2013.
- European University Institute (2013): *Cost Benefit Analysis in the Context of the Energy Infrastructure Package*, online unter: <http://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/Thinktopic/THINKTopic10.pdf>, Abrufdatum: 05.08.2013.
- EWIS – European Wind Integration Study (2010): *European Windintegration Study: Towards A Successful Integration of Large Scale Wind Power into European Electricity Grid*, online unter: [http://www.wind-integration.eu/downloads/library/EWIS\\_Final\\_Report.pdf](http://www.wind-integration.eu/downloads/library/EWIS_Final_Report.pdf), Abrufdatum: 02.08.2013.
- Farhangi, H. (2010): The Path of the Smart Grid, in: *IEEE power & energy magazine*, S. 18-28.
- Flick, T./Morehouse, J. (2011): *Securing the Smart Grid. Next Generation Power Grid Security*, Burlington: Syngress Media.
- Fraunhofer IWES (2010): *Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem*, online unter: [http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES\\_Gutachten-Pumpspeicher.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf), Abrufdatum: 22.01.2013.
- Frontier Economics (o.J): *Frontier News*, online unter: <http://www.frontier-economics.com/europe/de/news/>, Abrufdatum: 15.07.2013.
- Frontier Economics/EA Technology (2012): *A Framework for the Evaluation of Smart Grids*, online unter: <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/SGF/Publications/Documents1/RPT-SGCBA%20%20STC%20Final%20-160312.pdf>, Abrufdatum: 12.07.2013.
- Gao, J./Xiao, Y./Liu, J./Liang, W./Chen, P. (2012): A survey of communication/networking in Smart Grids, in: *Future Generation Computer Systems*, 28. Jg., Nr. 2, S. 391-404.
- Garrels, S. (2011): *Smart Grid – Cyber Security elektrisiert das intelligente Stromnetz der Zukunft*, in: DMR Onlineportal, online unter: [http://www.detecon-dmr.com/de/article/smart-grid\\_2011\\_02\\_16](http://www.detecon-dmr.com/de/article/smart-grid_2011_02_16), Abrufdatum: 01.02.2013.
- Gerstengarbe, F. (2010): Anmerkungen zur Klimadiskussion, in: Gaese, H./Nehren, U./Sandholz, S. (Hrsg.): *Kulturlandschaften im globalen Klimawandel*. Deutsche Bundesstiftung Umwelt, Initiativen zum Umweltschutz, Jg. 79, Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Global Environment Fund/Global Smart Energy (2008): *The Electricity Economy – New Opportunities from the Transformation of the Electric Power Sector*, online unter:

- <http://www.globalenvironmentfund.com/data/uploads/The%20Electricity%20Economy.pdf>, Abrufdatum: 03.02.2013.
- Government of the Netherlands (o. J.): *Ministry of Economic Affairs*, online unter: <http://www.government.nl/ministries/ez>, Abrufdatum 01.08.2013.
- GP Bullhound (2009): *How real is the vision of a "Smart Grid"*, Sector Update, online unter: <http://www.gpbullhound.com/researchpdf/Smart%20Grid%20Report%202009%20June.pdf>, Abrufdatum: 28.01.2013.
- Hansjürgens, B. (2004): Economic valuation through cost-benefit analysis – possibilities and limitations, in: *Toxicology*, 205. Jg., Nr. 3, S. 241-252.
- Hanusch, H. (2011): *Nutzen-Kosten-Analyse*, 3. Auflage, München: Verlag Franz Vahlen GmbH.
- Hyman, D. (2008): *Public Finance – A Contemporary Application of Theory to Policy*, 9. Auflage, Mason: Thomson-South-Western.
- IBM (2009): *The economic benefits of intelligent technologies*, online unter: [http://www-03.ibm.com/press/au/en/attachment/27567.wss?fileId=ATTACH\\_FILE2&fileName=Smarter%20Planet%20AE%20IBM%20Report\\_2009.pdf](http://www-03.ibm.com/press/au/en/attachment/27567.wss?fileId=ATTACH_FILE2&fileName=Smarter%20Planet%20AE%20IBM%20Report_2009.pdf), Abrufdatum: 05.08.2013.
- IEA - International Energy Agency (2011): *Technology Roadmap – Smart Grids*, online unter: [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf), Abrufdatum: 10.02.2013.
- IIASA – International Institute for Applied Systems Analysis (2012): *Population Projections*, online unter: <http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/modelsData/PopulationProjections/POP.en.html>, Abrufdatum: 12.03.2013.
- IPCC (1996): *Climate Change 1995 – Economic and Social Dimensions of Climate Change*, Cambridge u. a.: Cambridge University Press.
- IPCC (2001): *Climate Change 2001 - The Scientific Basis, Contribution of Working Group 1 to the Third Assessment Report of the IPCC*, Cambridge u. a.: Cambridge University Press.
- Jung, H. (2007): *Controlling*, 2. Auflage, München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH.
- KEMA (2009): *Endbericht. Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering)*, online unter: <http://www.dnvkema.com/de/images/kema%20endbericht%20smart%20metering%202009.pdf>, Abrufdatum: 02.02.2013.
- KEMA (2012): *Final Report. Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community*, online unter: [http://www.ecrb.eu/portal/page/portal/ECRB\\_HOME/ECRB\\_DOCUMENTS/STUDIES/ECS\\_Smart%20Metering\\_Report\\_Final%20Report\\_10.03.2012\\_0.pdf](http://www.ecrb.eu/portal/page/portal/ECRB_HOME/ECRB_DOCUMENTS/STUDIES/ECS_Smart%20Metering_Report_Final%20Report_10.03.2012_0.pdf), Abrufdatum: 03.02.2013.
- Ködler, A. (2012): *Quantifying the Economic Effects of a European Smart Grid. A Survey on Costs and Benefits*, MES-Perspektiven 1/2012, online unter: [http://www.kuwi.europa-uni.de/de/studium/master/es/MES-Publikationen/MES-Perspektiven/MES-Persp\\_1-2012.pdf](http://www.kuwi.europa-uni.de/de/studium/master/es/MES-Publikationen/MES-Perspektiven/MES-Persp_1-2012.pdf), Abrufdatum: 05.08.2013.
- Kranz, J. (2011): *Studies on Technology Adoption and Regulation of Smart Grids*, Berlin: epubli GmbH.
- Lüdemann, V./Ortmann, M. (2012): Hält die Marktprämie, was sie verspricht? Eine Analyse anhand aktueller Zahlen, in: *ZNER*, Nr. 4, S. 325-334.
- MISO (2011): *Transmission Expansion Plan 2011*, online unter: <https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Study/MTEP/MTEP11/MTEP11%20Report.pdf>, Abrufdatum: 07.08.2013.

- National Grid/EIRGRID (2013): *Connecting Wind Generation in Ireland to the Transmission Systems of Great Britain and Ireland*, online unter: [http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/61B74F77-2B3F-48B8-B37E-EC1CA7EA8702/58884/NG\\_EIRGridPublication\\_Feb2013.pdf](http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/61B74F77-2B3F-48B8-B37E-EC1CA7EA8702/58884/NG_EIRGridPublication_Feb2013.pdf), Abrufdatum: 14.08.2013.
- NETL – National Energy Technology Laboratory (o. J.): *About NETL*, online unter: <http://www.netl.doe.gov/about/>, Abrufdatum: 15.08.2013.
- NETL – National Energy Technology Laboratory (2007a): *Integrated Communications, Appendix B1: A System View of the Modern Grid*, online unter: [http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Integrated%20Communications\\_Final\\_v2\\_0.pdf](http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Integrated%20Communications_Final_v2_0.pdf), Abrufdatum: 02.02.2013.
- NETL – National Energy Technology Laboratory (2007b): *Sensing and Measurement, Appendix B2: A System View of the Modern Grid*, online unter: [http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Sensing%20and%20Measurement\\_Final\\_v2\\_0.pdf](http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Sensing%20and%20Measurement_Final_v2_0.pdf), Abrufdatum: 02.02.2013.
- NETL – National Energy Technology Laboratory (2009a): *A Compendium of Smart Grid Technologies*, online unter: [http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Compendium\\_of\\_Technologies\\_APPROVED\\_2009\\_08\\_18.pdf](http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/Compendium_of_Technologies_APPROVED_2009_08_18.pdf), Abrufdatum: 20.01.2013.
- NETL – National Energy Technology Laboratory (2009b): *West Virginia Smart Grid Implementation Plan*, online unter: [http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/WV\\_SGIP\\_Final\\_Report\\_rev1\\_complete.pdf](http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/WV_SGIP_Final_Report_rev1_complete.pdf), Abrufdatum: 02.05.2013.
- Nordhaus, W. (2006): *The “Stern Review” on the Economics of Climate Change*, Nber Working Paper Series.
- Nordic Council of Ministers (2007): *Nordic Guideline for Cost-benefit analysis in waste management*, Kopenhagen: Nordic Council of Ministers.
- NREL – National Renewable Energy Laboratory (2010): *Western Wind and Solar Integration Study*, online unter: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47434.pdf>, Abrufdatum: 26.08.2013.
- NYS Smart Grid Consortium – New York State Smart Grid Consortium (o. J.): *Overview*, online unter: <http://nyssmartgrid.com/about-us/overview/>, Abrufdatum: 06.05.2013.
- NYS Smart Grid Consortium – New York State Smart Grid Consortium (2010a): *Smart Grid Roadmap for the State of New York*, online unter: [http://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/NYS\\_SmartGrid\\_Consortium\\_Smart\\_Grid\\_Roadmap\\_for\\_State\\_New\\_Yo\\_201012.pdf](http://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/NYS_SmartGrid_Consortium_Smart_Grid_Roadmap_for_State_New_Yo_201012.pdf), Abrufdatum: 05.05.2013.
- NYS Smart Grid Consortium – New York State Smart Grid Consortium (2010b): *NYS Smart Grid Roadmap*, PowerPoint Dokument, online unter: <http://www.smartgridlegalnews.com/NY%20Smart%20Grid%20Roadmap.pdf>, Abrufdatum: 05.05.2013.
- OECD (2006): *Cost-Benefit Analysis and the Environment - Recent Developments*, Paris: OECD Publishing.
- Ofgem (o.J): *About us*, online unter: <http://www.ofgem.gov.uk/About%20us/Pages/AboutUsPage.aspx>, Abrufdatum: 15.07.2013.
- PA Government Services (2010): *The Smart Grid Vision for India’s Power Sector*, Whitepaper, online unter: [http://www.sari-energy.org/PageFiles/What\\_We\\_Do/activities/smart\\_grid\\_vision\\_for\\_india\\_power\\_sector\\_june\\_2010/White\\_paper\\_Th\\_%20Smart\\_Grid\\_Vision\\_for\\_India/White\\_Paper\\_on\\_the\\_Smart\\_Grid\\_Vision\\_for\\_India\\_-\\_final.pdf](http://www.sari-energy.org/PageFiles/What_We_Do/activities/smart_grid_vision_for_india_power_sector_june_2010/White_paper_Th_%20Smart_Grid_Vision_for_India/White_Paper_on_the_Smart_Grid_Vision_for_India_-_final.pdf), Abrufdatum: 03.02.2013.
- Parker, L./Blodgett, J. (2001): *Global Climate Change: Three Policy Perspectives*, in: Karling, H. (Hrsg): *Global Climate Change*, New York: Nova Science Publishers.

- Rau, T. (2004) : *Planung, Statistik und Entscheidung: Betriebswirtschaftliche Instrumente für die Kommunalverwaltung*, München: Oldenburg Wissenschaftsverlag GmbH.
- Rehkugler, H. (2007): *Grundzüge der Finanzwirtschaft*, München: Oldenburg Wissenschaftsverlag GmbH.
- Reuters (2010): *Cracks to show in SMA's solar inverter dominance*, online unter: <http://www.reuters.com/article/2010/01/12/us-sma-solar-analysis-idUSTRE60B38M20100112>, Abrufdatum: 02.02.2013.
- SAIC – Science Applications International Corporation (o. J.): *About SAIC*, online unter: <http://www.saic.com/about>, Abrufdatum: 02.04.2013.
- SDG&E/Sempra Energy Utility (o. J.): *Sunrise Powerlink Transmission Line Project*, online unter: [http://regarchive.sdge.com/sunrisepowerlink/docs/srpl\\_whitepaper.pdf](http://regarchive.sdge.com/sunrisepowerlink/docs/srpl_whitepaper.pdf), Abrufdatum: 04. 08. 2013.
- Smart Grids Austria - Die österreichische Technologieplattform zum Thema Smart Grids (o.J.): *Smart Grids: Intelligente Stromnetze*, online unter: <http://www.smartgrids.at/smart-grids/#smart-grids--intelligente-stromnetze>, Abrufdatum: 15.01.2013.
- SmartGrid GB (o.J.): *About SmartGrid GB*, online unter: <http://smartgridgb.org/about.html>, Abrufdatum: 02.07.2013.
- Smart Grid Research Consortium (2011): *The Utility Smart Grid Business Case: Problems, Pitfalls And Ten Real-World Recommendations*, online unter: [http://smartgridresearchconsortium.org/utility\\_smart\\_grid\\_business\\_case.pdf](http://smartgridresearchconsortium.org/utility_smart_grid_business_case.pdf), Abrufdatum: 03.08.2013.
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010): *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar*, Stellungnahme, Nr. 15, online unter: [http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/1001596/publicationFile/66394/2010\\_05\\_Stellung\\_15\\_erneuerbareStromversorgung.pdf](http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/1001596/publicationFile/66394/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.pdf), Abrufdatum: 04.02.2013.
- Stern, N. (2007): *The Economics of Climate Change: The Stern Review*, Cambridge u. a.: Cambridge University Press.
- Stern, S. (2011): Smart-Grid: Technology and the Psychology of Environmental Behavior Change, in: *Chicago-Kent Law Review*, Jg. 86, Nr. 1, S. 139-160.
- Sterner, T./Persson, M. (2008): An Even Sterner Review: Introducing Relative Prices into the Discounting Debate, in: *Review of Environmental Economics and Policy*, Jg. 2, Nr. 1, S. 61-76.
- Stockmann, R. (2006): *Evaluation und Qualitätsentwicklung – Eine Grundlage für wirkungsorientiertes Qualitätsmanagement*, Münster: Waxmann Verlag GmbH.
- Sussman, F./Scheraga, J. (1999): „Discounting and Environmental Management“, in: Folmer, H./Tietenberg, T. (Hrsg.): *The International Yearbook of Environmental and Resource Economics*, Northampton: Edward Elgar Publishing.
- 3 E, dena, EWEA, ForWind, IEO, NTUA, Senergy, SINTEF (2011): *Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe*, online unter: [http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/publications/reports/OffshoreGrid\\_report.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/OffshoreGrid_report.pdf), Abrufdatum: 05.08.2013.
- Umweltbundesamt (2012): *Nachhaltige Stromversorgung der Zukunft – Kosten und Nutzen einer Transformation hin zu 100% erneuerbaren Energien*, online unter: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4350.pdf>, Abrufdatum: 08.03.2013.
- United Nations (2011): *World Population Prospects. The 2010 Revision – Highlights and Advance Tables*, online unter: [http://esa.un.org/wpp/Documentation/pdf/WPP2010\\_Highlights.pdf](http://esa.un.org/wpp/Documentation/pdf/WPP2010_Highlights.pdf), Abrufdatum: 02.02.2013.
- US Environmental Protection Agency (2010): *Smart Grid and Clean Energy for Local Governments*, online unter:

- [http://www.epa.gov/statelocalclimate/documents/pdf/background\\_paper\\_smartgrid\\_4-29-2010.pdf](http://www.epa.gov/statelocalclimate/documents/pdf/background_paper_smartgrid_4-29-2010.pdf), Abrufdatum: 01.02.2013.
- Utility Consulting International (2009): *Cost-Benefit Analysis of Smart Grid Technology through System Simulations*, online unter: <https://cleanenergysolutions.org/content/cost-benefit-analysis-smart-grid-technologies-through-system-simulations>, Abrufdatum: 27.12.2012.
- Valentin, F. (2012): Das neue System der Direktvermarktung von EEG-Strom im Überblick – Anreize des Gesetzgebers für eine marktorientierte Erzeugung, in: *Ree*, S. 11-17.
- VDE – Verband der Elektrotechnik (2009): *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger*, online unter: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Energiespeicherstudie-Ergebnisse.aspx>, Abrufdatum: 04.02.2013.
- Weltenergieerat – Deutschland e.V. (2011): *Energie für Deutschland 2011 – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext*, online unter: [http://www.worldenergy.org/documents/energie\\_fr\\_deutschland\\_2011l.pdf](http://www.worldenergy.org/documents/energie_fr_deutschland_2011l.pdf), Abrufdatum: 01.02.2013.
- wik-Consult/Fraunhofer ISI/Fraunhofer ISE (2006): *Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)*, online unter: [http://www.e-energy.de/documents/Studie\\_Potenziale\\_Langfassung.pdf](http://www.e-energy.de/documents/Studie_Potenziale_Langfassung.pdf), Abrufdatum: 02.02.2013.
- World Economic Forum (2009): *Accelerating Smart Grid Investments*, online unter: <http://www.weforum.org/pdf/SlimCity/SmartGrid2009.pdf>, Abrufdatum: 05.02.2013, Übersetzung aus: Nexans (2010): *Entwicklung eines intelligenten Energienetzes Kabelsysteme und Servicelösungen*, S. 21f., online unter: [http://www.nexans.de/Germany/2010/WP%20Smart%20Grids\\_dt.pdf](http://www.nexans.de/Germany/2010/WP%20Smart%20Grids_dt.pdf), Abrufdatum: 05.02.2013.
- Zander, J. (2010): *The Application of the Precautionary Principle in Practice: Comparative Dimensions*, Cambridge u.a.: Cambridge University Press.

## 7. Anhang

Name der Studie	Smart Grid, Smart City a new direction for a new energy era	U.S. smart grid value at stake: The \$130 billion question, in: McKinsey on Smart Grid	Duke Energy Ohio Smart Grid Audit and Assessment	Smart Grid: The Benefits of a Transformed Energy System in Korea
<b>Auftraggeber</b>	Australian Government of the Environment, Water, Heritage and the Arts	Mc Kinsey & Company	The Staff of the Public Utilities Commission of Ohio	Seoul National University
<b>Ausführung</b>	Australian Government of the Environment, Water, Heritage and the Arts	Mc Kinsey & Company	MetaVu	Seoul National University
<b>Veröffentlichung</b>	2009	2010	2011	2009
<b>Land bzw. Region</b>	Australien	USA	Ohio	Korea
<b>Zeitraum</b>	-	-	2009-2028	22 Jahre
<b>Diskontierung</b>	-	-	?	6%
<b>Diskontierter Nutzen</b>	5 Mrd. AUD <sup>1</sup> (4,5 Mrd. USD)	130 Mrd. USD <sup>1</sup>	Low Case: 325,8 Mio. USD Base Case: 382,8 Mio. USD High Case: 447,5 Mio. USD	14.711 Mrd. Won (13,1 Mrd. USD)

<sup>1</sup> Angabe des jährlichen Bruttonutzens

### Anh. 1: Nutzen-Analysen von Smart Grids (Angabe aller Ergebnisse auch in USD, Wechselkurs vom 1. August 2013)

Quelle: Eigene Darstellung

Name der Studie	Auftraggeber	Ausführung	Veröffentlichung	Land
Ökonomisches Potenzial für intelligente Stromzähler in Deutschland	Yello Strom GmbH	Frontier Economics	2011	Deutschland
Cost-Benefit Analysis (CBA) for a National Electricity Smart Metering Rollout in Ireland	Commission for Energy Regulation (CER)	Commission for Energy Regulation (CER)	2011	Irland
Cost-benefit analysis of the roll-out of smart electricity metering grid in Lithuania	Technology and Innovation Centre (TIC)	JSC Ernst & Young Baltic	2012	Litauen
Cost-benefit analysis of additional smart meter functionality – Home area networks and in-home devices	Electricity Commission	New Zealand Institute of Economic Research	2009	Neuseeland
Smart meters in the Netherlands; Revised financial analysis and policy advice	Dutch Ministry of Economic Affairs	KEMA	2010	Niederlande
Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering	Österreichische Regulierungsbehörde E-Control GmbH (ECG)	Pricewaterhouse Coopers (PwC) Österreich	2010	Österreich
Assessment of Smart Metering Models: The Case of Hungary	Hungarian Energy Office	Force Motrice/A.T. Kearney	2010	Ungarn
The Costs and Benefits of Smart Meters for Residential Customers	The Edison Foundation	The Brattle Group/ Institute for Electric Efficiency/ To The Point	2011	USA

### Anh. 2: Beispiele für Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Meter

Quelle: Eigene Darstellung

<b>Transmission Technology Category</b>	<b>Development and Deployment Avg. Cost/Unit (\$million)</b>	<b>Number of Units</b>	<b>Cost (\$billion)</b>
Automation of transmission/substation systems	1	10,000	\$10
Sensors/monitors & communication systems	0.01	400,000	\$4
Reliability centered/predictive maintenance	1	20,000	\$20
Self diagnostic transformers & other substation equipment	0.1	50,000	\$5
High current/superconducting wires & cables	150	200	\$30
Higher voltage lines/substations	100	100	\$10
Power electronics controllers, current limiters, & circuit breakers	50	200	\$10
Energy storage shock absorbers	20	300	\$6
Emergency operation controllers, relays, and tools	0.1	20,000	\$2
Emergency restoration equipment/tools	1	10,000	\$10
Faster than real-time simulation tools	1	1,000	\$1
Probabilistic vulnerability assessment	1	1,000	\$1
Dynamic thermal circuit rating	0.5	1,000	\$1
Power delivery system planning tools	1	500	\$1
<b>Total Cost (\$billion)</b>			<b>\$110</b>

### **Anh. 3: Smart Grid-Technologiekomponenten des Übertragungsnetzes**

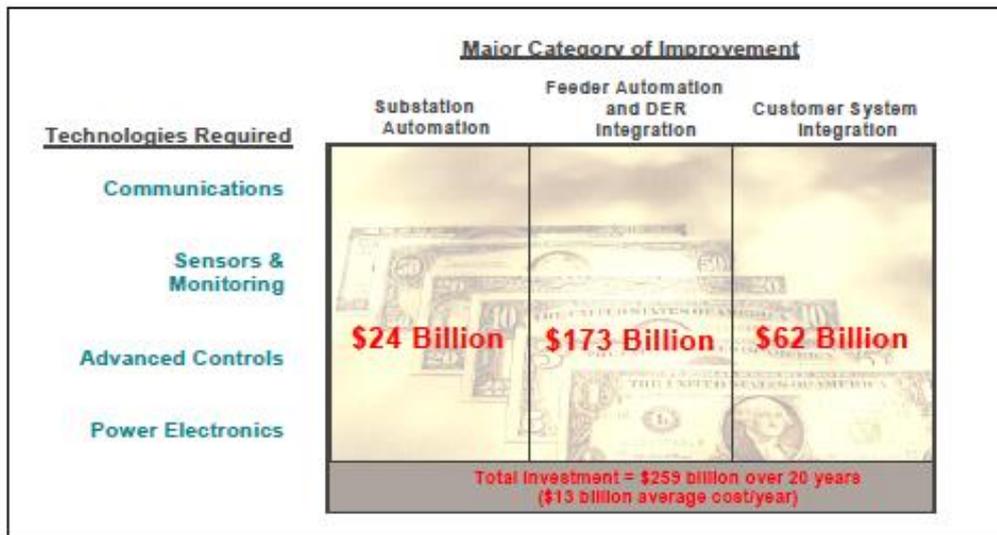
Quelle: EPRI (2004), S. 3-6.

Technology	Total Units	Units	% Sat	Cost/ Unit Low \$	Cost/ Unit High \$	Total Cost Low-High SM
Dynamic-Thermal Circuit Rating	11,340	Number of substations with one DTCR unit/7.5 miles of line	100	10,000	20,000	113.4-226.8
Substation & Transmission Line Sensors	58,027	Number of existing substations	50	50,000	100,000	1,451-2,901
Transmission Short-Circuit Current Limiters	58,017	Number of substations	2	500,000	500,000	580.3-580.3
Storage for Bulk Transmission Wholesale Services w/o Regulation	5,800,000	kW	100	810	1045	4,698-6,061
Storage for Bulk Transmission Wholesale Services with Regulation	2,800,000	kW	100	810	1045	2,268-2,926
FACTS Devices	330	Numbers of	100	Various	Various	4,175-4,925
Communications: Core Infrastructure for Smart Substations	58,027	Number of substations	80	50,000	75,000	2,321-3,481
Communications to Substations	58,027	Number of substations	80	\$1,200/mo	\$1,200/mo	668.5-668.5
Phasor Measurement Units (PMU)	1,250	Numbers of	100	125,000	125,000	156-156
Intelligent Electronics Devices (IED) – Relays & Sensors	58,027	Number of substations	80	110,000	150,000	5,106-6,963
Cyber Security – Enterprise-Wide	1,454	Number of utilities	100	100,000*	2,200,000*	3,729.23-729.2**
Enterprise Back Office System – GIS, Outage management, Distribution Management	1,454	Number of utilities	100	1,000,000*	20,000,000*	32,258-32,258
ISO Smart Grid	10	Regional markets	100	12,000,000/yr	12,000,000/yr	2,400-2,400
Incremental Ongoing System Maintenance***	58,027	Numbers of substations	50	50,000/yr	50,000/yr	15,232-15,232
<b>Total</b>						<b>75,157-82,509</b>

SCCL will begin in 2020 and reach a 2% penetration rising to 7% by 2030.  
\*Varies by size.  
\*\*Includes annual cost.  
\*\*\*Additional ongoing maintenance costs are included in individual cost components.

#### Anh. 4: Smart Grid-Technologiekomponenten Übertragungsnetz und Umspannwerke

Quelle: EPRI (2011a), S.5-36f.



**Anh. 5: Smart Grid-Technologiekomponenten Verteilnetz, 2004**

Quelle: EPRI (2004), S. 3-17.

Technology Group	Total Cost \$M	
	Low	High
Distribution Automation	124,134	177,008
Intelligent Universal Transformers	25,000	25,625
Advanced Metering Infrastructure	15,513	41,915
LEN Controllers	2,321	4,642
<b>Total</b>	<b>166,968</b>	<b>249,190</b>

**Anh. 6: Smart Grid-Technologiekomponenten Verteilnetz, 2011**

Quelle: EPRI (2011a), S. 6-17.

Element	Previously Included	Added Benefits
Demand Response	None	Reduced need for generation capacity. Reduced demand for electricity.
Facilitating Renewables	None	Reduced environmental impact of electricity generation.
Plug-In Electric Vehicles or Plug-In Hybrid Electric Vehicles (PEVs)	None	Reduced environment impact from displaced fossil fuels. Grid support (increased system flexibility/ancillary services).
Energy Efficiency	Cost reduction. Reduced need for T&D. Reduced environmental impact.	Reduced need for generation capacity.
Enhanced Energy Efficiency* (additional energy efficiency)	None	Reduced costs. Reduced environmental impact.
AMI	None	AMI-related cost reductions.
Distributed Generation	None	Reduced need for central generating capacity.
Storage	None	Capacity. Reliability and power quality. O&M. Congestion management.

\*Enhanced Energy Efficiency includes:

- Continuous Commissioning of Large Commercial Buildings
- Direct Feedback on Energy Usage
- Energy Savings Corresponding to Peak Load Management
- Energy Savings Corresponding to Enhanced M&V Capability

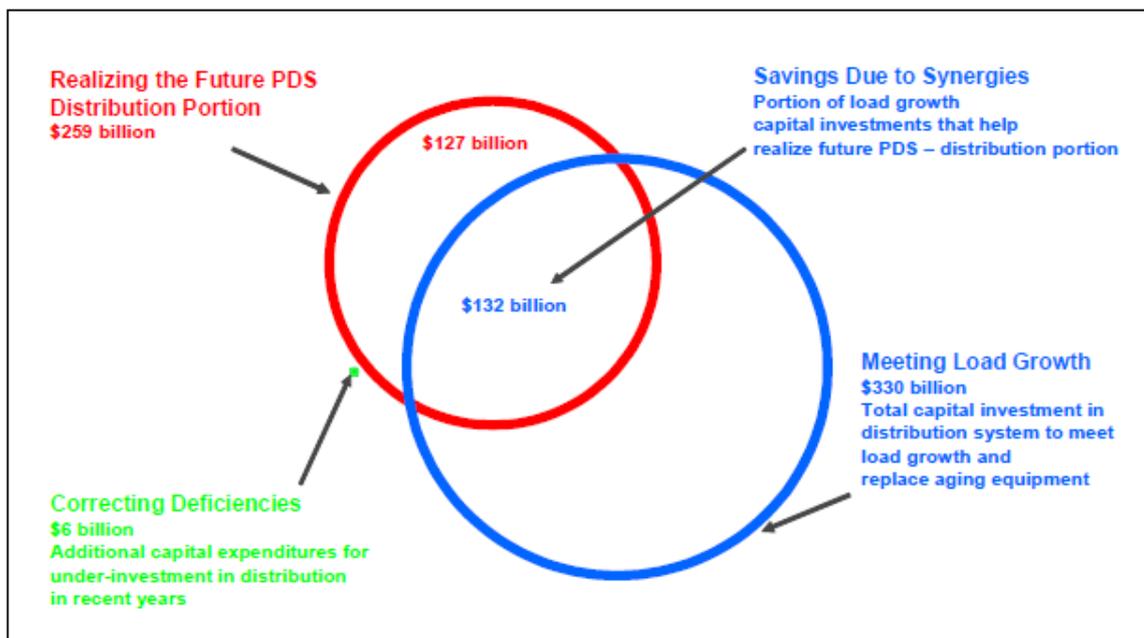
## Anh. 7: Erweiterung der Funktionsfähigkeit des Smart Grid

Quelle: EPRI (2011a), S. 2-16.

Attributes	Benefits
Demand Response	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduced need for generation capacity</li> <li>• Reduced demand for electricity</li> </ul>
Facilitating Renewables	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduced environmental impact of electricity generation</li> </ul>
PEVs	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduced environmental impact from displaced fossil fuels</li> <li>• Increased system flexibility/ancillary services</li> </ul>
Work Force	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Improved utilization of work force</li> </ul>
Energy Efficiency	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generation Capacity deferrals</li> </ul>
Enhanced Energy Efficiency (additional energy efficiency)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduced Environmental Impacts</li> </ul>
AMI	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AMI-related cost reductions</li> </ul>
Distributed Generation	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Facilitating distributed generation</li> </ul>
Value-Added Electricity Services	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comfort and convenience</li> </ul>
Synergistic Effects Between Elements	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compounding between multiple attributes</li> </ul>
Storage (various benefits)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacity</li> <li>• O&amp;M</li> <li>• Congestion</li> </ul>
Safety	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Personal safety</li> </ul>
Transmission O&M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ancillary services</li> </ul>

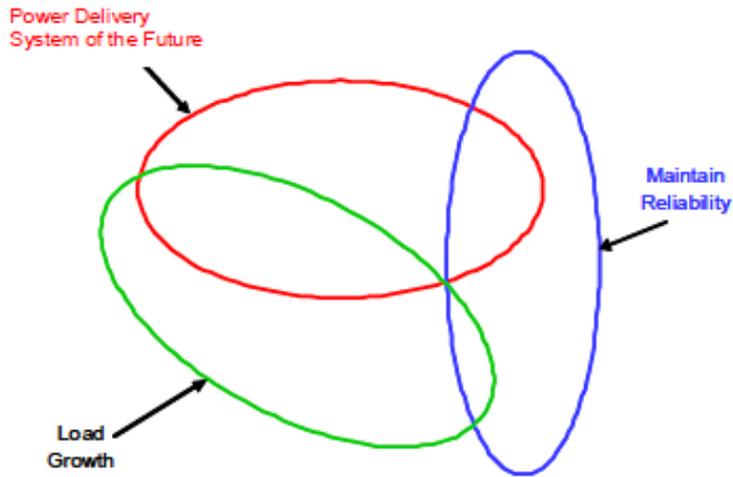
### Anh. 8: Nicht in die Studie von 2004 eingeschlossene Attribute und Nutzen

Quelle: EPRI (2011a), S. 4-6.



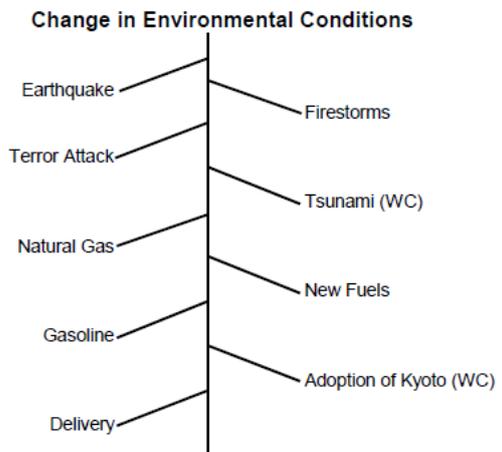
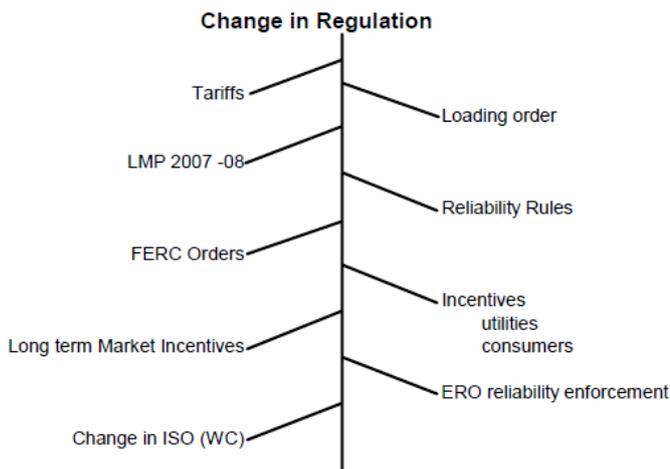
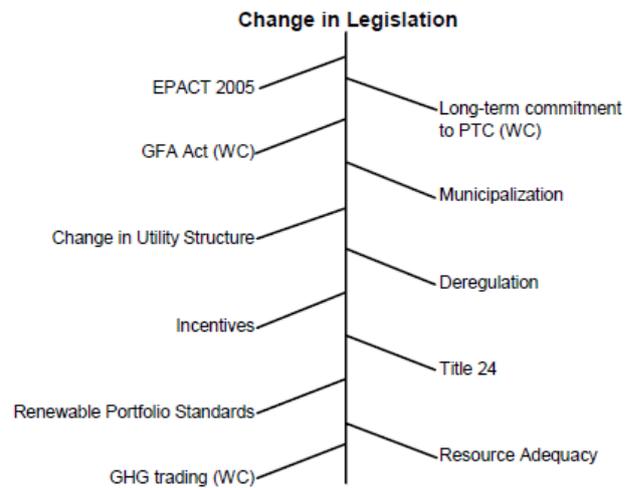
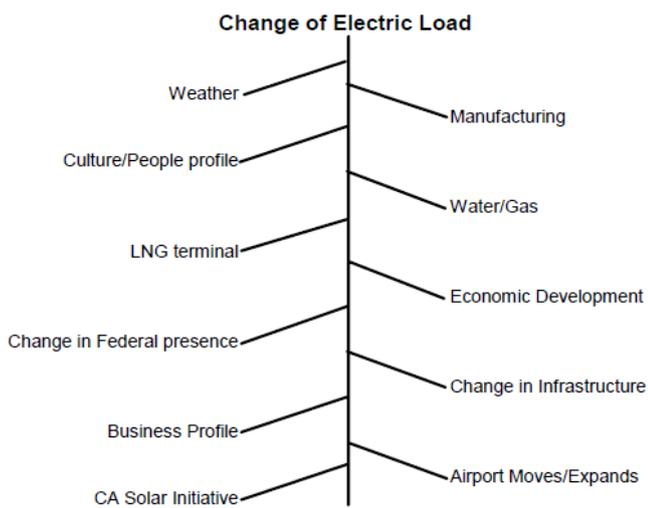
### Anh. 9: Einsparungen durch Synergieeffekte, 2004

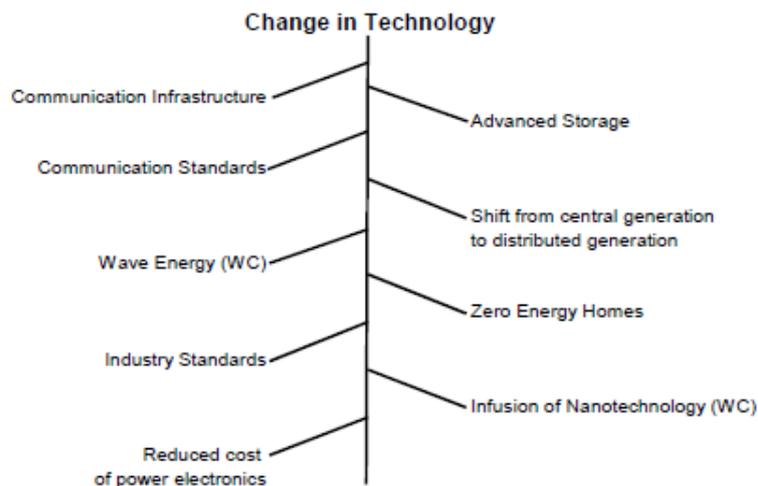
Quelle: EPRI (2004), S. 3-18.



**Anh. 10: Einsparungen durch Synergieeffekte, 2011**

Quelle: EPRI (2011a), S. 3-9.





### Anh. 11: Treiber der einzelnen externen Einflusskategorien

Quelle: EPIC (2006), S. 130-134.

- GATECH IPIC Dynflo distributed series impedance sensors
- I-Grid Monitoring System (by Softswitching Technologies)
- Fiberoptic PT and CT meters
- Wireless, intelligent system sensors for condition information
- Consumer Portal
- Internet2 (IPv4 IPv6)
- Ethernet over Fiber
- BPL
- 4G WiMAX Fixed - Private Wireless
- 3G Wireless Voice & Data - 1xEVDO / UTMS
- Zigbee / WiMedia / WiFi - Wireless
- Semi-autonomous Agents
- Advanced Pattern Recognition
- Advanced Visualization Methods (POM, ROSE, FFS, OPM, etc)
- AI-based Weather and Load Forecasting Methods (Numerical Weather Prediction)
- Geospatial Information Systems
- DER-based Microgrids
- Various High-Efficiency & Renewable DG
- Advanced Energy Storage Systems
- Electric Loads as a Reliability Resource
- Advanced Grid Control Devices
- ACSS/TW, ACCR, and ACCC
- Agent and Multi-Agent Systems
- Substation Automation
- Distribution (Feeder) Automation
- Web Services and Grid Computing

### Anh. 12: 26 Verbesserungsinitiativen

Quelle: EPIC (2006), S. 168.

Improvement Name	Business Case Selection
1 GATECH IPIC Dynflo distributed series impedance sensors	Selected; Provides the ability to sense and respond to voltage support issues; improves reliability.
2 I-Grid Monitoring System (by Softswitching Technologies)	Selected; Provides the ability to sense multiple parameters on the distribution network and support general distributed intelligence.
3 Fiberoptic PT and CT meters	Not selected; Good system cost savings, but smaller incremental benefits than other improvement initiatives.
4 Wireless, intelligent system sensors for condition information	Not selected; Shares the same benefits picture as I-Grid Monitoring System and not as mature.
5 Consumer Portal	Selected; Necessary companion technology to AMI to fully take advantage of the benefits of shared information across the consumer / utility interface.
6 Internet2 (IPv4 IPv6)	Not selected; A single Backhaul solution is necessary and Ethernet over Fiber is ready today. Internet2 needs a few years to mature.
7 Ethernet over Fiber	Selected; Preferred and most cost effective Backhaul solution available today.
8 BPL	Not selected; A single Midhaul solution is needed and the BPL maturity cycle is still in question because the investment forces are utilities.
9 4G WiMAX Fixed - Private Wireless	Selected; Telecommunications industry investment in WiMAX is rich with drivers other than utility communications. Thus, the maturity cycle will be quick, and the investment burden not carried by utilities, making this the preferred Midhaul solution.
10 3G Wireless Voice & Data - 1xEVDO / UTMS	Not selected; However, this is the backup strategy for the Last Mile solution. Its use would be in areas where, for other reasons, 3G Wireless is more available or cost effective than the Zigbee/WiFi solution.
11 Zigbee / WiMedia / WiFi - Wireless	Selected; The primary Last Mile solution because of its flexibility, low cost, and drivers (other than utilities) to expand the communications base.
12 Semi-autonomous Agents	Selected; While the maturity cycle in a couple years away, there are huge reliability, economics, and grid flexibility afforded by agents operating in communities on the grid. This solution is low cost.
13 Advanced Pattern Recognition	Not Selected; While the cost is low and benefits high, this technology requires most of the technologies being selected in advance to become valuable. Suggest revisiting once agents and advanced visualization methods are in place.
14 Advanced Visualization Methods (POM, ROSE, FFS, OPM, etc)	Selected; Low cost, high benefits in reliable operations, and immediately available.
15 AI-based Weather and Load Forecasting Methods (Numerical Weather Prediction)	Not selected; The CAISO is working to improve forecasting methods for the state, including the potential for micro-forecasting. It is likely that San Diego can benefit from this work later.

		Not selected;
16	Geospatial Information Systems	SDG&E has a decision process for upgrading already in place that will drive this improvement.
		Selected:
17	DER-based Microgrids	As the region's growth continues East, the peak to average MW capacity profile will continue to increase. This will increase reliability issues, making DER-based Microgrids a necessary part of the grid design process where cost-effective reliability is the priority. Thus, while the costs are high, so are the benefits.
		Not selected;
18	Various High-Efficiency & Renewable DG	While the cost is high, so are the benefits. Yet, the industry drivers for this solution will have to be vendors, so the maturity cycle is later than most of the selected solutions.
		Selected;
19	Advanced Energy Storage Systems	Based on San Diego's load profile, moving the peak is very important to the region over the next 20 years. While costly, today, energy storage is the most stable method to achieve this needed improvement.
		Not selected;
20	Electric Loads as a Reliability Resource	While the smart loads solution looks to be promising, its maturity cycle is longer than most of the selected solutions, and the industry drivers for this are not completely aligned so far.
		Selected;
21	Advanced Grid Control Devices	Along with adequate communications, this technology deployment is a foundational element to the Smart Grid.
		Not selected;
22	ACSS/TW, ACCR, and ACCC	SDG&E has a decision process for upgrading already in place that will drive this improvement.
		Selected;
23	Agent and Multi-Agent Systems	While the maturity cycle in a couple years away, there are huge reliability, economics, and grid flexibility afforded by agents operating in communities on the grid and within consumer groups. This solution is low cost.
		Not selected;
24	Substation Automation	SDG&E has a decision process for upgrading already in place that will drive this improvement.
		Selected;
25	Distribution (Feeder) Automation	Along with adequate communications, this technology deployment is a foundational element to the Smart Grid.
		Not selected;
26	Web Services and Grid Computing	SDG&E has a decision process for upgrading already in place that will drive this improvement as part of a long-term overall corporate computing strategy.

### Anh. 13: Gründe für die Auswahl bzw. nicht Auswahl der Verbesserungsinitiativen

Quelle: EPIC (2006), S. 50ff.

Benefit Type	Societal \$\$	System \$\$
Reduction in congestion cost		\$13.1M
Reduced blackout probability	\$1.5M	
Reduction in forced outages/interruptions	\$38.6M	
Reduction in restoration time and reduced operations and management due to predictive analytics and self healing attribute of the grid		\$11.3M
Reduction in peak demand		\$25.6M
Other benefits due to self diagnosing and self healing attribute of the grid		\$0.2M
Increased integration of distributed generation resources and higher capacity utilization		\$14.7M
Increased security and tolerance to attacks/natural disasters		\$1.2M
Power quality, reliability, and system availability and capacity improvement due to improved power flow	\$1.3M	
Regional job creation and increased GDP	\$28.3M	
Increased capital investment efficiency due to tighter design limits and optimized use of grid assets		\$0.2M
Tax benefits from asset depreciation, tax credits, and other		\$3.1M
Environmental benefits gained by increased asset utilization		\$2.4M
<b>Subtotals</b>	<b>\$69.7M</b>	<b>\$71.8M</b>
<b>Total</b>	<b>\$141.5M</b>	

#### Anh. 14: Zusammenfassung der jährlichen Nutzeneffekte je Nutzenkategorie

Quelle: EPIC (2006), S. 56.

	Improvement Name	Capital Cost (\$000)	Annual O&M Cost (\$000)
1	GATECH IPIC Dynflo distributed series impedance sensors	\$20,070	\$602
2	I-Grid Monitoring System (by Softswitching Technologies)	\$10,136	\$1,824
5	Consumer Portal	\$9,899	\$1,782
7	Ethernet over Fiber	\$1,228	\$98
9	4G WIMAX Fixed - Private Wireless	\$8,200	\$656
11	Zigbee / WiMedia / WiFi - Wireless	\$26,000	\$2,080
12	Semi-autonomous Agents	\$10,000	\$632
14	Advanced Visualization Methods (POM, ROSE, FFS, OPM, etc)	\$2,820	\$102
17	DER-based Microgrids	\$101,700	\$3,051
19	Advanced Energy Storage Systems	\$150,500	\$4,515
21	Advanced Grid Control Devices	\$30,399	\$912
23	Agent and Multi-Agent Systems	\$20,083	\$3,615
25	Distribution (Feeder) Automation	\$98,996	\$3,960
	<b>Totals</b>	<b>\$490,032</b>	<b>\$23,829</b>

#### Anh. 15: Kosten der 13 Verbesserungsinitiativen

Quelle: EPIC (2006), S. 58.

<i>Scenario</i>	<i>Description</i>
Base Case	AMI, SA/DA, Smart Charging, Grid Storage, Dynamic Pricing all as described earlier.
Dynamic Pricing for all customers (see section on "Exploring Dynamic Pricing" for amplified discussion.	Residential customer exposed to mandatory DP as AMI is built out; C&I customers hedged as in base case.
No Dynamic Pricing	Consumers in all classes not currently under hourly pricing are NOT exposed to hourly pricing.
No Smart Charging Enabled	Consumers (individual and fleet) do NOT have Smart Charging as EV and AMI penetrate.
No Substation Automation or Distribution Automation	No additional investments in SA/DA smart grid technologies.
Remove AMI from Rural, Suburban and Urban regions	Impacts of not deploying AMI (and dependent functionality such as Dynamic Pricing) by region.
Changes to Grid Storage (2 cases)	Remove grid-connected storage; increase maximum storage to 1000 MW.
Change Electric Vehicle penetration (2 cases)	Assume half and double the base case penetrations.
Variable Pricing	Consumers opt-in to time-based pricing based on incentives offered and payback. Various scenarios adjust the timing and levels of participation.
Smart Asset Replacement	Smart Grid automation is installed whenever an asset is maintained or replaced.

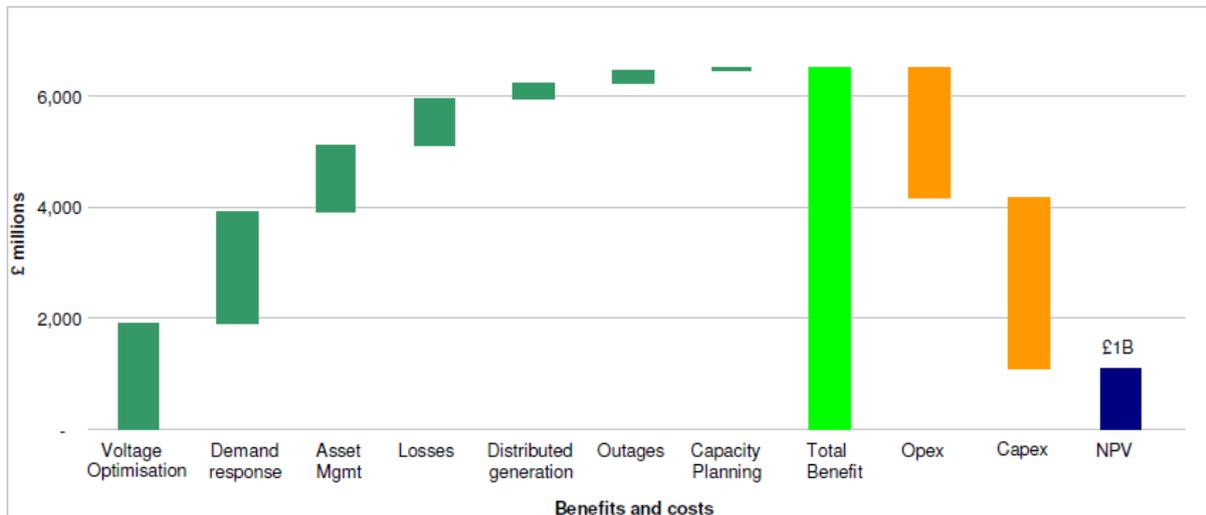
#### Anh. 16: Untersuchung weiterer Smart Grid-Szenarien im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse (neben dem Base Case-Szenario)

Quelle: NYS Smart Grid Consortium, (2010b), S. 38.

Total Costs (2008 \$)	7,227,803
Total Hard Benefits (inflated \$)	19,179,576
Benefit/Cost Ratio	3
consumer NPV	5,543,051
Hard Cash Flow	9,745,046
CB NPV	3,691,105
Direct Customer Energy Bill Savings	9,408,252
SG Benefits Rate Impact	2,567,777
Customer Bill Savings Total	11,976,029
Customer Reliability Benefits	2,293,196
Increased DER Benefits	2,703,624
Total Cash Customer Benefits	16,972,850
SG Costs Rate Impact	8,443,668
Net Cash Customer Benefit \$000	9,396,518
Worst consumer cash flow in any year	-39,205

#### Anh. 17: Übersicht der quantitativen Kosten-Nutzen-Ergebnisse

Quelle: NYS Smart Grid Consortium, (2010b), S. 16.



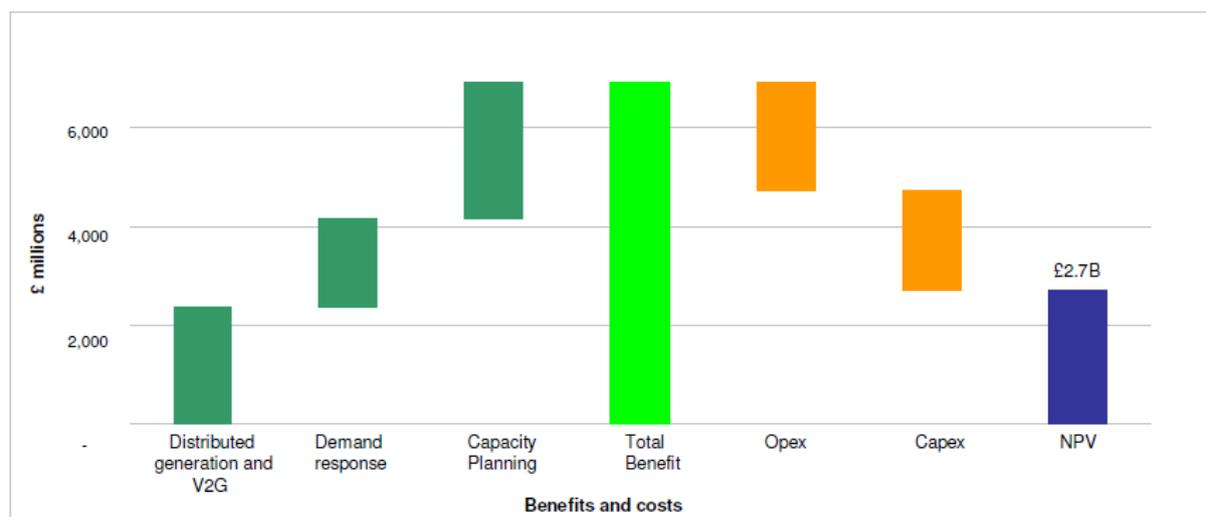
**Anh. 18: Nutzen und Kosten des Basisszenarios in der Phase 1**

Quelle: ENSG (2009), S. 20.



**Anh. 19: Nutzen und Kosten des Minimalszenarios in der Phase 1**

Quelle: ENSG (2009), S. 21.



**Anh. 20: Nutzen und Kosten in der Phase 2**

Quelle: ENSG (2009), S. 22.

Scenarios	Business as usual (BAU)	Renewables & Gas (R&G)	Coal-CCS & Nuclear (C&KN)
CO <sub>2</sub> emissions of E sector	High	Zero	Zero
Power demand (excl. ET, HP)	High	Low	Medium
- electric transport (ET)	Zero	High	High
- electric heat pumps (HP)	Low	Medium	High
Distributed capacity	Low	High	Low
Central capacity			
- gas-fired	■	■	■
- coal-fired	■	■	■
- renewable (biomass)	■	■	■
- renewable (offshore wind)	■	■	■
Flexibility	■	■	■
Central storage capacity	■	■	■
Hydrogen production for transport	■	■	■

■ = yes  
 ■ = (very) limited  
 ■ = no

### Anh. 21: Annahmen der untersuchten Szenarien

Quelle: CE Delft (2012b), S. 2.

Benefits	BAU 2050	C&N 2050	R&G 2050
1. Avoided grid investments	€ 2,5	€ 5,8	€ 4,1
2. Avoided grid losses	€ 0,3	€ 0,5	€ 0,9
3. Avoided investments in central generating capacity	€ 1,2	€ 5,1	€ 1,0
4. Avoided investments in large-scale storage	€ 0,0	€ 0,0	€ 0,1
5. More efficient use of central generating capacity	€ 1,3	€ 1,4	€ 1,6
6. Additional energy savings	€ 0,7	€ 0,7	€ 1,5
7. Reduced imbalance	€ 0,4	€ 0,5	€ 3,2
8. External effects	€ 0,6	€ 0,1	€ 0,1
9. Welfare gains due to new services	(pending)	(pending)	(pending)
<b>Total Benefit</b>	<b>€ 7,1</b>	<b>€ 14,1</b>	<b>€ 12,5</b>

### Anh. 22: Nutzen der angenommenen Szenarien (in Mrd. EUR)

Quelle: CE Delft (2012a), S. 71.

## **Ehrenwörtliche Erklärung**

Hiermit versichere ich, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst habe und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Außerdem versichere ich, dass ich die allgemeinen Prinzipien wissenschaftlicher Arbeit und Veröffentlichung, wie sie in den Leitlinien guter wissenschaftlicher Praxis der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg festgelegt sind, befolgt habe.

---

Ort, Datum

---

Claudia Mahlstedt