

Annex I:



Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

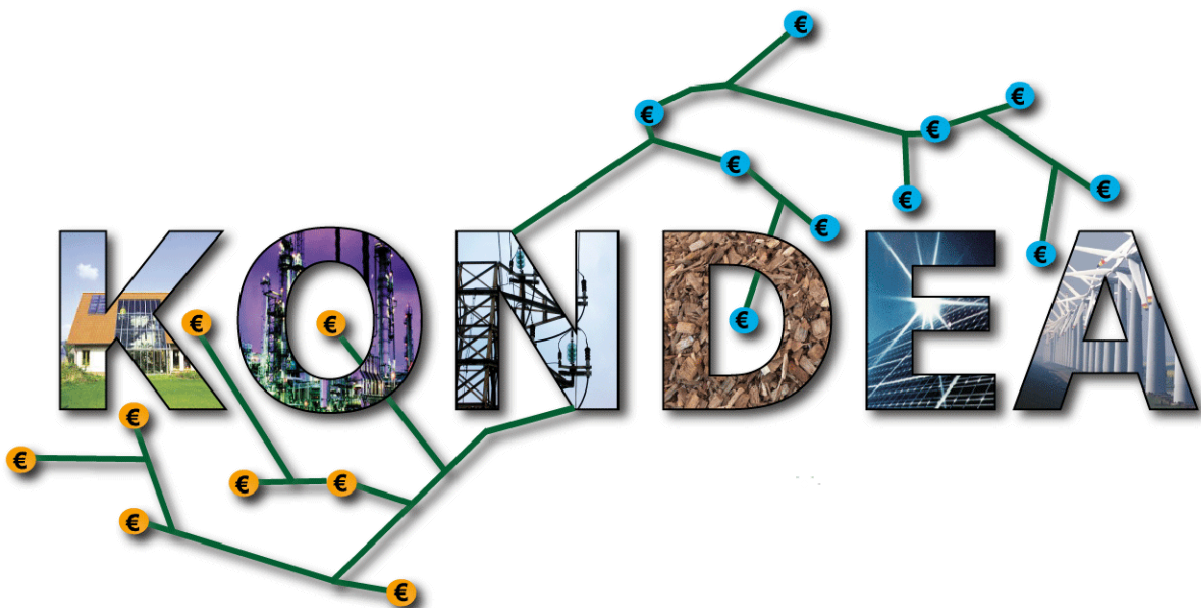


ENERGIE DER ZUKUNFT

Publizierbarer Endbericht

KONDEA

Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven
Netzintegration dezentraler Verbraucher- und Erzeugeranlagen



Konzeption innovativer Geschäftsmodelle zur aktiven Netzintegration dezentraler Verbraucher- und Erzeugeranlagen

Synopsis:

Konzeption ökonomisch und technisch sinnvoller Geschäftsmodelle für Netzbetreiber, Erzeuger sowie Endverbraucher, die potenzielle Chancen haben, langfristig bis 2050 (aufbauend auf die Stützjahre 2015 und 2020) im aktiven Verteilnetzbetrieb in Österreich zum Einsatz zu kommen; Aufzeigen der Möglichkeiten gesellschaftlich optimaler Netzintegration dezentraler Erzeuger- und Verbraucheranlagen und der effizienten Bereitstellung verbrauchernaher Energiedienstleistungen.

Projektleiter:

Dr. Wolfgang Prügler

Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft – Energy Economics Group, TU-Wien

Projektmitarbeiter:

Dr. Hans Auer

Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft – Energy Economics Group, TU-Wien

Dipl.-Ing. Carlo Obersteiner

Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft – Energy Economics Group, TU-Wien

Dipl.-Ing. Rusbeh Rezania

Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft – Energy Economics Group, TU-Wien

Konsortialpartner:

Dipl.-Ing. Helfried Brunner

Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal GmbH, Austrian Institute of Technology

Dipl.-Ing. Benoit Bletterie

Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal GmbH, Austrian Institute of Technology

Roland Weyss

oekostrom Produktions GmbH

Dipl.-Ing. Josef Bärnthaler

Energieagentur Obersteiermark

Kurzfassung

Die fortwährende Entwicklung des Elektrizitätssystems bewirkt derzeit unter anderem die Transformation zentral organisierter Versorgungsstrukturen hin zu dezentralen Systemen. Als Folge kommt es vor allem in Verteilernetzen durch die Netzintegration weiterer dezentraler und erneuerbarer Stromerzeuger zu Herausforderungen im Systembetrieb (z.B. durch entstehende Spannungs- oder Kapazitätsprobleme). In diesem Zusammenhang zeigen Ergebnisse aktueller Forschungsprojekte, dass neben konventionellen Netzintegrations- sowie Systembetriebsstrategien auch Alternativen unter Anwendung neuer Kommunikationstechnologien existieren. Diese Alternativen – meist unter dem Begriff „Smart Grids“ subsumiert – ermöglichen einen aktiveren Verteilernetzbetrieb unter Einbindung von Erzeuger- (z.B. durch Blind- und Wirkleistungsmanagement) sowie Verbrauchereinheiten (z.B. durch Lastverschiebungen). Diese Lösungen gehen mit der Definition alternativer Geschäftsmodelle einher, die z.B. Zahlungsflüsse oder vorgesehene Interaktionen im Smart Grid Systembetrieb regeln, wobei die jeweiligen Zielfunktionen der Akteure abgebildet werden.

Das übergeordnete Ziel des Projekts ist daher, die ökonomischen Auswirkungen unterschiedlicher akteurspezifischer Smart Grid Geschäftsmodelle für Erzeuger, Verbraucher, Energievertriebe sowie für Verteilernetzbetreiber zu bewerten. Dazu werden vier österreichische Fallstudien eingehend analysiert, um für jeden Akteur typische Zahlungs- / Einkommensbilanzen ableiten zu können. In diesem Zusammenhang prüfen zwei neu entwickelte Pareto Kriterien die Möglichkeit der diskriminierungsfreien Gestaltung der jeweiligen Geschäftsmodelloptionen. Darüber hinaus leitet das Projekt basierend auf den Fallstudienenergebnissen mögliche zukünftige Szenarien der Entwicklung der Kosten- / Nutzenrelationen einzelner Geschäftsmodelle in Österreich und ausgewählten europäischen Ländern ab. Ergänzend dazu werden auch mögliche Netz- sowie Smart Grid-Kostentwicklungen errechnet und eingehend diskutiert, sowie mögliche Bandbreiten der Kostenauswirkungen von Smart Grids Anwendungen (z.B. Smart Metering) abgeleitet.

Ausgewählte Berechnungsergebnisse (bottom-up sowie top-down Analysen) zeigen, dass für Verbraucher (bezogen auf die in Österreich installierten Messpunkte (mp)) ein Nutzen von bis zu 176 €/mp*a (in 2050) entstehen kann, wenn ein Smart Grid und Effizienzscenario unterstellt wird und Verbraucher eigene Stromerzeugungseinheiten installieren. Andererseits können auch Zusatzkosten von bis zu 156 €/mp*a für Stromerzeuger resultieren, wenn energieabhängige Systemnutzungstarife für Erzeuger angewendet werden. Übergeordnet zeigen daher die Szenarien und Berechnungsergebnisse, dass unterschiedliche Geschäftsmodelle eine Vielzahl an Nutzen- und Kostenkombinationen bewirken können. Auf der Nutzenseite können dabei vor allem die untersuchten alternativen Netzintegrationskonzepte (z.B. eine koordinierte Spannungsregelung) einen signifikanten Beitrag zur Reduktion zukünftiger Verteilernetzkosten leisten.

Im Allgemeinen zeigen manche der untersuchten Geschäftsmodelle hohe Vorteile für ausgewählte Akteursegmente, wohingegen andere Akteure dadurch zusätzliche Kosten erfahren können. Die mögliche Gestaltung zukünftiger Energieversorgungssysteme sowie die korrespondierenden Geschäftsmodelle sind daher eingehend auf deren übergeordnete Auswirkung für alle Akteure zu prüfen. Darüber hinaus werden detaillierte technologie- und anwendungsspezifische Kosten- / Nutzenanalysen auf disaggregierter Akteurebene (inkl. Gewinn- und Verlustrechnung) empfohlen.

Abstract

Recent developments in electricity supply initiated a process of transforming centrally organised electricity supply environments to more and more distributed ones. As a result, distribution grids increasingly have to face system related challenges (e.g. voltage and capacity related problems) to further integrate distributed, renewable and volatile generation capacities into existing grid infrastructures. However, research for innovations in grid integration and operation approaches show that there exist alternatives to conventional methods by implementing active network management concepts based on new communication technologies. These alternatives - mostly called as "Smart Grid solutions" - enable a more active distribution grid design - among others - due to participation of small scale generation (by controlling reactive and active power settings) units and demand (e.g. by shifting demand to base load periods). Thus, such solutions necessarily have to result in alternative business strategies or models in order to pay off for instance extra costs incurred due to active power curtailments of generation units. In general, such business models incorporate the interactions, strategies and value exchanges of different actor segments in a distributed electricity supply system.

Above all, the main goal of this project is to show the economic impacts of several alternative Smart Grid related business models from selected actors' perspective characterised by generation, demand, electricity suppliers as well as Distribution System Operators (DSOs). Therefore, four Austrian distribution grid case study areas are comprehensively analysed in order to derive corresponding income and payment balance changes of each actor. In order to prove possible discrimination issues, two newly developed Pareto criteria are considered. Furthermore, the project provides a bottom-up analysis of case study related results towards possible future scenarios of business model related costs and benefits in Austria. This is performed by discussing future capacity developments for distributed generation based on renewable energy sources (DG/RES). Even more, future cost development bandwidths for different DG/RES distribution grid integration strategies as well as upper cost limits for Smart Grid solutions (e.g. Demand Side Management or Smart Metering solutions) are derived and discussed in detail.

Selected calculation results (bottom-up as well as top-down analysis) show that benefits for demand referred to overall installed metering points (mp) in Austria could develop up to 176 €/mp*yr in 2050 (within the Smart Grid and Efficiency DG/RES development scenario), if demand intends to install own generation units. On the contrary, generation could face extra cost of up to 156 €/mp*yr in 2050 (within the Smart Grid and Efficiency DG/RES development scenario), if use of system charges for feeding electricity into the grids are applied. Hence, each business model and DG/RES development scenario derives manifold cost / benefit combinations. Besides that, new grid integration approaches (e.g. coordinated voltage control) show the possibility to reduce future distribution grid cost significantly.

In general, some of the proposed business models and cost allocation strategies show high benefit potentials for selected actor segments. On the contrary, as other actors face the risk of extra costs due to such business models the possible pathways towards a changed electricity supply system need to be well considered. Moreover, detailed technology and business case specific cost / benefit analyses on disaggregated actor level (including profit and loss account calculations) are recommended.

Inhalt

1	Einleitung.....	6
1.1	Ausgangssituation / Motivation des Projektes:.....	6
1.2	Aufgabenstellung und Schwerpunkte des Projekts.....	6
1.3	Einordnung in das Programm.....	7
1.4	Verwendete Methoden und Aufbau der Projektarbeit.....	7
2	Inhaltliche Darstellung.....	9
2.1	Zielsetzungen und Projektüberblick.....	9
2.2	Methodische Umsetzung.....	13
	Definition der Akteure und deren Interaktionen.....	13
	Diskriminierungsfreie Gestaltung der Geschäftsmodellierung - Das Pareto Optimum.....	15
	Die Zielfunktionen der jeweiligen Akteure.....	18
	Definition eines Referenz-Geschäftsmodells.....	22
	Kriterien zur Bewertung der Auswirkung alternativer Geschäftsmodelle.....	28
	Die Ableitung von Entwicklungsszenarien für alternative Geschäftsmodelle.....	32
3	Anwendungsbeispiele.....	33
3.1	Mittelspannungsnetzabschnitte.....	33
3.2	Niederspannungsnetzabschnitt.....	35
4	Geschäftsmodelle für primäre Akteure.....	37
4.1	Anlagenbetreiber.....	37
4.2	Verbraucher.....	39
4.3	Verteilernetzbetreiber.....	41
4.4	Energievertriebe.....	44
5	Ergebnisse der Geschäftsmodellierung.....	46
5.1	Das Referenzgeschäftsmodell.....	46
5.2	Ausgewählte Ergebnisse für Erzeuger.....	48
5.3	Vergleich der Kosten-/Nutzenrelationen aller Geschäftsmodelle.....	50
5.4	Vergleich der Pareto Längen je Geschäftsmodell und Fallstudie.....	51
5.5	Vergleich der Pareto Durchmesser je Geschäftsmodell und Akteur.....	52
5.6	Szenarien zur möglichen Entwicklung der Auswirkungen.....	53
6	Herausforderungen und Schlussfolgerungen.....	55
6.1	Herausforderungen für eine etwaige Umsetzung der Geschäftsmodelle.....	55
6.2	Schlussfolgerungen.....	57
	Literaturverzeichnis.....	58
	Anhang.....	63

1 Einleitung

1.1 Ausgangssituation / Motivation des Projektes:

Der bereits stattfindende Strukturwandel des österreichischen Energiesystems in Richtung verstärkter Dezentralität erhöht vor allem die Anforderungen an den Verteilernetzbetrieb signifikant. Notwendige Effizienzsteigerungen können unter anderem auch durch die netzorientierte Systemintegration von Erzeugern und Verbrauchern erreicht werden. Dieses Optimierungskalkül erfordert jedoch die Neukonzeption von geeigneten Geschäftsmodellen, welche die Regeln (z.B. Verträge, Zahlungen) eines aktiven Netzbetriebes für alle Teilnehmer (z.B. Netzbetreiber, Energievertriebe Erzeuger oder Verbraucher) festlegen. Im Sinne einer strategischen Positionierung in Richtung dezentraler Erzeugung stellt sich daher die Frage, welche Lösungen im Netz-, Anlagen- und Verbraucherbetrieb langfristig technisch sinnvoll sind und Chancen haben, in Demonstrationsgebieten erprobt zu werden. Dahingehend gilt es vor allem zu klären, welche Auswirkungen neue Geschäftsmodelle auf die jeweils beteiligten Akteure der Elektrizitätsversorgung aufweisen.

1.2 Aufgabenstellung und Schwerpunkte des Projekts

Die zentralen Fragestellungen des gegenständlichen Projekts lauten:

- Welche technischen Netzbetriebslösungen haben zukünftig das Potenzial, eine enge Kooperation zwischen Verteilernetzbetreibern, Erzeugern und Verbrauchern zu ermöglichen?
- Wie können innovative Geschäftsmodelle gestaltet werden, und welche Auswirkungen für die einzelnen Akteure sind zu erwarten?

Das Projekt erarbeitet auf Basis der Ergebnisse einzelner Geschäftsmodellworkshops Lösungspfade, in denen dynamisch dargestellt wird, welche Geschäftsmodelle für welche Netzbetriebslösungen geeignet sind. Szenarien zu ökonomischen Auswirkungen für jeden Akteur werden dabei bis 2050 in Österreich betrachtet.. Zudem wird in der dynamischen Analyse auch eine sich abzeichnende Veränderung von Parametern z.B. sinkender Netzbezug und steigende Eigenerzeugung in den jeweiligen Geschäftsmodellvarianten berücksichtigt. Als vergleichende Referenz dient dabei das derzeitige Stromversorgungssystem.

Die wesentlichsten Ergebnisse dieses Projekts sind:

1. Szenarien zur langfristigen Gestaltung der Verteilernetze sowie zu entsprechenden optimalen Möglichkeiten der aktiven Steuerung;
2. Geschäftsmodelle und zugehörige Entwicklungsszenarien, die deren Relevanz für Österreich quantitativ darstellen. In Abhängigkeit von wichtigen Randbedingungen (z.B. Preisentwicklungen, Marktregeln) wird dabei untersucht, welche Geschäftsmodelle in verschiedenen Szenarien wann (aufbauend auf die Stützjahre 2015 und 2020), wie und in welchem Ausmaß gestaltet werden können und im Vergleich zu einem zentralen Stromsystem abschneiden;
3. Interpretation der Geschäftsmodellauswirkungen hinsichtlich einzelner Akteure sowie auf das Gesamtsystem.

Übergeordnet werden daraus Empfehlungen für die künftige Prioritätensetzung bei der Gestaltung von netzbezogenen Markt- und Rahmenbedingungen in Österreich abgeleitet.

1.3 Einordnung in das Programm

Österreichische Unternehmen besitzen in einigen Bereichen nachhaltiger Technologieentwicklung bereits international anerkannte Kompetenz. Diese resultieren derzeit in nicht unerheblichen Exportpotenzialen. Die Frage ist jedoch, ob es auch in Zukunft gelingen wird diese Stellung zu halten, auszubauen bzw. die Kompetenzen auf die entscheidenden Bereiche auszudehnen.

Für eine nachhaltige Technologieentwicklung ist es erforderlich die langfristige Evolution einzelner Energietechnologielinien – im Detail jene der Energiebereitstellung und -verteilung – abschätzen zu können. Die Ergebnisse dieses Projekts tragen dazu bei, eine langfristige, zielgerichtete und effiziente Ausrichtung der österreichischen Forschungs- und Technologieaktivitäten im Sektor nachhaltiger dezentraler Energiesysteme durchzuführen. Durch den aktiven Netzbetrieb und dessen Geschäftsmodelle sollen unter optimaler Ressourcen- und Infrastrukturnutzung Vorteile für alle Beteiligten geschaffen werden. Dies ermöglicht österreichische Stärken optimal zu nutzen und die Position internationaler Technologieführerschaft in den zukunftsweisenden Bereichen zu entwickeln bzw. auszubauen.

Die erarbeiteten Ergebnisse werden zudem in folgender Art und Weise nach Abschluss des Projekts verwertet:

- Möglichkeit der direkten Anwendung in Demonstrationsregionen (*kurzfristig*)
Die Erkenntnisse werden dahingehend aufbereitet, um in Demonstrationsvorhaben (vgl. z.B. das Projekt DG-DemoNetz Validierung oder die Smart Grids Modelregion Salzburg) eine Anwendung zu finden. Zudem plant das Projektkonsortium, die erhobenen Daten für über das gegenständliche Projekt hinausgehende Untersuchungen zu nutzen. Da die Methodik stark modular aufgebaut ist, wird es möglich sein, weitere Technologiefelder für spätere Analysen und dem Projekt eventuell folgenden Studien und Untersuchungen hinzuzufügen.
- *Langfristiger* Einsatz der Geschäftsmodelle bei österreichischen Netzbetreibern, Erzeugern sowie Verbrauchern.

1.4 Verwendete Methoden und Aufbau der Projektarbeit

Basierend auf Projektergebnissen zu technischen Lösungen der Integration dezentraler Energieanlagen (weitere Projekte im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“) und der Smart Grids Roadmap (vgl. Nationale Technologieplattform - Smart Grids Austria) werden für eine Demonstrationsregion unterschiedliche technische Möglichkeiten erarbeitet, die festlegen, wie Netzbetreiber, Erzeuger und Verbraucher ins aktive Netzmanagement integriert werden können. Aus den jeweils gesammelten Erfahrungen werden daraus unter anderem einzelne Zielfunktionen der Akteure abgeleitet. Im Anschluss daran, werden für jeden Teilnehmer am aktiven Netzbetrieb unter ökonomisch optimalen Gesichtspunkten für die jeweils technisch untersuchte Netzbetriebsvariante Geschäftsmodelle entwickelt und einer Synthese zugeführt. Entwicklungsszenarien sowie Kosten / Nutzen Analysen werden daraus abgeleitet sowie Empfehlungen für die praktische Implementierung der einzelnen Geschäftsmodelle abgegeben. Abbildung 1 zeigt dazu die Vorgehensweise.

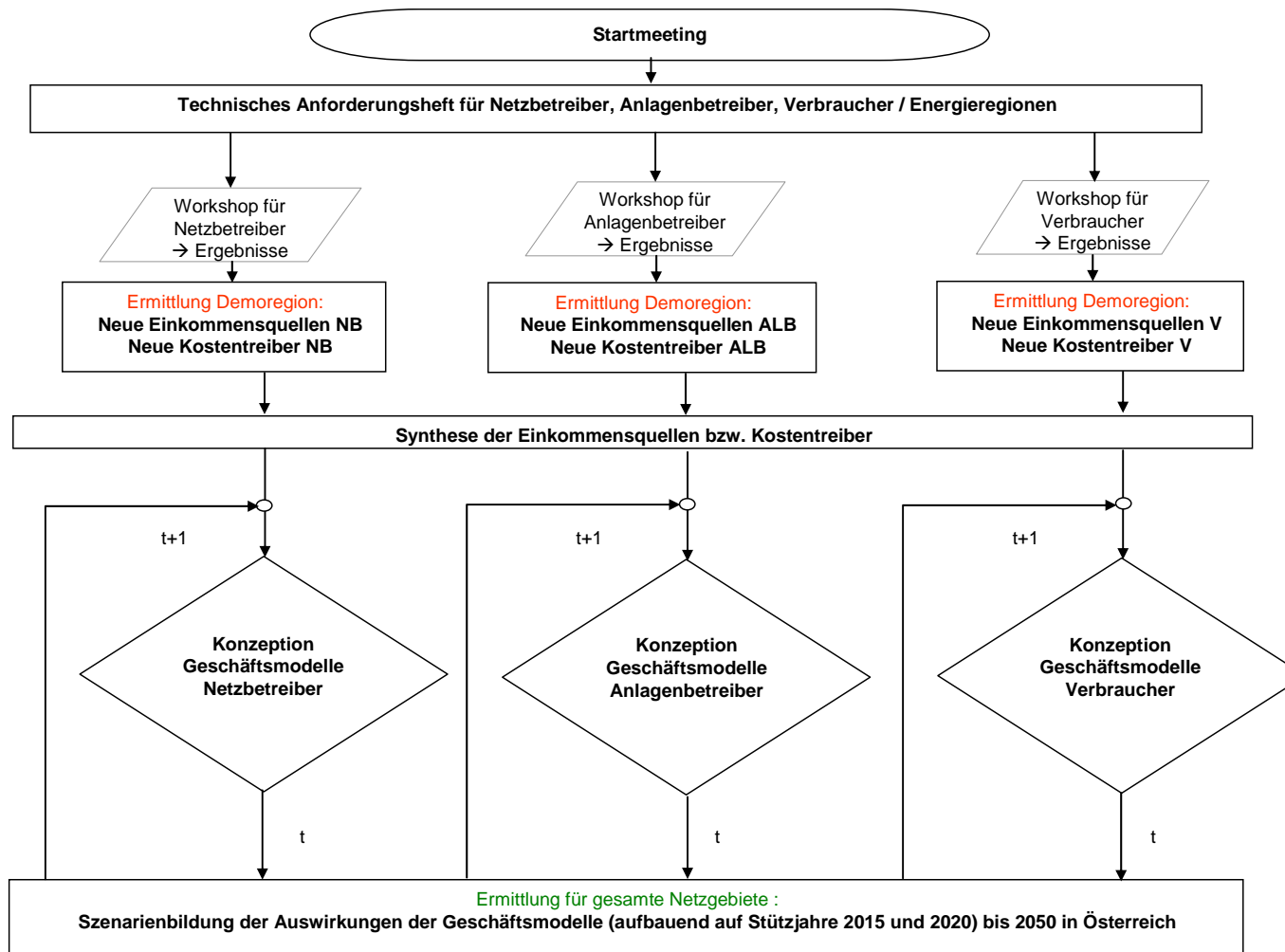


Abbildung 1: Methodischer Ansatz zum gegenständlichen Projekt; Aufbauend auf den technischen Anforderungen und den Ergebnissen der vorgesehenen Workshops werden Geschäftsmodelle für Netz-, Anlagenbetreiber und Verbraucher/Energieregionen konzipiert. In Anschluss daran werden Szenarien bis 2050 (aufbauend auf die Stützjahre 2015 und 2020) zu den Auswirkungen der einzelnen Geschäftsmodelle für Netzgebiete (z.B. für Salzburg Netz, Energie AG Netz, VKW Netz usw.) innerhalb Österreichs gebildet und ausgewertet. Die Szenarienrechnung kann dabei auch die Konzeption der Geschäftsmodelle (vgl. Feedbackschleifen: t, t+1) beeinflussen. (Legende: NB = Netzbetreiber, ALB = Anlagenbetreiber, V = Verbraucher)

2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Zielsetzungen und Projektüberblick

In Österreich sind die derzeit gültigen Marktregeln und regulatorischen Rahmenbedingungen hauptsächlich für den passiven Netzbetrieb vorgesehen. Dies bedeutet keineswegs, dass dieses System nicht zufriedenstellend funktioniert, es schränkt jedoch den Handlungsrahmen der Akteure in Bezug auf einen aktiveren Netzbetrieb und damit verbundene Effizienzsteigerungen stark ein.

Das Beispiel Dänemark, in dem der Prozess der Restrukturierung des Energiesystems von einer streng zentralen Hierarchie hin zu einer stark dezentralen Systemauslegung seit Jahrzehnten im Gange ist, zeigt, dass auch dezentrale Energiesysteme im Markt sehr gut und schnell funktionieren, wenn die nötigen Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden. So wurde beispielsweise die Frage der Netzkostenzuteilung bei Neuanschluss von Anlagenbetreibern völlig anders als in vielen Ländern Europas gelöst (die Netzkosten werden nicht dem Anlagenbetreiber zugerechnet, sondern über die Netztarife sozialisiert). Als Folge wurde der Ausbau der Windkraft dadurch signifikant beschleunigt. Auch die breite Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung wurde durch den verpflichtenden Anschluss an das Fernwärmenetz ermöglicht.

Die Relevanz des vorliegenden Projekts ist daher vor allem dadurch gegeben, dass bereits jetzt mit der Entwicklung geeigneter Geschäftsmodelle für einen aktiven Netzbetrieb und korrespondierenden technischen Lösungen begonnen werden muss, damit jene Maßnahmen (technisch, organisatorisch, politisch), die für einen Strukturwandel des Energiesystems (z.B. Mix aus zentralen und dezentralen System) in Österreich notwendig sind, rechtzeitig identifiziert und vorab geeignete Lösungen vorgeschlagen werden können.

Die wesentlichsten Beiträge, die dieses Projekt dazu leistet, können wie folgt dargestellt werden:

- A.** Aussagen über die langfristige Gestaltung der Verteilernetze sowie die entsprechenden optimalen Möglichkeiten der aktiven Steuerung (vgl. dazu Abbildung 2).
- B.** Geschäftsmodelle und zugehörige Entwicklungsszenarien die deren Relevanz für Österreich quantitativ darstellen. In Abhängigkeit von wichtigen Randbedingungen (Preisentwicklungen, Marktregeln, etc.) wird dabei untersucht, welche Geschäftsmodelle in verschiedenen Umsetzungsstrategien sinnvoll erscheinen und welche Auswirkungen durch ihre Implementierung für einzelne Akteure, aber auch das Gesamtsystem einer dezentralen Elektrizitätsversorgung zu erwarten sind.

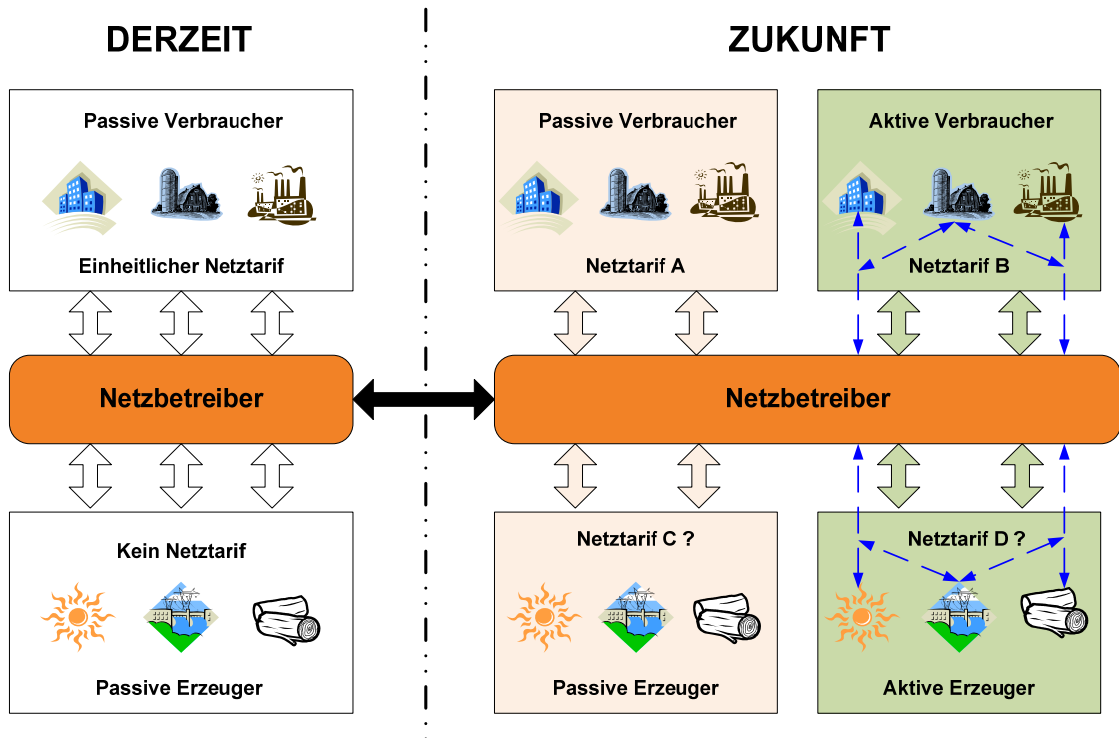


Abbildung 2: Skizze zur möglichen Entwicklung der Verteilernetzstrukturen, die in Zukunft sowohl die passive als auch aktive Einbindung von Erzeugern und Verbrauchern in den Netzbetrieb möglicherweise unterstützen werden. Die skizzierten „Netznutzungstarife für Erzeuger (C & D)“ stellen dabei nur eine von vielen Möglichkeiten zur Geschäftsmodellentwicklung im aktiven Netzbetrieb dar.

Die technischen Lösungen und die korrespondierenden Geschäftsmodelle werden dabei in folgende Bereiche unterteilt:

- **Neue Geschäftsmodelle für Netzbetreiber und/oder Energievertriebe**

Die zukünftige Rolle der Netzbetreiber und Energievertriebe wird nicht nur im reibungslosen Betrieb des Netzes liegen, sondern vielmehr auch darin, die Nutzer der Netzinfrastruktur aktiv ins Netzmanagement einzubeziehen. Abbildung 3 veranschaulicht daher eine mögliche Struktur - die nur als Teilaspekt aller möglichen Optionen gesehen werden kann - der zukünftigen Aufgaben im Netzbetrieb. Dabei steuert möglicherweise eine übergeordnete Leitzentrale mit Hilfe von dezentral installierten Steuerungslogiken (z.B. mit einer CVCU – Coordinated Voltage Control Unit bzw. mit DSM – Demand Side Management) den gesamten Einsatz der möglichen Steueroptionen der Stromerzeuger bzw. –verbraucher und damit den Betrieb der Gesamtheit aller Verteilernetzabschnitte.

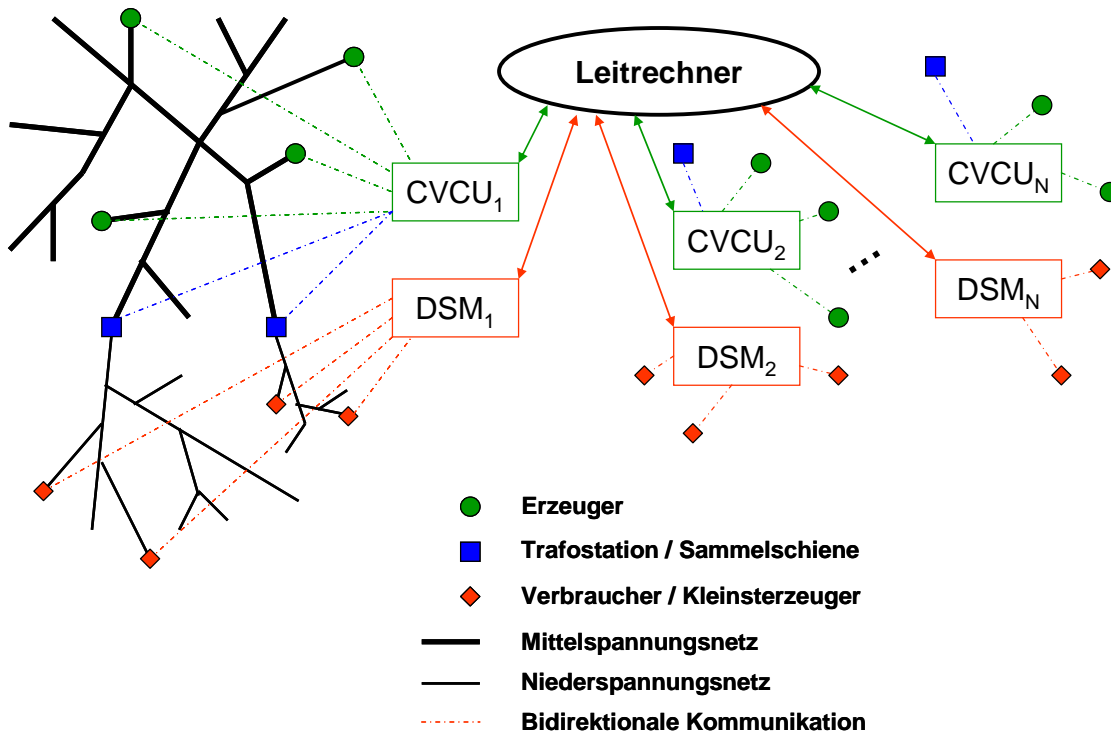


Abbildung 3: Ein Teilaspekt in Zukunft möglicher Netzstrukturen für aktive Verteilernetzbetreiber; Als Folge bedarf es neuer Geschäftsmodelle für Netzbetreiber, um den effizienten Betrieb solcher aktiven Netzstrukturen sicherstellen zu können

Im Projekt wurde daher eine möglichst breite Palette an praxisorientierten Regelungskonzepten in Hinblick auf die technischen Anforderungen und Anwendbarkeit untersucht, sowie ein Anforderungsheft abgeleitet. Darauf aufbauend, wurden die korrespondierenden Geschäftsmodelle konzeptioniert für vier Fallstudien analysiert und in verschiedenen Szenarien für Österreich bis 2050 ausgewertet.

• Neue Geschäftsmodelle für Erzeuger

Mit dem Ziel die Infrastruktur der bestehenden Verteilernetze bestmöglich zu nutzen, sowie einen verstärkt dezentralen Netzbetrieb zu forcieren, wird es zukünftig auch für Anlagenbetreiber notwendig werden, ihr Erzeugungsprofil den gegebenen Situationen im Netz anzupassen. Dazu liegt von rein technischer Seite die relativ einfache Möglichkeit der Wirk- und Blindleistungsteuerung nahe. Abbildung 4 zeigt, dass die aktive Steuerung der Erzeugungseinheiten einen positiven Beitrag zum vorgegebenen Spannungsband im Verteilernetzabschnitt leisten kann. Diese Maßnahmen stellen jedoch nur eine Auswahl aus einem breiten Portfolio an Möglichkeiten dar.

Im Projekt werden daher möglichst alle sinnvollen Varianten der technischen Betriebsführung diskutiert und für unterschiedliche Verteilernetzabschnitte in Österreich aufbereitet. Die aktive Steuerung der Wirk- und Blindleistung ist jedoch auch mit monetären Verlusten für die Anlagenbetreiber verbunden. Im Projekt wird

daher das Hauptziel des Entwurfes der Geschäftsmodelle für Erzeuger, nämlich die Elimination dieser Verluste (z.B. durch Reduktion der Netzanschlusskosten) und die Identifikation zusätzlicher Einnahmequellen durch die Bereitstellung von Energiedienstleistungen (z.B. Entgelt für Blindleistung), erarbeitet. Auch unkonventionelle neue Lösungen wie z.B. eine Direktvermarktung des erzeugten Stroms mit eigenen Stromkabeln werden im Projekt diskutiert und analysiert.

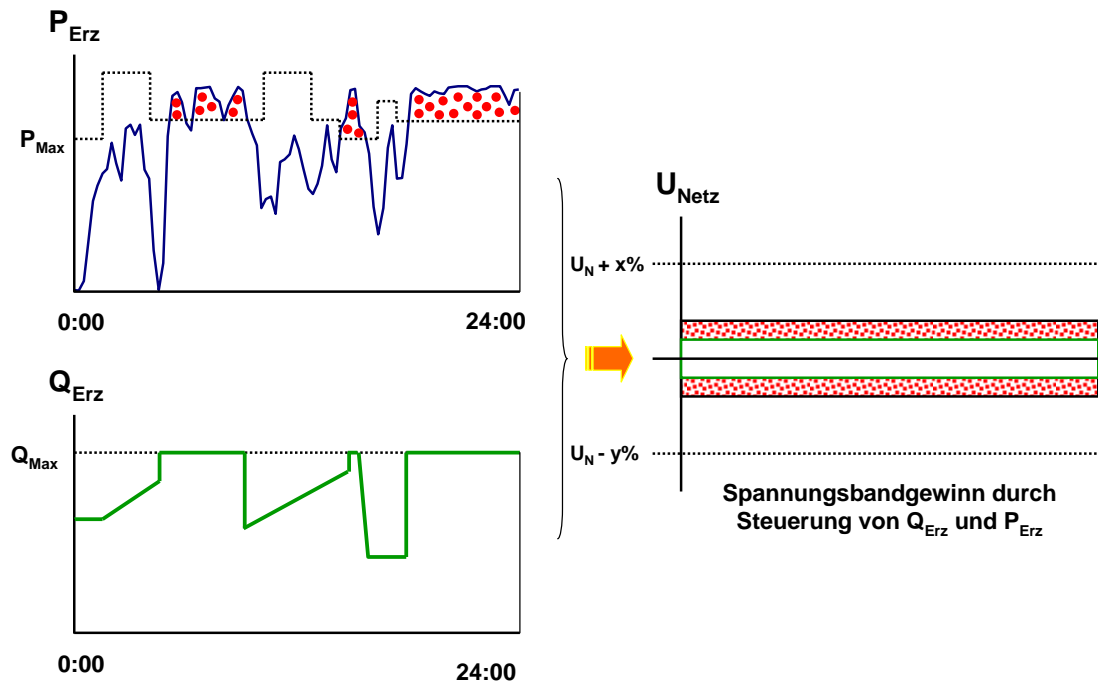


Abbildung 4: Ausschnitt aus einer Vielzahl an Möglichkeiten zur aktiven Integration dezentraler Erzeuger; Anstatt einer Netzverstärkung können technisch nahe liegende Maßnahmen den sicheren Netzbetrieb (positive Beeinflussung des Spannungsbands) weiter garantieren

- **Neue Geschäftsmodelle für Verbraucher**

Wie die Netzbetreiber, Energievertrieb, Erzeuger und weitere Akteure spielen auch die Verbraucher im aktiven Netzmanagement eine wichtige Rolle. Das Projekt versucht daher auch auf Verbraucherseite jene Möglichkeiten zu identifizieren, die geeignet sind, um durch verbraucherseitige Maßnahmen den Netzbetrieb zu unterstützen. Dafür sind wiederum Geschäftsmodelle zu definieren, die regeln, wie z.B. vom Kunden bereitgestellte Speicherkapazitäten, oder eine mögliche Fernsteuerung verschiedener Lasten (vgl. Abbildung 5) dem Kunden abgegolten werden können (z.B. durch Reduktion des Netztarifes oder Energiepreises). Dahingehend werden Randbedingungen der einzelnen Akteure in Workshops vor Ort (in einer deklarierten Energieregion) erarbeitet. Vor allem, gilt es hier geeignete Finanzierungskonzepte (seitens aller Marktteilnehmer) zu finden und zu verhandeln.

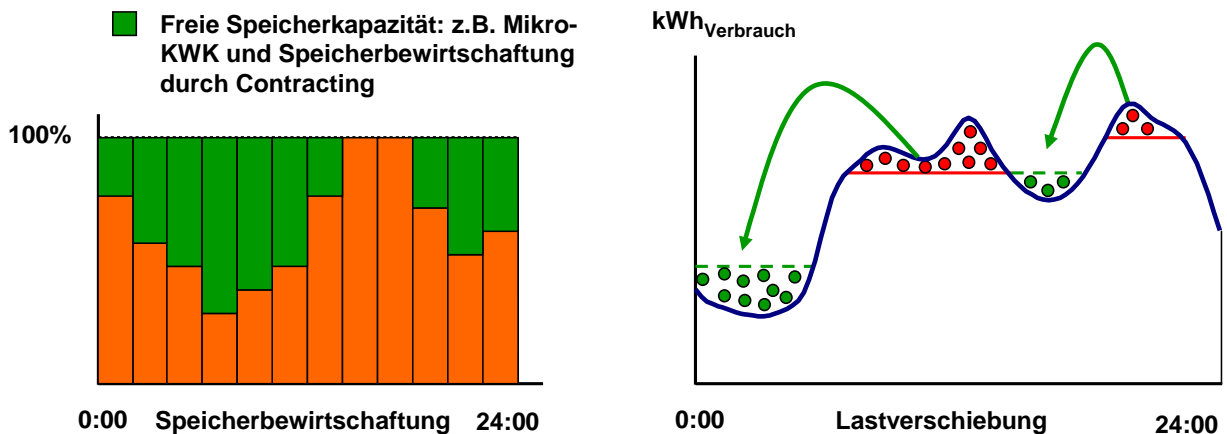


Abbildung 5: Auswahl an möglichen verbraucherseitigen Maßnahmen für den aktiven Netzbetrieb (z.B. Speicherbewirtschaftung durch Netzbetreiber; automationsunterstützte Lastverschiebung ohne Komfortverlust)

2.2 Methodische Umsetzung

Geschäftsmodelle – welcher Art auch immer – haben im Allgemeinen das primäre Ziel neue Werte bzw. Einnahmequellen für die jeweilige Zielgruppe zu schaffen. Wie viele Zielgruppen je Geschäftsmodell dabei interagieren, hängt vor allem vom Anwendungsfeld des Geschäftsmodells ab. Als primäres Anwendungsfeld der Inhalte dieses Projekts kann daher der Bereich der Energie- und Elektrizitätsversorgung gesehen werden, ist jedoch vom methodischen Ansatz nicht darauf beschränkt. Es wird daher versucht, die im Folgenden beschriebenen Phasen einer Geschäftsmodellbewertung möglichst modular zu gestalten. Dabei ist den Autoren bewusst, dass kein Anspruch auf Vollständigkeit bestehen kann.

Definition der Akteure und deren Interaktionen

Allgemein gehaltene Definitionen des Geschäftsmodellbegriffs sind in der Literatur vielfach zu finden (vgl. z.B. [52] oder [53]), worin jedoch auch erwähnt wird, dass jedes Geschäftsmodell und dessen Anwendungsgebiet fallspezifische Parameter und Gestaltungsspezifika aufweist. Beispielsweise definiert K. Gaarder (vgl. [54]) ein Geschäftsmodell folgendermaßen:

„A ‘business model’ is very much an intrinsic feature of a firm or business organisation, and hence hard to perceive as separate from the business operations and organisation. It requires a good portion of ‘out of the box’ thinking, to see the model in question“.

Folglich soll jedes Geschäftsmodell fall- und akteurspezifische Parameter berücksichtigen. Dies wird unter anderem durch folgende weitere Definition von P. Timmers (vgl. [55] und [56]) untermauert, in der ein Geschäftsmodell ...

„... an architecture for the product, service and information flows, including a description of the various business actors and their roles; and a description of the potential benefits for the various business actors; and a description of the resources of revenue“

ist. Diese Definitionen können daher als Auslegungskriterien unterschiedlicher Geschäftsmodelle gesehen werden, die auch für dezentral ausgerichtete Elektrizitäts-

versorgungssysteme angewendet werden können. Dazu sind die einzelnen Akteure und deren Interaktionen (Handelsbeziehungen) festzulegen, wie Abbildung 6 beispielhaft zeigt.

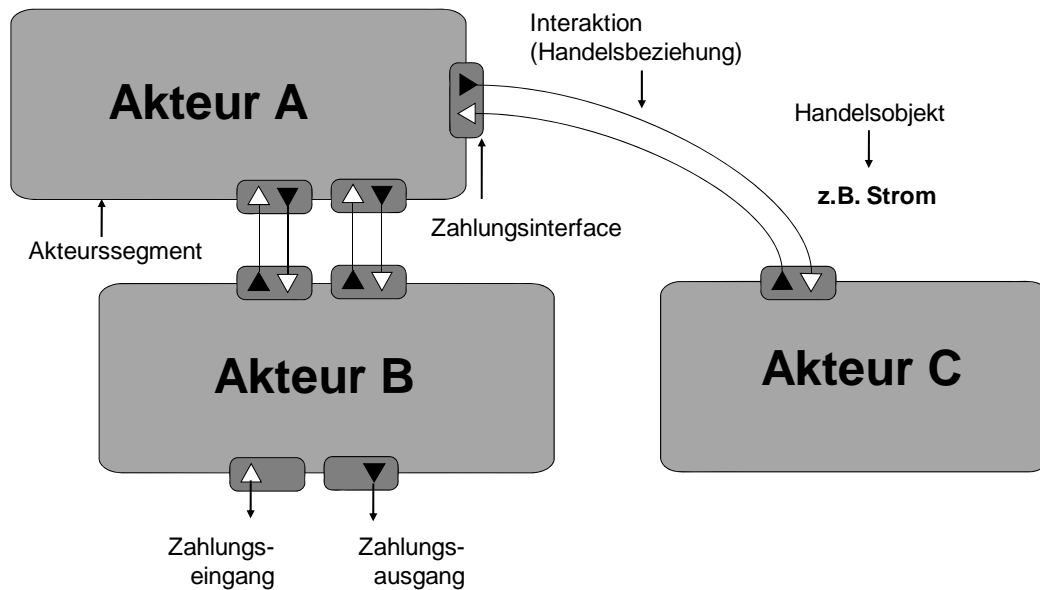


Abbildung 6: Allgemeiner Überblick zu Geschäftsmodellparametern einzelner Akteursegmente sowie deren Interaktionen bzw. Handelsbeziehungen (eigene Darstellung in Anlehnung an das e3-value Modell vgl. [57])

Neben den einzelnen Akteuren sind also entsprechende Zahlungsinterfaces inklusive resultierenden Zahlungsein- bzw. Zahlungsausgängen abzubilden, die den Austausch (Interaktion) unterschiedlicher Handelsobjekte (z.B. elektrischer Strom oder Messdienstleistungen) erfassen.

Essentiell dabei ist, dass die jeweiligen Zielfunktionen der am Geschäftsmodell beteiligten Akteure berücksichtigt werden, um die Auswirkung alternativer Geschäftsstrategien je Akteur darstellen zu können. Übergeordnet ist daraus ein entsprechender Mehrwert – je nach dem für welchen Akteur das Geschäftsmodell ausgelegt ist – als „Value Output“ (vgl. Abbildung 7) abzuleiten.

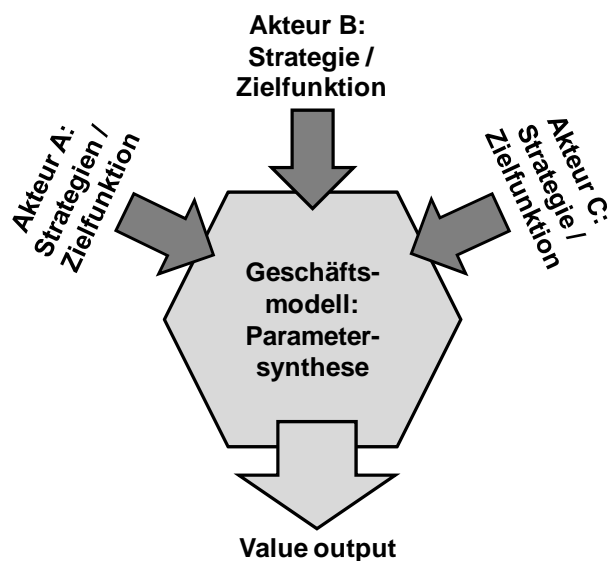


Abbildung 7: Schematische Darstellung der allgemeinen Auslegung eines Geschäftsmodells unter Berücksichtigung der Zielfunktionen beteiligter Akteure (eigene Darstellung)

Werden Geschäftsmodelle für die dezentrale Elektrizitätsversorgung betrachtet, so können beispielsweise folgende Akteure unterteilt in zwei unterschiedliche Gruppen definiert werden. Die erste Gruppe repräsentiert dabei

primäre Akteure¹ von Geschäftsmodellen, zusammengesetzt aus

- Erzeugung
- Vertrieb
- Verbrauch
- und Verteilernetzbetreiber (VNB),

die aktiv in den Geschäftsmodellen agieren können. Ergänzend dazu repräsentiert eine zweite Gruppe von

sekundären Akteuren² der Geschäftsmodelle bestehend aus

- Markt³,
- und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

In Summe stellt dieser beispielhafte Mix an Akteuren die Basis der jeweils angestrebten Geschäftsmodellierung dar, wobei je nach Geschäftsmodellauslegung Strategien und Interaktionen unterschiedlich geändert werden können.

Diskriminierungsfreie Gestaltung der Geschäftsmodellierung - Das Pareto Optimum

In Hinblick auf eine diskriminierungsfreie Gestaltung von Geschäftsmodellen wurde im Projekt KONDEA eine Methode der Geschäftsmodellbewertung entwickelt, die sich der Theorie der Pareto Optimalität bedient. Die theoretischen Grundlagen dazu (vgl. z.B. [58], [59] oder [60]) beschreiben dabei einen optimalen Gleichgewichtszustand unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zielfunktionen einzelner Akteure. In diesem Gleichgewichtszustand eines Pareto optimalen Systems kann kein Akteur eine Verbesserung seiner Situation bewirken (z.B. den Stromverbrauch zu verringern, um Kosten zu sparen), ohne einen anderen Akteur damit zu benachteiligen.

Abbildung 8 und Abbildung 9 illustrieren dazu in Form eines geometrischen Beispiels, wie Pareto Optimalität im Sinne der Geschäftsmodellierung zu verstehen ist. Der vorzeichenneutrale Betrag der Einnahmen/Ausgaben Bilanz eines jeden Akteurs wird darin als Kreisfläche dargestellt, wobei die Randbedingung besteht, dass die Kreislinien einander und ein begrenzendes Dreieck nicht überlappen dürfen. Dementsprechend wird der einzelne Akteur versuchen, die Fläche seines korrespondierenden Kreises im Falle einer Profitsituation zu maximieren, andernfalls zu minimieren (im Falle von Verlusten). Beispielsweise zeigt Abbildung 8a ein Pareto Optimum für drei gleich große Kreisflächen

¹ Neue Geschäftsmodelle verursachen durch alternative Parameter und Strategien der primären Akteure eine Änderungen ihrer Zahlungsflüsse; möglicherweise werden dadurch auch sekundäre Akteure beeinflusst.

² Sekundäre Akteure ändern ihre Parameter im betrachteten Geschäftsmodell nicht, können jedoch durch Handlungen primärer Akteure negativ oder positiv beeinflusst werden.

³ Der Markt stellt keinen eigenständigen Akteur dar, er repräsentiert vielmehr eine Handelsplattform für eine Vielzahl an Akteuren

einzelner Akteure innerhalb des Dreiecks. Durch die begrenzende Fläche des Dreiecks kann daher kein Akteur seine Kreisfläche vergrößern, ohne eine Auswirkung auf die weiteren Kreisflächen innerhalb des Dreiecks zu verursachen. In Summe kann daher eine Gesamtzielfunktion z.B. repräsentiert durch die Gesamtsumme aller Kreisflächen abgeleitet werden, um entsprechende Interaktionen innerhalb eines Geschäftsmodells abzubilden.

Wird das Dreieck in Abbildung 8b betrachtet, so kann argumentiert werden, dass noch kein Pareto Optimum vorliegt, da alle Akteure (A bis C) die Fläche ihrer Kreise verändern können, ohne weitere Akteure zu beeinflussen. Beispielsweise kann dies innerhalb einer dezentralen Versorgungsstruktur dadurch geschehen, dass durch neue Technologien die Kosten der Stromerzeugung gesenkt werden können. Folglich würde eine verbesserte Kostensituation die Einnahmen/Ausgabenbilanz des Erzeugers verbessern und gegebenenfalls die Kreisfläche vergrößern können.

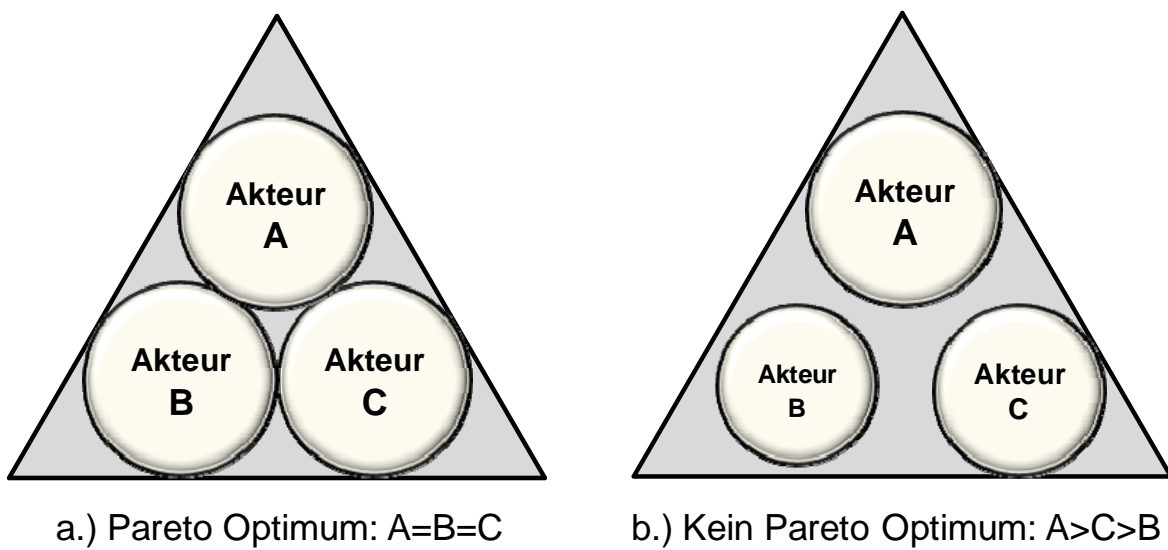


Abbildung 8: Schematische Darstellung zur geometrischen Veranschaulichung der Interpretation eines Pareto Optimums (Darstellung in Anlehnung an [59])

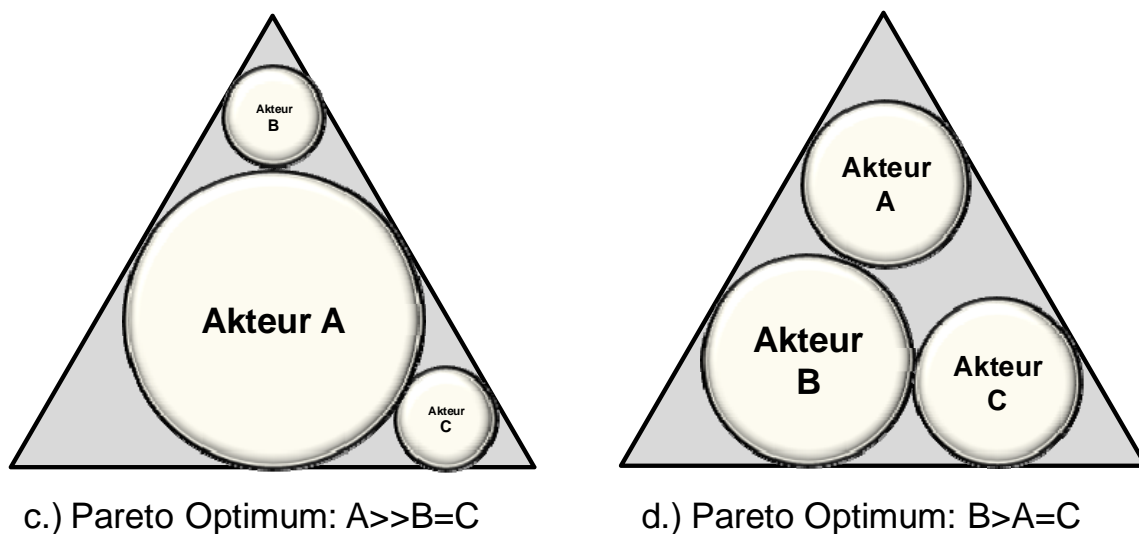


Abbildung 9: Schematische Darstellung zur geometrischen Veranschaulichung der Interpretation eines Pareto Optimums (Darstellung in Anlehnung an [59])

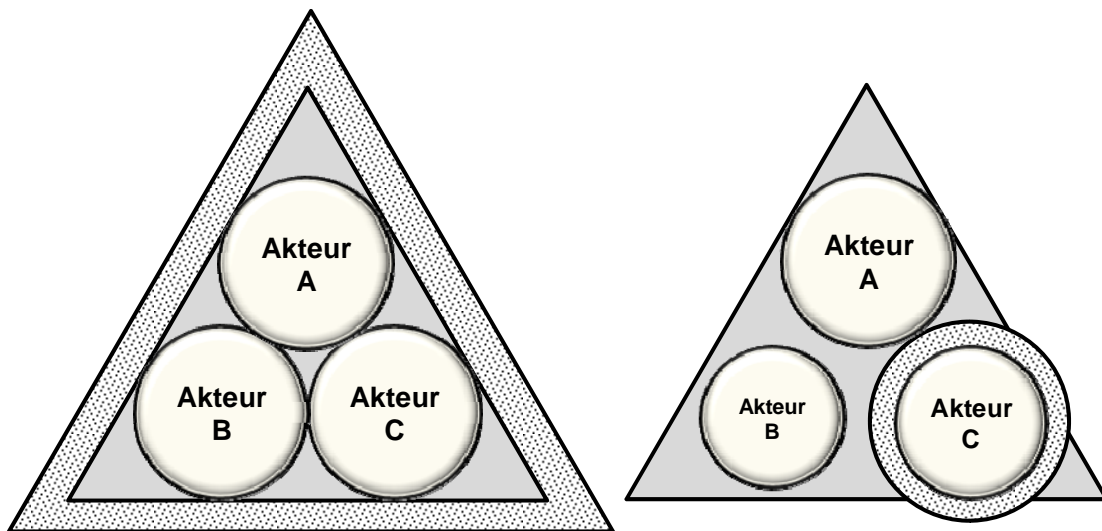
Weitere Prinzipskizzen in Abbildung 9c&d zeigen alternative Möglichkeiten der Konstellation eines Pareto Optimums bei unterschiedlich groß gestalteten Kreisflächen. Darin errechnet sich die Gesamtfläche (GF) aller Kreise zu

$$GF = r_A^2\pi + r_B^2\pi + r_C^2\pi \quad (1)$$

wobei

r_A, r_B, r_C die Radien der einzelnen Kreise von A, B und C repräsentieren.

Ist die übergeordnete Zielfunktion dadurch gegeben, dass die Gesamtfläche aller Kreise innerhalb des Dreiecks maximiert wird, so stellt Abbildung 9c ein lokales Maximum dar.



e.) Neues Pareto Optimum:
z.B. durch neue Dienstleistungen

f.) Kein Pareto Optimum:
z.B. durch Einsparungen von C

Abbildung 10: Schematische Darstellung zur möglichen Auswirkung geänderter Strategien und Parameter bzw. neuer Dienstleistungen innerhalb alternativer Geschäftsmodelle auf das Pareto Optimum (eigene Darstellung)

Pareto Optimalität kann daher als eingeschwungener Zustand eines Interaktionssystems z.B. in der Stromversorgung interpretiert werden. Die zentrale Frage ist daher, ob eine geänderte Interaktions- bzw. Dienstleistungssituation - hervorgerufen durch neue Geschäftsmodelle – nach wie vor die Kriterien der Pareto Optimalität im Sinne des eingeschwungenen Zustands erfüllt. Im geometrischen Beispiel ist daher nicht wichtig, wie viel oder von wem eine Änderung der Kreisflächen bzw. der Dreiecksfläche (wie in Abbildung 10 dargestellt) geändert wird, sondern dass es im Sinne der Pareto Optimalität möglich ist. Daher sieht dieses Projekt vor, jegliche neu entwickelte bzw. zu diskutierende Geschäftsmodelle neben einer detaillierten Bewertung aus Akteursicht vor allem auch aus dem Gesichtspunkt der Verletzung oder nicht-Verletzung der Pareto Optimalität zu prüfen. Entsprechende Kriterien dafür werden für einen Referenzfall innerhalb dieses Leitfadens in den folgenden Kapiteln erarbeitet.

Zur weiteren Veranschaulichung der möglichen Auswirkungen neuer Geschäftsmodelle und deren Parameter zeigt Abbildung 11 mögliche Auswirkungen für einzelne Akteure durch geänderte Parameter neuer Geschäftsmodelle. So kann beispielweise die Einführung neuer

Dienstleistungen (die vorher noch nicht existierten) im Idealfall zu einer Verbesserung der Situation aller Akteure führen wie in Abbildung 11g skizziert wird. Konträr dazu illustriert Abbildung 11h mögliche Auswirkungen einer geänderten Strategie von Akteur C, der z.B. zu Verlusten von Akteur A führt, wenn die Randbedingung der nicht Überlappung der Dreiecks- und Kreislinien erfüllt werden muss.

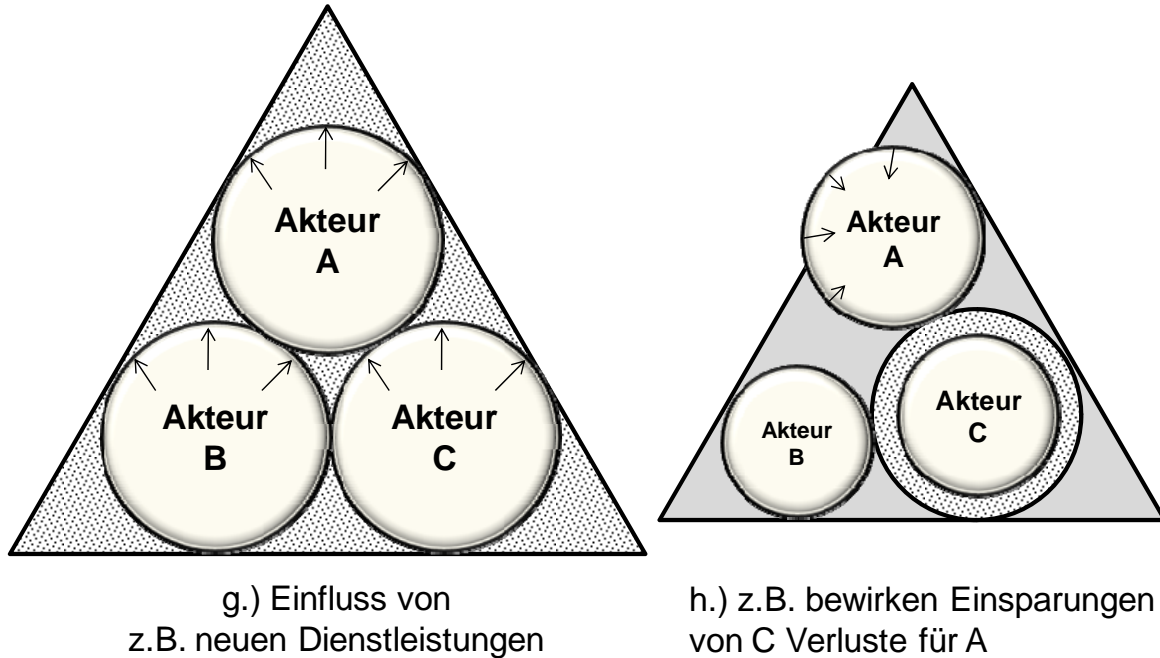


Abbildung 11: Schematische Darstellung zu möglichen Auswirkungen neuer Geschäftsstrategien einzelner Akteure bzw. der Einführung neuer Dienstleistungen für unterschiedliche Akteursegmente (eigene Darstellung)

Die im Projekt präsentierte Vorgehensweise der Geschäftsmodellbewertung durch das Konzept der Pareto Optimalität trifft eine Aussage zu allgemeinen Auswirkungen der Geschäftsmodellierung. Sie ist daher vor allem heranzuziehen, um im Vorfeld eine Diskriminierung einzelner Akteure durch neue Geschäftsprozesse feststellen zu können. Auf entsprechende Gefahren kann somit hingewiesen werden. Ergänzend dazu ist dies aus Unternehmenssicht durch detailliertere Gewinn- und Verlustrechnungen für jedes Geschäftsmodell zu ergänzen, um die Rentabilität der jeweiligen Geschäftsidee bewerten zu können. Dies ist jedoch sehr fallspezifisch und daher nicht Bestandteil dieses Endberichts.

Die Zielfunktionen der jeweiligen Akteure

Als Kernelement der Geschäftsmodellierung gilt es die Zielfunktionen der am Geschäftsmodell beteiligten Akteure zu definieren. Da dieses Projekt vor allem Modelle für eine dezentral orientierte Stromversorgung liefert, wurde dies für Stromerzeuger, Verbraucher, Netzbetreiber und Energievertriebe vorgenommen. Die im Folgenden abgeleiteten Zielfunktionen der einzelnen Akteure basieren dabei auf Ergebnisse von Workshops mit Anlagenbetreibern, Verbrauchern, Netzbetreibern und Energievertrieben, die im Rahmen des Projekts KONDEA veranstaltet wurden. Für Detailergebnisse zu diesen Workshops samt Inhalten und Feedback sei auf den Anhang zu diesem Bericht verwiesen.

- **Erzeugung**

Übergeordnet versucht jeder Akteur als freier Marktteilnehmer seine Profite zu maximieren. Im Projekt wurde jedoch eine Trennung der Ausgaben- und Einnahmeseite vorgenommen, um die Interaktionen und Auswirkungen neuer Geschäftsmodelle besser darstellen zu können. Im Fall der Stromerzeuger gliedern sich daher die vorherrschenden Zielfunktionen derart, dass gilt:

$$\forall a \in E_{EZ}: \sum_{i=1}^n a_i * r_i = E_{EZ} = \max \quad (2)$$

wobei

a	Disaggregiertes Einkommenselement	[€/Einheit]
r	Quantität des disaggregierten Einkommenselement	[Einheit]
E _{EZ}	Einkommen der Erzeuger	[€]
n	Gesamtanzahl der Einkommensquellen	[Anzahl].

Neben der Maximierung der Einkünfte wird also versucht die Ausgaben zu minimieren, um in Summe die Profite maximieren zu können. Dabei gilt für

$$\forall b \in Z_{EZ}: F_k + \sum_{i=1}^n b_i * q_i = Z_{EZ} = \min \quad (3)$$

mit

F _k	Fixkosten für Erzeugung (z.B. für Kapitalrückzahlungen)	[€]
b	Laufendes Kostenelement für Stromerzeugung	[€/Einheit]
q	Quantität des erzeugten Stroms	[Einheit]
Z _{EZ}	Zahlungen der Erzeugung an weitere Akteure	[€].

Die sich so zusammensetzenden Einkommens- und Zahlungsflüsse für Stromerzeuger ermöglicht die Definition des jeweiligen Geschäftsmodells nach Abbildung 6. In vielen Fällen handeln Erzeuger den produzierten Strom direkt am Strommarkt bzw. verkaufen diesen an Energievertriebe. Verständlicherweise versuchen Energievertriebe auch ihre Profite zu maximieren, welches sich in sehr ähnlichen Zielfunktionen des nächsten Abschnitts widerspiegelt.

- **Energievertriebe**

Für Energievertriebe besteht die zentrale Zielfunktion in der Entstehung möglichst geringer Kosten der eigenen Stromerzeugung bzw. der Stromeinkäufe im Vergleich zu den Erlösen durch Stromverkäufe. Eine getrennte Betrachtung der Kosten und Einnahmen kann dabei wiederum wie folgt definiert werden:

$$\forall c \in Z_{Ev}: \sum_{i=1}^n c_i * q_i = Z_{Ev} = \min \quad (4)$$

mit

c	Laufendes Kostenelement für Stromerzeugung und Stromeinkäufe [€/Einheit]	
q	Quantität des erzeugten und eingekauften Stroms	[Einheit]
Z _{Ev}	Zahlungen der Energievertriebe an andere Akteure	[€]

und

$$\forall d \in E_{Ev}: \sum_{i=1}^n d_i * r_i = E_{Ev} = \max \quad (5)$$

wobei

d	Disaggregiertes Einkommenselement für Energievertriebe	[€/Einheit]
r	Quantität des disaggregierten Einkommenselements	[Einheit]
E _{Ev}	Einkommen der Energievertriebe	[€]

- **Verbraucher**

Für Verbraucher liegt die primäre Zielfunktion in der Minimierung der Kosten für Strombezüge, wie folgender Zusammenhang veranschaulicht:

$$\forall e \in Z_V: \sum_{i=1}^n e_i * q_i = Z_V = \min \quad (6)$$

wobei

e	Kosten für Stromverbraucher	[€/Einheit]
q	Menger des Stromverbrauchs	[Einheit]
Z _V	Zahlungen von Verbrauchern an andere Akteure	[€]

- **Verteilernetzbetreiber**

Für Verteilernetzbetreiber als reguliertes Unternehmen kann die primäre Zielfunktion vor allem in der Maximierung der erlaubten Gewinne gesehen werden (vgl. z.B. Price-Cap Regulierung in[26]). Für die Definition der ausgabenseitigen Zielfunktion kann daher wie folgt argumentiert werden:

$$\forall f \in Z_{VNB}: F_{k,VNB} + \sum_{i=1}^n f_i * q_i = Z_{VNB} = \min \quad (7)$$

wobei

$F_{k,VNB}$	Fixkosten des Verteilernetzbetreibers	[€]
f	Disaggregiertes Kostenelement der laufenden Kosten	[€/Einheit]
q	Quantität des Kostenelements	[Einheit]
P_{DSO}	Zahlungen des VNB (z.B. Systemnutzungstarife an ÜNB)	[€].

Dies geht einher mit der Minimierung der Kosten (Erhaltung und Reinvestitionen im Netz) im Vergleich zu einer regulierten Asset Base der Netzkomponenten je Regulierungsperiode.

In Bezug auf die Einnahmesituation (z.B. durch Netztarife oder Messentgelte) liegt die Zielfunktion wieder in der Identifikation eines Maximums, welches wie folgt definiert werden kann:

$$\forall g \in E_{VNB}: \sum_{i=1}^n g_i * r_i = E_{VNB} = \max \quad (8)$$

mit

g	Disaggregiertes Einkommenselement des VNB	[€/Einheit]
r	Quantität des Einkommenselements	[Einheit]
E_{VNB}	Kumulierte Erlöse des Verteilernetzbetreibers	[€]

Sind schließlich je Anwendungsfall die einzelnen Zielfunktionen der beteiligten Akteure festgelegt, kann mit der Definition eines Referenz-Geschäftsmodells begonnen werden, welches die Interaktionen, Zahlungsflüsse, Verknüpfungspunkte und Dienstleistungen darstellt. Aufbauend auf diesem Referenzfall können schließlich auch die Bewertungskriterien der Auswirkungen alternativer Geschäftsmodelle im Sinne der Pareto Optimalität abgeleitet werden.

Definition eines Referenz-Geschäftsmodells

Wie bereits erwähnt, wird die Interaktion der Akteure in den Geschäftsmodellen vor allem durch Zahlungsflüsse abgebildet, wobei Zahlungen die von Akteuren geleistet werden (schwarze Dreiecke) als Kosten und Zahlungseingänge (weiße Dreiecke) als Erlöse charakterisiert sind (vgl. Abbildung 12). Geschäftsmodelle in diesem Kontext repräsentieren also nicht neue Produkte einzelner Akteure und damit verbundene Gewinn- bzw. Verlustentwicklungen, sondern erfassen die Gestaltung des Zusammenspiels der Akteure in der Stromversorgung sowie Auswirkungen etwaiger Änderungen auf das Gesamtsystem.

Wird ein dezentrales Stromversorgungssystem betrachtet, so kann ein Referenzfall der Geschäftsmodellierung abgeleitet werden, auf dessen Basis Änderungen durch alternative Geschäftsmodelle möglich sind. Abbildung 12 zeigt dazu die Interaktionen und jeweils ausgetauschten Dienstleistungen der zuvor definierten primären und sekundären Akteursegmente.

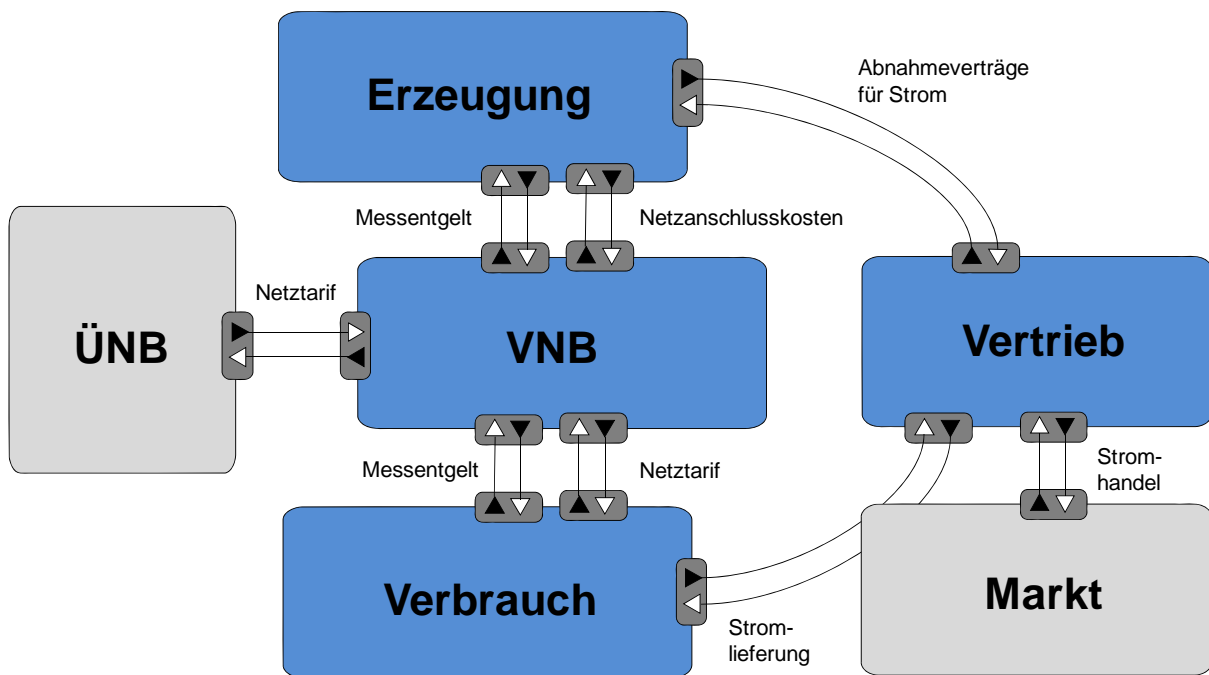


Abbildung 12: Schematische Darstellung der Interaktionen und Zahlungsflüsse einzelner Akteure im Geschäftsmodell-Referenzfall

Des Weiteren ist es für den Referenzfall und jeweils betrachtete Geschäftsmodellalternativen notwendig, in vereinfachter Form die betrachteten Parameter der Zahlungsflüsse und Dienstleistungen zu erfassen. Dies kann beispielweise in Tabellenform erfolgen, wie im Folgenden gezeigt wird:

Tabelle 1: Überblick zu Parametern der Zahlungsflüsse und Dienstleistungen im Referenzgeschäftsmodell (die Netztarife und Netzanschlusskosten beinhalten dabei jeweils anfallende Netzzutritts-, Netzbereitstellungsentgelte sowie Systemnutzungstarife).

Akteursegment	Dienstleistung	Zahlung AN	Zahlung VON
Erzeugung	Elektrizität (Energie) Messdienstleistung Netzanschluss	Netzanschlusskosten an VNB Messdienstleistungsentgelte an VNB	Zahlungseingänge durch Stromlieferverträge mit Vertrieb
Vertrieb	Elektrizität (Energie)	Erzeugung: Stromlieferverträge Markt: Stromhandel	Stromerlöse von Verbrauch Erlöse aus Verkäufen an den Markt
Verbrauch	Elektrizität (Energie) Messdienstleistung Netzanschluss	Netztarife an VNB Stromrechnung an Vertrieb Messdienstleistungsentgelte an VNB	-
VNB	Netzanschluss Messdienstleistung Nutzung Übertragungsnetz	Netztarife an ÜNB	Messentgelt von Erzeugung Messentgelt von Verbrauch Netzanschlussentgelte von Erzeugung Netztarif von Verbrauch
Markt⁴	Elektrizität (Energie)	Zahlungen an Vertrieb für Stromverkäufe	Zahlungen von Vertrieben für Strombezug vom Markt
ÜNB	Bereitstellung des Übertragungsnetzes	-	Netztarife von VNB

Aufbauend auf diese Parameterdefinition und den zuvor diskutierten Zielfunktionen einzelner Akteure kann somit mit der Definition einer Einnahmen/Ausgaben Bilanz begonnen werden. Dies kann beispielsweise unterteilt werden für:

⁴ In der Realität besteht die Aufgabe des Strommarktes in der Bereitstellung einer Plattform für den Stromhandel. Jedoch stellt in der gewählten Geschäftsmodellierung und deren Systemgrenze der Markt einen eigenständigen Akteur dar, der in Summe die Interessen seiner Marktteilnehmer vertritt.

1. Einnahmen/Ausgaben Bilanz für primäre Akteure

Erzeuger

Für Stromerzeuger ist die Einkommenssituation vor allem durch Stromverkäufe gegeben. Agieren die Akteure dabei am Strommarkt, so errechnen sich die Einkünfte in Bezug auf die vorherrschenden Marktpreise zu:

$$G_E = \sum_{j=1}^g \sum_{i=1}^n E_{E,i,j} * p_{M,i} \quad (9)$$

mit

G_E	Gesamteinkommen aller Erzeugereinheiten	[€/a]
E_E	Erzeugte Elektrizität pro Jahr	[MWh/a]
p_M	Korrespondierender Marktpreis	[€/MWh]
i	Laufvariable für Marktpreise	
j	Laufvariable für Erzeugereinheiten	
n	Anzahl der 1/4h Werte (→ 35.040 für 1 Jahr)	
g	Gesamtanzahl an Erzeugereinheiten.	

Als Beispiele zeigen Abbildung 13 und Abbildung 14 mögliche Verläufe von kumulierter Stromerzeugung sowie korrespondierenden Marktpreisen. Die Multiplikation der jeweiligen Viertelstundenwerte ergibt als Folge das Gesamteinkommen aller betrachteten Stromerzeuger.

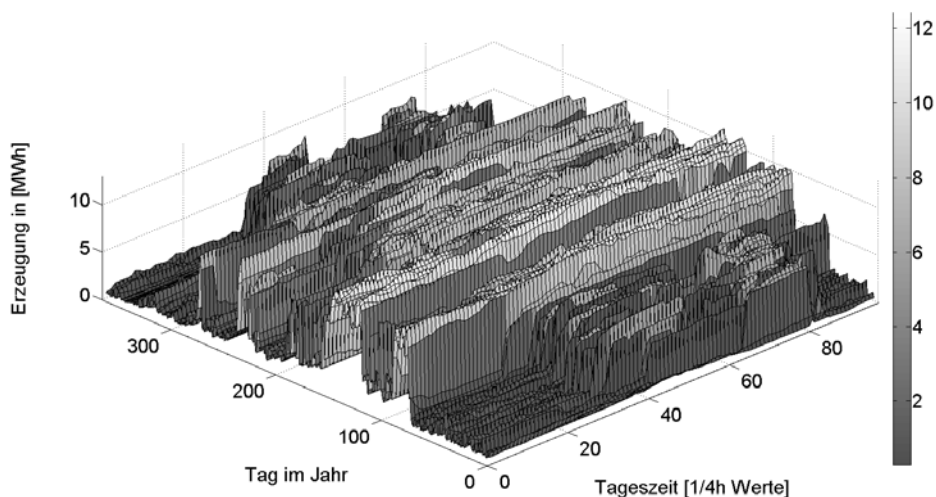


Abbildung 13: Beispiel der kumulierten Stromerzeugung aller Erzeugungseinheiten in einem Netzgebiet

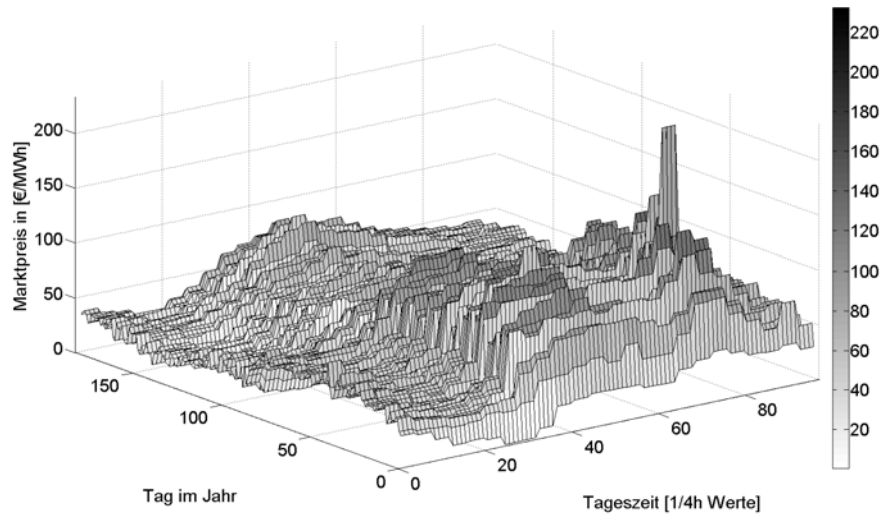


Abbildung 14: Beispiel zu möglichen Strompreisen auf täglicher Basis (Quelle [74], Jahr 2006)

Neben dem Einkommen der Stromerzeuger werden schließlich für das Referenz-Geschäftsmodell die Zahlungen z.B. für Messdienstleistungen oder den Netzanschluss wie folgt subsummiert:

$$Z_E = \sum_{r=1}^m p_{mess,E,r} + N_E * p_{con} \quad (10)$$

wobei

Z_E Zahlungen der Erzeuger [€/a]

$p_{mess,E}$ Messentgelte je Jahr für Erzeuger [€/a]

N_E Nennleistung des Erzeugers [kW]

p_{con} Konventionelle Netzanschlusskosten (umgerechnet in Annuität) [€/kW*a]

r Laufvariable für Messeinrichtungen

m Gesamtanzahl an Messeinrichtungen für Erzeuger.

Folglich setzt sich die im Geschäftsmodell definierte Einkommens-/Zahlungsbilanz wie folgt zusammen:

$$B_E = \frac{G_E - Z_E}{N_E} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^g E_{E,i,j} * p_{M,i} - (\sum_{r=1}^m p_{mess,E,r} + N_E * p_{con})}{N_E} \quad (11)$$

mit

B_E als Einkommens-/Zahlungsbilanz für Erzeuger [€/kW*a].

Energievertriebe

In Bezug auf die Einkommens-/Zahlungsbilanz für Energievertriebe werden im Referenzgeschäftsmodell folgende Zusammenhänge abgeleitet:

$$B_{EV} = \frac{G_{EV} - Z_{EV}}{N_E} = \frac{(\sum_{i=1}^n V_{V,i} * p_V + \sum_{i=1}^n H_{EV,V,i} * p_{M,i}) - (G_E + \sum_{i=1}^n H_{EV,K,i} * p_{M,i})}{N_E} \quad (12)$$

mit folgenden Randbedingungen (Verkäufe und Einkäufe am Strommarkt):

$$\forall E_E - V_V < 0 : H_{EV,V} = 0 \wedge H_{EV,K} = -(E_E - V_V)$$

$$\forall E_E - V_V > 0 : H_{EV,K} = 0 \wedge H_{EV,V} = (E_E - V_V)$$

wobei

- B_{EV} Einkommens-/Zahlungsbilanz für Energievertriebe [€/kW*a]
- G_{EV} Erlöse von Energievertrieben [€/a]
- Z_{EV} Zahlungen von Energievertrieben [€/a]
- V_V Kumulierter Stromverbrauch der Verbraucher [MWh/a]
- p_V Strompreis für Verbraucher [€/MWh]
- $H_{EV,V}$ Verkaufter Strom an den Markt [MWh/a]
- $H_{EV,K}$ Gekaufter Strom vom Markt [MWh/a].

Verbraucher

Auf der Verbrauchseite reduziert sich die Bilanz aufgrund fehlender Einnahmequellen zu:

$$B_V = \frac{G_V - Z_V}{N_E} = \frac{(0) - (\sum_{i=1}^n V_{V,i} * p_V + \sum_{i=1}^n V_{V,i} * NT_V + \sum_{r=1}^m p_{mess,V,r})}{N_E} \quad (13)$$

wobei

- B_V Einkommens-/Zahlungsbilanz für Verbraucher [€/kW*a]
- G_V Gesamteinkommen von Verbrauchern [€/a]
- Z_V Zahlungen von Verbrauchern [€/a]
- NT_V Netztarif für Verbraucher [€/MWh]
- $p_{mess,V}$ Messentgelt für Verbraucher [€/a].

Beispielhaft zeigt Abbildung 15 einen möglichen Verlauf des Gesamtstromverbrauchs in einem Stromversorgungsgebiet. Werden die jeweiligen Stromverbrauchswerte mit dem Strompreis der Endverbraucher multipliziert, errechnen sich die Gesamtausgaben der Verbraucher.

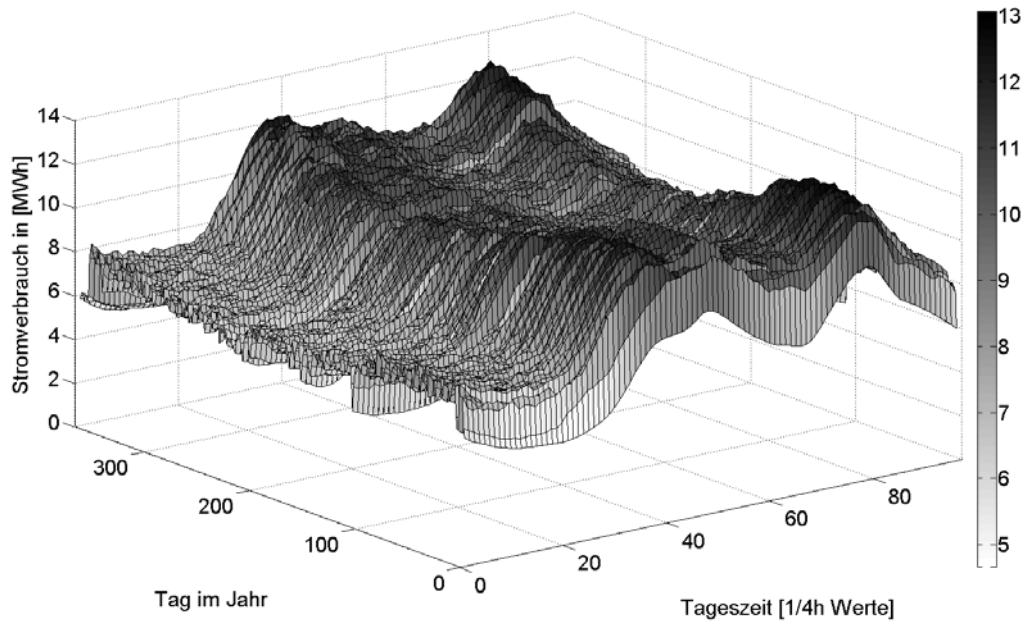


Abbildung 15: Beispiel eines möglichen Verlaufs des Gesamtstromverbrauchs in einem Versorgungsgebiet (Quelle vgl. [83])

Verteilernetzbetreiber

Für Verteilernetzbetreiber ergibt sich die Einkommens-/Zahlungsbilanz vor allem durch erhaltene Entgelte für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur, Messdienstleistungen sowie die Systemnutzungsentgelte höherer Netzebenen (z.B. Ebene 1 und 2). Dies ist charakterisiert durch:

$$\begin{aligned}
 B_{VNB} &= \frac{G_{VNB} - Z_{VNB}}{N_E} = \\
 &= \frac{(\sum_{i=1}^n V_{V,i} * NT_V + \sum_{r=1}^m p_{mess,V,r} + \sum_{r=1}^m p_{mess,E,r} + N_E * p_{con})}{N_E} \\
 &\quad - \frac{(\sum_{i=1}^n S_{VNB,i} * SNT_{VNB})}{N_E}
 \end{aligned} \tag{14}$$

mit

- B_{VNB} Einkommens-/Zahlungsbilanz für Verteilernetzbetreiber [€/kW*a]
- G_{VNB} Gesamteinnahmen aus Entgelten für Verteilernetzbetreiber [€/a]
- Z_{VNB} Zahlungen des Verteilernetzbetreibers [€/a]
- S_{VNB} Strombezug von übergeordneten Netzebenen [MWh/a]
- SNT_{VNB} Systemnutzungstarif für Bezug aus übergeordneten Netzebenen [€/MWh]

2. Einnahmen/Ausgaben Bilanz für sekundäre Akteure

Für sekundäre Akteure im Referenz-Geschäftsmodell, die ihre Dienstleistungen als Backup (Netzkapazitäten und Energie) für Stromimporte und Stromhandel anbieten, werden ebenfalls Einkommens-/Zahlungsbilanzen abgeleitet.

Markt

Für den Markt gilt:

$$B_M = \frac{G_M - Z_M}{N_E} = \frac{(\sum_{i=1}^n H_{EV,K,i} * p_{M,i}) - (\sum_{i=1}^n H_{EV,V,i} * p_{M,i})}{N_E} \quad (15)$$

wobei

- B_M Einkommens-/Zahlungsbilanz für den Markt [€/kW*a]
- G_M Gesamte Zahlungseingänge des Markts [€/a]
- Z_M Zahlungen des Markts [€/a]

Übertragungsnetzbetreiber

Im Referenzgeschäftsmodell fallen für Übertragungsnetzbetreiber keine Kosten an, da innerhalb der gewählten Systemgrenze keine weiteren Akteure (z.B. Kabelhersteller) vorhanden sind, an die Zahlungen zu leisten wären. Daher gilt:

$$B_{\text{ÜNB}} = \frac{G_{\text{ÜNB}} - Z_{\text{ÜNB}}}{N_E} = \frac{(\sum_{i=1}^n S_{VNB,i} * SNT_{VNB} - 0)}{N_E} \quad (16)$$

mit

- $B_{\text{ÜNB}}$ Einkommens-/Zahlungsbilanz für Übertragungsnetzbetreiber [€/kW*a]
- $G_{\text{ÜNB}}$ Gesamte Zahlungseingänge des ÜNB [€/a]
- $Z_{\text{ÜNB}}$ Zahlungen des ÜNB [€/a]

Kriterien zur Bewertung der Auswirkung alternativer Geschäftsmodelle

Neben der Definition der Zielfunktionen und Interaktionen sowie Einkommens-/Zahlungsbilanzen der einzelnen Akteure in einem Referenzgeschäftsmodell bedarf es der Ableitung von Bewertungskriterien, welche die Auswirkungen alternative Geschäftsmodelle erfassen können. Dieses Projekt stellt dazu eine Methode illustriert am Beispiel des zuvor definierten Referenzgeschäftsmodells vor, die durch ihre möglichst allgemein gehaltene Form auch für andere Geschäftsstrategien angewendet werden kann.

Werden die Einkommens-/Zahlungsbilanzen aller Akteure des Referenzgeschäftsmodells betrachtet, so bewirkt die Abgeschlossenheit der gewählten Systemgrenzen und der jeweiligen Zahlungsflüsse zwischen den Akteuren eine ausgeglichene Gesamtbilanz (vgl.

Abbildung 16). In Anlehnung an die zuvor erarbeitete Definition der Pareto Optimalität (vgl. Abbildung 8 bis Abbildung 11) wird daher ein erstes Pareto Kriterium für Geschäftsmodelle in diesem Leitfaden abgeleitet. Dies ist definiert durch:

$$GB = \sum_{a=1}^n B_a = 0 \quad (17)$$

mit

- GB Gesamtsumme aller Einkommens-/Zahlungsbilanzen der Akteure [€/kW*a]
- a Laufindikator für die einzelnen Akteure
- n Gesamt Anzahl an Akteuren

Zur Überprüfung dieses Konzepts gilt daher für die Gesamtbilanz GB_{REF} des Rereferenz-Geschäftsmodells:

$$GB_{REF} = B_E + B_{EV} + B_V + B_{VNB} + B_M + B_{ÜNB} \quad (18)$$

und somit

$$\begin{aligned} GB_{REF} &= \frac{E_E - Z_E}{N_E} + \frac{E_{EV} - Z_{EV}}{N_E} + \frac{E_V - Z_V}{N_E} + \frac{E_{VNB} - Z_{VNB}}{N_E} + \frac{E_M - Z_M}{N_E} + \frac{E_{ÜNB} - Z_{ÜNB}}{N_E} \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^g E_{E,i,j} * p_{M,i} - (\sum_{r=1}^m p_{mess,E,r} + N_E * p_{con})}{N_E} \\ &+ \frac{(\sum_{i=1}^n V_{V,i} * p_V + \sum_{i=1}^n H_{EV,V,i} * p_{M,i}) - (\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^g E_{E,i,j} * p_{M,i} + \sum_{i=1}^n H_{EV,K,i} * p_{M,i})}{N_E} \\ &+ \frac{(0) - (\sum_{i=1}^n V_{V,i} * p_V + \sum_{i=1}^n V_{V,i} * NT_V + \sum_{r=1}^m p_{mess,V,r})}{N_E} \\ &+ \frac{(\sum_{i=1}^n V_{V,i} * NT_V + \sum_{r=1}^m p_{mess,V,r} + \sum_{r=1}^m p_{mess,E,r} + N_E * p_{con})}{N_E} - \frac{(\sum_{i=1}^n S_{VNB,i} * SNT_{VNB})}{N_E} \\ &+ \frac{(\sum_{i=1}^n H_{EV,K,i} * p_{M,i}) - (\sum_{i=1}^n H_{EV,V,i} * p_{M,i})}{N_E} + \frac{(\sum_{i=1}^n S_{VNB,i} * SNT_{VNB} - 0)}{N_E} = 0 \quad q. e. d. \end{aligned}$$

Als Folge des ersten Pareto Kriteriums hat eine Änderungen in der Bilanz eines Akteurs A (z.B. hervorgerufen durch eine neue Geschäftsstrategie) unweigerlich Auswirkungen auf andere Akteure, wenn die Anzahl der Akteursegmente unverändert bleibt.

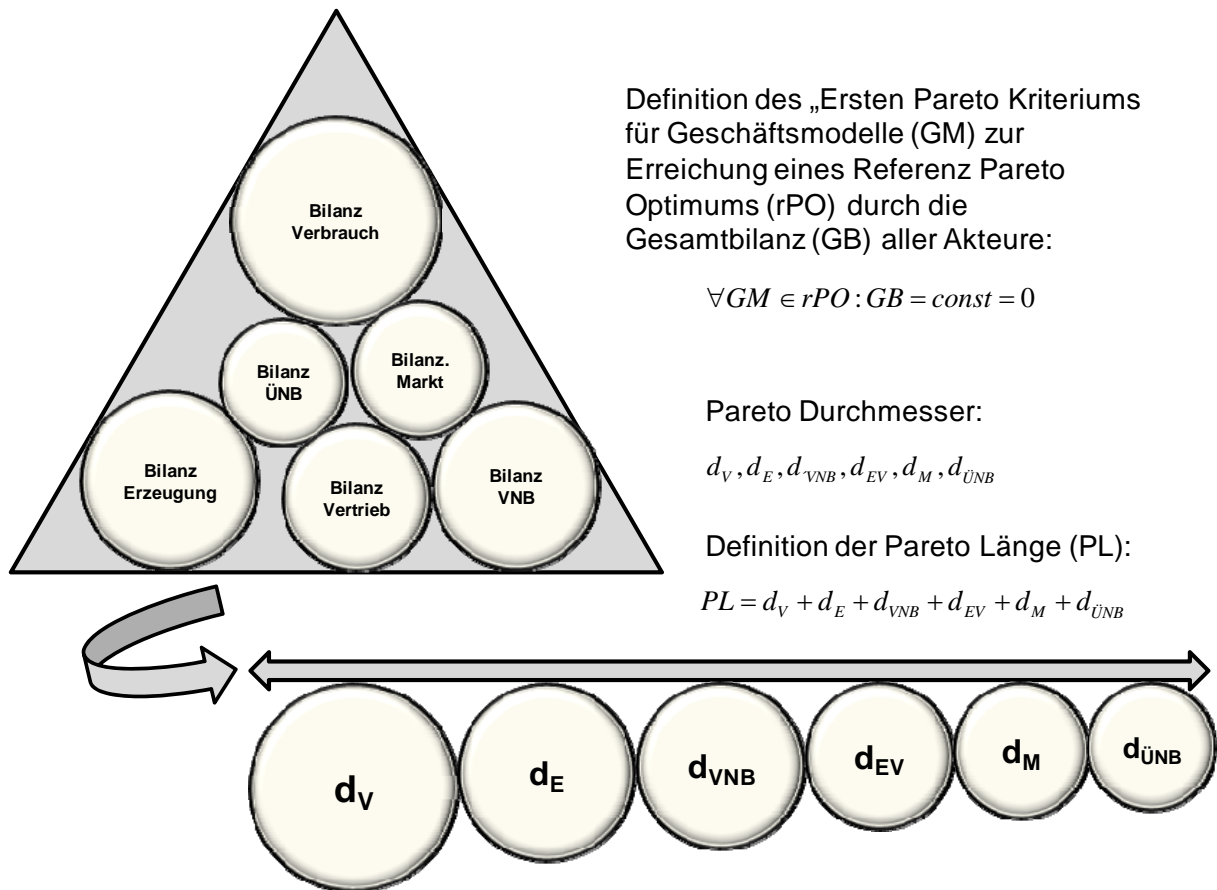


Abbildung 16: Definition des ersten Pareto Kriteriums für Geschäftsmodelle sowie die Ableitung der Pareto Länge (eigene Darstellung)

Es gilt daher zu klären, wie solche Auswirkungen von alternativen Geschäftsmodellen analytisch erfasst werden können. Das Projektteam schlägt dazu in Anlehnung an die Theorie des Pareto Optimums die Definition einer spezifischen Pareto Länge je Geschäftsmodell vor, die jeweils mit einem Referenz System verglichen werden kann.

Dazu sei jeder Bilanz innerhalb des Dreiecks in Abbildung 16 die repräsentative Kreisfläche zugeordnet. Beispielsweise für Stromerzeuger errechnet sich diese Fläche A_E nach

$$A_E = r_E^2 \pi$$

wobei sich der Radius des jeweiligen Bilanzkreises zu

$$r_E = \sqrt{\frac{A_E}{\pi}} = \sqrt{\frac{[B_E]}{\pi}}$$

errechnet, wenn A_E durch den mathematischen Betrag der Akteurbilanz B_E charakterisiert ist.

Daraus kann ein Pareto Durchmesser abgeleitet werden, der sich für Stromerzeuger zu

$$d_E = 2 * r_E = 2 * \sqrt{\frac{[B_E]}{\pi}} \quad (19)$$

errechnet. Schließlich leitet sich daraus die in Abbildung 16 skizzierte Pareto Länge ab, die für das Referenz Geschäftsmodell wie folgt angegeben werden kann.

$$PL_{REF} = 2 * \left[\sqrt{\frac{[[B_E]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_{EV}]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_V]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_{VNB}]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_M]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_{ÜNB}]]}{\pi}} \right] \quad (20)$$

Im Allgemeinen spiegelt die so ermittelte Pareto Länge die Interaktionscharakteristik eines Geschäftsmodells wieder. Tritt eine Änderung in der Pareto Länge im Vergleich zum Referenzfall auf, so ist dies bei Erfüllung des ersten Pareto Kriteriums ein Indiz, dass Akteure durch Ihre Strategien andere Akteure beeinflussen (positiv oder negativ). Zur Verletzung des Referenz Pareto Optimums (rPO) kommt es, wenn das Zweite Pareto Kriterium, definiert durch

$$\forall GM_x \in rPO: PL_{GM_x} = PL_{BAU} \quad (21)$$

mit der Randbedingung⁵

$$\forall GM_x \in rPO: d_{GM_x, \text{Akteur } i} \neq d_{REF, \text{Akteur } j} \wedge d_{GM_x, \text{Akteur } j} \neq d_{REF, \text{Akteur } i} \quad (22)$$

nicht erfüllt ist. Beispielhaft errechnet sich die Pareto Länge eines alternativen Geschäftsmodells 1 (GM1) zu:

$$PL_{GM1} = 2 * \left[\sqrt{\frac{[[B_{E1}]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_{EV1}]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_{V1}]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_{VNB1}]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_{M1}]]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[[B_{ÜNB1}]]}{\pi}} \right]$$

Kommt es zu keiner Änderung der Pareto Länge durch das alternative Geschäftsmodell, so gilt

$$PL_{REF} = PL_{GM1}$$

und somit ist durch die Erfüllung des Zweiten Pareto Kriteriums keine Verletzung des Referenz Pareto Optimums gegeben. Im Falle, dass

$$PL_{REF} \neq PL_{GM1}$$

ist eine Auswirkung durch das Geschäftsmodell auf andere Akteure gegeben. In diesem Fall gilt es zu prüfen, welche Änderungen (positiv oder negativ) für die einzelnen Akteure im Geschäftsmodell auftreten und wie dies mit ihren Zielfunktionen vereinbar ist.

Aufbauend auf diesem beispielhaft dargestellten Kriterienkalkül empfiehlt das Projekt die Bewertung alternativer Geschäftsmodelle in Bezug auf deren Auswirkung je Akteursegment. Daraus kann eine entsprechende Auflistung an Vor- und Nachteilen von Geschäftsmodellen je Akteur abgeleitet werden, mit deren Hilfe weitere Berechnungen vorgenommen werden können. Dies wird im Folgenden näher erläutert.

⁵ Diese Randbedingung prüft, ob nicht der sehr spezielle Fall vorliegt, dass sich für 2 oder mehrere Akteure durch ein neues Geschäftsmodell die Einkommens-/Zahlungsbilanzen zu exakt gleichen Werten wie im Referenzfall errechnen, jedoch in getauschter Reihenfolge. In diesem Fall könnte keine Änderung der Pareto Länge beobachtet werden.

Die Ableitung von Entwicklungsszenarien für alternative Geschäftsmodelle

Werden schließlich die Geschäftsmodelle durch die zuvor skizzierten Pareto Kriterien geprüft und gegebenenfalls Änderungen für einzelne Akteursegmente beobachtet, so sind in einem weiteren Schritt, entsprechende Kostenvorteile oder monetäre Nachteile je Akteur abzuleiten.

Tabelle 2: Beispielmatrix zu Vor- und Nachteilen einzelner Geschäftsmodelle je Akteur

Geschäftsmodell	Erzeugung	Vertrieb	Verbrauch	VNB	ÜNB	Markt
A	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]
B	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]	+ [€/kW*a]
...

Daraus kann eine Matrix zu Vor- und Nachteilen einzelner Geschäftsmodelle aus der Sicht der Akteure abgeleitet werden, die zum Aufbau von Szenarien (z.B. in Abhängigkeit von erwarteten Entwicklungen der Energieversorgung) zukünftiger Kosten/Nutzen-Entwicklungen für unterschiedliche Versorgungsgebiete herangezogen werden können. Dabei ergibt beispielsweise die Multiplikation der Matrixergebnisse aus Tabelle 2 (Einheit €/kW*a) mit zukünftigen Kapazitätsentwicklungen (z.B. kW) jährliche Gesamtkosten. Diese Gesamtkosten können selbstverständlich je Geschäftsmodelle (GMA – GMN) auf alternative Parameter (z.B. auf die Gesamtanzahl an installierten Messpunkten (Mp) wie in Abbildung 17 gezeigt) zur besseren Interpretierbarkeit bezogen werden.

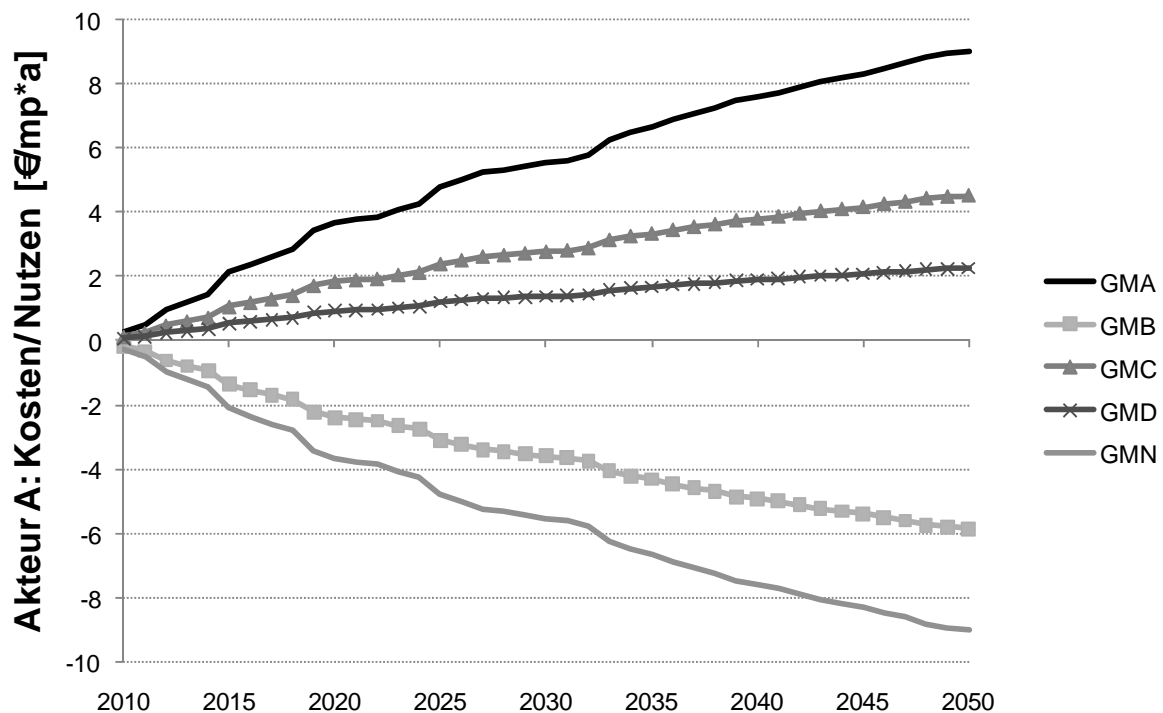


Abbildung 17: Schematische Darstellung zur Ableitung von möglichen Kosten- bzw. Nutzenentwicklungen je Geschäftsmodell und betrachteten Akteursegment

3 Anwendungsbeispiele

Im Rahmen des Projekts KONDEA wurden Geschäftsmodellanalysen für drei Mittelspannungsnetzabschnitte sowie einem Niederspannungsnetzabschnitt aus der Sichtweise unterschiedlicher Akteure untersucht. Dazu kommt die im Projekt entwickelte Methode zur Geschäftsmodelldefinition und -bewertung zur Anwendung, wobei die Auswirkungen der Geschäftsmodelle im Sinne der definierten Pareto Kriterien untersucht werden. Im Folgenden werden die erwähnten Netzabschnitte kurz erläutert:

3.1 Mittelspannungsnetzabschnitte

Der für die Geschäftsmodellanalysen vorgesehene Netzabschnitt innerhalb des Netzes der Salzburg Netz GmbH (vgl. Abbildung 18) ist ein ausgedehntes 30 kV Netz mit einer Gesamtleitungslänge von 280 km. Mit einer installierten Erzeugungsleistung von etwa 5,6 MW bei einer Höchstlast von ca. 23 MW und einer minimalen Last von ca. 3,2 MW, weist dieses Netz bereits jetzt einen hohen Anteil an dezentraler Stromspeisung auf.

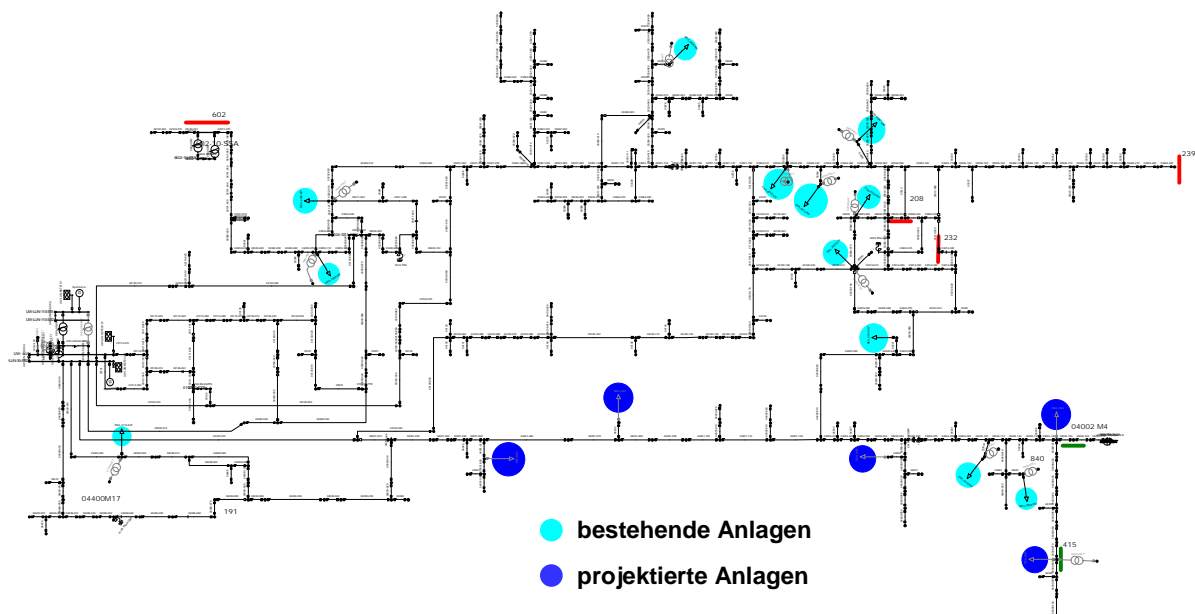


Abbildung 18: Skizze zum betrachteten Teilnetz der Salzburg Netz GmbH (Quelle: [68]).

Für dieses durch Wasserkraft dominierte Netzgebiet wurden im Rahmen des Projekts DG-DemoNetz zusätzlich 6,6 MW (fünf Anlagen) an realistischem Kleinwasserkraftpotential geschätzt und innerhalb einer Simulationsumgebung in den Netzabschnitt integriert. In Abbildung 18 sind mit hellblauen bzw. dunkelblauen Punkten die bestehenden bzw. künstlich hinzugefügten Erzeugungsanlagen im Netzgebiet skizziert. Basierend auf den jeweiligen Erzeugungs- und Verbrauchsdaten, sowie projektierten Kosten für konventionelle und alternative Netzanschlussmöglichkeiten werden die einzelnen Geschäftsmodellalternativen in diesem Netzabschnitt untersucht.

VKW Netz AG

Ein Netzabschnitt innerhalb des Netzes der VKW Netz AG (vgl. Abbildung 19) ist ein ausgedehntes 30 kV Netz mit einer Gesamtleitungslänge von 160 km. Mit einer installierten Erzeugungsleistung von etwa 35 MW bei einer Höchstlast von ca. 58 MW und einer minimalen Last von ca. 19 MW, erfuhr dieses Netz bereits in den letzten Jahren eine stetige Zunahme des Anteils an dezentraler Stromspeisung.

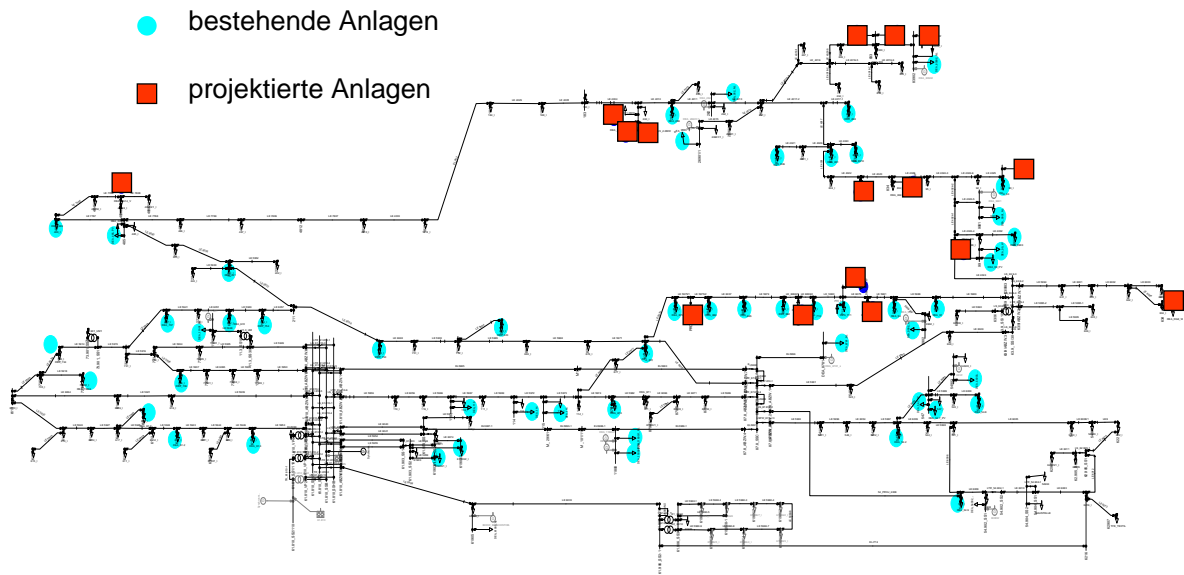
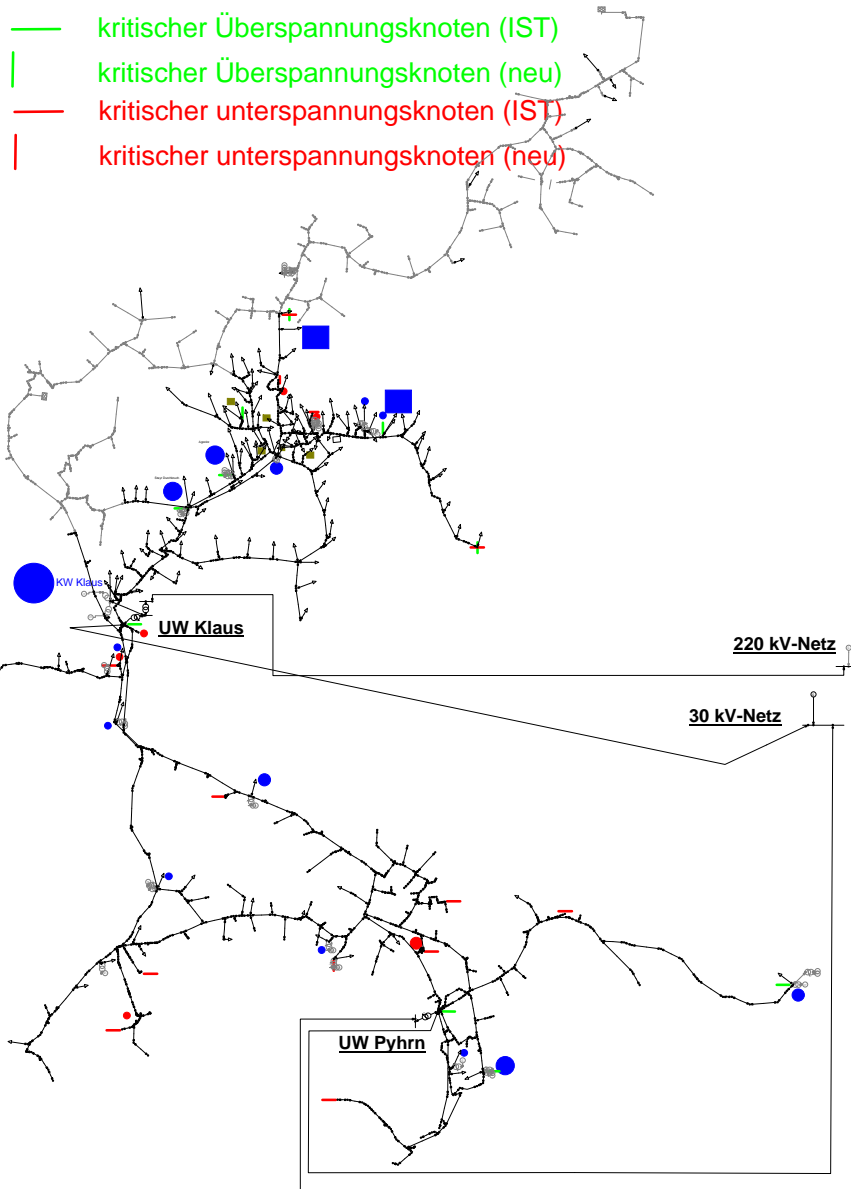


Abbildung 19: Skizze zum betrachteten Teilnetz der VKW Netz AG (Quelle: [68]).

Für dieses Netzgebiet wurden im Rahmen der Analyse zusätzlich 16,8 MW (17 Anlagen; 56% Wasserkraft, 38% Wind, 4% Biomasse und 3% Photovoltaik) an realistischem Erzeugerpotential erhoben und auf Simulationsebene in den Netzabschnitt integriert. In Abbildung 19 sind mit hellblauen bzw. roten Markierungen die bestehenden bzw. künstlich hinzugefügten Erzeugungsanlagen im Netzgebiet skizziert. Es ist anzumerken, dass in diesem Netzabschnitt der bestehende Anteil der dezentralen Erzeugung gemessen an der Starklast mit 60% bereits heute als sehr hoch erachtet werden kann. Dies wird vor allem durch 2 große Wasserkraftwerke, die in Summe eine Leistung von 28 MW aufweisen, hervorgerufen. Entsprechende Geschäftsmodellanalysen werden wiederum basierend auf den Daten dieses Netzabschnitts vorgenommen.

Energie AG Netz GmbH

Vergleichbar zu den Netzabschnitten in Salzburg und Vorarlberg wurde im Netz der Energie AG ein ausgedehntes 30 kV Netz untersucht (vgl. Abbildung 20). Mit einer installierten Erzeugungleistung von etwa 17 MW bei einer Höchstlast von ca. 25 MW und einer minimalen Last von ca. 4 MW, weist auch dieses Netz bereits einen hohen Anteil an dezentraler Stromeinspeisung auf. Dieses Netz hat die Besonderheit, dass es im Ring betrieben wird. Das heißt, dass die zwei Umspannwerke, die das Gebiet versorgen, über die 30 kV Netze im normalen Schaltzustand verbunden sind. Entsprechende Geschäftsmodellanalysen werden wiederum auf Basis der Daten zu Erzeugung, Verbrauch und Netzkosten dieses Netzabschnitts vorgenommen.



Legende:

- - große Erzeuger
- - große Lasten
- | - kritische Überspannungsknoten (Jahr 0 bzw. 20)
- | - kritische Unterspannungsknoten (Jahr 0 bzw. 20)

Abbildung 20: Skizze des Netzabschnitts der Energie AG mit den kritischen Knoten (Quelle:[68]).

3.2 Niederspannungsnetzabschnitt

Ein Niederspannungsnetz im Versorgungsgebiet der Salzburg Netz GmbH ist ebenfalls für die Analyse der Geschäftsmodelle für Netzbetreiber vorgesehen. Dieser Niederspannungsnetzabschnitt wurde im Rahmen des Projekts BHKW-Netz (vgl. [81]) mit zusätzlichen Photovoltaik und Mikro-KWK Anlagen ausgestattet (vgl. Kilowattwerte und Angaben zu verfügbaren Dachflächen in Abbildung 21). Basierend darauf können im Projekt KONDEA ebenfalls entsprechende Geschäftsmodellanalysen vorgenommen werden.

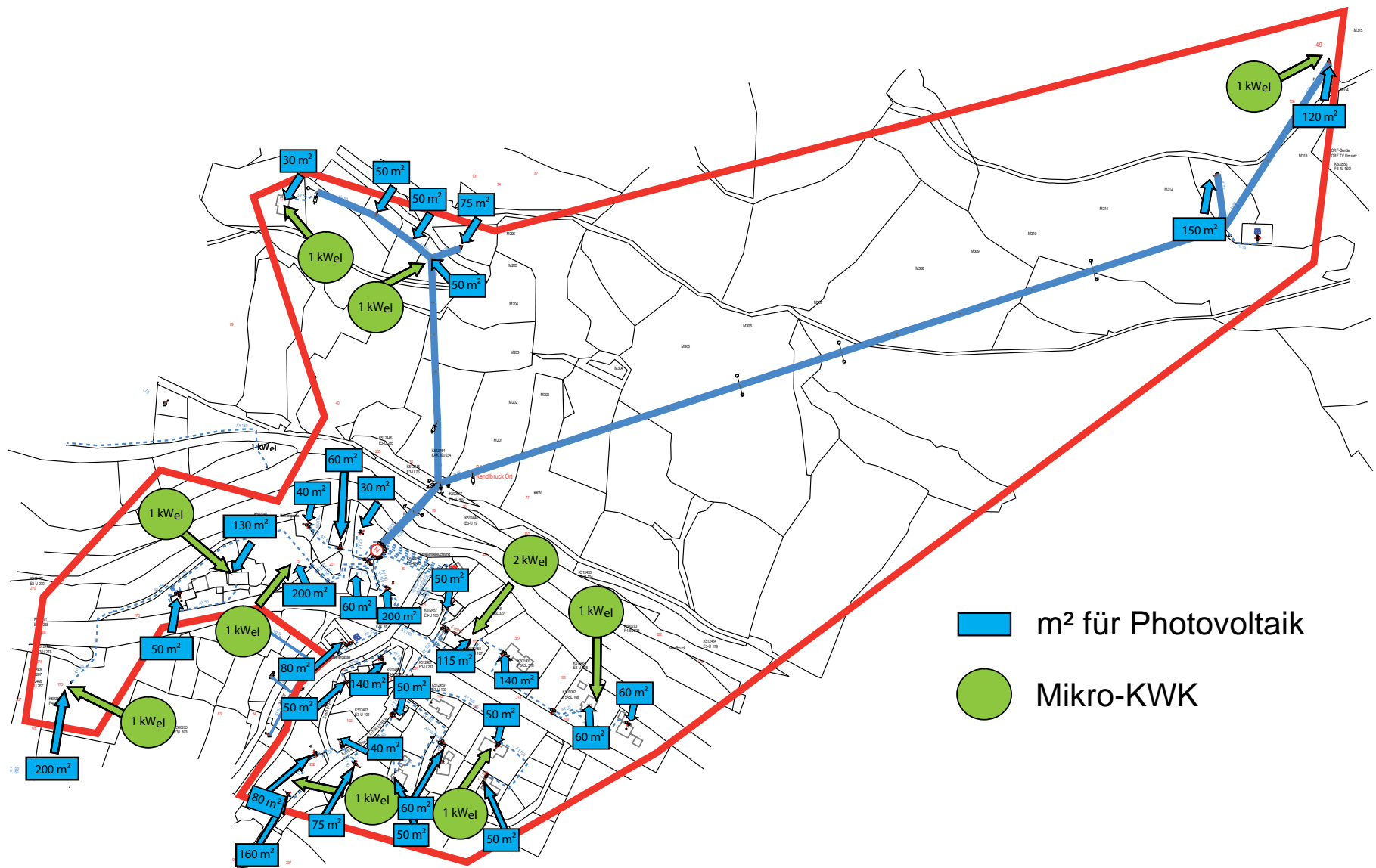


Abbildung 21: Skizze des Niederspannungsnetzabschnitts inklusive Zubau von Mikro-KWK und möglichen Dachflächen für Photovoltaik Installationen.

4 Geschäftsmodelle für primäre Akteure

Die im Rahmen des KONDEA Projekts erarbeiteten Geschäftsmodelle werden in diesem Kapitel vorgestellt, wobei vor allem auf die jeweiligen Änderungen der Interaktionen und Zahlungsflüsse zwischen einzelnen Akteuren eingegangen wird. In Anlehnung an Abbildung 12 wird dies für die folgenden primären Akteure vorgenommen.

4.1 Anlagenbetreiber

Ein erstes Geschäftsmodell E1 sieht anstelle von Einmalzahlungen der Netzanschlusskosten im Vergleich zum Referenzfall die Möglichkeit vor, diese Zahlungen jährlich abzuwickeln. Auch neue Konzepte der Netzintegration z.B. eine Fernregelung oder Koordinierte Spannungsregelung können unter diesen Gesichtspunkten betrachtet werden, wobei niedrigere Netzanschlusskosten als im Referenzfall zur Anwendung kommen.

Abbildung 22 zeigt schematisch ein weiteres alternatives Geschäftsmodell (E2) für Anlagenbetreiber, welche den Stromverkauf an die Verbraucher durch private Versorgungsleitungen ermöglichen könnte. Um Wirkleistungsbegrenzungen für diesen Anwendungsfall verhindern zu können, muss die Verbraucherlast zu jedem Zeitpunkt größer sein als die Erzeugungsleistung der DG-Anlagen, da kein zusätzlicher Anschluss an das öffentliche Stromnetz in dieser Geschäftsmodellvariante vorgesehen ist. Ein Anwendungsfall eines solchen Geschäftsmodells könnte z.B. die Direktversorgung von Industrieanlagen mit hohem Grundlastanteil sein. Die Zielfunktion der Erzeugung ist dabei, die Stromerlöse im Vergleich zu Marktverkäufen maximieren zu können. Zudem wird der Betreiber der Erzeugungsanlage versuchen, die Kosten der eigenen Versorgungsleitung zum Verbraucher im Vergleich zu den Netzanschlusskosten an das öffentliche Stromnetz gering zu halten. In den zuvor skizzierten Fallstudien wird daher untersucht, wie sich diese Geschäftsmodellauslegung für einen Teil der Erzeugeranlagen sowie für den Netzbetreiber und die Energievertriebe auswirkt.

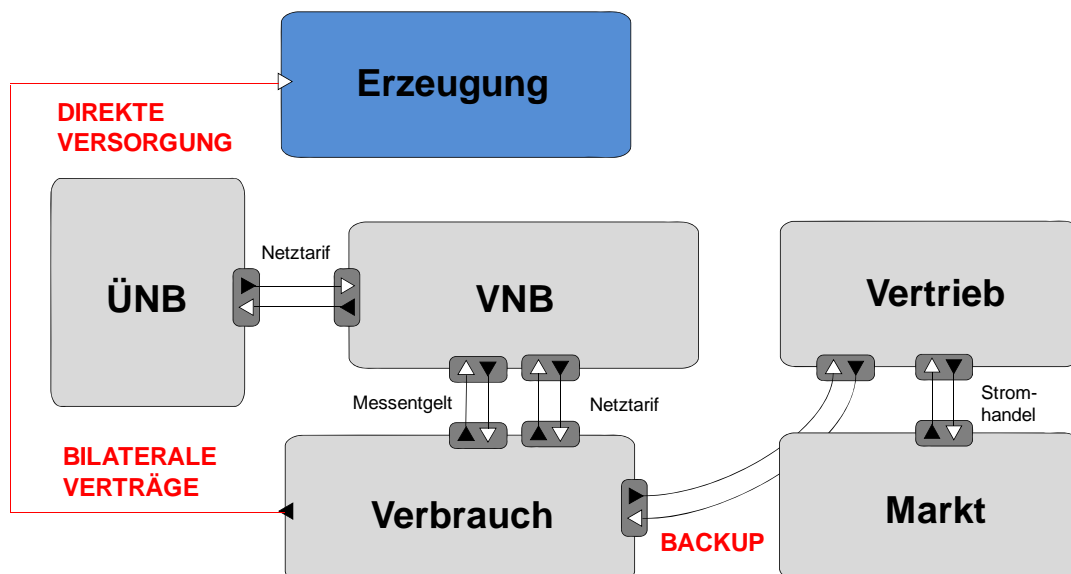


Abbildung 22: E2 - Geschäftsmodellalternative für Erzeuger – erzeugter Strom wird über eine eigene Leitung an die Verbraucher verkauft; Die Auswirkungen für die einzelnen Akteure werden untersucht.

Da jedoch die Direktversorgung von Verbrauchern durch Erzeuger mit eigenen Versorgungsleitungen eher einen Spezialfall darstellt, werden die Auswirkungen einer weiteren Geschäftsmodellalternative untersucht (vgl. Abbildung 23).

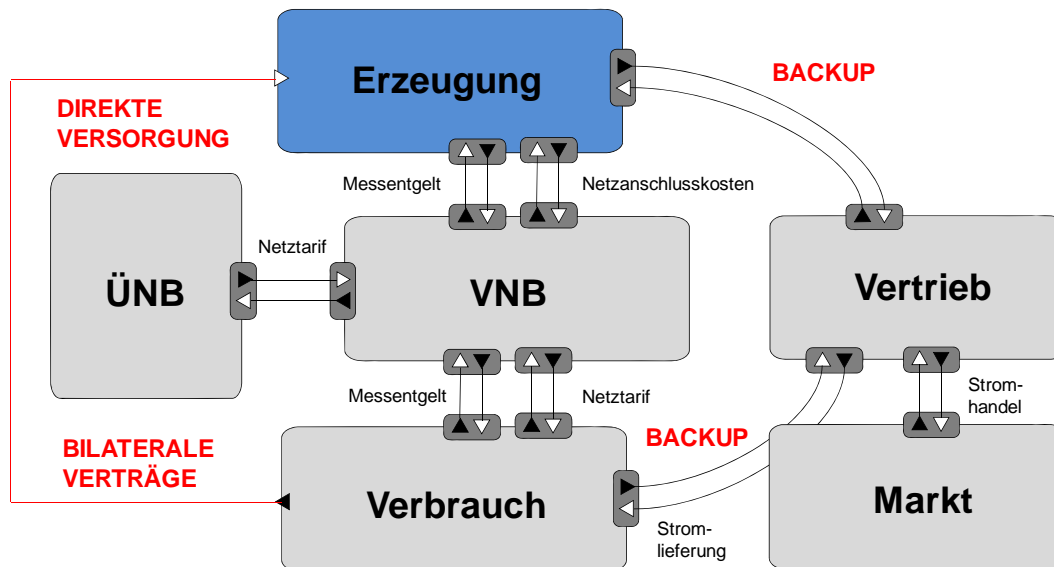


Abbildung 23: E3- Geschäftsmodellalternative für Erzeuger – der erzeugte Strom wird direkt bei den Kunden vermarktet, jedoch über das öffentliche Stromnetz geliefert; Backup Lieferverträge für Erzeugung und Verbrauch werden vorgesehen.

In dieser Variante (E3) gehen die Kunden nach wie vor direkte Stromlieferverträge mit Erzeugeranlagen ein, jedoch erfolgt die Stromlieferung unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes und Verrechnung entsprechender Entgelte durch den Netzbetreiber. Wie auch im Geschäftsmodell E2 schließen die Verbraucher Backup-Lieferverträge beispielsweise mit dem Stromvertrieben ab, um den Strombedarf ausreichend decken zu können. Jedoch tun dies auch die Anlagenbetreiber, um in Zeiten geringer Stromnachfrage keine Einkommensverluste hinnehmen zu müssen. Die Auswirkungen dieser Geschäftsmodellalternative auf die einzelnen Akteure der Stromversorgung stehen dabei wiederum im Mittelpunkt der durchgeführten Fallstudien.

Geschäftsmodell E4 (vgl. Abbildung 24) für Anlagenbetreiber sieht ein Stromerzeugungsmanagement in Abhängigkeit von Spitzenlastverkäufen vor. Je nach Erzeugungs- und Marktsituation wird durch geeignete Primär- und/oder Sekundärenergiespeicher Grundlasterzeugung der Anlagenbetreiber zwischengespeichert. In Hochpreisperioden werden schließlich die Speicher entleert und der gespeicherte Strom am Markt verkauft. Hier wurde die Annahme getroffen, dass das Stromnetz die Verkäufe von Spitzenlastprodukten ohne Verletzung technischer Restriktionen erlaubt und ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb der Stromspeicher möglich ist. Die entsprechenden Auswirkungen dieser Vermarktungsstrategie vor allem auf die Energievertriebe werden schließlich wieder fallspezifisch betrachtet.

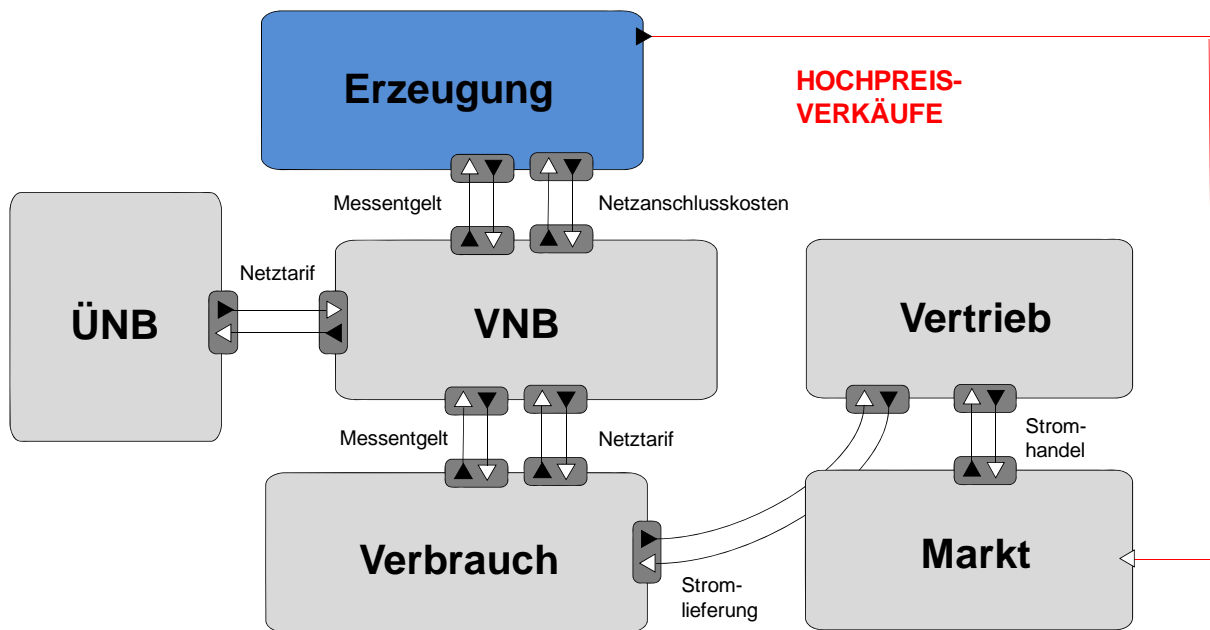


Abbildung 24: E4 - Geschäftsmodellalternative für Erzeuger – je Marktsituation wird Primär- oder Sekundärenergie zwischengespeichert, um diese als Spitzenlastprodukt zu vermarkten.

4.2 Verbraucher

In einer ersten Geschäftsmodellvariante (V1) wird untersucht, inwieweit sich die Steigerung von Energieeffizienzmaßnahmen sowie Energieeinsparungen auf die einzelnen Akteursegmente auswirken. Durch verringerten Strombezug seitens der Verbraucher werden dabei neben Einsparungen durch niedrigere Stromrechnungen auch Einkommensverluste für Stromvertriebe, sowie Netzbetreiber auftreten. Die entsprechenden Auswirkungen dieser Geschäftsmodellalternative werden daher in den einzelnen Fallstudien quantitativ erfasst. Die Zielfunktion der Verbraucher ist in diesem Fall durch Energieeinsparungsstrategien zu ergänzen.

Als weitere Geschäftsmodellalternative zeigt Abbildung 25 den Interaktionsplan der einzelnen Akteure für eine Transformation der Verbraucher in Richtung von „Prosumern“⁶, die neben dem Strombezug auch eigenen Strom erzeugen bzw. verkaufen. Das zentrale Ziel dieser Variante liegt in der Reduktion des externen Energiebezuges durch Eigenstromerzeugung. Die Auswirkungen auf den Netzbetreiber, den Stromvertrieb und den Prosumer selbst werden dabei untersucht.

Durch die direkt bei Verbrauchern installierten Stromerzeugungskapazitäten haben Verbraucher vor allem den Anreiz Strombezüge aus dem Netz zu vermeiden und den erzeugten Strom selbst zu nutzen. Dieser Anreiz liegt jedoch nur dann vor, wenn etwaige Einspeisetarife für erneuerbaren Strom nicht größer sind als der Endkundenstrompreis (Energie, Netz und Abgaben und Steuern). Ist dies der Fall, so sind entsprechende Einkommensverluste für Netzbetreiber und Energievertriebe zu erwarten. Wie hoch diese Verluste für die betroffenen Akteure im Detail ausfallen wird wieder in den zuvor beschriebenen Fallstudien untersucht.

⁶ Das Wort „Prosumer“ setzt sich aus den englischen Begriffen producer und consumer zusammen.

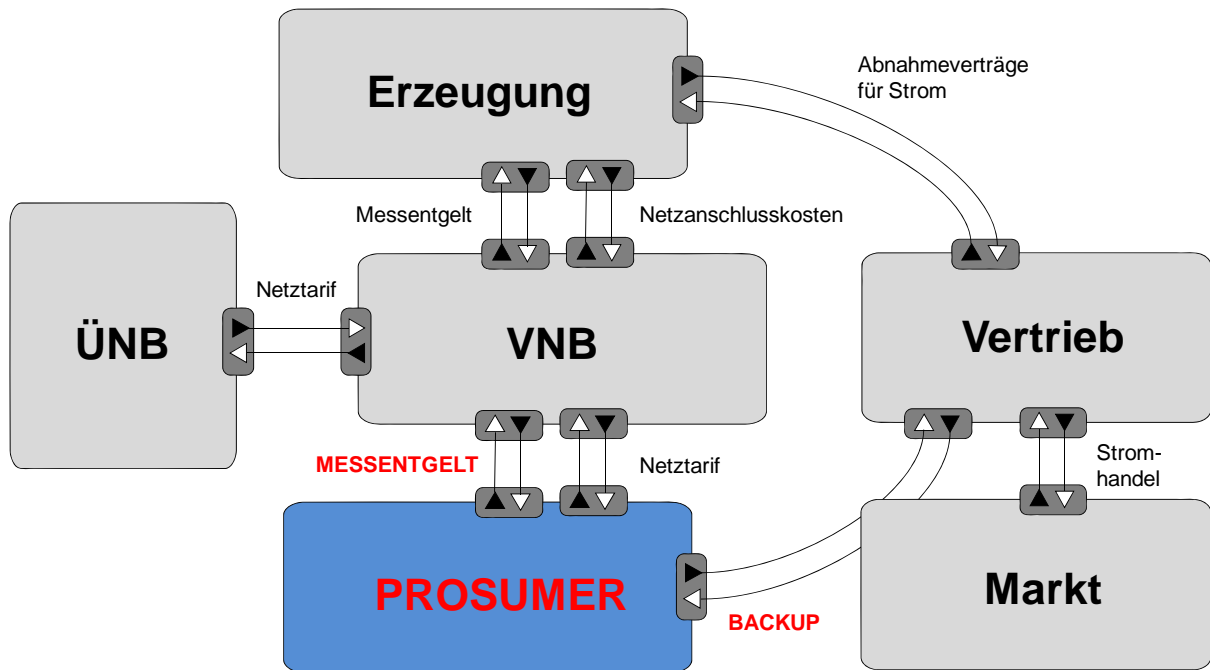


Abbildung 25: V2- Geschäftsmodellalternative für Verbraucher – Die Auswirkungen der Entwicklung von Verbrauchern zu Prosumer wird untersucht.

Abbildung 26 skizziert ein weiteres Geschäftsmodell (V3), das von einer Direktvermarktungs- bzw. Direktbezugsstrategie von Erzeugern und Verbrauchern am Strommarkt ausgeht. Dies kann beispielweise durch Smart Grids Lösungen unter Anwendung von automatisierten Energiemanagementsoftwareapplikationen ermöglicht werden. Entsprechende Auswirkungen für die einzelnen Akteure werden dabei wieder abgeleitet, wobei vor allem Einkommensverluste für Energievertriebe zu erwarten sind.

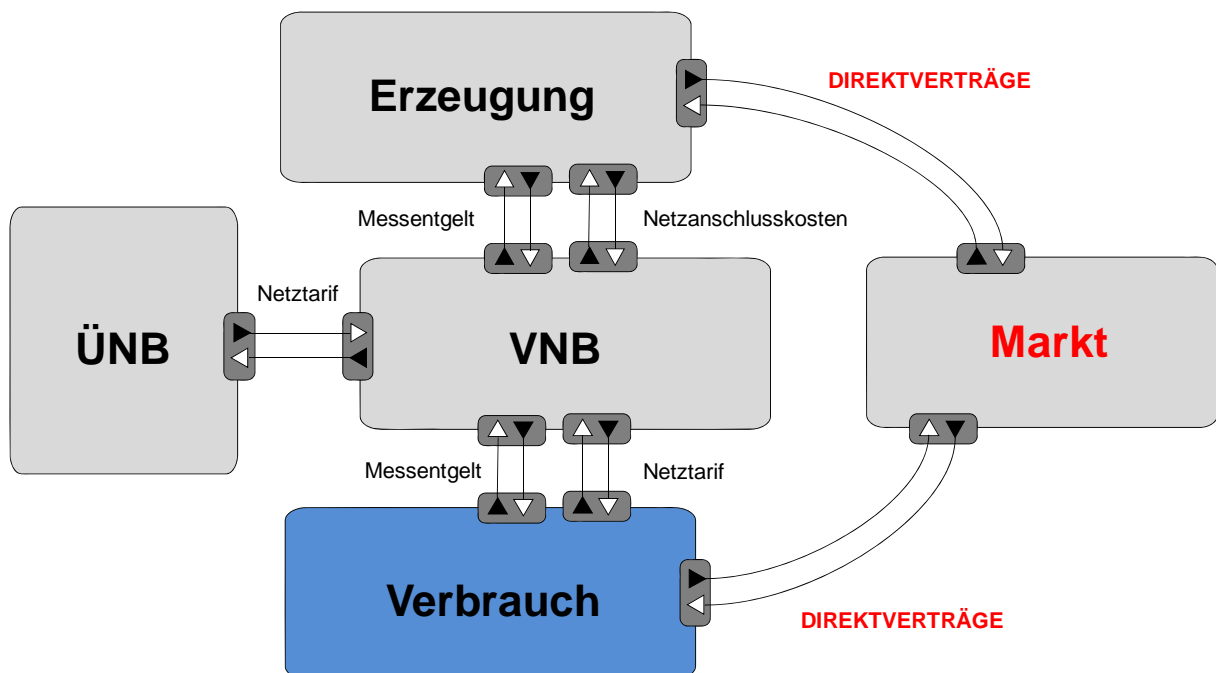


Abbildung 26: V3 - Geschäftsmodellalternative für Verbraucher – Verbraucher und Erzeuger können durch automatisiertes „Pooling“ direkt am Strommarkt agieren.

4.3 Verteilernetzbetreiber

Wie Abbildung 27 illustriert, sieht ein erstes Geschäftsmodell (VNB1) für Netzbetreiber anstelle von einmaligen Netzanschlussentgelten laufende Netztarife für Anlagenbetreiber vor. Dabei kann zwischen einer energiebezogenen (Zahlung in €/kWh) bzw. kapazitätsbezogenen (abhängig von der jeweiligen Nennleistung der DG-Anlagen - €/kW) Kostenallokation gewählt werden.

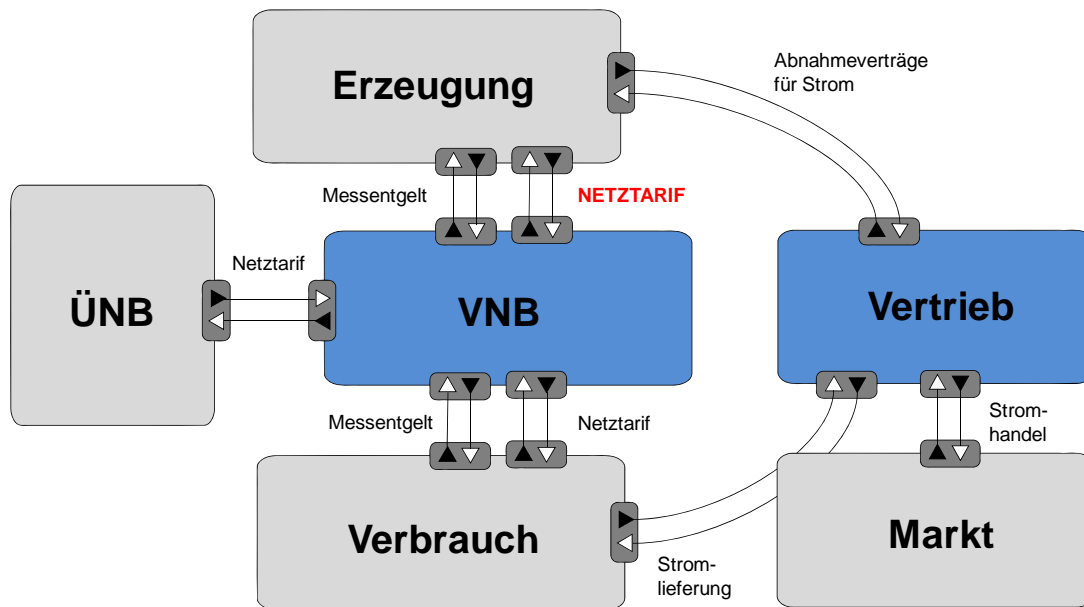


Abbildung 27: VNB1 - Geschäftsmodellalternative für Netzbetreiber – anstelle von Netzanschlusskosten wird die Auswirkung von Netztarifen für Anlagenbetreiber untersucht.

In dieser Variante der Netzkostenallokation werden also die gesamten im Netz auftretenden Kosten (Fix- und Betriebskosten) zwischen Anlagenbetreibern und Verbrauchern geteilt und auf die jeweiligen Energie- oder Leistungseinheiten bezogen. Die zuvor dargestellten Fallstudien unterschiedlicher Netzregionen sollen in diesem Zusammenhang die Auswirkungen einer solchen Geschäftsmodellauslegung für Netzbetreiber, Verbraucher und Erzeuger darlegen (entsprechende Vor- oder Nachteile inbegriffen).

Neben der Einführung eines alternativen Netztarifs für Anlagenbetreiber wird auch die Möglichkeit untersucht, die im Netz entstehenden Kosten durch alleinige Verbrauchernetztarife (vgl. Abbildung 28) zu decken. Die entsprechenden Auswirkungen für die einzelnen Akteure werden wiederum erarbeitet. Es ist zu erwarten, dass vor allem die Stromerzeuger einen Vorteil durch diese Vorgehensweise erhalten, wohingegen Verbraucher mit zusätzlichen Belastungen zu rechnen haben.

Weitere Geschäftsmodelle für Netzbetreiber behandeln die Möglichkeit, Standortssignale im Netz sowie Innovationsanreizmechanismen (durch verbraucherseitige Innovationsbeiträge) zu implementieren, um einerseits bei den DG-Anlagen Bewusstsein zur gegebenen Auswirkung auf das Stromnetz zu schaffen und andererseits den Test alternativer Netzintegrationsstrategien (Innovationen) im realen Systembetrieb zu ermöglichen (vgl. Abbildung 29 und Abbildung 30). Diese alternativen Strategien sollen einer effizienten und zukünftig günstigeren Integration von DG-Anlagen und Erneuerbaren dienen. Eine

entsprechende Analyse für die Netzbenutzer wird daher durch Fallbeispiele inklusive entsprechender Kosten / Nutzen Auswirkungen für jedes Akteursegment durchgeführt.

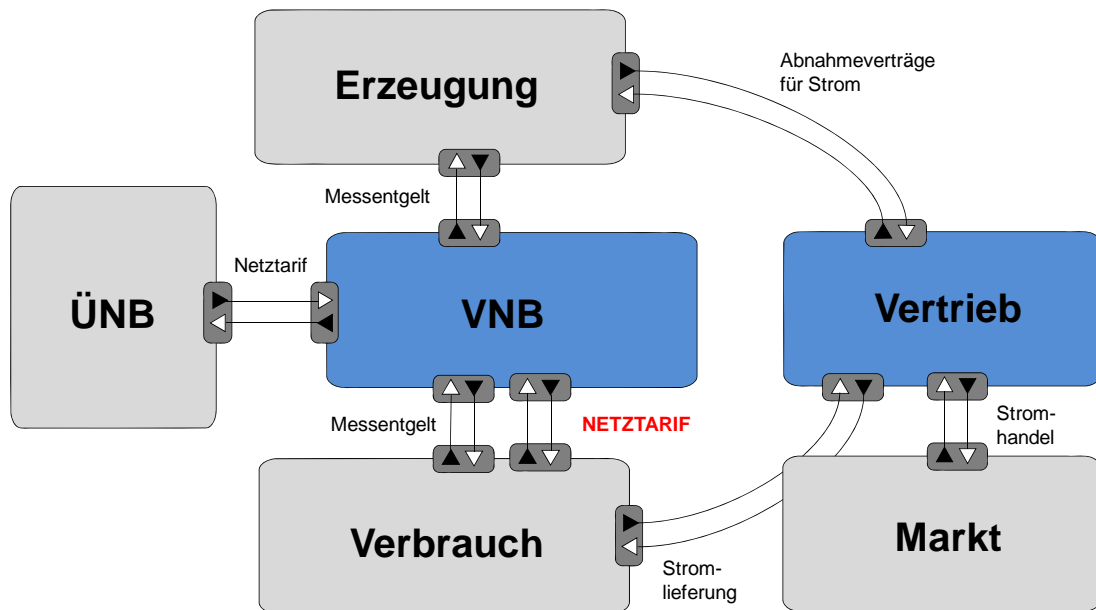


Abbildung 28: VNB2 - Geschäftsmodellalternative für Netzbetreiber – die Netztarife werden zu 100% von Verbraucheranlagen bezahlt; DG-Anlagen werden keine Netzananschlusskosten verrechnet.

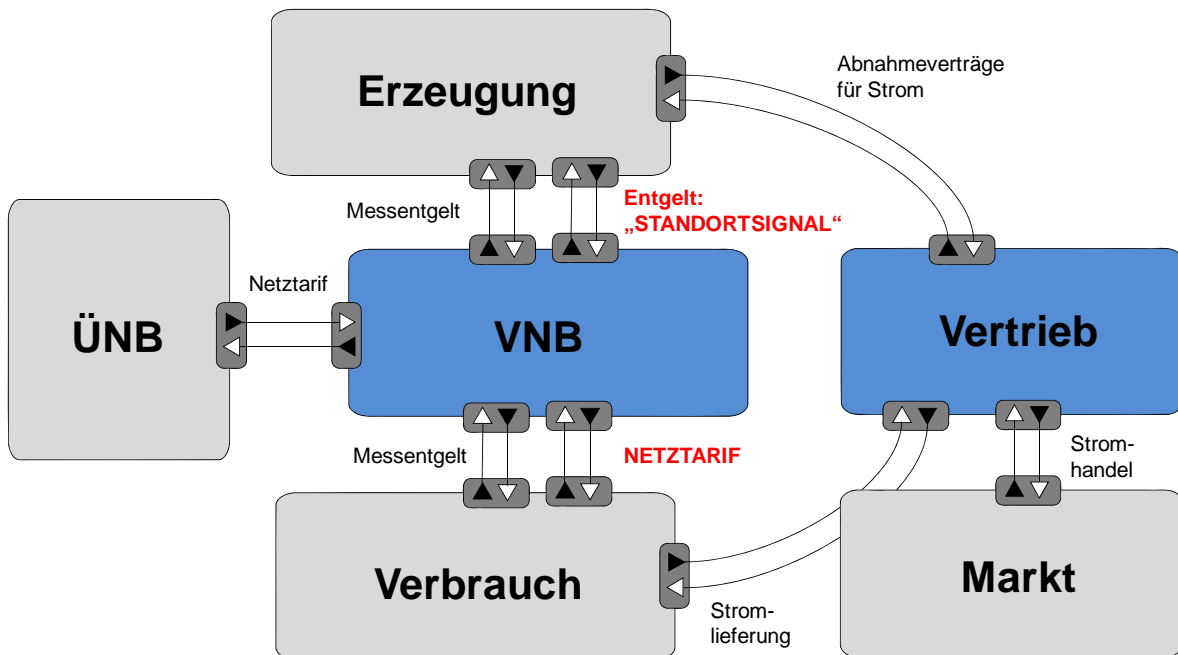


Abbildung 29: VNB3 - Geschäftsmodellalternative für Netzbetreiber – Integration von Entgelten für Standortsignale bei DG-Anlagen sowie geänderteter Netztarife bei Verbrauchern (vgl. VNB2).

Beispielsweise zeigt Abbildung 29 neben einem alleinigen Netztarif für Verbraucher (vgl. VNB2) die Einführung eines zusätzlichen Standortsignals für Erzeugeranlagen. Hier wird angenommen, dass der Verteilernetzbetreiber verpflichtet ist, jede erneuerbare Stromerzeugungsanlage an das Netz anzuschließen, ohne jedoch die unmittelbaren

Netzanschlusskosten an Anlagenbetreiber weitergeben zu dürfen. Ein entsprechendes Standortsignal könnte dahingehend - vergleichbar mit einem Flächenwidmungsplan im Wohnbau - ausgelegt werden, dass Stromerzeuger die negative Auswirkungen im Stromnetz hervorrufen, standortabhängige Netzentgelte zu entrichten haben. Konträr dazu entfallen diese Entgelte für Erzeugungsanlagen die positive (z.B. Verlustreduktion oder positive Auswirkung auf die Spannungshaltung) oder zumindest nicht signifikante Effekte für das Verteilernetz hervorrufen (festgelegt z.B. mit einer Obergrenze der Auswirkung auf das Spannungsband). Die entsprechenden Mehreinnahmen für Verteilernetzbetreiber durch diese Standortsignale könnten folglich unterschiedlichen Maßnahmen zugeführt werden (z.B. Aufbau von Netzreserven in strukturschwachen Regionen, Erprobung von Innovationen; Reduktion der Verbrauchernetztarife etc.).

Das vierte Geschäftsmodell für Verteilernetzbetreiber (VNB4) analysiert die Auswirkungen zusätzlicher Innovationsbeiträge seitens der Erzeuger und Verbraucher. Diese zusätzlichen Einnahmen für Verteilernetzbetreiber könnten beispielsweise dazu dienen Demonstrationsprojekte und Innovationen im Netzbetrieb (z.B. im Kontext von Smart Grids) zu erproben. Die Sinnhaftigkeit dieser Innovationen ist dabei im Vorfeld sicherzustellen und von geeigneter Stelle (z.B. vom Regulator) zu genehmigen. In den vier Fallbeispielen des KONDEA Projekts wird dazu die Auswirkung der Einführung einer monetären Innovationsobergrenze von 1% des jährlichen Netzbetreiberumsatzes untersucht. Entsprechende Mehrbelastungen für Erzeuger und Verbraucher werden daraus abgeleitet und interpretiert.

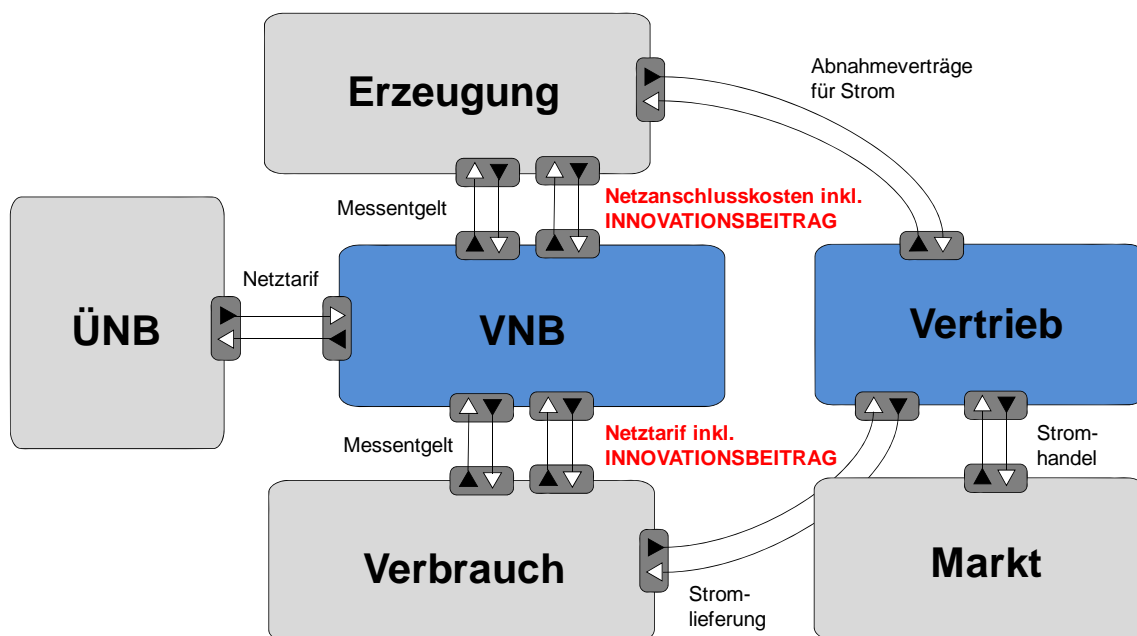


Abbildung 30: VNB4 - Geschäftsmodellalternative für Netzbetreiber – Untersuchung der Auswirkung eines Innovationsbeitrags für alternative Netzintegrationskonzepte für Verbraucher und Erzeuger.

4.4 Energievertriebe

In einer ersten Geschäftsmodellvariante (V1) für Energievertriebe werden basierend auf dem jeweiligen Netzstatus (z. B. vom Verteilernetzbetreiber weitergegeben) verbraucherseitige Maßnahmen (DSM = Demand Side Management) und/oder ein entsprechendes Erzeugungsmanagement (EZM) vergleichbar mit einer Kraftwerks- und Lasteinsatzplanung durch einen geeigneten Akteur eingesetzt (vgl. Abbildung 31). Dieser Akteur könnte einerseits der Netzbetreiber selbst sein, wurde jedoch im KONDEA Projekt für den Energievertrieb vorgesehen.

Das Erzeugungsmanagement sieht vor allem eine Steuerung der Blind- und Wirkleistung der Stromerzeugungsanlagen vor. Kommt es z.B. durch Netzengpässe zu Wirkleistungsbegrenzungen der Erzeuger, so sollte es durch entsprechendes Demand Side Management ermöglicht werden dies zu verhindern. Können in Summe die Kosten eines solchen Systems (z.B. durch die Kombination einer Koordinierten Spannungsregelung mit DSM Maßnahmen) geringer ausfallen, als konventionelle Netzanschlusskosten (z.B. hervorgerufen durch die Notwendigkeit der Errichtung eines neuen Umspannwerks), so können die erreichten Einsparungen zwischen den beteiligten Akteuren aufgeteilt werden (in diesem Fall zwischen Erzeugern, Verbrauchern und Vertrieben). Die Ermittlung der fallspezifischen Auswirkungen für die einzelnen Akteure steht dabei wiederum im Mittelpunkt der Untersuchungen des KONDEA Projekts.

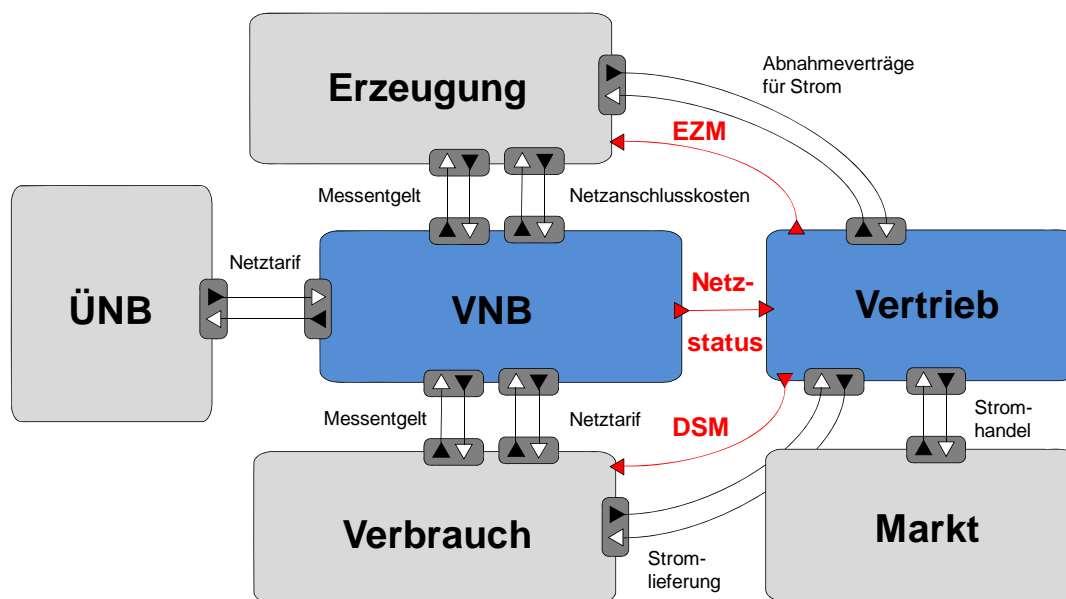


Abbildung 31: V1 - Geschäftsmodellalternative für Energievertriebe – Untersuchung der Auswirkung von Demand Side Management (DSM) und eines Erzeugungsmanagements (EZM) je Akteur.

Ein weiteres Geschäftsmodell für Stromvertriebe (V2) untersucht die Auswirkung der Einführung eines Bonus / Malus Systems für Verbraucher. Stromkunden die innerhalb dieses Geschäftsmodells die Energiedienstleistung „Elektrizität“ in uneingeschränktem Maße zu jeder Zeit und Quantität (je nach gegebener Anschlussleistung) nutzen wollen, zahlen einen höheren Preis („Malus Akteure“). Kunden, die jedoch ihr Verbrauchsverhalten externen Vorgaben anpassen (bevorzugt in automatisierter Weise) erhalten günstigere Preise (je nach Geschäftsmodellauslegung niedrigere Strompreise oder Netztarife) als Bonus. Die

Bonuszahlungen werden dabei durch die Maluseinnahmen finanziert. Auch ein geringerer Stromverbrauch im Vergleich zu einem Referenzwert könnte durch unterschiedliche Boni belohnt werden. Die Auswirkung dieser Geschäftsmodellidee für Stromvertriebe, Verbraucher und weitere Akteure wird wiederum in den einzelnen Fallbeispielen untersucht (vgl. Abbildung 32).

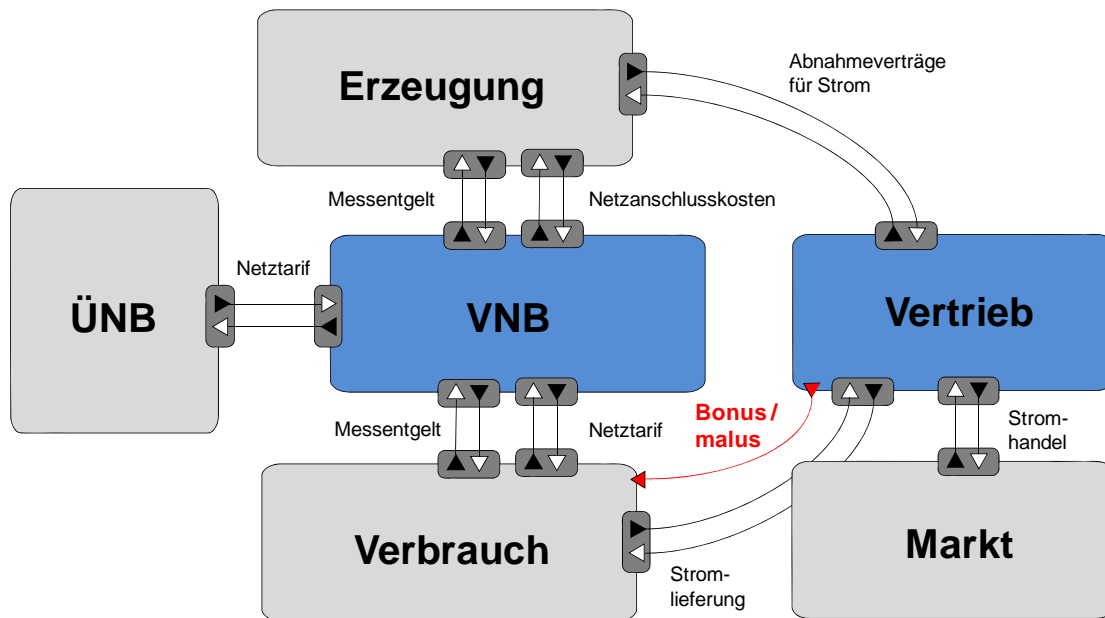


Abbildung 32: V2 - Geschäftsmodellalternative für Energievertriebe – Untersuchung der Auswirkung eine Bonus / Malus Systems für Stromvertriebe, Verbraucher und weitere Akteure.

5 Ergebnisse der Geschäftsmodellierung

In den folgenden Kapiteln werden schließlich die Auswirkungen der einzelnen Geschäftsmodelle auf die Einkommens- und Zahlungsbilanzen (vgl. Kapitel 2.2) der Akteure abgeleitet und anhand der entwickelten Pareto Kriterien bewertet.

5.1 Das Referenzgeschäftsmodell

Wie in Kapitel 2.2 beschrieben wird durch das Referenzgeschäftsmodell samt seiner Einkommens- und Zahlungsflüsse die Referenzparetolänge festgelegt. Zudem fordert das erste Pareto Kriterium der Geschäftsmodellierung, dass die Summe aller Zahlungen und Einnahmen im betrachteten Akteurbereich gleich null ist. Im Referenzgeschäftsmodell ist diese Forderung erfüllt und beispielweise für Fallstudie 3 wie folgt anzugeben:

$$\begin{aligned}
 GB_{F3} &= \frac{E_E - Z_E}{N_E} + \frac{E_{EV} - Z_{EV}}{N_E} + \frac{E_V - Z_V}{N_E} + \frac{E_{VNB} - Z_{VNB}}{N_E} + \frac{E_M - Z_M}{N_E} + \frac{E_{ÜNB} - Z_{ÜNB}}{N_E} \\
 &= \frac{€ 9,003,896 - € 769,537}{48800 \text{ kW} * a} + \frac{€ 11,485,927 - € 9,837,834}{48800 \text{ kW} * a} \\
 &\quad + \frac{0 - -€ 13,783,645}{48800 \text{ kW} * a} + \frac{€ 7,042,070 - € 49,387}{48800 \text{ kW} * a} + \frac{€ 833,938 - € 3,974,815}{48800 \text{ kW} * a} \\
 &\quad + \frac{€ 49,387 - 0}{48800 \text{ kW} * a} = \\
 &= 169 \frac{€}{\text{kW} * a} + 34 \frac{€}{\text{kW} * a} - 282.5 \frac{€}{\text{kW} * a} + 143 \frac{€}{\text{kW} * a} - 64.5 \frac{€}{\text{kW} * a} \\
 &\quad + 1 \frac{€}{\text{kW} * a} = 0
 \end{aligned}$$

Die gleichen Konditionen sind für die restlichen Fallstudien erfüllt, da

$$GB_{F1} = 0 \wedge GB_{F2} = 0 \wedge GB_{F4} = 0$$

Abbildung 33 illustriert die jährlichen Einkommens-/Zahlungsbilanzen (in €/kW*a) eines jeden Akteursegments innerhalb der 4 untersuchten Fallstudien (bezogen auf 2006 Daten zu Erzeugung und Verbrauch in diesen Verteilernetzabschnitten). Für eine detaillierte Aufstellung der dazu getroffenen Annahmen sei auf den Anhang zu diesem Bericht verwiesen. Wie zu erkennen ist, weisen fast alle Akteure (ausgenommen Verbraucher und Markt) eine positive Gesamtbilanz⁷ auf. Vor allem Verbraucher sind mit einer negativen Gesamtbilanz konfrontiert, da keine Einnahmen erzielt werden. Am Markt hängt die Situation davon ab, wie viel Strom verkauft oder gekauft wird. In der Realität gibt der Markt als Handelsplattform diese Gesamtkosten bzw. Erlöse an die jeweiligen Marktteilnehmer entsprechende weiter.

⁷ Diese Werte stellen jedoch keinen Reingewinn dar und wären daher um Kapitalkosten und Rückstellungen des Akteurs zu reduzieren; dies hat jedoch keinen Einfluss auf die Bewertung der Auswirkungen der einzelnen alternativen Geschäftsmodelle und wurde daher nicht vorgenommen.

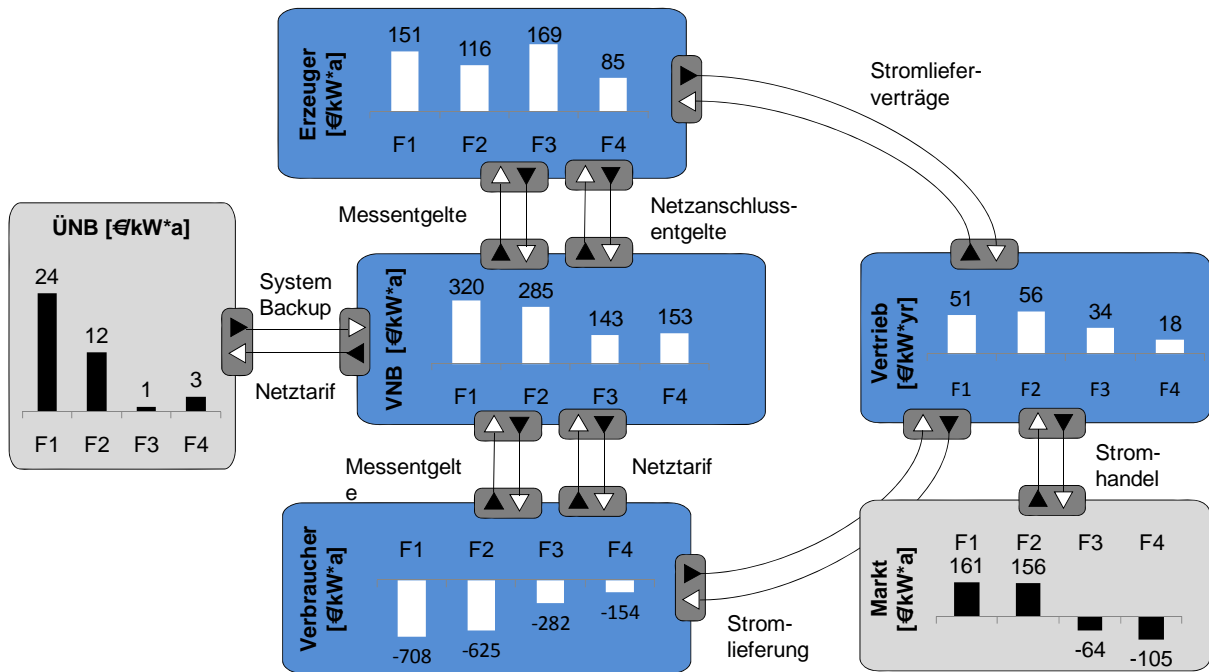


Abbildung 33: Einkommens-/Zahlungsbilanzsituation für das Referenzgeschäftsmodell und alle Akteure in den Fallstudien F1 bis F4

In der vorgenommenen Berechnung ist dabei zu erwähnen, dass die Netztarife in jährliche Zahlungen umgerechnet wurden (anstelle einer Einmalzahlung), um eine bessere Vergleichbarkeit des Referenzgeschäftsmodell und alternativer Geschäftsmodelle zu erreichen. Ein entsprechender Zinssatz (6%) wurde dabei angenommen. Detailliertere Werte zu Annahmen und Parametern finden Sie im Anhang zu diesem Bericht.

In Bezug auf die Berechnung der Referenzparetolänge des Referenzgeschäftsmodells ergibt sich folgender Zusammenhang nach Formel 20 zu:

$$PL_{REF,F3} = 2 * \left[\sqrt{\frac{[169]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[34]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[-282.5]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[143]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[-64.5]}{\pi}} + \sqrt{\frac{[1]}{\pi}} \right]$$

Beispielsweise führt in Fallstudie 3 die Berechnung zu einer Referenzparetolänge von 63.9 €kW*a. Basierend auf diesen Referenzparetolängen je Fallstudie werden Änderungen untersucht, die durch die einzelnen Geschäftsmodelle hervorgerufen werden. Sind solche Änderungen vorhanden ist das zweite Pareto Kriterium nicht erfüllt und es gilt zu untersuchen, welche Akteure durch diese Änderungen positiv oder negativ beeinflusst werden. Tabelle 3 zeigt dazu die Berechnungsergebnisse der Pareto Längen aller untersuchten Fallstudien im Referenzfall.

Tabelle 3: Detailergebnisse zur Berechnung der Referenzparetolängen betrachteter Fallstudien

	Fallstudie 1	Fallstudie 2	Fallstudie 3	Fallstudie 4
$2 * \sqrt{\frac{[B_E]}{\pi}}$	13.885	12.173	14.658	10.408
$2 * \sqrt{\frac{[B_{EV}]}{\pi}}$	30.026	28.215	18.964	14.020

$2 * \sqrt{\frac{[[B_V]]}{\pi}}$	8.093	8.432	6.557	4.845
$2 * \sqrt{\frac{[[B_{VNB}]]}{\pi}}$	20.198	19.036	13.507	13.960
$2 * \sqrt{\frac{[[B_M]]}{\pi}}$	5.544	3.919	1.135	1.964
$2 * \sqrt{\frac{[[B_{ÜNB}]]}{\pi}}$	14.304	14.110	9.053	11.576
Referenz Pareto Länge	92.048	85.885	63.874	56.772

5.2 Ausgewählte Ergebnisse für Erzeuger

Innerhalb des zweiten Geschäftsmodells für Erzeuger, in dem ein direkter Verkauf von Elektrizität an ausgewählte Verbraucher über eigene Versorgungsleitungen vorgesehen ist, werden die Änderungen für alle Akteure untersucht. Vor allem dadurch, dass Erzeuger Erlöse durch Stromverkäufe verlieren, wenn der Momentanverbrauch geringer als die vorhandenen Erzeugerkapazitäten ist, entstehen Erlösverluste, welche die Mehreinnahmen durch die Direktverkäufe (höhere Strompreise als am Markt) teilweise kompensieren bzw. übertreffen. Dies ist auch in der Berechnung der Pareto Längen ersichtlich, die sich im Vergleich zum Referenzfall für alle Fallstudien ändern. Aus der Sicht der Verteilernetzbetreiber sind durch fehlende Einnahmen aus Netzanschluss- und Messentgelten ebenfalls negative Auswirkungen auf die Erlössituation gegeben. Tabelle 4 zeigt dazu die korrespondierende Berechnung der Pareto Längen je Fallstudie im Vergleich zum Referenzfall.

Tabelle 4: Ergebnisse der berechneten Pareto Längen im E2 Geschäftsmodell im Vergleich zur Referenzparetolänge

	Fallstudie 1	Fallstudie 2	Fallstudie 3	Fallstudie 4
$2 * \sqrt{\frac{[[B_E]]}{\pi}}$	15.485	14.361	13.240	6.819
$2 * \sqrt{\frac{[[B_V]]}{\pi}}$	5.616	4.258	1.040	4.087
$2 * \sqrt{\frac{[[B_{VNB}]]}{\pi}}$	19.726	18.545	12.742	9.396
$2 * \sqrt{\frac{[[B_M]]}{\pi}}$	14.505	14.576	4.665	6.418
E2 Pareto Länge	90.900	83.874	51.785	42.705
Referenz Pareto Länge	92.048	85.885	63.874	56.772

Neben Erzeugern und Netzbetreibern hat das gegenständliche Geschäftsmodell aufgrund des ersten Pareto Kriteriums auch Auswirkungen auf Energievertriebe und den Strommarkt. Wie in Abbildung 34 ersichtlich ergeben sich im Vergleich zum Referenzfall je Fallstudie Vor- oder Nachteile je Akteursegment. In den Fallstudien 1 und 2 überwiegen für Erzeuger die positiven Effekte höherer Stromerlöse durch die Direktverkäufe bei den Verbrauchern. In den Fällen 3&4 jedoch ergeben sich in Summe negative Effekte für die Anlagenbetreiber, hervorgerufen durch die vorherrschende Verbraucherstruktur (Gesamterzeugungsverluste zwischen ~52% und 80%). Das Geschäftsmodell ist daher aus Erzeugersicht nur in Spezialfällen rentabel.

Neben den Verteilernetzbetreibern erfahren auch Energievertriebe entsprechende Verluste durch verringerte Stromverkäufe bei den Verbrauchern in Grundlastzeiten sowie erhöhten Kosten durch Stromeinkäufe am Markt in Spitzenlastzeiten (in diesen Zeiten können die Erzeuger den Verbrauch meist nicht decken). Für den Markt ergeben sich in Summe positive Effekte durch die Veränderungen in gehandeltem Stromvolumina (Zeit und Quantität). Diese Vorteile würden in der Realität entsprechend an die Marktteilnehmer weitergegeben werden.

Werden die Mittelwerte der resultierenden Vor- bzw. Nachteile für alle vier Fallstudien gebildet, so errechnen sich die erreichbaren Vorteile für Anlagenbetreiber zu rund 0,7 €/kW*a sowie zu 58 €/kW*a für den Markt als externen Akteur. Erhöhte Kostenmittelwerte von ~ 32 €/kW*a für Verteilernetzbetreiber sowie 27 €/kW*a für Energievertriebe stehen dem gegenüber. In Summe erreicht dieses Geschäftsmodell zwar teilweise Vorteile für Anlagenbetreiber, führt jedoch auch zu hohen Verlusten anderer Akteure. Vor allem der Umstand, dass in diesem Geschäftsmodell die Gefahr besteht mögliche erneuerbare Stromerzeugung einzubüßen, reduziert die Umsetzbarkeit dieser Variante auf einzelne Spezialfälle.

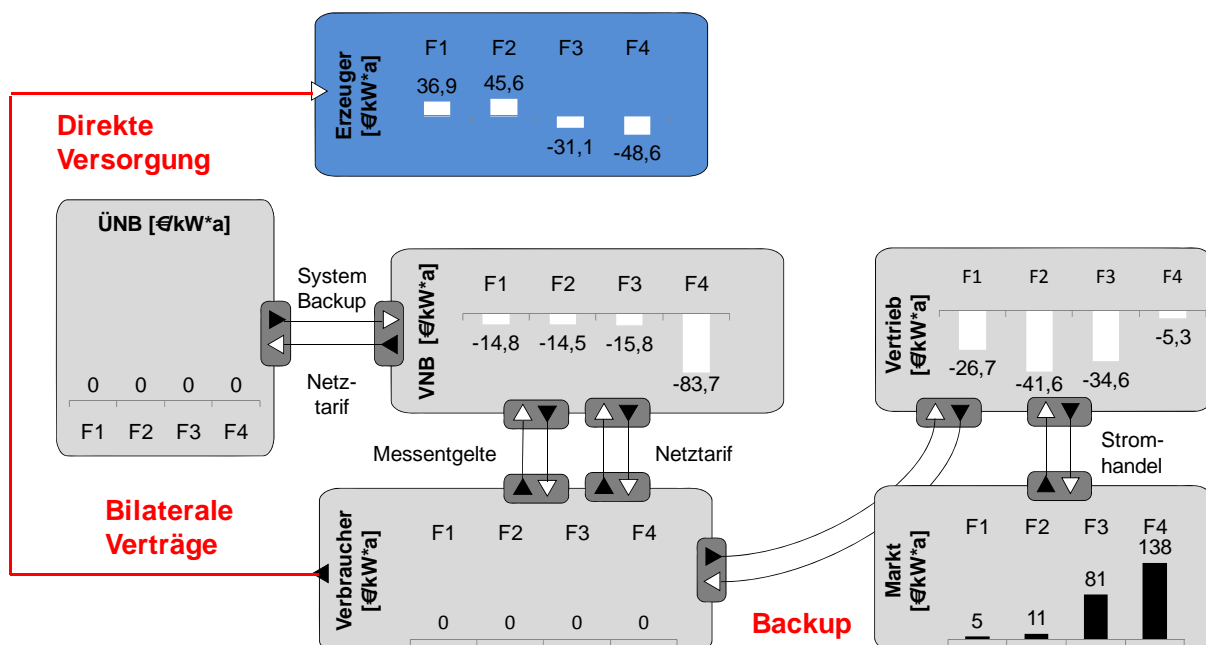


Abbildung 34: E2 Geschäftsmodellauswirkungen je Akteursegment als Delta Werte im Vergleich zum Referenzgeschäftsmodell

Mit gleichem Detailliertheitsgrad wurden auch die weiteren Geschäftsmodelle für Erzeuger, Verbraucher, Netzbetreiber und Energievertriebe im Projekt KONDEA analysiert. Dahingehend sei wiederum auf den Anhang zu diesem Bericht verwiesen.

5.3 Vergleich der Kosten-/Nutzenrelationen aller Geschäftsmodelle

Tabelle 5 und Tabelle 6 zeigen eine Zusammenfassung aller Ergebnisse der Geschäftsmodellanalysen⁸, die im Projekt KONDEA vorgenommen wurden. Darin werden die Mittelwerte (für alle 4 Fallstudien) der errechneten Zusatzkosten (Tabelle 5) bzw. Mehreinnahmen (Tabelle 6) je Geschäftsmodell (E1 bis VNB4) und Akteur dargestellt. Die errechneten Werte werden dabei wiederum auf die Gesamtkapazität der installierten Stromerzeugungsleistung bezogen und als Annuitäten dargestellt [€/kW*a]. Diese Kosten- / Nutzenmatrizen werden in weiterer Folge als Eingangsparameter für die in Kapitel 5.6 durchgeführten Szenarienbildung verwendet.

Tabelle 5: Überblick zu den errechneten mittleren Zusatzkosten je Akteursegment für die betrachteten Geschäftsmodelle

Zusatzkosten [€/kW*a]	E1	E2	E3	E4	V1	V2	EV1	EV2	EV3	VNB1	VNB2	VNB3	VNB4
Erzeugung										77.39		0.73	1.06
Verbrauch						3.59					10.85	10.85	1.3
Vertrieb		27.05	27.05				0.05	7.97	39.87				
VNB	5.63	32.20		5.74	2.01		10.49	36.92					
ÜNB							0.78	2.53					
Markt				62.20			13.63	39.89					

Tabelle 6: Überblick zu den errechneten mittleren Mehreinnahmen (Nutzen) je Akteursegment für die betrachteten Geschäftsmodelle

Nutzen [€/kW*a]	E1	E2	E3	E4	V1	V2	EV1	EV2	EV3	VNB1	VNB2	VNB3	VNB4
Erzeugung	5.63	0.72	27.05	62.20	0.67						10.85		
Verbrauch					0.67		24.94	87.32	39.87	77.39			
Vertrieb					0.67	3.59							
VNB												11.58	2.35
ÜNB				5.74									
Markt		58.53											

⁸ Details zu den Berechnungen und Geschäftsmodellanalysen sind wiederum im Anhang zu diesem Bericht zu finden

5.4 Vergleich der Pareto Längen je Geschäftsmodell und Fallstudie

Werden die Ergebnisse der Pareto Längen Berechnungen verglichen, so zeigen Abbildung 35 und Abbildung 36 den Einfluss der Geschäftsmodelle innerhalb der Fallstudien 1 und 4 je Akteur im Vergleich zum Referenzfall, der durch 100% charakterisiert ist. Wie zu erkennen ist, beeinflusst jedes Geschäftsmodell die Pareto Länge und führt daher zu einer Verletzung des zweiten Pareto Kriteriums. Als Folge bewirken die Geschäftsmodelle unterschiedliche Auswirkungen je Akteursegment wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln erläutert wurde. Zu erwähnen ist zudem, dass in Fallstudie 4 aufgrund fehlender Detaildaten nicht alle Geschäftsmodelle betrachtet werden konnten (vgl. Abbildung 36). Für die entsprechenden Details der weiteren Fallstudien sei wiederum auf den Anhang verwiesen.

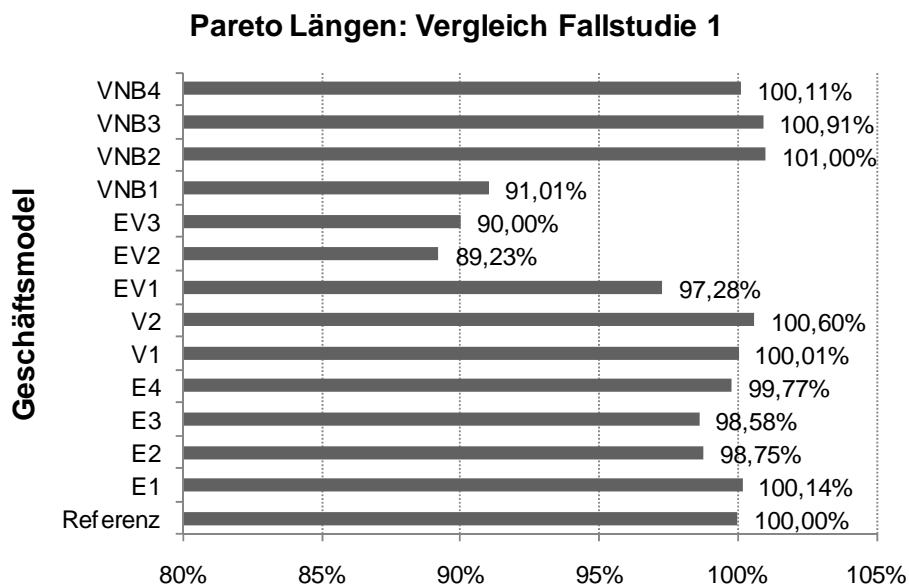


Abbildung 35: Auswirkung der Geschäftsmodelle auf die Pareto Längen in Fallstudie 1 im Vergleich zum Referenzgeschäftsmodell

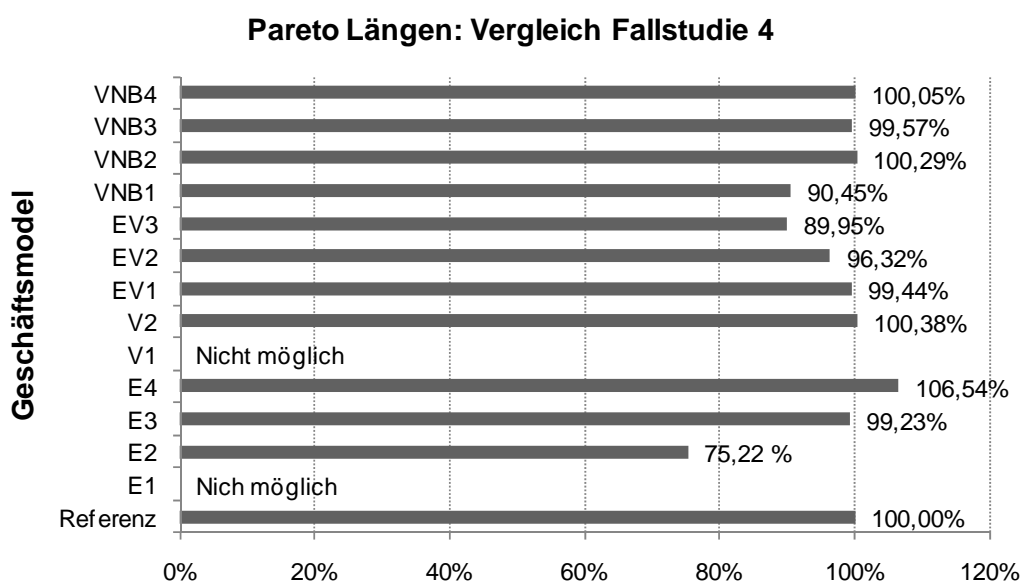


Abbildung 36: Auswirkung der Geschäftsmodelle auf die Pareto Längen in Fallstudie 4 im Vergleich zum Referenzgeschäftsmodell

5.5 Vergleich der Pareto Durchmesser je Geschäftsmodell und Akteur

Neben den Pareto Längen gibt auch eine Veränderung der Pareto Durchmesser Aufschluss darüber, wie sich die Geschäftsmodelle auf die einzelnen Akteure auswirken. Eine Vergrößerung des Pareto Durchmesser korrespondiert dabei mit einer Vergrößerung der Einkommens- / Zahlungsbilanz, wenn die Gesamtbilanz positiv ist. Ist die Gesamtbilanz jedoch negativ (z.B. bei Verbrauchern) so ist aufgrund des Betrags, der für die Berechnung des Pareto Durchmessers verwendet wird, eine Verkleinerung des Pareto Durchmessers mit einer Verbesserung der Situation gleichzusetzen. Abbildung 37 und Abbildung 38 zeigen diesbezüglich die Ergebnisse für Erzeuger und Verbraucher.

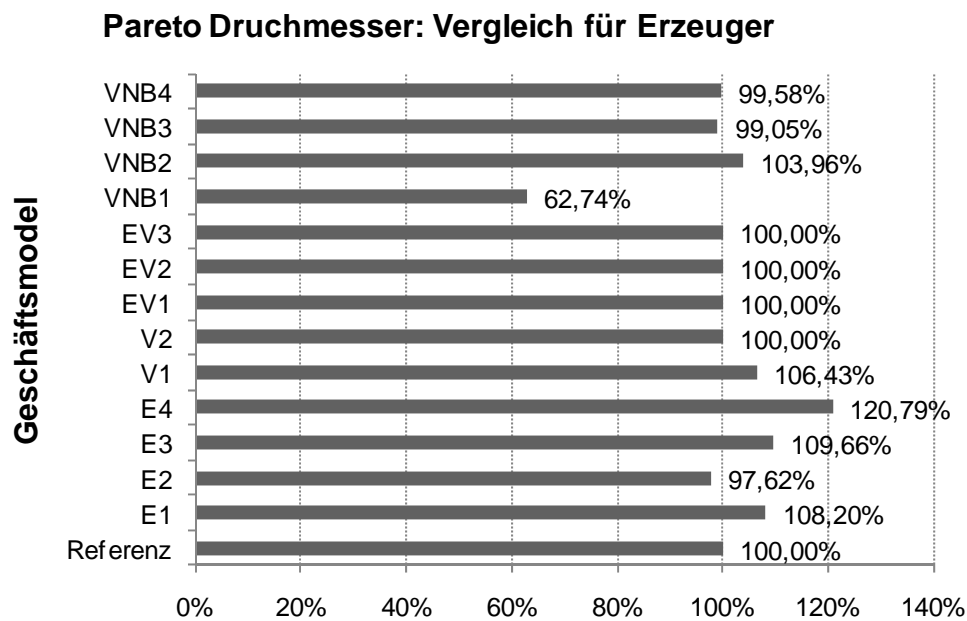


Abbildung 37: Auswirkung der Geschäftsmodelle auf die Pareto Durchmesser der Anlagenbetreiber im Vergleich zum Referenzgeschäftsmodell

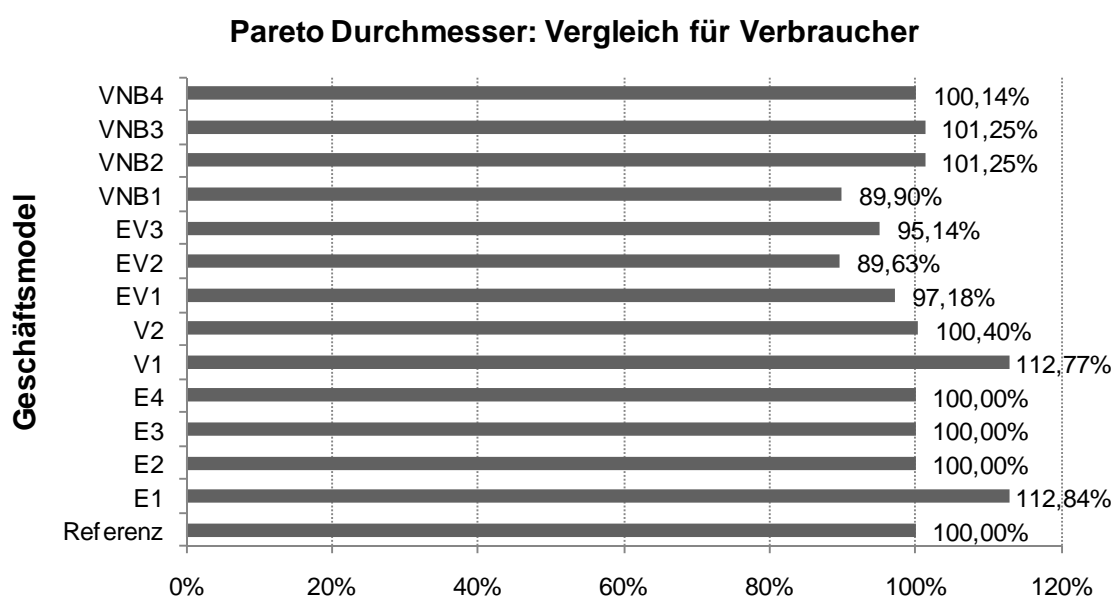


Abbildung 38: Auswirkung der Geschäftsmodelle auf die Pareto Durchmesser der Verbraucher im Vergleich zum Referenzgeschäftsmodell

5.6 Szenarien zur möglichen Entwicklung der Auswirkungen

Um Szenarien für mögliche zukünftige Auswirkungen der betrachteten Geschäftsmodelle ableiten zu können, greift das Projekt KONDEA auf bestehende Szenarien des kürzlich abgeschlossenen Projekts „Stromzukunft“ zurück (vgl. [94]). Diese Szenarien wurden vor allem für Verteilernetze angepasst, wobei die zukünftig erwarteten Zubauraten an Photovoltaik, Wind, Biogas, Biomasse sowie Kleinwasserkraftwerken abgeleitet wurden. Im Folgenden sei ein ausgewähltes Smart Grid und Effizienzscenario in Abbildung 39 näher erläutert. Dieses Szenario geht von einer breiten Implementierung von Effizienzmaßnahmen aus, welches in einer sinkenden Nachfrage nach Elektrizität (~ 70 TWh in 2050) in Österreich resultiert. Andererseits steigen die CO₂ – sowie Primärenergiepreise signifikant (z.B. Gaspreise steigen von 18 €/MWh auf 44 €/MWh in 2050; CO₂ Preise steigen auf 43 €/tCO₂ in 2050; Strompreise auf 92 €/MWh in 2050). Zudem wird von einer Smart Grid Implementierung ausgegangen, die die Integration erneuerbarer Energieträger in die elektrischen Netze erleichtert. Die Kosten für diese Netzanschlüsse wurden dabei als gleichbleibend angenommen. Abbildung 39 veranschaulicht in diesem Zusammenhang die zu erwartende Erneuerbarenentwicklung in Österreich bis 2050.

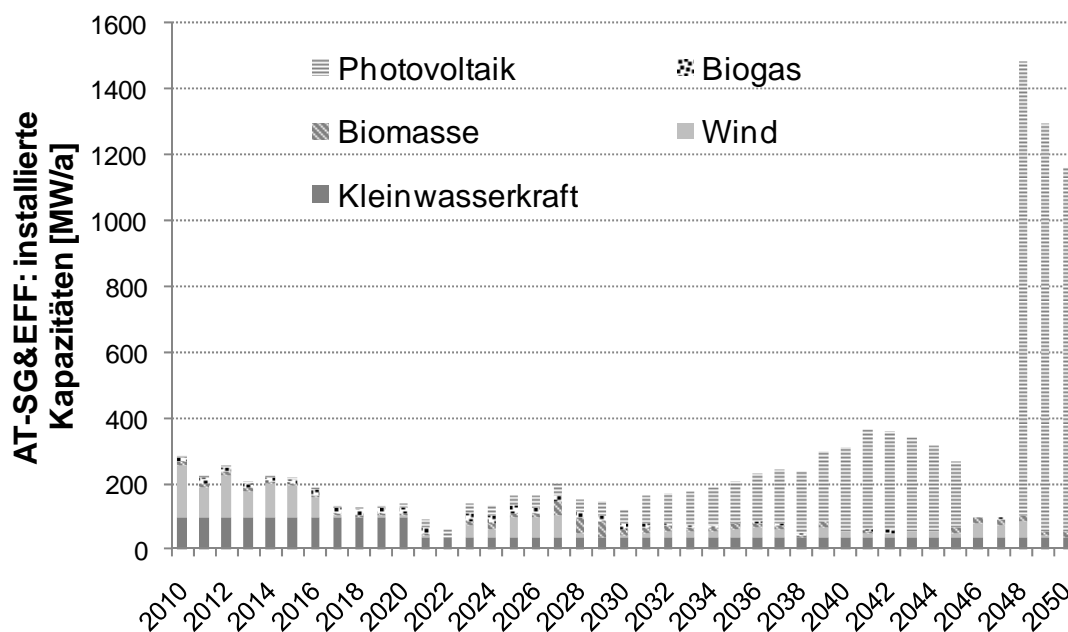


Abbildung 39: Überblick zu einem Smart Grids und Effizienzscenario (SG&EFF) zukünftiger DG Kapazitätsentwicklungen in österreichischen Verteilernetzen (Berechnung in Anlehnung an [94])

Um aus dem zuvor abgeleiteten Szenarien zur Erneuerbarenentwicklung in Österreich entsprechende Auswirkungen der betrachteten Geschäftsmodelle je Akteur ableiten zu können wurden die Werte der in Zukunft zu erwartenden Erneuerbarenkapazitäten mit den in Kapitel 5.3 ermittelten Kosten-/Nutzenrelationen multipliziert. Die daraus resultierenden Gesamtkosten (€) wurden in einem weiteren Schritt auf die in Österreich installierten Zählpunkte (5,738 Millionen Messpunkte (mp) in 2008 nach [106]) bezogen und je Akteur ausgewertet. Abbildung 40 zeigt dazu die Ergebnisse für Erzeuger im Zeitraum 2010 bis 2050.

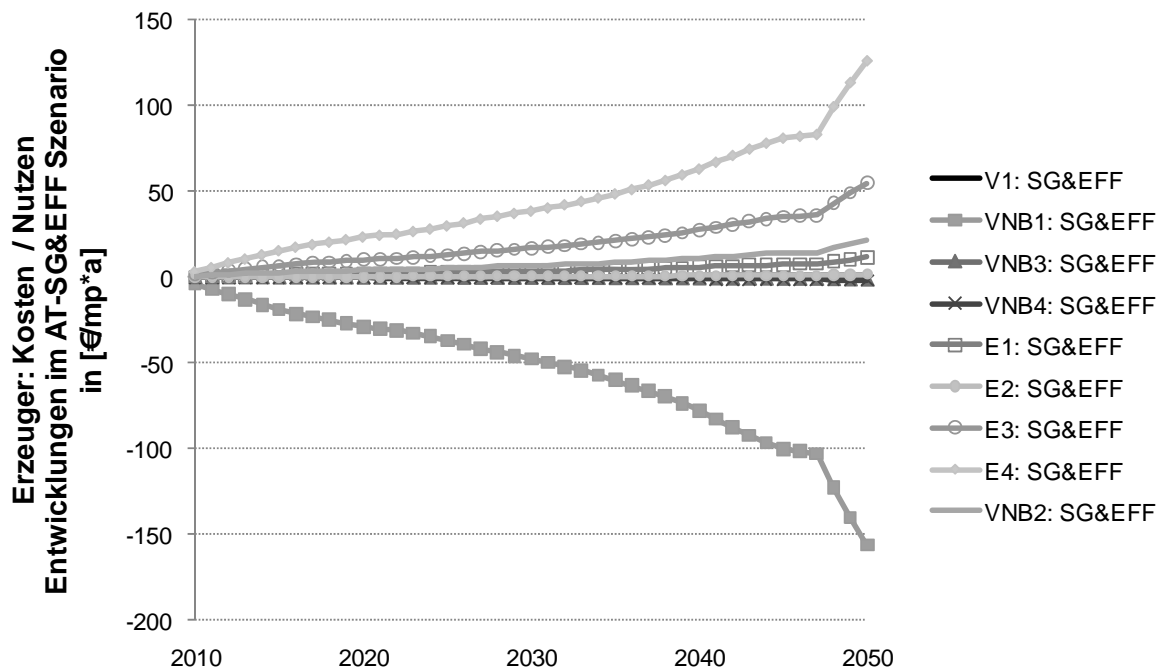


Abbildung 40: Szenarienbezogene (SG&EFF Szenario) Kosten-/Nutzenentwicklung bis 2050 für Anlagenbetreiber bei unterschiedlichen Geschäftsmodellen

Die unterschiedlich betrachteten Geschäftsmodelle aus Erzeugersicht resultieren für das Smart Grids und Effizienzzenario bezogen auf die derzeit in Österreich installierten Zählpunkte in signifikanten Optionen von Mehreinnahmen, aber auch Kosten. Beispielsweise kann der höchste Nutzen von bis zu 125 €/mp in 2050 innerhalb des E4 Geschäftsmodells (vgl. 4.1) erreicht werden. Im Gegensatz dazu verursacht die Auslegung des VNB1 Geschäftsmodells die höchsten möglichen Kosten von bis zu 156 €/mp in 2050 aus der Sicht der Anlagenbetreiber. Die sorgsame Auswahl der zu implementierenden Geschäftsmodelle sowie deren langfristige Auswirkung auf die einzelnen Akteure muss daher als integraler Bestandteil der strategischen Entscheidungsfindung gesehen werden.

Für weitere betrachtete Szenarien innerhalb des KONDEA Projekts sowie deren Interpretation sei wiederum auf den Anhang dieses Berichts verwiesen.

6 Herausforderungen und Schlussfolgerungen

6.1 Herausforderungen für eine etwaige Umsetzung der Geschäftsmodelle

Erzeugergeschäftsmodelle

Geschäftsmodell	Ausprägung	Herausforderungen / Probleme	Auswirkungen
E1	Jährliche Entgelte für den Netzanschluss anstelle von Einmalzahlungen; Ermöglicht den Test neuer Netzintegrationskonzepte (z.B. Fernregelung oder Koordinierte Spannungsregelung)	Änderungen in der Netzwirtschaft, Umstellung auf das System der jährlichen Netzanschlusskostenverrechnung; Schaffung der rechtlichen und regulatorischen Grundlagen für die Umsetzung eines solchen Systems; Validierung des sicheren Betriebs neuer Netzintegrationskonzepte	Mehreinnahmen für Anlagenbetreiber Mindereinnahmen für Netzbetreiber die z.B. an Kabelhersteller weitergegeben werden
E2	Stromdirektlieferung an Verbraucher ohne Netzanschluss der Erzeugeranlagen	Entstehen von parallelen Infrastrukturen; Langfristige Investition in eigene Leitungsverbindungen; Geschäftsmodell nur in Spezialfällen für Anlagenbetreiber sinnvoll Wirkleistungsbegrenzungen von Erneuerbaren Energieträgern bedenklich	Mehreinnahmen für Anlagenbetreiber; Geringeren Umsatz am Strommarkt Zusatzkosten für Netzbetreiber und Energievertriebe
E3	Stromdirektlieferung an Verbraucher inklusive Netzanschluss der Erzeugeranlagen	Rechtliche Grundlage für Direktlieferungen Bereitschaft der Energievertriebe bzw. Energiehändler sich an diesem System zu beteiligen ist fraglich	Mehreinnahmen für Anlagenbetreiber Verluste für Energievertriebe
E4	Stromzwischenspeicherung für Spitzenlastverkäufe oder Ausgleichsenergie	Ökonomisch sinnvolle und technisch flexible Primär- und Sekundärenergiespeicher sind zu entwickeln	Mehreinnahmen für Anlagenbetreiber Erhöhter Umsatz am Strommarkt

Verbrauchergeschäftsmodelle

Geschäftsmodell	Ausprägung	Herausforderungen / Probleme	Auswirkungen
EV1	Energieeinsparung durch Energieeffizienz und Transparenz beim Stromverbrauch	Umdenken der Verbraucher notwendig; Geeignete Umsetzung der Transparenz notwendig (Visualisierung); Steht gegen die Prinzipien der Marktwirtschaft	Einsparungen bei den Verbrauchern; Mehrkosten bei Netzbetreibern und Energievertrieben; Geringerer Umsatz am Strommarkt
EV2	Verbraucher als Prosumer	Wirtschaftlichkeit von Kleinerzeugern schwer darstellbar; Energieautarkiewunsch führt zu höheren Kosten für das restliche System;	Einsparungen bei den Verbrauchern; Mehrkosten bei Netzbetreibern und Energievertrieben; Geringerer Umsatz

		Contractinglösungen werden nur teilweise akzeptiert	am Strommarkt
EV3	Direktvermarktung und Direkteinkauf am Strommarkt durch Kundenpools	Marktregeln noch nicht vorhanden; Energiemanagementsysteme vorhanden → geeignete Kommunikationslösungen sind zu erarbeiten	Vorteile von Verbrauchern Die gesamten Nachteile werden von Energievertrieben getragen

Netzbetreibergeschäftsmodelle

Geschäftsmodell	Ausprägung	Herausforderungen / Probleme	Auswirkungen
VNB1	Netztarife für Erzeuger und Verbraucher geteilt zu gleichen Maßen	Keine rechtliche Grundlage; Unwirtschaftlichkeit kleiner Erzeugeranlagen bei gleichbleibenden Stromvergütungen; Höhere Strompreise	Geringere Kosten bei Verbrauchern Gesamten Nachteile werden von Erzeugern getragen, jedoch langfristig durch höhere Strompreise kompensiert
VNB2	Alleinige Netztarife für Verbraucher	Fehlendes Standortsignal im Netz für Anlagenbetreiber; Diskriminierung bereits bestehender Anlagen	Höhere Kosten bei Verbrauchern; Vorteile bei Erzeugern
VNB3	Alleinige Netztarife für Verbraucher inkl. standortbezogener Entgelte für Erzeuger als Innovationsbeitrag	Umsetzbarkeit rechtlich nicht gedeckt; Kurzfristige Mehrbelastung der Akteure muss langfristig zu einer Entlastung führen	Geringere Kosten für Erzeuger werden durch Mehrbelastung kompensiert; Vorteile für Verteilernetzbetreiber durch Innovationsbeiträge; Nachteile für Verbraucher durch alleinige Netztarife
VNB4	Zusätzliche Innovationsbeiträge für Erzeuger und Verbraucher	Derzeit keine rechtliche Grundlage; Zweckwidmung der Mittel; Langfristiger Mehrwert durch Innovation	Mehrbelastung für Verbraucher und Erzeuger; Vorteile für Netzbetreiber

Geschäftsmodelle für Energievertriebe

Geschäftsmodell	Ausprägung	Herausforderungen / Probleme	Auswirkungen
V1	Demand Side Management und Koordinierter Anlagenbetrieb	Keine rechtliche Grundlage; Inelastische Nachfrage mindert Potentiale; Kommunikationslösungen notwendig; Haftungsfragen	Vorteile für Erzeuger, Verbraucher und Energievertriebe; Nachteile für Netzbetreiber
V2	Bonus / Malus System für Verbraucher	Keine rechtliche Grundlage; Kein diskriminierungsfreies Konzept; Technische Umsetzung unwahrscheinlich; Hohe Transferkosten	Vorteile durch Transferkosten bei Energievertrieben; Nachteile bei Verbrauchern

6.2 Schlussfolgerungen

Im Folgenden werden Empfehlungen aus ökonomischer und politisch / regulatorischer Sichtweise in Bezug auf die Entwicklung des Energiesystems in Österreich und korrespondierende Geschäftsmodellalternativen gegeben.

Ökonomische Sichtweise

Durch die vorgenommene Analyse der Auswirkungen der einzelnen Geschäftsmodelle auf die unterschiedlichen Akteurgruppen, kann abgeleitet werden, dass maßgeschneiderte Geschäftsmodelle für eine Akteurgruppe in den meisten Fällen negative Auswirkungen auf andere Akteure bewirken – seien sie kurz- (z.B. durch direkte Einkommensverluste bei geänderten Handelsbeziehungen) aber auch langfristig (z.B. durch die Beeinflussung der Netztarife durch vermiedene Netzanschlüsse). Daher wird das in diesem Projekt definierte Pareto Optimum eines gewählten Referenzfalles der Stromversorgung in Verteilernetzstrukturen verletzt. Als Folge zeigen diese monetären Auswirkungen (errechnete Kosten- / Nutzenrelationen) eine signifikante Beeinflussung der Zahlungsflüsse und damit der Wirtschaftlichkeit vieler Akteurstrategien je Fallstudie.

Eine Empfehlung, die in diesem Zusammenhang abgeleitet werden kann, liegt vor allem in der Erweiterung der in diesem Projekt erarbeiteten Methode der Geschäftsmodellbewertung in Richtung einer weiteren Verfeinerung der ökonomischen und akteurspezifischen Betrachtungen – vor allem aus betriebswirtschaftlicher Sicht. Neben dieser betriebswirtschaftlichen Sicht sind jedoch auch makroökonomische Studien notwendig, um die Auswirkungen der betrachteten Geschäftsmodelle und Fallstudien im erweiterten Kontext (Steuerentwicklung, Arbeitsplätze, Absatzmärkte) von Smart Grids zu erheben. Ein Ranking der betrachteten Geschäftsmodelle sollte dann ermöglicht werden.

Politisch / regulatorische Sichtweise

Die Rolle der Politik in Bezug auf die Energie- bzw. Strombereitstellung liegt in der Gestaltung des Systems zu volkswirtschaftlich möglichst geringen Kosten unter Einhaltung österreichischer Klima- und Energieziele. Es wird daher empfohlen Innovationen, die langfristig zur Kostensenkung der Energiebereitstellung beitragen können, voranzutreiben. Dazu scheinen auch die kürzlich gestarteten Initiativen zu Demonstrationsgebieten neuer Technologien (wie. z.B. Smart Grids) sinnvoll, insofern eine Sicherstellung der Qualität und Nachhaltigkeit durchgeführter Forschungsarbeiten gewährleistet werden kann.

Für die Regulatoren bedeutet dies, dass geeignete Maßnahmen zu treffen sind, den jeweils vorhandenen politischen Auftrag umzusetzen und einen entsprechenden rechtlichen Handlungsrahmen für die betroffenen Akteure zu schaffen. Auch die Umsetzung bereits etablierter europäischer Modelle (z.B. Großbritannien oder Dänemark) kann dahingehend unter Anpassung auf österreichische Verhältnisse zielführend sein.

Literaturverzeichnis

Die folgenden Referenzen wurden für diesen Endbericht sowie für die Dissertation als Anhang zu diesem Bericht verwendet:

- [1] Ishitani H., Johansson TB.: "Energy supply mitigation options"; Cambridge University Press, New York, NY (USA). pp. 587-647. 1996
- [2] The United Nations Framework Convention on Climate Change; retrieved 15 November 2005 http://unfccc.int/essential_background/convention/background/items/1353.php, last visited on 08.01.2010, 11:49
- [3] Kyoto Protocol: "Status of Ratification" (PDF). United Nations Framework Convention on Climate Change; retrieved 06 May 2009 http://unfccc.int/files/kyoto_protocol/status_of_ratification/application/pdf/kp_ratification.pdf, last visited on 08.01.2010, 11:50
- [4] UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change: "Report of the Conference of the Parties on its fourteenth session, held in Poznan from 1 to 12 December 2008 - Part One: Proceedings"; FCCC/CP/2008/7 19 March 2009.
- [5] European Commission 2001/77/EC: "Directive on Electricity Production from Renewable Energy Sources", Brussels, 2001
- [6] European Commission: "Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources", 23 April 2009
- [7] R. Nenning: "Das Forschungsprojekt DG DemoNetz – Integration dezentraler Energieerzeuger in aktive Verteilernetze", Proceedings NEPLAN® User-Meeting, Zürich, 2007
- [8] EN 50160: "Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks"; OVE Österreichischer Verband für Elektrotechnik; ON Österreichisches Normungsinstitut; 2007
- [9] A. Lugmaier, H. Brunner: "Guideline for the path towards an active distribution network - Intelligent electricity networks of the future"; Reports from energy and environmental research; 13a/2008; Vienna, 2008
- [10] IEADSM: "Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages - State of the art report"; Operating Agent: Seppo Kärkkäinen; VTT Finland; December 2008
- [11] European Commission, Directorate-General for Research, "Strategic Research Agenda for Europe's Electricity Networks of the future", 2007
- [12] European Commission, Directorate-General for Research, "Draft - Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the future", 2008.
- [13] E-Energy: "Paving the Way towards an Internet of Energy"; Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi), Germany, March 2009
- [14] Wolfgang Prügler, Carlo Obersteiner, Karl Zach, Hans Auer (EEG); Luis Olmos, Rafael Cossent (Comillas); Jeroen de Joode, Frans Nieuwenhout (ECN); Henrik Jacobsen, Stephanie Ropenus, Sascha Schröder (Risø DTU); Stefan Bofinger, Norman Gerhardt (ISET); Jos Poot, Martijn Bongaerts (Liander), David Treballe (Union Fenosa), Barbara Doersam (MVV): "Scenarios for DG/RES energy futures on case study, country and European level"; Report of the European research project IMPROGRES; www.improgres.org; Energy Economics Group (EEG), Vienna University of Technology, Austria, 2009
- [15] European Commission: "Directive 2003/54/EC of June 26th 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC", 2004
- [16] M. Kloess, R. Haas: "Entwicklung von Szenarien der Verbreitung von PKW mit teil und voll-elektrifiziertem Antriebsstrang unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen"; ELEKTRA-Project final Report, Vienna, August 2009
- [17] NTP-SGA: "Roadmap Smart Grids Austria - Pathway for the future of electrical power grids"; [forthcoming]
- [18] Joseph A. Schumpeter: "Capitalism, socialism and democracy"; p. 136, Harper, New York/London, 1942

- [19] Barry P. Brownstein: "Pareto Optimality, External Benefits and Public Goods: A Subjectivist Approach"; Department of Economics, University of Baltimore; The Journal of Libertarian Studies Vol. IV No 1, Winter 1980
- [20] Djapic et al.: "Taking an Active Approach"; IEEE power & energy magazine, 1540-7977/07/\$25.00©2007 IEEE. S. 70, July/August 2007
- [21] Matthew H. Brown, Richard P. Sedano: "Electricity Transmission - A Primer"; National Council on Electricity Policy; June 2004
- [22] Precht Adalbert: „Vorlesungen über die Grundlagen der Elektrotechnik 1“, Springer Verlag, Wien/New York, 1994
- [23] Precht Adalbert: „Vorlesungen über die Grundlagen der Elektrotechnik 2“, Springer Verlag, Wien/New York, 1995
- [24] Joaquim Silvestre: "Economies and diseconomies of scale," The New Palgrave: A Dictionary of Economics, v. 2, pp. 80–84, 1987
- [25] PLATTS: "European power database"; www.platts.com ; 2008
- [26] J. Auer: "Grid Regulation in Competitive Electricity Markets"; Habilitation thesis; Vienna; [forthcoming]
- [27] Wim Timmerman, George Huitema: "Design of Energy-Management Services – Supporting the Role of the Prosumer in the Energy Market"; CAiSE-DC'09 16th Doctoral Consortium held in conjunction with CAiSE'09 Conference; Amsterdam, The Netherlands, June 9-10, 2009
- [28] Hartmut Graßl et al.: "Welt im Wandel – Energiewende zur Nachhaltigkeit"; Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York; ISBN 3-540-40160-1; March 2003
- [29] Ronnie Belmans: "Smart Grids Technology Platform"; presentation at the Innovation for Sustainable Production conference - Bruges 22-25 April 2008
- [30] European Commission: "Directive 96/92EC of the European Parliament and of the Council Concerning the Common Rules for the Internal Electricity Market", Official Journal L27 of the 1/30/1997, Luxemburg: European Commission, 1997
- [31] Sharkey W.W.: "The Theory of Natural Monopoly", Cambridge University Press, Cambridge, U.S., 1982
- [32] Joskow P.L.: "Regulation of Natural Monopolies", Working Paper 05-008, Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, U.S., mimeo, 2005
- [33] Resch G., H. Auer, M. Stadler, C. Huber, L.H. Nielsen, J. Twidell, D.J. Swider: „Dynamics and basic interactions of RES-E with the grid, switchable loads and storage“, Project Report, WP1, available on www.greennet.at, October 2003
- [34] Knight R. C., J. P. Montez, F. Knecht, T. Bouquet: "Distribution connection charges within the European Union - Review of current practises, future options and European policy recommendations", Project Report, EIE-Project ELEP (Deliverable 2.1), available on www.elep.org, September 2005
- [35] Nieuwenhout et al: "EU Project IMPROGRES – Outcomes of Deliverables 7 and 8"; www.improgres.org ; [forthcoming]
- [36] L. Weissensteiner et al.: "Action Plan Project GreenNet – Incentives: Promoting grid-related incentives for large scale RES-E integration into the different European electricity systems"; Action Plan of the project GreenNet-Incentives financed by the programme of Intelligent Energy for Europe Contract No. EIE/06/217/SI2.445571, Vienna, May 2009
- [37] "Ökostromgesetz 2002" (Renewable Energies Act) BGBl. I Nr. 149/2002 <http://ris1.bka.gv.at/bgbl-pdf/index.aspx?search=Ökostromgesetz> and amendments (BGBl. I Nr. 10/2007) and (BGBl. I Nr. 105/2006) <http://ris1.bka.gv.at/authentic/index.aspx?search=Ökostromgesetz>
- [38] European Commission: "Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council", <http://eur-lex.europa.eu>, last visited on 08.01.2010, 11:49
- [39] W. Orasch et al: "Regulatory framework for RES-E system integration in Europe - Description and analysis of different European practices"; Appendix to Deliverable 8 of the project GreenNet-Incentives financed by the programme Intelligent Energy for Europe Contract No. EIE/06/217/SI2.445571, Vienna, April 2009

- [40] "Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 1998" (Electricity Act), <http://ris1.bka.gv.at/bgbl-pdf/index.aspx>, last visited on 08.01.2010, 11:48
- [41] "Übersicht über Netzbereitstellungsentgelte" (Overview of Reinforcement Charges) <http://www.e-control.at>
- [42] "Höchstpreise für Messleistungen" (Maximum Metering Charge) <http://www.e-control.at>
- [43] "Übersicht Systemnutzungstarife" (Overview of Use of System charges), www.e-control.at
- [44] J. Auer: "The relevance of unbundling for large-scale RES-E grid integration in Europe"; Energy & Environment, 17 (2006), 6; S. 907 – 929, 2006
- [45] Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs: „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß EIWOG - Teil C: Technische Regeln für Verteilernetze“; 1. Release, Vienna, 2001
- [46] H. Brunner; B. Bletterie, A. Lugmaier: "Strategien für die Spannungsregelung in Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an dezentralen Stromeinspeisern", 5. International Energy Conference Vienna (IEWT 2007), Vienna, Austria, Feb. 2007
- [47] F. Kupzog, H. Brunner, W. Prügler, T. Pfajfar: „DG DemoNet-Concept - A new Algorithm for active Distribution Grid Operation facilitating high DG penetration“; Proceedings 5th International Conference on Industrial Informatics (INDIN2007), Vienna, 2007
- [48] Averch H., L. Johnson: "The Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint", American Economic Review, Vol. 52, p. 1053-1069, 1962
- [49] Baumol W.J., D.F. Bradford: "Optimal Departure from Marginal Cost Pricing", American Economic Review, Vol. 60, p. 265-283, 1970
- [50] Baumol W. J., J.C. Panzar, R. D. Willig: "Contestable Markets And The Theory of Industry Structures", Academic Press Ltd., Revised Edition, ISBN 0-15-513911-8, 1983
- [51] W. Prügler, B. Bletterie, H. Brunner, F. Kupzog: "Allocation of grid integration costs for Distributed Generation – Are changes reasonable?"; 10th IAEE European Conference, Vienna, September 2009
- [52] Rong Fu, Li Qiu, Liang Quyang: "A Networking-based View of Business Model Innovation: Theory and Method"; Communications of the IIMA; 2006 Volume 6 Issue 4; p. 81 – 87, 2006
- [53] Tobias Fischer: "Geschäftsmodelle in den Transportketten des europäischen Schienengüterverkehrs - Eine Typologisierung von Eisenbahnverkehrsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung der Anbieterstruktur im deutschsprachigen Raum"; Doctoral Thesis, WU Vienna, Vienna, 2008
- [54] Gaarder, K.: "Business models - what are they and how to design them?"; Paper presented at: Eurescom Summit 2003, Heidelberg, 29.09.-01.10.2003
- [55] Timmers, P.: "Business Models for Electronic Markets"; in: Electronic Markets, Nr. 2, (8. Jg.), p. 3-8, 1998
- [56] Timmers, P.: "Electronic commerce: Strategies and models for business-to-business trading", Wiley; 1st edition (January 11, 2000); ISBN-10: 0471720291, 2000
- [57] Jaap Gordijn, Hans Akkermans, Arthur Koks, Joost Schildwacht: "Business Models in a World Characterised by Distributed Generation"; EESD Project NNE5/2001/256 BUSMOD; Amsterdam; April 2004
- [58] Feldman, Allan M.: "Welfare Economics and Social Choice Theory". Kluwer, Boston, 1980
- [59] Charles J. Petrie, Teresa A. Webster, Mark R. Cutkosky: "Using Pareto Optimality to Coordinate Distributed Agents"; AIEDAM special issue on conflict management Vol. 9, pp. 269-281, 1995
- [60] Barry P. Brownstein: "Pareto Optimality, External Benefits and Public Goods: A Subjectivist Approach"; Department of Economics, University of Baltimore; The Journl of Libertarian Studies Vol. IV No 1, Winter 1980
- [61] W. Prügler: "KONDEA - Conception of innovative business models for active grid integration of consumers and distributed generation"; Poster: 3rd International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Sources, Nizza; 10.12.2008 - 12.12.2008
- [62] Smart Grids Week 2009: "Distributed Generation and Smart Grids - A Roadmap for Austria"; International Smart Grids Conference held in Salzburg; 13. - 15. May 2009 <http://www.nachhaltigwirtschaften.at/results.html/id5637>, last visited on 08.01.2010, 11:54

- [63] W. Prügler, F. Kupzog, B. Bletterie, H. Brunner: "Active Grid Integration of Distributed Generation utilizing exist-ing infrastructure more efficiently - an Austrian case study"; 5th International Conference on the European Electricity Market, Lisbon; 28.05.2008 - 30.05.2008; in: "IEEE Proceedings of the EEM 08", ISBN: 978-1-4244-1744-5; 2008
- [64] L. Perridon, M. Steiner: "Finanzwirtschaft der Unternehmung", vol. 12, Verlag Vahlen, ISBN: 3-8006-2981-X, pp 58-61, 2003
- [65] Electricity tariff calculator of the Austrian regulator; <http://tarifkalk.e-control.at/tarifkalkulator>, last visit: 25.11.2009, 12:00
- [66] A. Geyer, M. Hanke, E.Littich, M. Nettekoven: "Grundlagen der Finanzierung", Linde Verlag Wien, ISBN 3-7143-0001-5; Vienna, 2003
- [67] P. Swoboda: "Investition und Finanzierung"; UTB Vandenhoeck & Ruprecht; ISBN 978-3-8252-0023-7; 1996
- [68] Data derived in the Project DG-DemoNet; Austrian project number 810699; Vienna, 2010
- [69] G. K. Creighton; I. R. Smith: "Optimum design of current-compounded voltage regulators"; Electric Power Components and Systems, 1532-5016, Volume 5, Issue 1, 1980, Pages 65 – 76
- [70] B. Bletterie, D. Burnier de Castro: "Technisches Anforderungsheft für Netz-, Anlagenbetreiber sowie Verbraucher/Energieregionen"; Deliverable D1 Project KONDEA; project number 815668; Web: www.ait.ac.at, 2009
- [71] Akkermans et al.: „Business Models for Distributed Energy Resources in a Liberalized Market Environment”; Project results summary of the EU Project BusMod. This project has been partially supported by the European Commission under contract no. NNE5/2001/256 (2002-2004); Published by EnerSearch AB, Malmö, SE-205 09 Sweden, <http://www.enersearch.com>, 2004
- [72] Christian Scheer, Thomas Deelmann, Peter Loos: "Geschäftsmodelle und internetbasierte Geschäftsmodelle – Begriffsbestimmung und Teilnehmermodell“, Working Papers of the Research Group Information Systems & Management; Publisher: Prof. Dr. Peter Loos; Johannes Gutenberg-University Mainz, ISYM - Information Systems & Management, Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und BWL, D-55099 Mainz, Germany, <http://www.isym.bwl.uni-mainz.de> , December 2003
- [73] Wilfried Krüger, Norbert Bach: "Geschäftsmodelle und Wettbewerb im e-Business“; Sonderdruck aus: Supply Chain Solutions - Best Practices im E-Business, hrsg. von Buchholz W./ Werner, H., Schaeffer-Poeschel 2001, S. 29-51, 2001
- [74] EXAA – Energy Exchange Austria; Historical data on electricity prices in 2006; www.exaa.at, last visited 01.12.2009 12:15
- [75] Mach, E.: "History and Root of the Principles of the Conservation of Energy"; Open Court Pub. Co., translated from German and annotated by Philip E. B. Jourdain in 1911
- [76] Energynetwork Association: "Report on the Draft Common Distribution Charging Methodology"; www.ofgem.gov.uk; August 2009
- [77] E-Control: "Entgelt für Messdienstleistungen", www.e-control.at, last visited 02.12.2009, 17:00
- [78] E-Control: "Tariff calculator for electricity"; <http://tarifkalkulator.e-control.at>, last visited 02.12.2009, 17:20
- [79] E-Control: "Ausgleichsenergie in Österreich 2006"; www.e-control.at, section "Ökostromstatistik", last visited 02.12.2009, 17:35
- [80] E-Control: "Übersicht Systemnutzungstarife"; www.e-control.at, section "Netznutzungsentgelt", last visited 02.12.2009, 17:45
- [81] S. Massinger. "Ökonomisches Potential der Implementierung von Smart Grid Ansätzen in beispielhaften Niederspannungsnetzen mit BHKW-Zubau"; Diploma thesis, Vienna University of Technology; Vienna, 2009
- [82] National Grid: "Innovation Funding Incentive"; Electricity Transmission R&D programme detailed report; Annual report section 2, 2008/2009
- [83] Brunner et al: "DG DemoNetz Regelungskonzepte - Projektierung der Umsetzung"; project deliverable 4; www.ait.ac.at, Vienna, 2009
- [84] Research in the project OREANIS, Austrian project number 818880, Vienna, 2010

- [85] Vera Kartseva, Jasper Soetendal, Jaap Gordijn, Hans Akkermans, Joost Schildwacht: "Distributed Generation Business Modelling"; Project Deliverable BUSMOD EU project; VUA_DGB_WP03_01_02, 2003
- [86] Ignacio García-Bosch (IBERDROLA), Iñaki Laresgoiti (Labein), Carlos Madina (Labein), Eduardo Zabala (Labein), Luis Pedrosa (Labein), Angel Diaz (Labein), Josco Kester (ECN), Andrei Z. Morch (Sintef), Victor Iosif (EnerSearch), Patrick Sweet (EnerSearch), Luc Hamilton (EnerSearch): „Arising Scenarios on Distributed Generation Business“; Project Deliverable BUSMOD EU project; IDL_ASB_WP02_002_03; 2003
- [87] Lloyd Brodsky, Vera Kartseva, Peter Mika, Hans Akkermans, Jaap Gordijn: "Analysis of Business Modelling Methodologies for Distributed Generation Businesses"; Project Deliverable BUSMOD EU project; VUA_ABW_WP01_01_03; 2002
- [88] Andrei Z. Morch and Bjørn Grinden: „Distributed Generation Model Case Study Consumers and Suppliers Alliance“; Project Deliverable BUSMOD EU project; SIN_CST_WP4_05.doc; 2004
- [89] Jeroen de Joode, Adriaan van der Welle, Jaap Jansen: "Business models for DSOs under alternative regulatory regimes"; DG-GRID project report; ECN--E-07-038, June 2007
- [90] Marcel Elswijk; Rashid Sohrabkhan; René Kamphuis; Josco Kester: "Case study Distributed Balancing Services"; Project Deliverable BUSMOD EU project; ECN_WP04_DBS_03; 2004
- [91] Brooks, A., Gage, T.: "Integration of Electric Vehicles with the Electric Power Grid – a New Value Stream"; AC Propulsion, Paper for the 18th International Electric Vehicle Symposium in Berlin 2001, 2001
- [92] Kempton, W., Letendre, S.: "Electric vehicles as a new power source for electric utilities", College of Marine studies and Centre for Energy and Environmental Policy, University of Delaware AND Department of Economics and Business, Green Mountain College, Poultney; Article in Elsevier Science Ltd 1997, 1997
- [93] Guille, C., Gross, G.: "A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation", Department of Electrical and Computer Engineering, University of Illinois at Urbana-Champaign USA, Article in Energy Policy 2009, 2009
- [94] Redl et al: "Langfristige Szenarien der gesellschaftlich optimalen Stromversorgung der Zukunft"; final project report; project number 812784; Vienna, 2009
- [95] Resch et al: „Future pathways for renewable energy – scenarios background information“; project report of the project Futures-e; www.futures-e.org; Vienna, 2009
- [96] Data derived in the project "Smart Grid Investor"; Austrian project number 817636, Vienna, 2010
- [97] Republik Österreich: "Ökostromverordnung 2009"; Bundesgesetzblatt; Vienna 2009
- [98] E-Control: "Einspeisetarife für Ökostromanlagen"; www.e-control.at; Vienna, 2009
- [99] Prügler W., Brunner H., Erben S.: „Analyse des Kostenreduktionspotentials für ein aktives Spannungsregelungskonzept durch unterschiedliche Kommunikations-lösungen“, 6th International Energy Economics conference at TU Vienna, 2009
- [100] J. Jackson: "Are Smart Grids a Smart Investment? - Hourly Load Analysis of 800,000 Utility Customers at 200 of the Largest US Utilities", Report summary, www.maisy.com/sganal.pdf , downloaded on 10.07.2009, 9:20
- [101] Maryland Energy Administration (MEA): "Smart Grid Maryland - Smart Grid Technologies and Programs", project report, www.smartgridmd.org, May 2009
- [102] The Electricity Advisory Committee (EAC): "Smart Grid: Enabler of the New Economy", project report, www.oe.energy.gov/eac.htm, Dec. 2008
- [103] KEMA: "The U.S. Smart Grid Revolution KEMA's Perspectives for Job Creation"; Prepared for the GridWise Alliance; Report downloaded on 28.12.2009 <http://www.kema.com/services/consulting/utility-future/job-report.aspx>, January 2009
- [104] W.S. Baer, B. Fulton, S. Mahnovski: "Estimating the Benefits of the GridWise Initiative"; Phase I Report; Prepared for the Pacific Northwest National Laboratory, TR-160-PNNL; May 2004
- [105] VEÖ: "Initiative Wasserkraft – Masterplan zum Ausbau des Wasserkraftpotenzials", Vienna, 2008

- [106] E-Control: "Marktbericht 2009 – Nationaler Bericht an die Europäische Kommission"; National report to the European Commission, Vienna, 2009
- [107] BMWF: "Income calculator of the Austrian Federal Ministry of Finance"; free tool at www.bmf.gv.at/service/Anwend/Steuerberech/BruttoNetto/BruttoNetto.htm ; last visited on 06.01.2010, 12:15
- [108] J.S. Jones: "Smart Metering in the Netherlands – A blueprint for Europe?"; Metering International Issue 1; 2007
- [109] H. Brunner: "Schöne neue Welt des Smart Metering – Möglichkeiten und Erfahrungen!", Berliner Energie Tage 2008, Berlin, 2008
- [110] A. Ultsch: "Pareto Density Estimation: Probability Density Estimation for Knowledge Discovery", Innovations in Classification, Data Science, and Information Systems; Springer Berlin Heidelberg; ISBN: 978-3-540-23221-6; 2006

Anhang

Die Dissertation „ Business models for active distribution grid management - development and economic impact analysis“ ist als Anhang zu diesem publizierbaren Endbericht an der Bibliothek der Technischen Universität Wien entlehnbar.

Elektronische Bezugsmöglichkeiten sind im Downloadbereich unter www.smartgrids.at sowie unter prueggler@eeq.tuwien.ac.at gegeben.