



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit

Geschäftsmodelle für die Nutzung von  
regional erneuerbarer Energie für  
Elektromobilität

Karin Maria Watschka, BSc

Mai 2019

## EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich die Richtlinien des Senats der Montanuniversität Leoben zu "Gute wissenschaftliche Praxis" gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 20.12.2018

---

Unterschrift Verfasser/in  
Karin Maria, Watschka  
Matrikelnummer: 01235209

### **KURZFASSUNG**

Der Energie- und der Mobilitätssektor sind derzeit großen Änderungen unterworfen. Mit der Integration von erneuerbaren Energien und der zunehmenden Zahl an Elektrofahrzeugen ergeben sich neue Herausforderungen. Dies hat auch Einfluss auf die vorhandenen Geschäftsmodelle und die sich daraus ableitenden Geschäftsprozesse. Bezugnehmend auf das Projekt *Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung (Sektor-kopplung) (Move2Grid)* wird in dieser Arbeit versucht Geschäftsmodelle zu finden, die regional, erneuerbare Energieerzeugung mit regionaler Elektromobilität verknüpfen.

Zuerst wird die aktuelle Situation betrachtet und anschließend auf Herausforderungen, die sich durch die Integration von erneuerbaren Energien und Elektromobilität ergeben, und momentane Entwicklungen eingegangen. Zusätzlich werden die Begriffe Geschäftsmodell und Geschäftsprozess näher definiert, die Vorgehensweise bei der Ausarbeitung der betrachteten Modelle erklärt und kurz aktuelle Tarife und Angebote beleuchtet. Darauf aufbauend werden zwei Geschäftsmodelle beschrieben: Das netzdienliche Laden zuhause am eigenen Stellplatz und das Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber. Für diese beiden Modelle wird im Zuge einer finanziellen Betrachtung auf die tarifliche Ausgestaltung eingegangen.

Bei heutiger Netzentgeltsituation und den eingehobenen Steuern und Abgaben besteht für einen Kunden kein bzw. kaum Anreiz sein Elektrofahrzeug netzdienlich zu integrieren. Ähnlich ist es beim Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber, welches sich bei heutigen Bedingungen nicht vorteilhaft für alle Beteiligten gestalten lässt. Dies würde sich durch eine Anpassung der aktuellen Netzentgeltstruktur lösen lassen.

### **ABSTRACT**

The energy and mobility sector are going through huge changes at the moment. With the integration of renewable energy sources and the growing amount of electric vehicles new challenges arise. This has also an impact on the existing business models and the connected business processes. Referring to the project Implementation of regional energy-supply-concepts by hybrid coupling (Move2Grid) this paper tries to find business models, which combine regional, renewable power generation with regional electro mobility needs.

At the beginning there is a short overview of the present situation followed by a description of current challenges and changes, caused by the integration of renewable energy sources and electro mobility. In addition there is a general definition of the terms business model and business process and a description of the procedural method how the considered models were defined including a closer look on existing business models. Using this information two business models are described in detail: grid supported charging of the electric vehicle at home and charging the electric vehicle with produced power by a private owned solar cell at the place of employment.

There are no or nearly non advantages for the customer to charge his electric vehicle grid supported due to the current taxes and tariffs a customer has to pay for the grid operation. The situation, which describes the charging of the electric vehicle at the place of employment with produced power by a private owned solar cell, is similar. This could be solved by adapting the current electricity network usage fees.

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>Nomenklatur .....</b>	<b>I</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>V</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
<b>2 Aufgabenstellung.....</b>	<b>2</b>
2.1 Vorgehensweise.....	2
<b>3 Energiesektor und Elektromobilität .....</b>	<b>3</b>
3.1 Elektromobilität in Österreich .....	4
3.2 PV-Produktion in Österreich .....	4
3.3 Das österreichische Strommarktmodell .....	6
3.3.1 Öko-Bilanzgruppe in Österreich .....	9
3.3.2 Messen und Zählen .....	10
3.3.3 Stromtarifzusammensetzung .....	11
3.4 Aktuelle Lage, Herausforderungen und Entwicklungen .....	14
3.4.1 „Smart Energy-Technologien“ .....	16
3.4.2 Neue Tarifmodelle mit Bezug auf die Netzentgeltstruktur.....	28
3.4.3 Problematik in Mehrparteienhäusern .....	31
3.4.4 Rundsteuertechnik und aktuelle Beispiele .....	32
3.4.5 PV-Einspeisung .....	34
3.4.6 Relevante (Forschungs-)Projekte .....	34
<b>4 Relevante Daten für die Betrachtung der Modelle .....</b>	<b>40</b>
4.1 Daten aus dem Projekt <i>Move2Grid</i> .....	40
4.1.1 Verbrauchswerte und Use-Cases aus dem Projekt <i>Move2Grid</i> .....	43
<b>5 Geschäftsmodelle .....</b>	<b>45</b>
5.1 Business Model Builder.....	45
5.1.1 Geschäftsidee-Entwicklung .....	46

## Inhaltsverzeichnis

---

5.1.2	Vorgehensweise bei der Definition der Geschäftsmodelle .....	50
5.1.3	Vorgehensweise bei der finanziellen Betrachtung .....	52
5.2	Erfassung und Analyse aktueller Tarife und Angebote .....	52
5.2.1	Unterbrechbare Tarife.....	53
5.2.2	Bestehende Angebote und Tarife der Energie Steiermark .....	53
5.2.3	Tarife für das unterbrechbare Laden von EV zu Hause.....	54
5.2.4	Dynamische Tarife/ Mehr-Zonen-Tarife .....	55
5.2.5	Virtuelle Stromspeicher (Energie AG, KELAG).....	55
5.2.6	Virtueller Stromspeicher mit Laden unterwegs.....	57
5.2.7	Verrechnungsmöglichkeit für Ladeinfrastruktur beim Unternehmen.....	57
<b>6</b>	<b>Geschäftsprozesse .....</b>	<b>59</b>
6.1	Vorgehensweise bei Definition des Geschäftsprozesses.....	60
6.1.1	Ladevorgang .....	60
6.1.2	Jahresstromrechnung.....	61
<b>7</b>	<b>Modell 1 .....</b>	<b>62</b>
7.1	Momentane Situation.....	62
7.2	Beschreibung des Geschäftsmodelles und der Beteiligten .....	63
7.3	Geschäftsprozess .....	67
7.4	Finanzielle Betrachtung .....	70
7.4.1	Aktuelle Situation .....	70
7.4.2	Tarif Neu 1 – Umschaltgebühr .....	73
7.4.3	Tarif Neu 2 – neue Systementgeltkomponente .....	76
<b>8</b>	<b>Modell 2 .....</b>	<b>80</b>
8.1	Beschreibung der momentanen Situation.....	80
8.2	Beschreibung des Geschäftsmodelles und der Beteiligten .....	81
8.3	Geschäftsprozesse .....	86
8.4	Finanzielle Betrachtung .....	88
8.4.1	Aktuelle Situation an der Montanuniversität .....	88

## Inhaltsverzeichnis

---

8.4.2	Kosten für Arbeitnehmer/Kunde .....	89
8.4.3	Kosten für Arbeitgeber .....	93
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>	<b>95</b>
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>97</b>

# NOMENKLATUR

### Abkürzungen

AbLaV	Abschalten variabler/flexibler Lasten
BEA	Building Energy Agent, Mess-, Kommunikations- und Regelungsschnittstelle im Smart Home
BEÖ	Bundesverband für Elektromobilität Österreich
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
CPO	Charge Point Operator, Ladepunktbetreiber
DG	Durchdringungsgrad
DSO	Distribution System Operator, Verteilnetzbetreiber
ELWOG	Elektrizitätswirtschaft- und Organisationsgesetz
EMSP	E-Mobility Service Provider
enviaM	envia Mitteldeutsche Energie AG
EV	Electric Vehicle, Elektrofahrzeug
EVSE	Electrical Vehicle Supply Equipment
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria, österreichische Strombörse
GZF	Gleichzeitigkeitsfaktoren
HT	Hochtarif
IEC	International Electrotechnical Commission
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NB	Netzbetreiber
NE	Netzebene



## Nomenklatur

---

NT	Niedertarif
OCPI	Open Charge Point Interface protocol
OCPP	Open Charge Point Protocol
OeMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
ONLAPD	OperativesNetzLastProfil Day-ahead
ONLAPI	OperativesNetzLastProfil Intraday
OpenADR	Open Automated Demand Response
OSCP	Open Smart Charging Protocol
OTC	Over-the-Counter
PLC	Power Line Communication
PV	Photovoltaik
RZF	Regelzonenführer
SMGW	Smart Meter Gateway
sMobility	Smart Mobility in Thüringen
SNE	Systemnutzungsentgelte
SWOT-Analyse	Stärken-Schwächen- und Chancen-Risiken-Analyse
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2G	Vehicle to Grid
VDEW	deutscher Verband der Elektrizitätswirtschaft
VHP	Virtual Heat and Power
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZP	Zählpunkt
ZuLaV	Zuschalten variabler/flexibler Lasten

### ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 3-1: Neuzulassungen von EV und Anteil an Gesamtzahl aller neu zugelassenen PKW in Österreich [9] .....	4
Abbildung 3-2: Marktentwicklung der Photovoltaik in Österreich bis 2017 [11] .....	5
Abbildung 3-3: Überblick über Verträge und Datenflüsse zwischen Marktteilnehmern [16] .....	9
Abbildung 3-4: Derzeitiger Aufbau der Netzentgeltstruktur [18] .....	12
Abbildung 3-5: Flexibilisierungsoptionen [34] .....	15
Abbildung 3-6: Zuordnung der gegenwärtigen Mechanismen im Strommarkt zu den Ampelphasen [50] .....	21
Abbildung 3-7: Kräftegleichgewicht zwischen den Hauptakteuren des Smart Markets [53] .....	24
Abbildung 3-8: Übersicht Kommunikationsprotokolle im Elektromobilitätsbereich [57] .....	26
Abbildung 3-9: Ampelkonzept und Kommunikationsprotokolle [57] .....	28
Abbildung 3-10: Tarife 2.0 Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich; E-Control [18] .....	30
Abbildung 3-11: StromPager – Aufbau der Funkrundsteuerungstechnik [71] .....	33
Abbildung 3-12: Aufbau Smart Grids Modellregion Köstendorf .....	35
Abbildung 3-13: Systemübersicht gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen mittels Langwellensender .....	37
Abbildung 3-14: Übersicht Steuerung Langwellendienst .....	38
Abbildung 4-1: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und stetige Verteilungsfunktion der Ankunftszeiten der EV .....	41
Abbildung 4-2: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und stetige Verteilungsfunktion der nach der letzten Fahrt des Tages benötigten Ladeenergiemengen .....	42
Abbildung 5-1: Business Model Builder in feiner Granularität .....	46
Abbildung 5-2: Abrechnungsservice für Unternehmen von The Mobility House .....	58
Abbildung 7-1: Prozessablauf leistungsgedrosseltes und zeitversetztes Laden .....	69
Abbildung 7-2: Jährliche Zusatzkosten EV mit und ohne zweiten Zählpunkt beim Laden zuhause .....	71
Abbildung 7-3: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der Umschaltgebühr und Häufigkeit der Umschaltung .....	74
Abbildung 7-4: Break-Even-Point: Kosten für das Laden des EV bei variierenden Umschaltgebühren verglichen mit den Kosten bei aktueller Lage .....	75
Abbildung 7-5: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der neuen Netzentgeltkomponente .....	77
Abbildung 7-6: Break-Even-Point-Betrachtung: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der neuen Netzentgeltkomponenten verglichen mit den Kosten bei aktueller Lage .....	78
Abbildung 8-1: Prozessablauf Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber .....	87

## Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 8-2: Jährliche Haushaltsstromkosten bei Überschusseinspeisung mit und ohne Mitgliedschaft in der Öko-Bilanzgruppe ohne EV.....	90
Abbildung 8-3: Jährliche Haushaltsstromkosten bei Überschusseinspeisung mit Laden des EV beim Arbeitgeber mit und ohne Angebot durch den Energielieferanten .....	91

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 4-1: Einteilung der Verbraucher nach Verbrauchertypen .....	40
Tabelle 4-2: Anzahl an EV bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden .....	41
Tabelle 4-3: Verbrauchs- bzw. Erzeugungsmengen .....	44
Tabelle 5-1: Relevante Trends im Energie- und Mobilitätssektor .....	48
Tabelle 5-2: Leistungs- und Produktangebot .....	48
Tabelle 5-3: Marktteilnehmer und Wettbewerber .....	49
Tabelle 5-4: Schlüsselaktivitäten .....	49
Tabelle 5-5: Vereinfachte SWOT-Analyse .....	50
Tabelle 5-6: Preise für 100 % reinen Naturstrom und Überschusseinspeisung.....	54
Tabelle 5-7: Vergleich von virtuellen Energiespeichern.....	57
Tabelle 5-8 Gebühren Abrechnungsservice für Unternehmen von The Mobility House.....	58
Tabelle 7-1: Kundenprofil Kunde.....	64
Tabelle 7-2: Kundenprofil Verteilnetzbetreiber .....	64
Tabelle 7-3: verwendete Werte für die Berechnung des Stromverbrauchs des EV beim Laden zuhause bei aktueller Situation.....	72
Tabelle 7-4: verwendete Werte für die Berechnung des Stromverbrauchs des EV beim Laden zuhause und dem Tarif Neu 1 .....	75
Tabelle 7-5: verwendete Werte für die Berechnung des Stromverbrauchs des EV beim Laden zuhause und dem Tarif Neu 2 .....	78
Tabelle 8-1: Kundenprofil Arbeitnehmer/EV-Besitzer .....	83
Tabelle 8-2: Kundenprofil Arbeitgeber.....	83
Tabelle 8-3: maximale bzw. minimale Gebühren für das Angebot des EVU aus Sicht des Arbeitnehmers und des EVU.....	92
Tabelle 8-4: verwendete Werte für die Berechnung des Stromverbrauchs .....	93
Tabelle 8-5: Kosten für Arbeitgeber bei Inanspruchnahme des Angebots .....	94

## 1 EINLEITUNG

Dass sich das Klima ändert ist ein Faktum und dass der Mensch, als vernunftbegabtes Wesen, auf die Änderungen reagieren muss ebenso. Die Politik reagiert darauf mit internationalen, europäischen und nationalen Klima- und Energiestrategien (Klima- und Energiepolitik der EU bis 2030, Energiefahrplan 2050, #mission 2030. – Die österreichische Klima- und Energiestrategie). Sie alle haben die Senkung von Treibhausgasemissionen, die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energiequellen und Energieeffizienz zum Inhalt. Dabei spielen die Energienetze und auch der Mobilitätsbereich eine wichtige Rolle. Vor allem die Verteilnetzebene steht durch den Ausbau von Photovoltaik (PV)-Anlagen sowie dem Laden von Elektrofahrzeugen im privaten Bereich vor neuen Herausforderungen. Zusätzlich bieten neue Technologien und das Fortschreiten der Digitalisierung neue Möglichkeiten. [1–3]

Das Projekt *Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung (Move2Grid)* beschäftigt sich unter anderem mit der netzdienlichen Integration von Elektromobilität und der Verknüpfung mit regionalen, erneuerbaren Energiequellen. Um dies zu schaffen spielen Geschäftsmodelle eine wichtige Rolle. Ein dienstleistungsorientiertes Geschäftsmodell kann stark dazu beitragen die Markteinführung einer neuen Technologie zu beschleunigen und diese schneller massenmarktauglich zu machen. [4] Auch Energieversorger entwickeln elektromobilitätsspezifische Geschäftsmodelle, um so auf die neuen Technologien und Änderungen im Energie- und Mobilitätssektor einzugehen.

Im Zuge dieser Arbeit wurde zu Beginn eine Literaturstudie zum Thema durchgeführt. Aufbauend auf bereits durchgeführten Arbeiten wurden definierte Geschäftsmodelle evaluiert und mit den im Projekt *Move2Grid* erhobenen technischen Daten verschränkt. Für die ausgewählten Geschäftsmodelle wurden auch tarifliche Gestaltungsmöglichkeiten betrachtet und die dazugehörigen Geschäftsprozesse entwickelt.

## 2 AUFGABENSTELLUNG

Im Arbeitspaket 4 – Schicht Geschäftsmodell und -prozess des Projektes *Move2Grid* finden sich 2 wesentliche Tasks. Dies ist zum einen der Task 4.1: Geschäftsmodellentwicklung und der Task 4.2: Geschäftsprozessentwicklung.

Der Task Geschäftsmodellentwicklung beinhaltet die Definition der Zielgruppen, die Entwicklung eines kombinierten innovativen Geschäftsmodelles für die Bereitstellung von regionaler, erneuerbarer Energie für die Elektromobilität und das Untersuchen der Möglichkeit einer Tarifgestaltung und Preisdifferenzierung. Im Task Geschäftsprozessentwicklung sollen die für die Umsetzung des erstellten Geschäftsmodells benötigten Geschäftsprozesse entwickelt werden.

Der Fokus richtet sich dabei darauf, ein Geschäftsmodell zu finden, das die Bedürfnisse aller Beteiligten möglichst gut abdeckt.

### 2.1 Vorgehensweise

Begonnen wurde damit, sich einen Überblick zu verschaffen, wie der Energiesektor und die damit verbundene netzdienliche Integration von Elektromobilität zurzeit aussehen. In diesem Zusammenhang wurden auch aktuelle Entwicklungen und Herausforderungen betrachtet und auch ganz kurz die PV-Produktion in Österreich beleuchtet.

Bezugnehmend auf die Daten aus dem Projekt *Move2Grid* wurde zuerst einmal die Vorgehensweise bei der Entwicklung der Geschäftsmodelle und Geschäftsprozesse erläutert und relevante, aktuelle Angebote und Tarife erfasst und analysiert. Grundlage für die Entwicklung der Geschäftsmodelle bildete der Business Model Builder aus dem Buch Geschäftsmodelle 4.0. [5]

Die Betrachtungen in dieser Arbeit fokussieren sich auf die Bereitstellung von Flexibilität durch Endverbraucher und die Verknüpfung von regional erzeugter Energie aus PV-Anlagen mit Elektromobilität. Daraus leiten sich zwei zu betrachtende Geschäftsmodellvarianten ab. Zum einen das leistungsgedrosselte und zeitversetzte (netzdienliche) Laden am privaten Stellplatz und zum anderen das Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber. Für jede Geschäftsmodellvariante erfolgt eine Beschreibung des Geschäftsmodells inkl. der Beteiligten, des Geschäftsprozesses und der tariflichen Gestaltung.

### 3 ENERGIESEKTOR UND ELEKTROMOBILITÄT

Strenge Klimaschutzverordnungen als auch eine steigende Anzahl an energiepolitischen Zielsetzungen veranlassen den Energiesektor umzudenken. Dabei gewinnen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien und auch Elektromobilität immer mehr an Bedeutung.

Im Rahmen des Pakets „Clean Energy for All Europeans“ werden gerade die Rahmenbedingungen für den europäischen Energiebinnenmarkt überarbeitet. Ein Fokus liegt vor allem darauf, wie Endkunden aktiv am Energiemarkt teilnehmen können mit dem Ziel erneuerbare Energieträger besser im Markt integrieren zu können.

Durch die ganzen Änderungen im Energiesektor stehen vor allem die Verteilnetzbetreiber vor enormen Herausforderungen. Damit der Energiemarkt der Zukunft funktionieren kann, bedarf es jedoch einiger Grundvoraussetzungen, wie zB Änderungen in der Netztarifstruktur und Eingriffsrechte durch den Netzbetreiber (Ampelmodell).

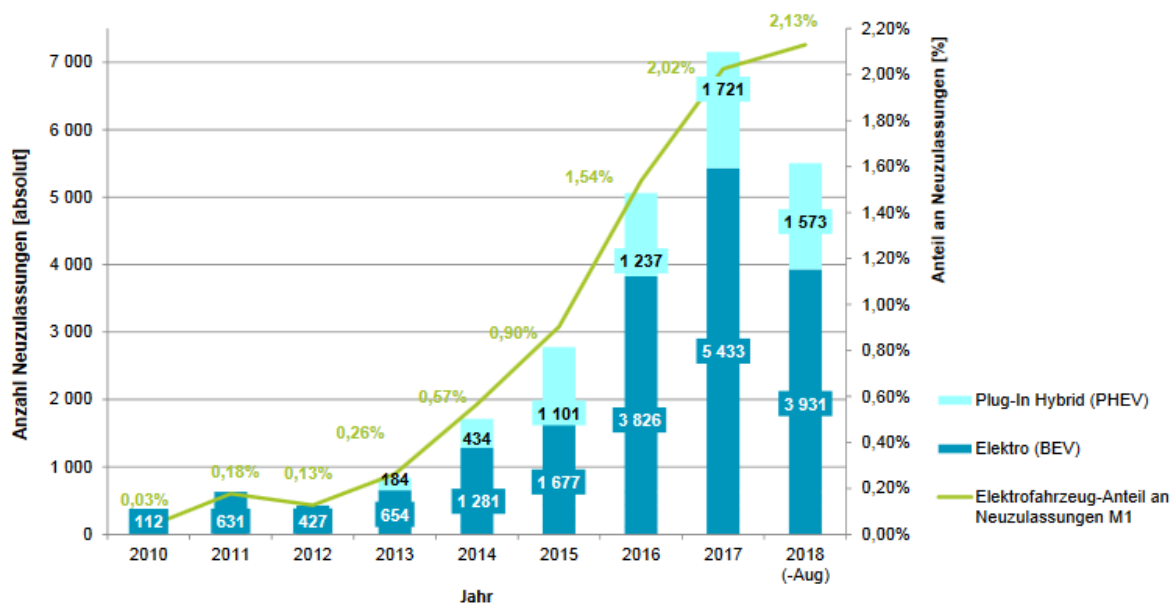
Elektromobilität erlebt derzeit einen Markthochlauf. Elektromobilität wird politisch forciert und schön langsam kommt es zu einem Umdenken der Bevölkerung, was mit einer steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen einhergeht. Dies bietet Absatzchancen für unterschiedlichste Branchen und Betriebe, jedoch darf auf den zusätzlichen Steuerungsbedarf, der durch die zusätzliche Belastung der Stromnetze durch vermehrte Elektromobilität anfällt, nicht vergessen werden.

Elektromobilität stellt bei flächendeckender Einführung eine neue Form der Netzlast dar. Nimmt man keinen Einfluss auf das Laden der Elektroautos, könnte sich zB durch das abendliche Einstecken des Ladekabels eine neue Lastspitze ergeben, die Probleme im Verteilnetz verursachen kann. In der Einführungsphase ist neben der Entwicklung von Geschäftsmodellen auch wichtig, den nächtlichen Ladezeitraum zeitlich so zu gestalten, dass es zu keinen Überlastungen im Verteilnetz kommt, aber verfügbare erneuerbare Energieüberschüsse dennoch optimal genutzt werden können. Zusätzlich gilt es auch Firmenparkplätze mit einer Ladeinfrastruktur zu beachten, da auch hier eine entsprechende Parkdauer gegeben ist. [6]

Im *Umsetzungsplan Elektromobilität in und aus Österreich* der Bundesministerien für Land- und Forstwirtschaft, Verkehr, Innovation und Technologie und Wirtschaft, Familie und Jugend wird ausgeführt, dass in 90 % aller Fälle zu Hause oder am Arbeitsplatz (Quell- und Zielort) geladen wird. Dies zeigt, wie wichtig es ist, dass genau für diese Bereiche Angebote geschaffen werden. [7]

### 3.1 Elektromobilität in Österreich

Die Anzahl an EV nimmt in Österreich stetig zu, was auch die folgende Grafik zeigt. Mit September 2018 waren in Österreich 19.011 rein elektrisch betriebene E-PKW, 5.152 Hybridfahrzeuge und 21 Brennstoffzellenfahrzeuge zugelassen. Dies ergibt eine Anzahl an Elektrofahrzeugen von 24.184. [8] Abbildung 3-1 zeigt die Neuzulassungen von E-Fahrzeugen und den Anteil an der Gesamtzahl aller neu zugelassenen PKW in Österreich bis August 2018.



Quelle: Statistik Austria; Datenstand: jeweils 31.12. des entsprechenden Jahres bzw. 31.08.2018; Darstellung: AustriaTech

**Abbildung 3-1:** Neuzulassungen von EV und Anteil an Gesamtzahl aller neu zugelassenen PKW in Österreich [9]

Das Ansteigen der Anzahl der EV in Österreich kann sicherlich auch auf die unterschiedlichen Förderungen zurückgeführt werden. Dabei wird die Anschaffung von E-Fahrzeugen für den privaten und betrieblichen Einsatz unterstützt. Seit 1. April 2017 gibt es auch ein spezielles, grünes Kennzeichen für rein elektrisch betriebene Fahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge. Dieses schafft vor allem auf kommunaler Ebene Vorteile, wie Befreiung von Park-Gebühren in bestimmten Städten, exklusive Zufahrtsrechte usw. Zusätzlich gibt es auch steuerliche Vergünstigungen. Seit 1. Jänner 2016 fällt für E-Fahrzeuge keine Normverbrauchsabgabe an und die motorbezogene Versicherungssteuer („Kfz-Steuer“) entfällt. [10]

### 3.2 PV-Produktion in Österreich

Der Photovoltaikmarkt erlebte im Jahr 2003 durch das Ökostromgesetz seinen ersten Aufschwung. Im Jahr 2013 gab es einen Rekordzuwachs von 260 MWp (aufgrund von Förderanomalien). Seitdem hat sich der jährliche Zuwachs auf 150 bis 160 MWp eingependelt.



2017 wurden knappe 173 MWp neuinstalliert, was zu einer kumulierten Gesamtleistung von rund 1.269 MWp mit Ende 2017 führte. Abbildung 3-2 zeigt die Marktentwicklung der Photovoltaik in Österreich bis 2017.

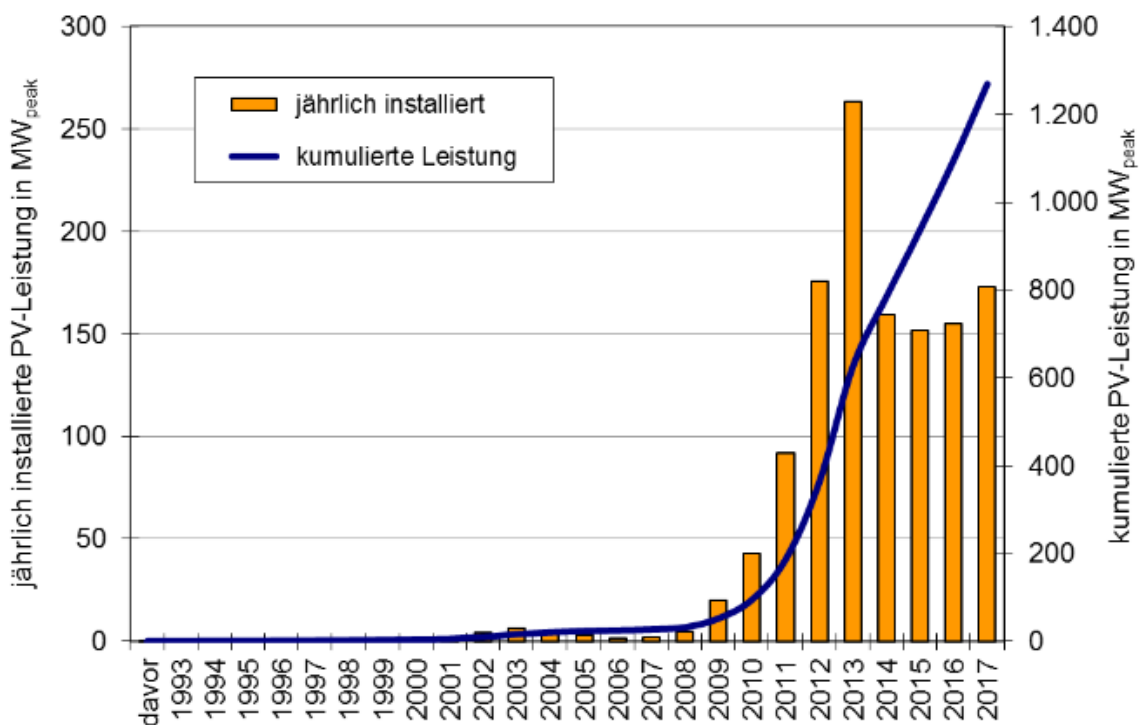


Abbildung 3-2: Marktentwicklung der Photovoltaik in Österreich bis 2017 [11]

2017 lag der Anteil der neuinstallierten Aufdach-Anlagen bei 93 %, was nach wie vor die häufigste Montageart für PV-Anlagen ist. [11] Im privaten werden auch meist Aufdach-Anlagen errichtet, wobei sich die Größe der Anlage nach dem jährlichen Verbrauch richtet. Eine 7 bis 10 m<sup>2</sup> große PV-Anlage erzeugt in etwa 1 kW und wird deshalb auch als 1kWp-Anlage bezeichnet. Eine 1 kWp-Anlage erzeugt in Österreich je nach Standort etwa 900 bis 1.100 kWh/Jahr. [12]

Fallende Kosten für PV-Anlagen machen die Installation für Eigenheimbesitzer zunehmend attraktiver. Typische Anlagen, die gerne in Einfamilienhäusern verbaut werden, haben eine Leistung von 4 bis 5 kWp.

Anlagen werden hauptsächlich für den Eigenverbrauch errichtet wobei die produzierte und selbst verbrauchte Menge an PV-Strom bis zu einer Freigrenze von 25.000 kWh/Jahr steuerfrei ist. [13]

Die Nutzungsdauer einer PV-Anlage liegt bei 20 Jahren. [14]

### 3.3 Das österreichische Strommarktmodell

Die EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität 96/92/EG vom 19. Dez. 1996 hat die Liberalisierung der Märkte von leitungsgebundenen Energien in der Europäischen Union eingeleitet. [15] In Österreich wurde 1998 mit dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ELWOG) diese Richtlinie in nationales Recht umgesetzt.

Die Erklärungen für das österreichische Strommarktmodell entstammen hauptsächlich der E-Control Austria. [16–18]

Grundlage für das aktuelle Strommarktmodell bilden Rechtstexte des Europa-, Bundes-, oder Landesrechts, die Entscheidungen der Organe der Regulierungsbehörde E-Control Austria, die Marktregeln und die Allgemeinen Bedingungen der Marktteilnehmer.

Für den liberalisierten Strommarkt in Österreich gelten im Wesentlichen folgende Grundprinzipien:

- Der Betrieb der Netze ist von den Bereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb getrennt (Unbundling).
- Verteilnetzbetreiber (VNB) sind im Wesentlichen für den sicheren Betrieb des Netzes, die Messdatenerfassung und die Verwaltung der Netzbenutzerdaten verantwortlich.
- Um den Energiefluss im internationalen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können, wird das Übertragungsnetz in sogenannte Regelzonen eingeteilt. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für den Betrieb der Übertragungsnetze zuständig und müssen als Regelzonenführer zu jedem Zeitpunkt die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Bedarf sicherstellen.
- Jeder Marktteilnehmer (Verbraucher, Erzeuger, Lieferanten und Händler) der Strom aus dem Netz bezieht bzw. abgibt oder Strom verkauft bzw. handelt, muss Mitglied in einer Bilanzgruppe sein. Innerhalb einer Bilanzgruppe wird der kommerzielle und physikalische Stromfluss der Stromhandelsaktivitäten dargestellt und Ausgleichsenergie verursachergerecht den Marktteilnehmern zugeordnet.
- Jeder Netzbenutzer (Verbraucher oder Erzeuger) hat jeweils einen Vertrag mit dem betroffenen Netzbetreiber und mit einem Lieferanten bzw. Händler seiner Wahl abzuschließen.
- Erzeuger und Verbraucher mit weniger als 50 kW Anschlussleistung oder weniger als 100.000 kWh Erzeugung bzw. Produktion pro Jahr werden in der Regel nur einmal pro Jahr gemessen. Zur Abbildung der ¼-Stundenwerte für diese Netzbenutzer werden Standardlastprofile (zB Haushalt, Gewerbe, Landwirtschaft, PV-Anlage, etc.) herangezogen. In Österreich werden grundsätzlich die vom deutschen Verband der

Elektrizitätswirtschaft (VDEW) in Deutschland definierten Standardlastprofile angewendet. Für einige zusätzliche Anwendungsfälle, hat die E-Control österreichspezifische Standardlastprofile geschaffen (zB Lastprofile für die Einspeisung von Photovoltaikanlagen, Standardisierte Lastprofile für unterbrechbare Lieferungen, etc.). Für alle anderen Netzbenutzer werden Erzeugung und Verbrauch als ¼-Stundenwerte erfasst.

- Kunden können unabhängig vom vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen einen Lieferanten frei wählen.

Damit der österreichische Energiemarkt funktionieren kann, sind jedem Marktteilnehmer Rollen und Aufgaben zugeordnet.

Der **Kunde/Endverbraucher** ist eine natürliche oder juristische Person, die einen Netznutzungsvertrag mit dem entsprechenden **Netzbetreiber** (NB), welcher einen stabilen Netzbetrieb gewährleistet, und einen Energieliefervertrag mit einem beliebigen **Energielieferanten**, von welchem er auch aufgrund der weitergeleiteten Messwerte des Netzbetreibers an den Energielieferanten seine Energierechnung erhält, hat. Die Übermittlung der Netzrechnungsdaten von Netzbetreibern zum Lieferanten erfolgt in standardisierter elektronischer Form (Extensible Markup Language (XML)). Im Folgenden werden die Begriffe Energielieferant und Energieversorgungsunternehmen (EVU) synonym verwendet.

Lieferanten und Kunden werden laut ELWOG in einer **kommerziellen Bilanzgruppe** zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst, innerhalb derer Fahrpläne für den Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisung) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisung) erstellt werden. Zusätzlich muss jeder **Verteilnetzbetreiber** eine eigene Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste (Netzverlustbilanzgruppe) erstellen. Der Lieferant muss zusätzlich den Bedarf seiner Kunden für den nächsten Tag an den **Bilanzgruppenverantwortlichen** (BGV) melden.

Der Bilanzgruppenverantwortliche vertritt seine Bilanzgruppe nach außen und ist die zuständige Stelle gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem **Bilanzgruppenkoordinator** (BKO). Der BGV übernimmt auch das finanzielle Risiko für die Bilanzgruppe. Der BKO ist aufgrund einer behördlichen Konzession die Verrechnungsstelle für die Organisation und die Abrechnung der Ausgleichsenergieversorgung innerhalb einer Regelzone.

Der **Regelzonenführer** (RZF) betreibt seinen Bereich im internationalen Verbundnetz und muss im Vorhinein aufgrund der erhaltenen Fahrpläne berechnen, wie viel Strom auf Grund der regelzonenüberschreitenden Handelsaktivitäten über die Grenzen der Regelzone fließen. Durch Leistungs-Frequenz-Regelung (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung) gewährleistet

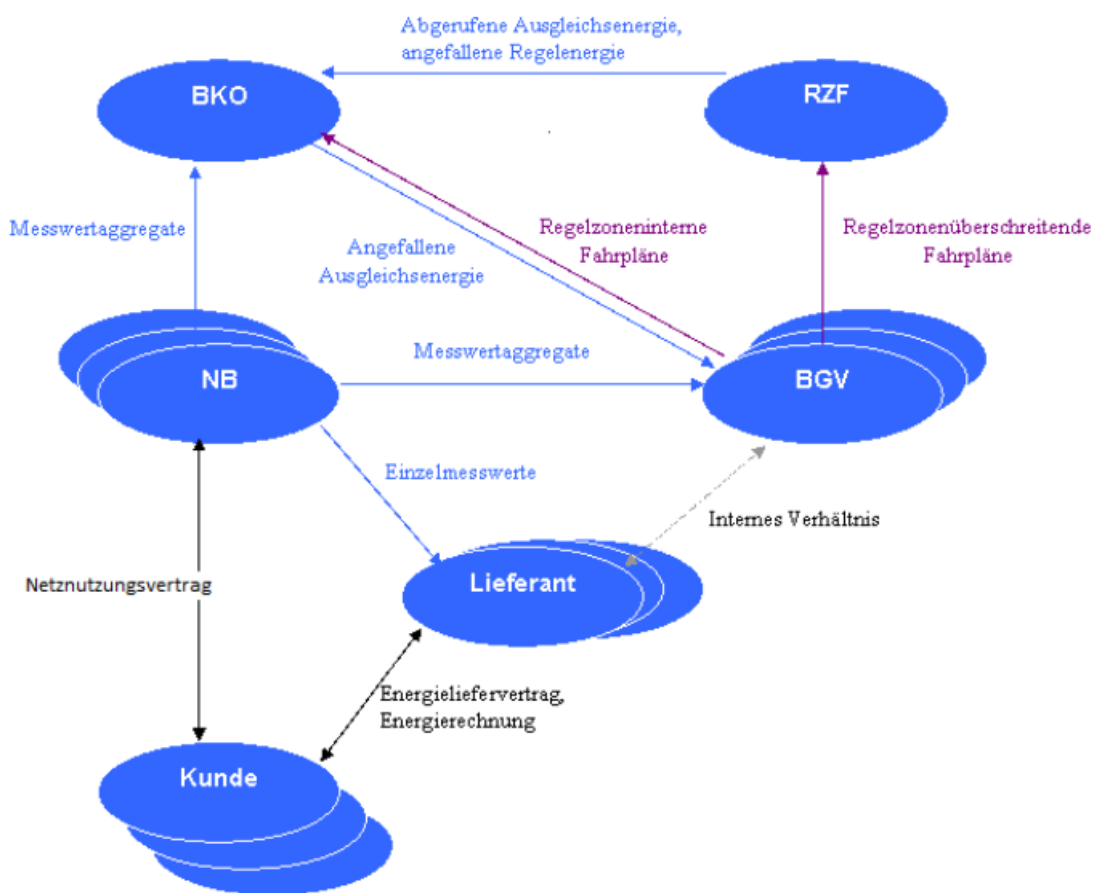
er, dass sich in jedem Augenblick Erzeugung und Verbrauch ausgleichen. Für den Fall von großen Lastschwankungen im europäischen Übertragungs- und Verbundnetz, springen die einzelnen Regelzonenführer zuerst mit ihrer Primärregelung grenzüberschreitend ein, welche beinahe ohne Verzögerung verfügbar ist. Die Primärenergieregulierung darf max. 30 Sekunden dauern, danach greift die Sekundärregelung, welche innerhalb der Regelzone für den Ausgleich von Leistungsdefizit bzw. -überschuss dient. Dauert die Leistungsabweichung länger als 15 Minuten, wird die Sekundärregelung von der Tertiärregelung abgelöst.

Bei der Verrechnung von Regelenergie wird prinzipiell folgendermaßen vorgegangen: Die für die Primärregelung anfallenden Kosten werden von Erzeugern mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW getragen. Bei der Sekundärenergie unterscheidet man zwischen Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung, die durch das Systemdienstleistungsentgelt, welches direkt den Erzeugern verrechnet wird, gedeckt ist und Kosten für die Lieferung von Regelenergie, welche an den Bilanzgruppenverantwortlichen weitergegeben werden und somit dem Endkunden verrechnet werden. Für die Tertiärregelenergie wurde ein eigener Markt etabliert, über den die fehlende oder überschüssige Energie bezogen bzw. abgegeben werden kann.

Da der tatsächliche Stromverbrauch und die Erzeugung nicht 100%ig prognostiziert werden können, benötigen Bilanzgruppen zum Ausgleich ihrer Strombilanz Ausgleichsenergie. Diese wird den Bilanzgruppen von den Bilanzgruppenkoordinatoren nach Vorliegen der tatsächlichen Verbrauchsdaten bzw. Erzeugungsdaten in Rechnung gestellt. Dies geschieht im sogenannten Clearing, bei dem zum einen beim technischen Clearing die physikalischen Energiemengen (Ausgleichsenergiemengen) genau ermittelt werden, welche dann zum anderen beim anschließenden finanziellen Clearing für die Berechnung der Kosten für Ausgleichsenergie herangezogen werden. Art und Weise der Weiterverrechnung dieser Kosten innerhalb der Bilanzgruppe bleibt den Marktteilnehmern überlassen.

Der Unterschied zwischen Ausgleichsenergie und Regelenergie ist somit der, dass Ausgleichsenergie durch die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe anfällt und sich die Regelenergie aus dem Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone ergibt und vom Regelzonenführer bereitgestellt werden muss.

Abbildung 3-3 gibt einen Überblick über die wichtigsten Marktteilnehmer und ihre Beziehungen zueinander:



**Abbildung 3-3:** Überblick über Verträge und Datenflüsse zwischen Marktteilnehmern [16]

Zusätzlich zu den bisher genannten Marktteilnehmern gibt es noch den Einspeiser, welcher elektrische Energie ins Netz abgibt, und den Stromhändler, der Elektrizität in Gewinnabsicht ein- und verkauft. An einer Energiebörse wird Strom gehandelt und sie dient als finanziell, rechtlich und technisch sicherer Marktplatz. In Österreich dient die Energy Exchange Austria (EXAA) als europäischer Börsenplatz, welche auch die Abwicklung der finanziellen Transaktionen vornimmt (Clearing). [19]

### 3.3.1 Öko-Bilanzgruppe in Österreich

In Österreich gibt es mit Stand 17. Mai 2018 138 Bilanzgruppen. In diesen Bilanzgruppen ist auch die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) enthalten. [20] Unter Ökostrom versteht man elektrische Energie, die aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wurde. Um die Ökostromproduktion in Österreich zu steigern, gibt es in Österreich die Ökostromförderung. Für den Erhalt der Ökostromförderung muss ein Vertrag zwischen der Abwicklungsstelle für Ökostrom und dem Anlagenbetreiber abgeschlossen werden. Der Netzbetreiber muss

dies auch überprüfen bevor er den Kunden der Öko-Bilanzgruppe zuweist. Der Netzbetreiber übermittelt dann auch die eingespeiste Ökostrommenge an den Regelzonenführer, welcher im Auftrag und im Namen der OeMAG tätig ist. Die gemessene Energiemenge und der entsprechende Fördertarif werden dann für die Vergütung des Ökostroms herangezogen.

Im Jahr 2017 wurden insgesamt 10.527.678.765 kWh Ökostrom eingespeist und über die Öko-Bilanzgruppe vergütet. Für Photovoltaik-Anlagen lag der Durchschnittsvergütungspreis bei 0,2486 EUR/kWh. Bei einer Antragstellung und Vertragsabschluss im Jahr 2018 erhält man einen Einspeisetarif 0,0791 EUR/kWh, findet dies 2019 statt so sind dies 0,0767 EUR/kWh. Zusätzlich gibt es einen Investitionszuschuss für die Errichtung von zusätzlich 30 % der Errichtungskosten (bezogen auf die Engpassleistung der Anlage), maximal jedoch ein Betrag in der Höhe von 250 EUR/kWp. Die Einspeisetarife für Photovoltaikanlagen gelten für 13 Jahre. [21]

Die OeMAG ist zu einer Abnahme des Ökostroms verpflichtet. Altanlagen und Anlagen, die die Geltungsdauer des Einspeisetarifs schon überschritten haben, erhalten „nur“ noch den aktuellen Marktpreis als Vergütung, welcher derzeit bei ca. 0,0451 EUR/kWh liegt. [22, 23]

Viele der Besitzer, der in Österreich verbauten PV-Anlagen im privaten Eigenheim, sind auch Teil der Öko-Bilanzgruppe.

### 3.3.2 Messen und Zählen

Die Erfassung und Weitergabe von Messdaten sind die Grundlage für die Kundenabrechnung, Erstellung von Prognosen, Lieferantenwechsel usw. Für den Ein- und Ausbau, die Wartung der Zählleinrichtung sowie deren Auslesung und Weitergabe der Messdaten an die relevanten Marktteilnehmer ist der Netzbetreiber zuständig. Auf Basis der Spezifikationen des Netzbetreibers ist jedoch auch eine Beistellung von Messgeräten durch den Kunden zulässig.

Ein Zählpunkt ist definiert als die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird.

Bei kleinen Verbrauchern (insbesondere Haushalte) oder Erzeugern mit weniger als 100.000 kWh Jahresverbrauch/-erzeugung oder weniger als 50 kW Anschlussleistung wird je nach benötigter Messaufgabe zwischen folgenden Zählernunterschieden: [24]

**Standard-Stromzähler/Drehstromzähler:** An einen Drehstromzähler sind standardmäßig Elektrogeräte, Heizungen und die Warmwasseraufbereitung angeschlossen. Er hat einen Zähler mit einem Zählwerk und der Strompreis ist damit unabhängig von Uhrzeiten und Jahreszeiten.

**Unterbrechbare Zähler/Doppeltarifzähler:** In einigen Regionen Österreichs sind sogenannte Doppeltarifzähler stark verbreitet. Dabei haben Sie einen Stromanschluss mit einem Zähler, jedoch mit zwei Zählwerken. Der Zähler schaltet entweder uhrzeitabhängig oder durch Rundsteuersignal zwischen den beiden Zählwerken hin und her. Dazu passend bieten einige Stromlieferanten spezielle Hoch- (untertags) und Niedrigpreistarife (nachts) an. Für einen Doppeltarifzähler fallen höhere Netzgebühren an, sodass sich der Preisvorteil üblicherweise nur dann rechnet, wenn der Stromverbrauch in die Nachtstunden verlegt werden kann (zB Wärmespeicher, Geschirrspüler, Waschmaschine etc.).

**Smart Meter:** Smart Meter (intelligente Zähler) sind elektronische Geräte, die den Stromverbrauch genau nach Uhrzeit messen (Aufzeichnung des Lastprofils) und per Datenleitung mit dem Netzbetreiber verbunden sind. Es handelt sich also um fernauslesbare Zähler, d.h. eine physische Zählerablesung ist nicht notwendig. Mit einem Smart Meter stehen Stromtarife offen, die nach Uhrzeit, Wochentag oder Jahreszeit den Strompreis variieren. Nähere Erklärungen zu Smart Metern finden sich unter Punkt 3.4.1.2.

### 3.3.3 Stromtarifzusammensetzung

Der Strompreis, der vom Endkunden bezahlt wird, setzt sich aus drei ca. gleich großen Teilen zusammen: dem Energiepreis, dem Netztarif sowie Steuern und Abgaben.

#### 3.3.3.1 Energiepreis

Der Energiepreis wird von jedem sich im österreichischen Markt im Wettbewerb befindlichen Anbieter selbst festgesetzt bzw. kalkuliert. Er beinhaltet die Kosten des Energieversorgers für die Energielieferung (zB Einkauf, Erzeugung, Vertrieb, Service und Dienstleistungen etc.) und eine eingerechnete Gewinnmarge. Er besteht oft aus einem Grundanteil und einem von der Verbrauchsmenge abhängigen Anteil.

Die Basis der von Lieferanten in Rechnung gestellten Energiepreise bilden die Großhandelspreise. Ein großer Teil der Großhandelsgeschäfte erfolgt über bilaterale Verträge zwischen Erzeugern und Lieferanten im Over-the-Counter (OTC)-Markt. Diese bilateralen Geschäfte sind nicht öffentlich einsehbar und die dort zustande kommenden Preise orientieren sich normalerweise an den Preisen der offiziellen Strombörsen. Wichtige offizielle Handelsplätze sind die österreichische Strombörse EXAA, die deutsche Strombörse EEX und die französische Strombörse EPEX. Hier wird Strom wie andere klassische Waren gehandelt. Der Preis ergibt sich aus einem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage. Anbieter und Nachfrager

stehen sich in Reihenfolge der Höhe ihrer Gebote gegenüber. Günstige Angebote erhalten zuerst den Zuschlag und Nachfrager mit den höchsten Geboten werden zuerst berücksichtigt.

An Terminmärkten werden Futures zur finanziellen Absicherung gegen zukünftige Preisentwicklungen, am Spotmarkt für Lieferzeitpunkte zwischen einer Woche und sechs Jahren gehandelt. Die langfristige Beschaffung wird zur Abbildung des Verbrauchsverhaltens von Kunden kurz vor der Lieferung mit Stunden- und Viertelstundenprodukten vom sogenannten Spotmarkt ergänzt. Hier wird erst gehandelt, wenn kurzfristige Prognosen für den nächsten Tag oder die kommenden Stunden zur Verfügung stehen. Der Spotmarkt gliedert sich deshalb auch in zwei Teilmärkte, den Day-Ahead- und den Intraday-Markt. Am Day-Ahead-Markt werden Strommengen auf Stundenbasis gehandelt mit einer Lieferung am darauffolgenden Tag. Um noch auf kurzfristige Änderungen der Stromerzeugung, durch zB fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien, eingehen zu können gibt es am Intraday-Markt die Möglichkeit Strom bis kurz vor Lieferbeginn handeln zu können. [25, 26] Ca. 25 bis 30 % des Stroms werden über Kursfrismärkte gehandelt.

### 3.3.3.2 Systemnutzungsentgelt/Netzentgeltstruktur

Der Netztarif setzt sich aus verschiedenen Komponenten des Systemnutzungsentgeltes zusammen. Netztarife werden von der Regulierungskommission festgesetzt. Das Netzentgelt deckt die Kosten der Netzbetreiber und Regelzonenführer für die Erfüllung aller ihrer Verpflichtungen ab. Es wird von Einspeisern und Entnehmern bezahlt. Abbildung 3-4 zeigt die unterschiedlichen Komponenten und von wem sie getragen werden:

Anschlussentgelte		Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Systemdienstleistungen	Zähler	Andere
Netzzutrittsentgelt	Netzbereitstellungsentgelt	Leistungskomponente	Arbeitskomponente	Netzverlustentgelt	Systemdienstleistungsentgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser				Einspeiser > 5MW		Einspeiser	
Entnehmer						Entnehmer	

Abbildung 3-4: Derzeitiger Aufbau der Netzentgeltstruktur [18]

Die Netzanschlussentgelte enthalten das aufwandsorientierte Netzzutrittsentgelt, welches Kosten zur erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an das öffentliche Netz bzw. die Abänderung eines Anschlusses deckt, und das Netzbereitstellungsentgelt, welches Kosten für den eventuell notwendigen Netzausbau durch einen Neuanschluss deckt.



Netznutzungsentgelte setzen sich aus einer Leistungskomponente und einer Arbeitskomponente zusammen. Die Arbeitskomponente wird aufgrund des Verbrauchs in Kilowattstunden (kWh), die Leistungskomponente aufgrund des arithmetischen Mittels der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung berechnet und ist somit prinzipiell verbrauchsunabhängig. Das Netznutzungsentgelt auf Netzebene (NE) 7 für nicht leistungsgemessene Kunden setzt sich momentan österreichweit betrachtet aber nur aus einem Arbeitspreis (ca. 84 %) und einer Pauschale zusammen (ca. 16 %) [18]. Im Vergleich dazu macht bei gemessenen Kunden der NE 7 der Arbeitspreis ca. 60 % und der Leistungspreis ca. 40 % aus, wobei es keine Pauschale gibt. Ein ähnliches Verhältnis gilt für die NE 3 bis 6.

Das Netzverlustentgelt ist arbeitsbezogen und wird von Einspeisern mit einer Anschlussleistung >5 MW und allen Entnehmern entrichtet. Es dient zur Abdeckung von Netzverlusten, die bei der Beschaffung der ausreichenden Energiemengen entstehen.

Das Systemdienstleistungsentgelt wird von Einspeisern mit Anschlussleistung >5 MW entrichtet und dient Großteils zur Abdeckung der Kosten für Sekundärregelung.

Das Entgelt für Messleistungen wird von Entnehmern und Einspeisern entrichtet und deckt Kosten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen einschließlich notwendiger Wandler, der Eichung und Datenauslesung verbunden sind.

Sonstige Entgelte werden auch von Entnehmern und Einspeisern getragen und enthalten Kosten, die nicht durch die anderen Komponenten abgedeckt sind, aber unmittelbar durch den Netzbenutzer verursacht werden, zB Mahnspesen, Änderung der Messeinrichtung, usw.

Vom Endkunden/Haushalt sind also das Netzanschluss-, Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, das Entgelt für Messleistungen und allfällig auch ein sonstiges Entgelt zu entrichten.

### 3.3.3.3 Abgaben und Steuern

Steuern und Abgaben werden vom Bund, den Ländern oder den Städten und Gemeinden eingehoben und enthalten folgende Komponenten [22, 27–32]:

- **Elektrizitätsabgabe:** Ist eine bundesweit geregelte einheitliche Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie pro kWh. Sie wird durch den Energielieferanten berechnet und ans Finanzamt abgeführt. Sie ist für den Verbrauch von elektrischer Energie (auch von selbst hergestellter) zu entrichten. Für die Erzeugung und den Verbrauch von selbst erzeugter, erneuerbarer Energie gibt es jedoch eine Freigrenze von 25.000 kWh pro Jahr. Die Abgabe beträgt 0,015 EUR/kWh.

- **Ökostromförderbeitrag:** Ist ein einheitlicher prozentueller Aufschlag auf die Netznutzungs- und Netzverlustentgelte.
- **Ökostrompauschale:** Ist neben dem Ökostromförderbeitrag die zweite Finanzierungs-komponente des Ökostromfördersystems. Sie besteht aus einem jährlichen Fixbetrag pro Zählpunkt, der von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern zu leisten ist.
- **KWK-Pauschale:** Ist für die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen und wird von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern pro Zählpunkt geleistet.
- **Umsatzsteuer:** Preisbestandteile sind normalerweise umsatzsteuerpflichtig. Die Umsatzsteuer beträgt 20 %. Diese wird auch ans Finanzamt abgeführt.
- **Gebrauchsabgabe:** Wird von einigen Gemeinden eingehoben und ist eine vorgeschriebene Abgabe für die Benutzung von öffentlichem Grund und Boden zB für Stromnetze. Sie wird getrennt von den Systemnutzungstarifen an die Kunden weiterverrechnet. Die Abgabe darf 3 % der Bruttoeinnahmen des gemeindeeigenen Versorgungsunternehmens im Gemeindegebiet nicht übersteigen.

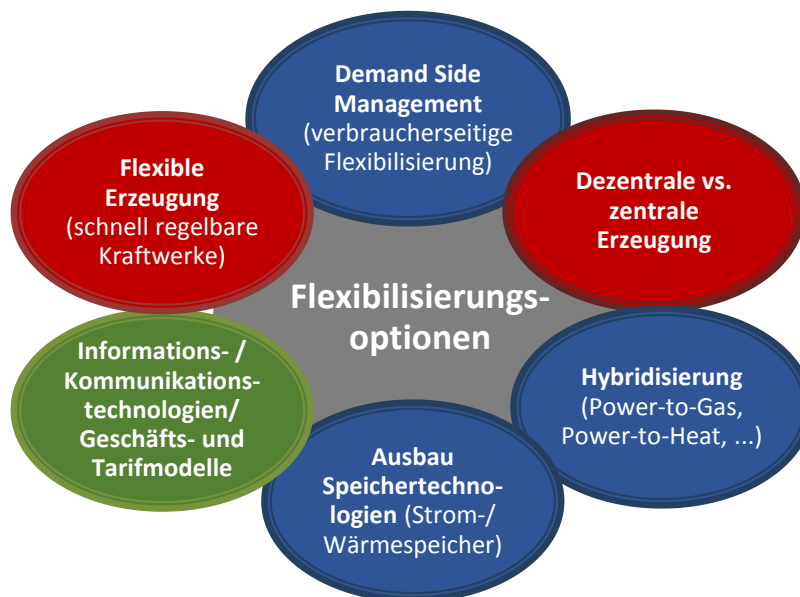
### **3.4 Aktuelle Lage, Herausforderungen und Entwicklungen**

Durch den Ausbau von erneuerbaren Energien ändern sich die Anforderungen an das Stromnetz. Durch verteilte und vor allem im Verteilnetz gelagerte erneuerbare Erzeuger und Verbraucher, kommt es zu neuen und komplexen Herausforderungen in der Koordination der Netzführung und Behebung von Engpässen.

Galt bisher die Devise „Die Erzeugung folgt der Last.“ ist diese mit dem steigenden Anteil an erneuerbarer volatiler Erzeugung nur dann umsetzbar, wenn weiterhin viele konventionelle Kraftwerke am Netz bleiben. Da dies aber aus ökonomischer und ökologischer Sicht langfristig nicht vertretbar ist, muss das Netz dem Regelprinzip „Der Verbrauch passt sich der Verfügbarkeit von Energie an.“ entsprechen. Dies bedeutet, dass regelnde Eingriffe verstärkt auf der Verbraucherseite vorgenommen werden (zB Demand Side Management, Speichertechnologien). [6]

Durch volatile Einspeisung kommt es zu negativen bzw. positiven Residuallasten. Bei negativen Residuallasten übersteigt das Angebot aus erneuerbaren Energien die aktuelle Nachfrage (Überdeckung) bei positiven Residuallasten ist es genau umgekehrt, d.h. der Bedarf an Energie ist höher als die momentane erneuerbare Erzeugung (Unterdeckung). Heute sind die Residuallasten durchwegs positiv, doch durch den weiteren Ausbau werden die Lastüberde-

ckungen zunehmen. Um diesem Trend entgegen wirken zu können benötigt es Flexibilisierungsoptionen. Elektromobilität liefert ab einer gewissen Marktdurchdringung enormes Speicherpotential, weil zu jedem Zeitpunkt der Großteil der elektrisch angetriebenen Fahrzeuge nicht in Verwendung ist und somit deren Akkus potentiell als Puffer für das Stromnetz zur Verfügung stehen. [33] Abbildung 3-5 stellt diese Flexibilisierungsoptionen dar:



**Abbildung 3-5:** Flexibilisierungsoptionen [34]

In Abbildung 3-5 sieht man, dass bei einem zukünftigen Netz sehr viele Bereiche zusammenspielen bzw. für die Funktion wichtig sind. Die Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und neue Geschäfts- und Tarifmodelle nehmen dabei eine Schlüsselrolle ein. IKT verbindet alle anderen Bereiche miteinander, wird aber in dieser Arbeit nur soweit beleuchtet, als sie für die betrachteten Szenarien notwendig ist, da der Fokus auf den Geschäfts- und Tarifmodellen liegt, zum Teil auch in Zusammenhang mit Demand Side Management (gesteuertes Laden). Neue Technologien sind zwar wichtig, jedoch werden sie sich nur durchsetzen können, wenn sie von Kunden angenommen werden. Verbraucher, die ihren Bezug flexibel steuern können, gewinnen an Bedeutung und es ist daher wichtig, diese Verbraucher durch entsprechende Gestaltung von Netzentgelten bzw. Tarifen zu belohnen.

War das Netz früher geprägt von großen, zentralen Stromerzeugungsanlagen so nimmt heute die Anzahl an kleinen dezentralen Anlagen, wie Windräder und Photovoltaikanlagen, stetig zu. Diese kleinen dezentralen Anlagen werden auch oft von Stromkonsumenten betrieben. Der Kunde wird somit gleichzeitig auch zum Produzenten. Man spricht dabei vom sogenannten Prosumer. [35] Sie sind auch der Ausgangspunkt eines dezentralen Energiesystems. Die Bilanzierung erfolgt bereits teilweise in der jeweiligen zellularen Struktur und es wird nach dem Grundsatz gehandelt, dass Energie nur dann in die nächste Ebene weitergereicht

wird, wenn sie vor Ort nicht verbraucht oder gespeichert werden kann. [36] Dies erhöht die Anforderungen an Mess-, Kommunikationstechnologien und Datenverarbeitungssystemen. Der zunehmenden Digitalisierung mit ihren „intelligenten“ Komponenten kommt dabei eine wichtige Rolle zu. Intelligente Messsysteme können notwendige Verbrauchsinformationen bereitstellen, Netzzustandsdaten übermitteln, Steuerungsmaßnahmen unterstützen und als eine Art Kommunikationsplattform im intelligenten Energienetz dienen. [37] Diese intelligenten Systeme werden in diesem Kapitel noch näher beleuchtet.

Ein weiterer Aspekt ist die zunehmende Digitalisierung bzw. die digitale Transformation. Unter der digitalen Transformation versteht man einen Wandel der Unternehmenswelt durch neue Internet-Technologien, welche Auswirkungen auf die gesamte Gesellschaft haben. Zum Einsatz kommen digitale IKT, welche Unternehmensprozesse, Kundenerlebnisse und Geschäftsmodelle beeinflussen und weiterentwickeln. Haupttreiber der digitalen Transformation sind digitale Technologien, wie Infrastrukturen und Anwendungen, sowie digitale Verwertungspotentiale, zB Geschäftsmodelle und Wertschöpfungsketten. [38]

Die folgenden Beschreibungen und Beispiele beziehen sich auf NE 7, da diese die relevanten Zielgruppen enthält, welche im Zuge dieser Arbeit genauer betrachtet werden.

### **3.4.1 „Smart Energy-Technologien“**

Smart wird ganz allgemein für intelligente Geräte, Produkte, Konzepte, Dienstleistungen etc. (zB Smart Home, Smart Grid, Smart Phone, Smart Meter) verwendet. [39] Charakteristisch für intelligente Technologien ist deren Ausstattung mit Prozessoren bzw. Mikroprozessoren und IKT. Unter Smart Energy-Systemen versteht man intelligente Technologien der Energieerzeugung, Energiespeicherung, Stromübertragung und Verbrauchssteuerung. [33]

#### *3.4.1.1 Smart Grid*

Laut Technologieplattform Smart Grids Austria versteht man unter Smart Grids Stromnetze, die durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen Energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen. Darunter werden unterschiedlichste Themen zusammengefasst, einige dieser Themen sind:

- Integration erneuerbarer Energien
- Informations- und Kommunikationstechnik
- Intelligente Zähler

- Einbindung von Elektromobilität
- Schnittstellen zwischen Netzregelung und Gebäudeautomatisierung (zB Nutzung der Flexibilität von Smart Homes)
- Demand Side Management

Drei wichtige Schlagwörter im Bereich intelligenter Netze sind Information, Interaktion und Integration. Man braucht Informationen über den aktuellen Netzzustand und die Fähigkeit zur Kommunikation im ganzen Netz. Hier sind Sensoren und IKT wichtig. Unter der Interaktion versteht man Steuer- und Regelmöglichkeiten einerseits bei der Stromerzeugung und andererseits bei den Verbrauchern. Und Integration meint, dass Änderungen im Netz auch mit Änderungen im Strommarkt verbunden sind.

Haupttreiber für die Veränderungen und Neuerungen im Stromnetz sind zum einen der Ausbau und die Integration von erneuerbaren Energien und zum anderen der Versuch dem Kunden bzw. Endverbraucher mehr Transparenz über Energieverfügbarkeit und sein Konsumverhalten zur Verfügung zu stellen und ihm eine aktivere Rolle im Energiemarkt zu geben. Dies resultiert in einem Ausbau der IKT im Verteilnetz bis hin zum Endverbraucher. Kommunikationstechnologien existieren bereits in den Übertragungsnetzen und für die Fernsteuerung großer Kraftwerke, jedoch fehlen noch dezentrale, intelligente Lösungen, die flexibel reagieren können. Dabei gibt es jedoch noch viele Herausforderungen technischer, organisatorischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Natur. Die unterschiedlichsten Unternehmen und auch Initiativen beschäftigen sich mit dieser Thematik. [6, 40]

### *3.4.1.2 Smart Meter/Intelligent Metering*

Smart Meter sind vollelektronische Stromzähler, die den Endenergieverbrauch und die Leistung in einem bestimmten Zeitintervall (zB viertelstündlich) messen und diese Messdaten (am Folgetag) an den jeweiligen Netzbetreiber übermitteln, welcher diese einmal im Monat an den Stromlieferanten weitergibt.

Die wichtigsten Funktionen sind:

- Automatisches Fernauslesen der Messwerte durch den Netzbetreiber
- Gespeicherte Verbrauchswerte werden am Smart Meter-Display angezeigt (Speicherzeitraum umfasst 60 Tage)
- Erweiterte Funktionen für den Kunden über Kundenschnittstelle für zB Energiemanagementsysteme bzw. Anzeigegeräte

- Messung von Eigenerzeugung durch zB PV-Anlage (in vielen Fällen spart sich der Endkunde dadurch einen zweiten Zähler)
- Ein- und Abschaltung aus der Ferne

Zusätzlich können manche Zähler durch Befehl aus der Zentrale den Energiefluss zum Verbraucher unterbrechen und auch als eine Art Gateway für andere Zähler wie zB Wasser- oder Gaszähler dienen und auch diese Daten weiterleiten. [33]

Ziel einer flächendeckenden Einführung (Roll-Out) der Smart Meter ist es, dass für Kunden die Eigenverbrauchsregelung stark vereinfacht wird und die Darstellung des Verbrauchs zu mehr Energieeffizienz und -einsparungen führt.

Smart Meter sind derzeit noch nicht sehr verbreitet, jedoch müssen laut Anhang I Abs. 2 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (2009/72/EG) [41] bis 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit einem Smart Meter ausgestattet sein. In Österreich wurde dies Ende Dezember 2010 in einer Novelle des ELWOG beschlossen. Österreich will die flächendeckende Einführung einhalten und bis 2022 95 % der Verbraucher mit einem intelligenten Stromzähler ausrüsten. Wer schon früher als vom Netzbetreiber geplant einen Smart Meter nutzen möchte, kann dies beantragen (Opt-in). [6, 42, 43]

Bei der Einführung von Smart Metern müssen folgende Gesetze und Verordnungen eingehalten werden [44]:

- Elektrizitätswirtschaft- und Organisationsgesetz
- Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)
- Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung (IMA-VO 2011)
- Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungsverordnung (DAVID-VO 2012)

Bezüglich Datensicherheit lässt sich sagen, dass die Geräte nicht ununterbrochen mit dem Internet verbunden sind und Daten daher auch nicht laufend übertragen werden. Außerdem werden nur Daten abgelesen, die für die Verrechnung und die Netzstabilität wichtig sind. Dies sind Daten zum Zählpunkt, Statusinformation über den Zähler, Zählerstand und, bei einer ausdrücklichen Zustimmung, das Lastprofil. D.h. Daten wie Name und Adresse werden nicht übertragen. [45]

Laut ÖGUT [33] ist Intelligent Metering, die einzige Möglichkeit Elektromobilität sinnvoll zu integrieren. Um spezielle Anforderungen an Smart Meter zu präzisieren und auf eine technische Lösung zu kommen, hat Österreichs E-Wirtschaft spezifische Use-Cases für Smart Meter erarbeitet. Diese Use-Cases können von Netzbetreibern für deren Ausschreibungen verwendet werden um potentiellen Lieferanten und Herstellern den gewünschten Leistungsumfang zu beschreiben. Auch betreffend Laststeuerung wurden Use-Cases formuliert. Hierbei gibt es

unterschiedliche Szenarien, zB ist das Lastschaltgerät in den Zähler integriert oder ein vom Zähler vollständig unabhängiges Gerät, kann ein Lastabwurf durch einen direkten Befehl vom zentralen System vorgenommen werden usw. [44]

### *3.4.1.3 Smart Home*

In einem Smart Home werden verschiedene Komponenten der Haustechnik, zB Heizung, Lüftungen, Fenster, Jalousien, Lampen, Haushaltsgeräte, Elektroautos usw., zu einem intelligenten System vernetzt. Der Begriff beschreibt das informations- und sensortechnisch aufgerüstete, in sich selbst und nach außen vernetzte Zuhause. Die unterschiedlichen Komponenten können automatisch oder manuell über mobile Geräte (zB Smart Phone) gesteuert werden. Das Smart Home wird oft gemeinsam mit Smart Metering und Smart Grid betrachtet. Es zielt auf eine Optimierung des Energieverbrauchs ab. Beim Strombezug wird versucht auf Preissignale einzugehen und gewisse Komponenten erst dann zu verwenden, wenn Strompreise niedrig sind, zB Waschmaschine schaltet sich erst in der Nacht ein. [42, 46]

### *3.4.1.4 Demand Side Management/Lastmanagement*

Unter Demand Side Management (DSM) versteht man die Steuerung der Stromnachfrage vor allem in der Industrie durch gezieltes Ab- und Zuschalten von Lasten. Grundsätzlich gibt es unterschiedliche Formen des Lastmanagements, die wichtigsten dabei sind die Lastverschiebung und der Lastabwurf bzw. Lastreduktion.

Bei der Lastverschiebung wird der Stromverbrauch von Spitzenlastzeiten in Zeiten niedrigeren Stromverbrauchs und damit einhergehend günstigeren Preisen verschoben. Generell gilt, je größer die flexible Last und je schneller ihre Ansteuerung, umso größere Einsparpotenziale ergeben sich.

Niedrigere Preise an der Strombörse gehen auch oft mit einer erhöhten Stromproduktion aus volatiler, regenerativer Erzeugung einher, womit die Lastverschiebung hilft, erneuerbare Energien zu integrieren. Lastverschiebung ist aber nur möglich, wenn beim Stromverbrauchsprozess ein gewisser Flexibilitätsspielraum vorhanden ist, zB bei Mühlen, Trockenprozessen, Pumpen, Verdichtern etc.

Unter einem Lastabwurf versteht man die gezielte Reduktion des Stromverbrauchs. Man kann beim Lastabwurf zwischen einem betriebsinternen und einem betriebsexternen unterscheiden. Beim betriebsinternen Lastabwurf wird meist auf eine technische Störung (zB

Schutz vor Überhitzung) reagiert. Die Regelenergie kann als betriebsexterner Lastabwurf bezeichnet werden. [47, 48]

Das Energiemanagement des Netzes ist prinzipiell nicht darauf ausgelegt, viele kleine Verbrauchseinheiten anzusteuern. Möchte man nun aber kleine Verbraucher auch ansteuern wäre es sinnvoll diese zu gruppieren um sie einer höheren Ebene als virtuelle Einheit darzustellen [6]. Um dies umsetzen zu können, braucht es aber die entsprechende IKT und auch sonstige Änderungen zB in der Tarifstruktur.

### 3.4.1.5 *Smart Markets/Ampelmodell*

Beschäftigt man sich mit dem Thema Smart Grids und der Einbindung von erneuerbaren Energien wird schnell klar, dass dies kein reines Netzthema ist, sondern es auch darum geht diese in den Markt zu integrieren. Eine klare Trennung der beiden Themen ist oftmals schwierig bzw. nicht möglich, jedoch lässt sich vereinfacht sagen, dass Netzkapazitätsfragen beim Smart Grid liegen und Fragen in Zusammenhang mit Energiemengen beim Markt. Die Themen gehen oft einher und es müssen hybride Lösungsansätze gefunden werden, die beide Bereiche abdecken. Oft wird in diesem Bereich auch über Smart Meter diskutiert und welche Rolle sie einnehmen. Auch, wenn sie entsprechende Netzzustände erfassen können und andere Funktionen erfüllen, sind sie primär ein Tool für Belieferung und Abrechnung von Strommengen und damit verbundenen (variablen) Tarifen und Angeboten. [49]

Beim Strommarkt der Zukunft ist es wichtig, dass auf die Bewirtschaftung von Knappheiten, insbesondere Netzengpässen eingegangen wird, sprich, dass das Netz nicht außen vorgelassen wird. Aktuell ist die Lage der Strommärkte (Day-Ahead und Intraday-Markt) so, dass bei der Preisbildung auf physikalische Beschränkungen wie Netzengpässe keine Rücksicht genommen wird, sprich es wird so gehandelt, als ob das Netz engpassfrei wäre.

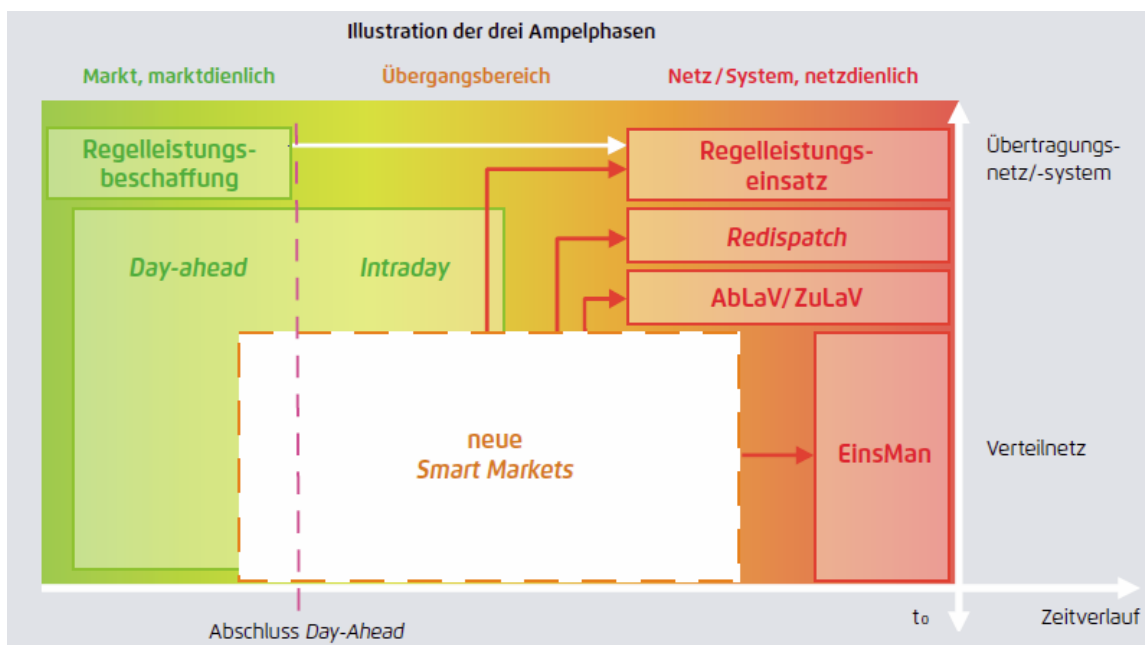
In einer Studie der Agora Energiewende [50] werden Smart Markets als ein Koordinationsmechanismus, der zwischen Markt- und Netzsphäre vermittelt, definiert. In der Studie wird untersucht, mit welchen regionalen Maßnahmen sich Netzengpässe so bewirtschaften lassen, damit möglichst viel Strom aus Erneuerbaren, auch in weniger gut angeschlossenen Netzgebieten, eingespeist werden kann und nicht gedrosselt werden muss bzw. es zu Redispatch<sup>1</sup> kommt. Da Smart Markets regionale Engpässe bewirtschaften haben sie Monopolcharakter und sind regulierungsbedürftig. In Bezug auf das zurzeit diskutierte Ampelmodell wären die Smart Markets in der gelben Phase angesiedelt.

---

<sup>1</sup> Anpassung der Leistungseinspeisung von Kraftwerken durch den ÜNB



Das Ampelmodell liegt dem Gedanken zugrunde, das Verteilernetz nicht für 100 % des theoretisch möglichen bidirektionalen Volllastfalles auszubauen, sondern die Netzauslastung laufend zu kontrollieren und bei Bedarf in die marktorientierten Energieprozesse einzugreifen. Dafür braucht es eine Bewertungsmethode über den aktuellen Netzzustand – das Ampelmodell. Grün signalisiert, dass alle marktbasieren Energieprozesse (Regelleistungsbeschaffung, Day-Ahead- und Intraday-Handel) ohne Einschränkung durchgeführt werden können. Gelb bedeutet, dass es zu Netzüberlastungen kommen kann und Verbraucher ihr Lastverhalten anpassen sollen. Es besteht ein Optimierungsbedarf. Dieser soll marktbasieren unter Einhaltung technischer Randbedingungen vorstattengehen. Bei Rot sind die Netzgrenzen erreicht und der Netzbetreiber greift regelnd ein (Regelleistungseinsatz, Redispatch, Ab- und Zuschaltung flexibler Lasten (AbLaV/ZuLaV) und Einspeisemanagement (Abregelung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen)). [51] Abbildung 3-6 stellt dies dar:



**Abbildung 3-6:** Zuordnung der gegenwärtigen Mechanismen im Strommarkt zu den Ampelphasen [50]

In Abbildung 3-6 sieht man auch gut, dass die neuen Smart Markets im Verteilnetzbereich angesiedelt sind, da es sich um regionale Flexibilitäten handelt. Momentan ist es jedoch noch so, dass Netzbetreiber während einer gelben Phase auf Flexibilitäten nicht zugreifen können und die rote Phase abwarten müssen. Das Fehlen dieser Maßnahmen im gelben Bereich soll der weiße Fleck symbolisieren und hierfür sollen die Smart Markets geschaffen werden. Ziel dabei ist, dass regionale Smart Markets Flexibilität in der Region mobilisieren, wobei jedoch die Lösungsansätze je nach Gebiet stark variieren. Prinzipiell hat der Netzbetreiber bei der Bewirtschaftung von Engpässen zwei Möglichkeiten: Er kann durch eine Quo-

tierung dem Markt mögliche Netzrestriktionen vorgeben indem er Erzeuger und Verbraucher innerhalb einer Region quotiert oder er tritt als Nachfrager für Flexibilitäten auf.

In Gebieten mit viel Windenergie wäre dabei die Kopplung mit Nachfrageflexibilitäten wie Power-to-Heat sinnvoll. In last- und photovoltaikdominierten Gebieten gilt es eine hohe gleichzeitige Erhöhung der Stromnachfrage zu verhindern. Das in der Arbeit betrachtete Netz lässt sich den lastdominierten/vorstädtischen bzw. photovoltaikdominierten Netzgebieten zuordnen. Hier würden nur kleine Smart Markets entstehen, da in unteren Spannungsebenen nur eine geringe Vermaschung des Netzes und somit nur Akteure an einem betroffenen Strang auf den Engpass wirken können. Die geringe Teilnehmerzahl würde somit das Risiko einer lokalen Marktmacht erhöhen. Ein freiwilliges Quotenmodell mit regulierter Preisbildung könnte in diesen Netzgebieten helfen, Netzengpässe zu reduzieren und Gleichzeitigkeitseffekte von kleinen Anlagen (PV-Einspeisespitzen, gleichzeitiges Aufladen von Elektrofahrzeugen) zu begrenzen. Ein Sekundärmarkt könnte dabei helfen durch gesteuertes Laden bzw. Speichermöglichkeiten, die Quotierung besser zu verteilen.

Bei der Quotierung wird so vorgegangen, dass der Netzbetreiber aufgrund von Lastflussberechnungen vorgibt, inwieweit Erzeugungsanlagen abgeregelt bzw. Verbraucher zu- oder weggeschaltet werden müssen. Dabei kann es identische Quoten für alle Anlagen geben aber auch eine Anpassung der Quoten nach Auswirkungen der Anlagen auf den Engpass. Wichtig ist dabei die Gleichbehandlung und Transparenz. Die Teilnahme an der Quotierung ist freiwillig, auf einen bestimmten Zeitraum (zB ein Jahr) begrenzt und kann über reduzierte Netzentgelte oder Boni abgerechnet werden. Man könnte bei der Vergütung auch zwischen Kapazitäts- und Einsatzvergütung, vergleichbar mit der Regelenergie, unterscheiden und somit zwischen einem Leistungs- und Arbeitspreis unterscheiden. Da der Netzbetreiber hier eingreift, ist dies regulierungsbedürftig.

Bei einem Sekundärmarktquotenmodell würde so vorgegangen werden, dass die Teilnahme für alle Teilnehmer verpflichtend ist. Der Netzbetreiber gibt aufgrund von Lastflussberechnungen eine Quote vor, jedoch werden Nutzungsrechte für das Netz auf einem Sekundärmarkt (Handelsplattform) gehandelt. Ob und inwieweit es Entschädigungen durch den Netzbetreiber gibt, muss regulatorisch geregelt werden.

Tritt der Netzbetreiber als Nachfrager für Flexibilitäten auf, gibt es unterschiedlichste Möglichkeiten. Mögliche zukünftige Modelle wären ein RegelenergiemarktPlus, eine neue Flexibilitätsplattform, ein IntradayPlus-Markt und ein Kaskadenmodell.

Beim Kaskadenmodell wird eine regionale Flexibilitätsplattform in der Größe des Netzgebiets des VNB eingerichtet, welche vom VNB oder einem unabhängigen Dritten betrieben wird

und auf der der VNB als Single Buyer für Flexibilitäten auftritt. Für die Teilnahme muss man sich ähnlich wie beim Regelenenergiemarkt präqualifizieren. Auch die Vergütung orientiert sich am Regelenenergiemarkt mit einer Leistungs- und Arbeitsvergütung und ist reguliert.

Beim RegelenenergiemarktPlus würden heutige Regelleistungsprodukte um eine regionale Komponente erweitert werden, ansonsten ist die Handhabung und Preisbildung analog zum heutigen Regelenenergiemarkt.

Beim IntradayPlus-Modell müssen gehandelte Stromprodukte am Intraday-Markt um eine regionale Eigenschaft ergänzt werden und der Netzbetreiber darf am Intraday-Markt auftreten. Durch die zusätzliche Nachfrage des Netzbetreibers kann es zu regionalen Preisdifferenzierungen beim Auftreten von Engpässen kommen. Der Netzbetreiber ist jedoch kein Single-Buyer, wie es im Falle einer neuen Flexibilitätsplattform wäre. Hier gibt es eine Systemdienstleistungsplattform rein für Netzbetreiber ohne regionale Auflösung, wobei der Regelenenergiemarkt als Vorlage dient.

Im deutschen Projekt grid-control der Netze BW GmbH [52], das sich mit einem Gesamtlösungsansatz für Netzbetreiber, Marktteilnehmer und Anlagenbetreiber für das Stromnetz der Energiewende beschäftigt, ist die gelbe Ampelphase so definiert, dass der VNB diskriminierungsfreie Aktivierungsquoten an die Marktteilnehmer übermittelt und die Marktseite ihre Fahrpläne dementsprechend anpasst.

Fragestellungen, die im Bereich der Smart Markets noch geklärt werden müssen, sind:

- Wer ist für die Bewirtschaftung von Knappheiten im Verteil- und Übertragungsnetz verantwortlich und schafft Anreize für den Smart Market?
- Ab wann herrscht eine netzkritische Situation vor, bei der der Smart Market abgelöst wird und der Netzbetreiber regelnd eingreift?
- Wie werden die Flexibilitätsoptionen im Smart Market effizient eingesetzt (unter Berücksichtigung von IKT und heterogenen Netzregionen)?
- Welche regulatorischen Hemmnisse müssen noch abgebaut und welche Ansätze bereits bestehender Regelungen weiterentwickelt werden (Entgeltstruktur, Abgaben und Steuern, Netzplanung, Datenaustausch, Interaktion mit Strommärkten usw.) und wie werden Flexibilitäten dabei diskriminierungsfrei und technologieoffen aktiviert und Anreize gesetzt?

Smart Markets sollen jedoch nicht um jeden Preis eingeführt werden, sondern günstiger als sonst anfallende Kosten für Einspeisemanagement und Redispatch sein, welche somit die Obergrenze für regionale Flexibilitätsprodukte ergeben.

Für die Integration und Umsetzung der zukünftigen Entwicklungen gibt es dabei drei Hauptakteure. Dies sind Politik, Industrie und Endkunden. Abbildung 3-7 zeigt in welchem Verhältnis die unterschiedlichen Akteure zueinander stehen:



**Abbildung 3-7:** Kräftegleichgewicht zwischen den Hauptakteuren des Smart Markets [53]

Die Akteure sind aufeinander angewiesen, ihr Erfolg hängt nicht nur vom eigenen Handeln ab, sondern auch von den Aktionen der anderen. Sobald einer der Beteiligten nichts macht und sozusagen „Abwarten“ als Strategie wählt, entsteht Stillstand im ganzen Kräftegleichgewicht. Dies spiegelt auch die aktuelle Situation wider, die nur sehr langsam in Bewegung kommt. [53]

### 3.4.1.6 Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)

IKT ist eine Schlüsseltechnologie für intelligente Anwendungen. Bei Smart Grid-Projekten wird oft eine eigene, speziell an die Aufgabe angepasste IKT-Lösung für die Anbindung der Datensinke und die Datenquelle entwickelt. Dabei ergeben sich jedoch immer die gleichen Herausforderungen ans IKT-Transportnetz: Komplexität der Vernetzung, Einhaltung der Datenschutzbestimmungen und Datenminimierung, Sicherheit der Systeme und Einbindung in die dahinterliegenden Backend-Systeme (zB Meter Data Management) und der Betriebsführung. Um die unterschiedlichen Anforderungen zusammenführen zu können, benötigt es Vereinheitlichungen in der Übertragung, in den Standardisierungen, in den Protokollen sowie den Normierungen der Schnittstellen.

Die IKT-Basisinfrastruktur, die benötigt wird, lässt sich dabei in unterschiedliche IKT-Netzebenen einteilen:

- Ebene I – Kundenbereich: Dies sind Geräte und Netzwerke im Haushalt des Anwenders (zB Smart Meter, Ladestation für Elektrofahrzeug).
- Ebene II – Verteilernetz: Darunter fallen IKT-Übertragungsnetze.
- Ebene III – Zentralbereich: Hier finden sich Datenbackend-Systeme, die die Daten sammeln (zB Smart Meter Headend, Ladestationenmanagement).
- Ebene IV – Öffentlicher Bereich: Dies sind oft Webserver, die die Anwendungen zur Verfügung stellen (zB App für gesteuertes Laden, Übersichtsportal für Energiedienstleistungen).

Für die IKT-Übertragungsnetze gibt es einige Technologien die miteinander in Konkurrenz stehen:

- **Power Line Communication (PLC):** Hierbei wird das Stromkabel genutzt um mittels Hochfrequenzsignalen Informationen zu übertragen.
- **Funkkommunikation:** Hierbei wird kein physikalisches Kommunikationsmedium benötigt, deshalb bietet es sich vor allem für Gebiete an, die nicht sehr dicht besiedelt sind. Es können beispielsweise das mobile Datennetz verwendet werden (3G, LTE), Broadcastfunktechnologien und Punkt zu Punkt Funktechnologien (Richtfunk).
- **Breitbandkabel:** In vielen Fällen sind für anderweitige Datenübertragungen schon Breitbandkabel vorhanden, welche auch für die Übermittlung von Daten genutzt werden können.

Es genügt jedoch nicht, nur die Kommunikationsinfrastruktur aufzubauen, man muss auch ein einheitliches Datenmanagementsystem implementieren (Standards), angefangen beim Auslesen und Aufbereiten der Daten bis hin zum Schreiben der Kundenrechnung. [6, 54]

Zurzeit beschäftigen sich unterschiedlichste Gremien, Konsortien, Zusammenschlüsse etc. mit dem Entwickeln und Einführen von Standards, was zu einer Vielzahl von Standards und Protokollen führt, jedoch nicht zu einer einheitlichen Regelung. Dieses Fehlen von einheitlichen Regelungen bzw. Standards hemmt das zügige Voranschreiten der Erneuerbaren-Energie-Zukunft enorm.

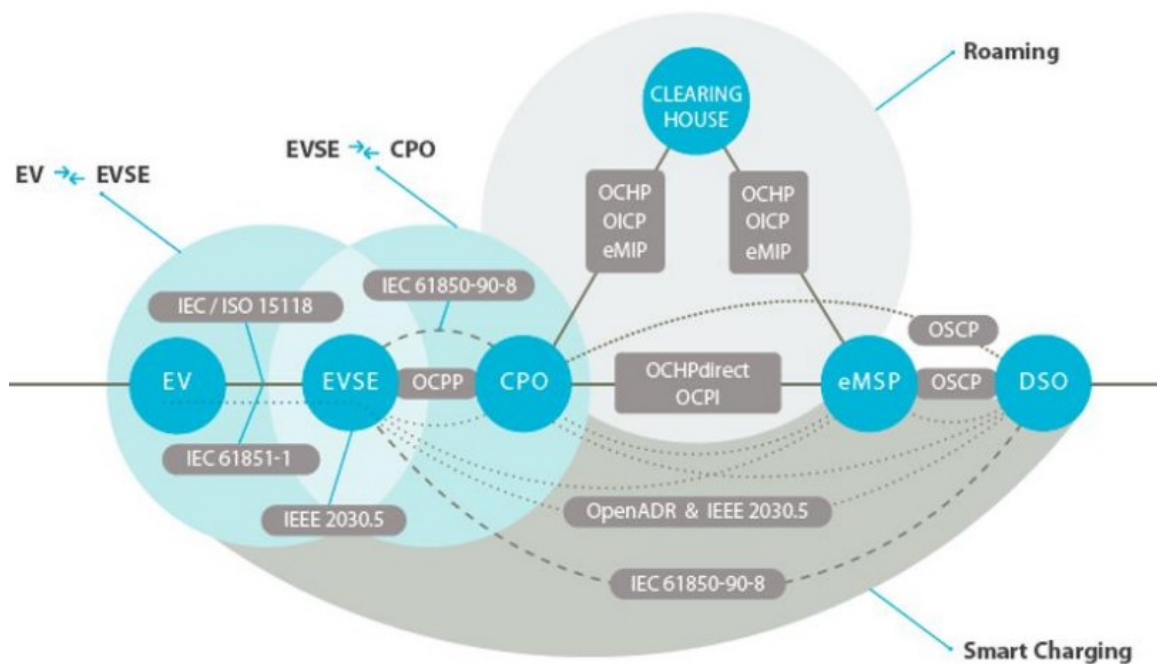
Im Smart Grid Bereich gibt es den Standard Virtual Heat and Power Ready (VHPready). VHPready ist ein offener Industriestandard für die Steuerung und den Zusammenschluss von dezentralen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, Verbrauchern und Energiespeichern zu Virtuellen Kraftwerken und Anwendungen im Smart Grid. [55]

In der österreichischen Energiewirtschaft stellt ebUtilities eine Informationsplattform für die Veröffentlichung branchenspezifischer Datenaustauschformate und die in der Energiewirtschaft angewendete Kommunikationsplattform „Energiewirtschaftlicher Datenaustausch“

dar. [56] Auch im Elektromobilitätsbereich gibt es die unterschiedlichsten Kommunikationsstandards.

### 3.4.1.7 Kommunikationsstandards für Elektromobilität

Bei der Nutzung von EV gibt es unterschiedlichste Protokolle und Kommunikationsstandards. Abbildung 3-8 zeigt sehr gut die Vielzahl an Protokollen und in welchen Bereichen diese Anwendung finden:



**Abbildung 3-8:** Übersicht Kommunikationsprotokolle im Elektromobilitätsbereich [57]

Die für die Thematik relevanten werden im Folgenden beschrieben.

Das Open Smart Charging Protocol (OSCP) ist ein Kommunikationsstandard zwischen dem Ladepunktbetreiber und einem dazugehörigen Energiemanagementsystem bzw. einem Verteilnetzbetreiber. Dabei wird eine 24-Stunden-Prognose des zu erwarteten Verbrauchs in Abhängigkeit der Netzkapazität erstellt. Darauf aufbauend soll und kann das Ladeprofil des Elektroautos angepasst werden. Der Verteilnetzbetreiber bzw. das Energiemanagementsystem erstellt eine Prognose über den zu erwartenden Verbrauch und gibt diesen an ein Backoffice weiter, das die Ladepunkte kontrolliert. Ein Pilotprojekt hat gezeigt, dass dadurch bis zu zehnmal so viele Ladepunkte installiert werden können. [58]

Das Open Automated Demand Response (OpenADR) Protokoll ist wie das OSCP im Smart Charging Bereich angesiedelt und ermöglicht das Generieren von Demand-Side-Ressourcen bzw. eine Änderungen im Verbrauch. Dabei kann es auf Preis- aber auch auf Netzsignale ein-

gehen. Es wurde in den USA entwickelt und eingeführt und hat sich schon besser im Markt etabliert als das OSCP.

Das IEEE 2030.5 Protokoll zielt eher auf das Eigenheim Energiemanagement ab, wo die Kommunikation via Internet (kabelgebunden und kabellos) stattfindet. Es basiert auf den Informationsmodellen IEC 61968 und IEC 61850. Es fokussiert sich auf die Kommunikation mit einem Energy Service Interface. Dieses Energy Service Interface kann auch ein Energy Management System eines Smart Homes sein, das mit dem EV/Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE) und auch anderen Verbrauchern kommuniziert. Die J2847/1 Spezifikation beschreibt darin die Kommunikation für Smart Charging für EV.

Das Open Charge Point Interface protocol (OCPI) dient dazu Daten zwischen CPO und E-Mobility Service Provider (EMSP) auszutauschen und ist für Roaming sehr wichtig.

Das Open Charge Point Protocol (OCPP) ist ein weltweiter, freier Ladepunkt-Kommunikationsstandard. Dabei wird eine herstellerunabhängige Kommunikation zwischen jeder beliebigen Ladestation und verschiedenen Verrechnungs- und Managementsystemen ermöglicht. Dieses intelligente Backend-System hilft, Verbrauch und Kosten zu verarbeiten, darzustellen und auszuwerten. [59]

Die IEC 61850-90-8 ist in dem Sinn kein Protokoll, sondern beschreibt technische Anforderungen mit dem Ziel, EV gemeinsam mit anderen dezentralen Energieressourcen wie PV und Wind zu verwalten. Die IEC 61851-1:2017 beschreibt in diesem Zusammenhang Anforderungen an die Versorgungsausrüstung um EV mit einer Spannung von bis zu 1000 V AC und 1500 DC zu laden und beschreibt dabei 4 Lademodi. [60]

Im Vehicle-to-Grid (V2G)-Bereich gibt es mit der ISO 15118 auch einen Versuch die Kommunikation zu standardisieren. [61] Auch zeit- oder lastvariable Strompreistarife können über dieses Protokoll dem EV übermittelt werden um den Ladevorgang in günstigere Intervalle zu verschieben. [62] Die ISO 15118-8:2018 beschreibt dabei eine kabellose Kommunikation und geht auch schon auf induktives Laden ein.

Abbildung 3-9 zeigt, welche Kommunikationsprotokolle im Zusammenhang mit dem Ampelkonzept Verwendung finden könnten:

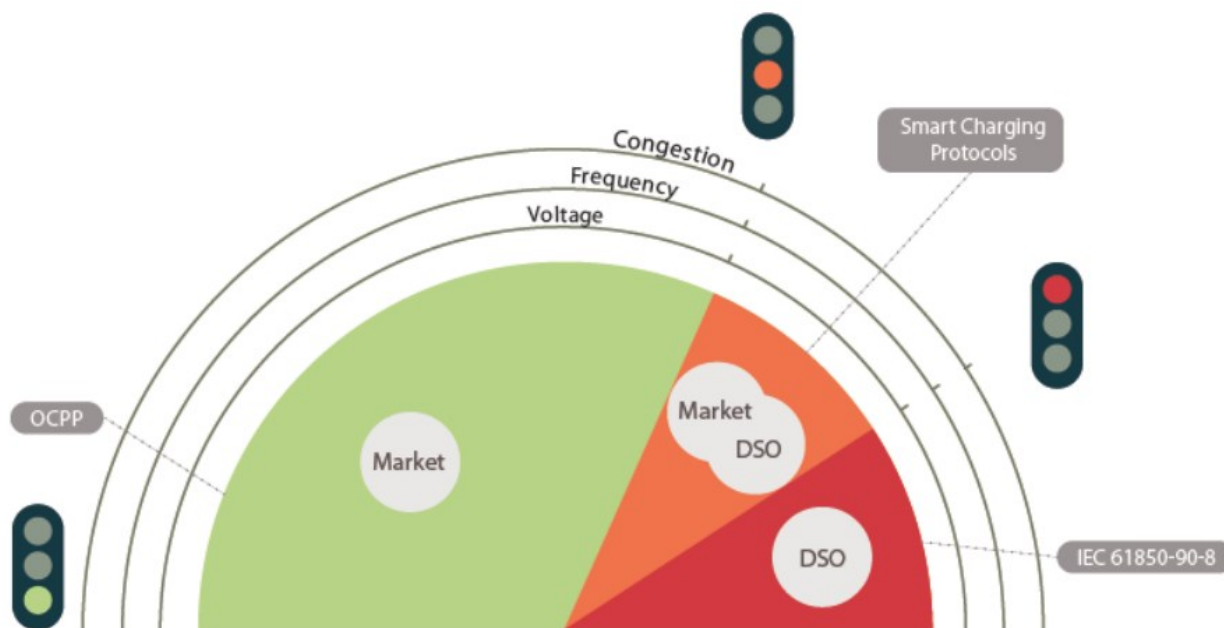


Abbildung 3-9: Ampelkonzept und Kommunikationsprotokolle [57]

### 3.4.2 Neue Tarifmodelle mit Bezug auf die Netzentgeltstruktur

Durch die Einbindung von erneuerbaren Energiequellen werden Verbraucher, die ihren Bezug flexibel steuern können, immer wichtiger. Steigende dezentrale Erzeugung beeinflusst die bisherige Netzkostentragung und Systemstabilität (Regelenergie) stark und eine faire Kostenbelastung bzw. Regelungen zur Kostenverursachergerechtigkeit der Netzbutzer sind schwierig. Zusätzlich ergeben sich durch die kommende Umrüstung auf Smart Meter neue Möglichkeiten des Strombezuges für Endverbraucher, Energielieferanten und Netzbetreiber. Eine Reform bzw. Änderung der Preisgestaltung im Strombereich wäre wichtig und wird auch gefordert. Änderungen im Bereich der Netzentgeltkomponente sollten die aktuelle Auslastung und Stabilität des Stromnetzes widerspiegeln und Flexibilisierungen im Bereich des Energiepreises zielen auf Lastverschiebungspotenziale durch den Lieferanten ab, um dadurch auf Engpässe und Überschüsse effizienter reagieren zu können. Im Endeffekt sollen diese Änderungen jedoch den Kunden animieren, sein Konsumverhalten an die aktuellen Gegebenheiten anzupassen. [63]

Dabei gibt es unterschiedlichste Möglichkeiten für die Tarifgestaltung. Als wichtigste Varianten für die Glättung des Lastprofils lassen sich dabei Time-of-Use Pricing, Critical-Peak Pricing, Real-Time Pricing und unterbrechbare Tarife hervorheben. [64]



Bei Time-of-Use Pricing variiert der Tarif zwischen zeitlichen Perioden zB einer Hochpreis- und Niederpreisperiode. Hierfür würden keine Smart Meter benötigt werden, ein einfacher Doppelzähler ist ausreichend.

Beim Critical Peak Pricing wird ein kritischer Spitzenpreis über die Time-of-Use Preise gelegt. Im Vorhinein müsste festgelegt werden, wie oft dieser Spitzenpreis maximal angewandt werden darf, da der Zeitpunkt für das Critical Peak Pricing erst kurz im Voraus bekannt gegeben werden kann. Eine andere Möglichkeit wäre, dass nur zu Spitzenzeiten ein Spitzenpreis verrechnet wird und während anderer Tage/Zeitpunkte ein Standardtarif. Je nachdem, ob nach Tagen verrechnet wird oder nach Zeitpunkten, wird ein Smart Meter benötigt oder nicht.

Beim Real Time Pricing gibt es variable Tarife, die sich in Intervallen bis zu  $< 1$  h ändern können. Kunden müssen im Voraus informiert werden, wobei dies wahrscheinlich nur wenige Stunden im Voraus bekannt gegeben werden kann. Für diese Art von Regelung sind Smart Meter zwingend erforderlich. Die größte Herausforderung hierbei ist, dass trotzdem eine Transparenz bei der Abrechnung aufrechterhalten bleibt.

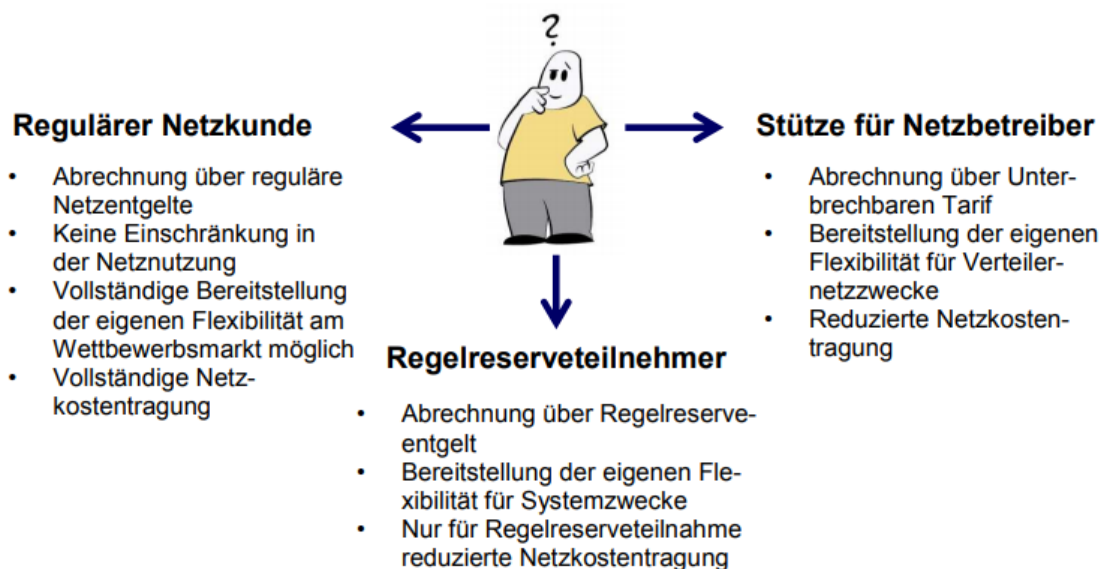
Bei unterbrechbaren Tarifen zahlen Netzkunden ein geringeres Netzentgelt und bieten die Möglichkeit Verbraucher wegzuschalten. Wichtig dabei ist, dass der Netzbetreiber nach transparenten Kriterien vorgeht (Gleichbehandlung aller Netzbenutzer, zB jeder Nutzer ist im Durchschnitt gleich lange weggeschaltet) und Unterbrechungssignale und Information an den Kunden und dessen Verbraucher weitergibt. Aus Sicht der E-Control ist die Nutzung von unterbrechbaren Tarifen für netztechnische Steuerungsmaßnahmen die beste Lösung, da sonst nur Real Time Pricing auf die aktuelle Netzsituation eingeht, hier wahrscheinlich jegliche Transparenz in Bezug auf das Netzentgelt verloren gehen würde.

Generell lässt sich sagen, dass die ersten drei Varianten auf Preis- bzw. Marktsignale eingehen und somit für den Kunden einen Anreiz liefern seinen Verbrauch in Zeiten mit geringeren Preisen zu verlagern. Dies ist jedoch alles kundenseitig und der Verteilnetzbetreiber hat keine Möglichkeit die Flexibilitäten des Kunden zu nutzen. Dies ist nur bei der Variante mit unterbrechbaren Tarifen möglich. Unterbrechbare Tarife gibt es heute schon meist für Demand Side Management, ein Beispiel dafür sind Wärmepumpen- und Nachtstromtarife. Die Unterbrechungen können dabei zu festgelegten Zeiten, aber auch rund um die Uhr vorkommen. Diese Tarife berücksichtigen jedoch keine anderweitige Vermarktung der Flexibilität, wenn diese nicht vom Netzbetreiber benötigt wird.

Auf alle Fälle braucht es bei der derzeitigen Netzentgeltstruktur Änderungen, da sie nicht für Flexibilitätszwecke geeignet ist. Einige Probleme sind die hohen Fixkosten für unterbrechba-

re Zähler und auch die zeitlichen Einschränkungen, welche die Nutzbarkeit limitieren. Änderungsvorschläge wären deshalb die Zeitlimitationen des unterbrechbaren Verbrauchers anders zu gestalten, die Pauschalverrechnung des Leistungspreises abzuschaffen und das Messentgelt könnte in der Leistungskomponente des Netznutzungsentgeltes berücksichtigt werden.

Zusätzlich zur Gestaltung der Tarife kann dem Kunden auch die Möglichkeit geboten werden, in irgendeiner Form als Regelreserveteilnehmer zu fungieren. Für den Kunden ergeben sich, wie in Abbildung 3-10 gezeigt, deshalb in Zukunft folgende Möglichkeiten:



**Abbildung 3-10:** Tarife 2.0 Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich; E-Control [18]

Er kann weiterhin ein regulärer Kunde sein, eine Stütze für den Netzbetreiber oder aber Regelreserveteilnehmer. Wie und in welcher Form eine Abrechnung genau erfolgt, ist jedoch stark von der Ausgestaltung des zukünftigen Marktes abhängig und von der Rolle, welche der Netzbetreiber bei der Bewirtschaftung von Netzüngpässen einnimmt.

Tritt der Endkunde als Regelreserveteilnehmer auf, müsste eine Abrechnung über Regelreserveentgelte erfolgen, da er seine Flexibilität für Systemzwecke bereitstellt. Hierbei würden ihm nur für die tatsächliche Regelreserveteilnahme reduzierte Netzkosten verrechnet werden. Wenn Kunden mit unterbrechbaren Netzanschlüssen zusammengefasst werden, bräuchte es aber neue Regelungen bzw. Änderungen. Wie dies aussehen wird, ist noch unklar und stellt auch eine große Herausforderung dar. [36]

Geht man von einem Quotenmodell mit Abrechnung über einen unterbrechbaren Tarif aus, ist der Verteilnetzbetreiber in der Rolle eines neutralen Market Facilitator dafür verantwortlich, Informationen über Unterbrechungen den erforderlichen Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellen.

Je nachdem wie sich der zukünftige Markt ausgestaltet, könnte auch der Energielieferant Vorteile aus den Flexibilitäten des Kunden ziehen. Für ihn ist es interessant, die Flexibilitäten so zu nutzen, dass auf aktuelle Preissignale an den Kurzfristmärkten (Day Ahead, Intraday, Ausgleichsenergie) eingegangen werden kann oder er sein Portfolio optimieren kann. Dabei ist es wichtig, dass er vom Netzbetreiber alle relevanten Netzinformationen in möglichst standardisierter Form erhält und auch eine dynamische Preisgestaltung vornimmt.

Da sich auch hier noch sehr schwer abschätzen lässt, wie sich der Strommarkt in Zukunft verändern wird und dies eine Arbeit zum netzunterstützenden Laden bzw. der besseren Nutzung der Eigenstromproduktion ist, wird nicht näher auf den Energielieferanten und seine Möglichkeiten an den Kurzfristmärkten und auch nicht auf die Möglichkeit des Kunden als Regelreserveteilnehmer eingegangen.

### **3.4.3 Problematik in Mehrparteienhäusern**

Ist das Errichten einer PV-Anlage für private Haushalte, bei denen es klare Eigentumsverhältnisse gibt, leicht umsetzbar, ist die Errichtung und sinnvolle Nutzung von PV-Anlagen in Mehrparteienhäusern derzeit eher problematisch. Da es nur Energieversorgern im Besitz der notwendigen Konzession bestimmt ist produzierten Strom auch an Dritte zu verkaufen, kann zwar auf Wohnhausdächern eine PV-Anlage errichtet werden, jedoch gibt es kaum Möglichkeiten den Strom an die einzelnen Mieter weiterzugeben. Ähnlich ist es auch bei Einkaufszentren oder Industrieparks. [65] Seit einer Novellierung des Ökostromgesetzes im Sommer 2017 ist es möglich, PV-Anlagen gemeinschaftlichen in Mehrparteienhäusern zu nutzen. Bisher gibt es jedoch nur sehr wenige Umsetzungsmodelle. Ein Beispiel ist die Wien Energie GmbH, die als Komplettanbieter auftritt. Dabei wird die Dachfläche gepachtet, eine PV-Anlage errichtet und betrieben und der lokal erzeugte Strom an die Bewohner verkauft. [66]

Ähnlich ist die Situation bei der Errichtung von Ladestationen in Mehrparteienhäusern. Dort braucht es in der Regel die Zustimmung aller Eigentümer, schafft man diese Hürde, muss dann meist noch die mobilitätstechnische Aufrüstung der Immobilie gezahlt werden, was mit erheblichen Kosten verbunden ist. Um diese Hürde bei der Errichtung von Ladeinfrastruktur zu beseitigen, setzt sich der Bundesverband Elektromobilität Österreich (BEÖ) aktiv für eine Änderung im Wohnungseigentumsgesetz (§ 16) und Mietrechtsgesetz (§ 9) ein. [67]

### 3.4.4 Rundsteuertechnik und aktuelle Beispiele

Für die Laststeuerung und Tarifumschaltung im Netz wird derzeit die Rundsteuertechnik eingesetzt. Prinzipiell gibt es die Tonfrequenz- und die Funkrundsteuerung. Die Tonfrequenzrundsteuerung verwendet das vorhandene Stromversorgungsnetz und kann als eine einfache Form von PLC angesehen werden. Die Funkrundsteuerung verwendet meist eine Langwellenfunkfrequenz.

Die Tonfrequenzrundsteuertechnik wird mittlerweile schon einige Jahrzehnte eingesetzt und erreicht schön langsam das Ende ihrer Lebensdauer. Durch die geänderten Bedingungen im Netz braucht es neue Technologien, welche derzeit im Zuge zahlreicher Projekte erprobt werden. Vereinzelt bieten Firmen schon verschiedenste Produkte an. Ein Beispiel dafür ist die Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH München [68], welche unterschiedliche Lösungen anbietet. Dabei wird auf Langwellenfunk bzw. auch Mobilfunknetze zurückgegriffen. Sehr aktuelle Beispiele für die Funkrundsteuerung werden in den Punkten 3.4.4.1 und 3.4.4.2 vorgestellt.

Die Rundsteuertechnik dient herkömmlich entweder zur Tarifumschaltung von Stromzählern und/oder zur Laststeuerung von Verbrauchern. Typische Rundsteuerbefehle betreffen Heißwasserspeicher, Nachladungen von Warmwasserspeicher und Nachtspeicheröfen, Tarifumschaltungen zwischen Niedertarif und Hochtarifzeiten, unterschiedliche Speicherarten und unterbrechbare Tarife. Auch das Ein- und Ausschalten von Straßenlaternen wird über die Rundsteuertechnik geregelt.

Damit der NB durch Rundsteuertechnik steuernd eingreifen kann, braucht es beim Kunden einen Rundsteuerempfänger. [69, 70]

#### 3.4.4.1 *StromPager*

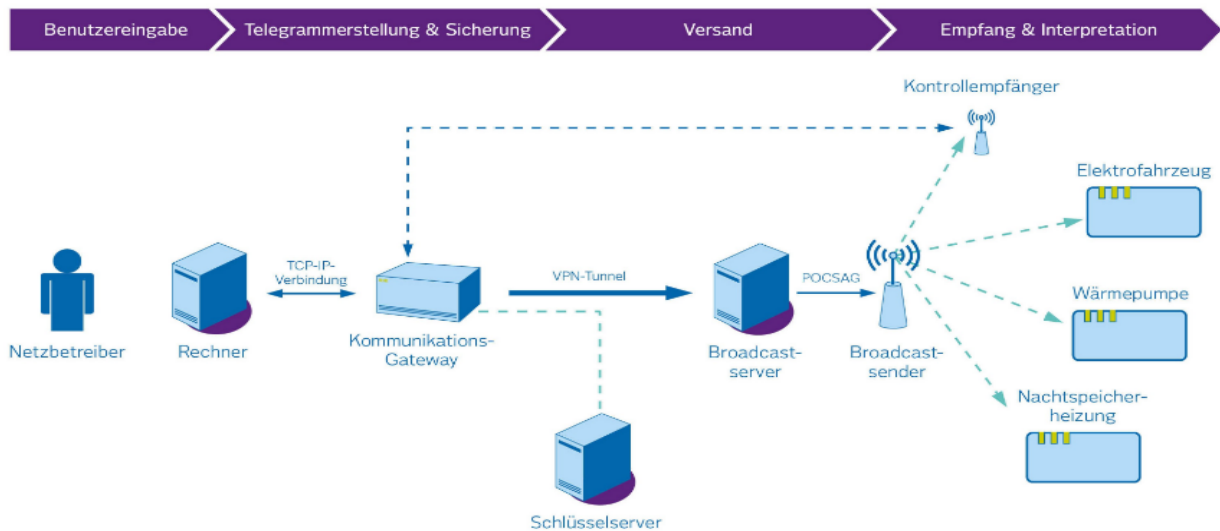
Die Tonfrequenzrundsteuerung mit ihren Sende- und Empfangsgeräten ist seit vielen Jahren im Einsatz und erreicht schon langsam das Ende ihrer Lebensdauer. Da ein weiterer Betrieb, Unterhalt und Ersatz sehr aufwändig und ineffizient ist wurde in Berlin der StromPager entwickelt, welcher seit September 2014 das Pager-Funkrufnetz für die Steuerung von Verbrauchsgeräten, wie Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, kleinen Erzeugungsanlagen für regenerative Energien oder Kraft-Wärme-Kopplungen nutzt. [71]

Die Übertragung der Schaltbefehle ist manipulations- und ausfallsicher, nutzt ein eigenes Datenformat und orientiert sich an der technischen Richtlinie des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI TR-03226-3). [72] Ein zeitgleiches Steuern vieler Empfänger

durch freie Gruppenbildung, parallele Nutzung durch unabhängige Anwender, Fernparametrierung der Empfänger und autarker Schaltprogramme und Priorisierung von Schaltprogrammen sind nur einige Funktionen.

Ist bei der herkömmlichen Rundsteuertechnik nur das komplette Ab- oder Anschalten von Verbrauchern möglich, so kann hier auch eine stufenweise Regelung erfolgen. Zielgruppe für den Strompager sind vor allem Stadtwerke. [73]

Abbildung 3-11 zeigt den Aufbau der Funkrundsteuerungstechnik von StromPager:



**Abbildung 3-11:** StromPager – Aufbau der Funkrundsteuerungstechnik [71]

### 3.4.4.2 Homecharge GmbH

Ein Unternehmen, das die Funkrundsteuerung für gesteuertes privates Laden einsetzt, ist die Homecharge GmbH [74]. Sie bietet Lösungen für das netzdienliche Laden für EVU an. Dies enthält Hardwarelösungen, Beratung zu Tarifmodellen und einen zugehörigen Datendienst. Die Steuerung setzt sich dabei aus drei Bereichen zusammen: Steuerungsoptionen, Steuerungsgeräte und Steuerungsdienste. Die Steuerung erfolgt via variablen Sperr- und Tarifzeiten bzw. via Restriktionen. Die Steuerung kann über Langwelle oder unter der Nutzung moderner Messsysteme wie Smart Meter Gateway (SMGW) erfolgen. Der Steuerungsdatendienst, welcher über Langwelle oder SMGW erfolgt, überträgt die Tarif- und Sperrzeiten bzw. Restriktionen. Der Fahrstromtarif der dabei zur Anwendung kommt, ist an einen Wärmepumpentarif angelehnt. [75]

### 3.4.5 PV-Einspeisung

Bei installierten Photovoltaikanlagen in Haushalten kann zwischen drei verschiedenen Nutzungstypen unterschieden werden:

- Volleinspeiser: Hier wird die gesamte erzeugte Energie direkt in das Ortsnetz eingespeist. Abnehmer ist die OeMAG oder ein EVU. Dabei gibt es zwei Zählpunkte, einen Einspeisezähler und einen Verbrauchzähler.
- Überschusseinspeiser: Hier wird die erzeugte Energie für den Eigenbedarf verwendet und nur jener Anteil ins Ortsnetz eingespeist, der den momentanen Eigenverbrauch übersteigt und ebenfalls an die OeMAG oder ein EVU verkauft. In Zeiten mit mehr Verbrauch als Eigenerzeugung muss Strom von einem EVU bezogen werden. Hierbei gibt es einen Energiezähler.
- Inselbetrieb: Hier gibt es keine Verbindung mit dem Ortsnetz. Der erzeugte Strom wird sofort verbraucht bzw. gespeichert.

In den folgenden Betrachtungen wird von einer Überschusseinspeisung ausgegangen. [14]

#### 3.4.5.1 Stromzähler bei Photovoltaikanlagen

Ist eine PV-Anlage als Überschusseinspeiser integriert, so gibt es unterschiedliche Möglichkeiten für die Zähler. Die umständliche Variante ist jene mit drei Zählern: einem Bezugszähler für den Strom aus dem Netz, einem Einspeisezähler für den ins Netz abgegebenen Strom und einem Ertragszähler für den gesamten produzierten Strom. Weit einfacher ist die Verwendung eines Zweirichtungszählers, welcher die Aufgaben eines Einspeisezählers und eines Bezugszählers übernimmt. Dabei handelt es sich meist um einen Smart Meter. Für den Smart Meter fällt das Messdienstleistungsentgelt für einen Eintarifzähler an.

Bei der Volleinspeisung müssen zwei Zähler vorhanden sein: ein Bezugszähler und ein Einspeisezähler. [69, 76]

### 3.4.6 Relevante (Forschungs-)Projekte

Hier werden die (Forschungs-)Projekte Smart Grids Modellregion Köstendorf (S), Smart Mobility Thüringen und CO<sub>2</sub>-arme Stadt kurz beschrieben.

3.4.6.1 Smart Grids Modellregion Köstendorf (S)

Im Projekt *DG DemoNet – Smart LV Grid – Control concepts for active low voltage network operations with a high share of distributed energy resources* [77] wurde in einem realen Niederspannungsnetz die gemeinsame Optimierung und Steuerung von PV-Anlagen, E-Autos und Haushaltsverbrauch einmal für sich und auch in Abstimmung mit dem Netzzustand betrachtet. Dabei wurden 41 PV-Anlagen (172 kWp im betroffenen Ortsnetz) und 36 Elektroautos (Gesamtlast 133 kW) mit einer intelligenten Ladestation ins Modell integriert. Die Anbindung aller Projektteilnehmer (Wartungsschnittstelle Datenlogger für Wechselrichter, Ethernet bei Ladestationen) wurde mittels Breitbandanschluss realisiert. Als zusätzliche Mess-, Kommunikations- und Regelungsschnittstelle wurde ein Building-Energy-Agent (BEA) verwendet, der eine Kommunikation mit der Ladestation und dem Wechselrichter ermöglicht und gleichzeitig Zählerdaten und Erzeugungsdaten des Wechselrichters und der Ladestation ausliest und zentral abspeichert. Ein fünfstufiger regelbarer Ortsnetztrafo (250 kV) sorgt für eine optimale Ausgangsspannung auf der Niederspannungssammelschiene der Trafostation und gibt Signale an den BEA weiter, sollte es zu Problemen im Stromnetz kommen. Er berücksichtigt aber keine Ausregelung von Spannungsunsymmetrien durch einphasige Einspeisung bzw. Last. Für das Laden der Elektroautos wird dem Kunden die Möglichkeit gegeben, seine Anforderungen mittels eines Verfügbarkeitsprofils bekannt zu geben. Abbildung 3-12 zeigt den Aufbau:

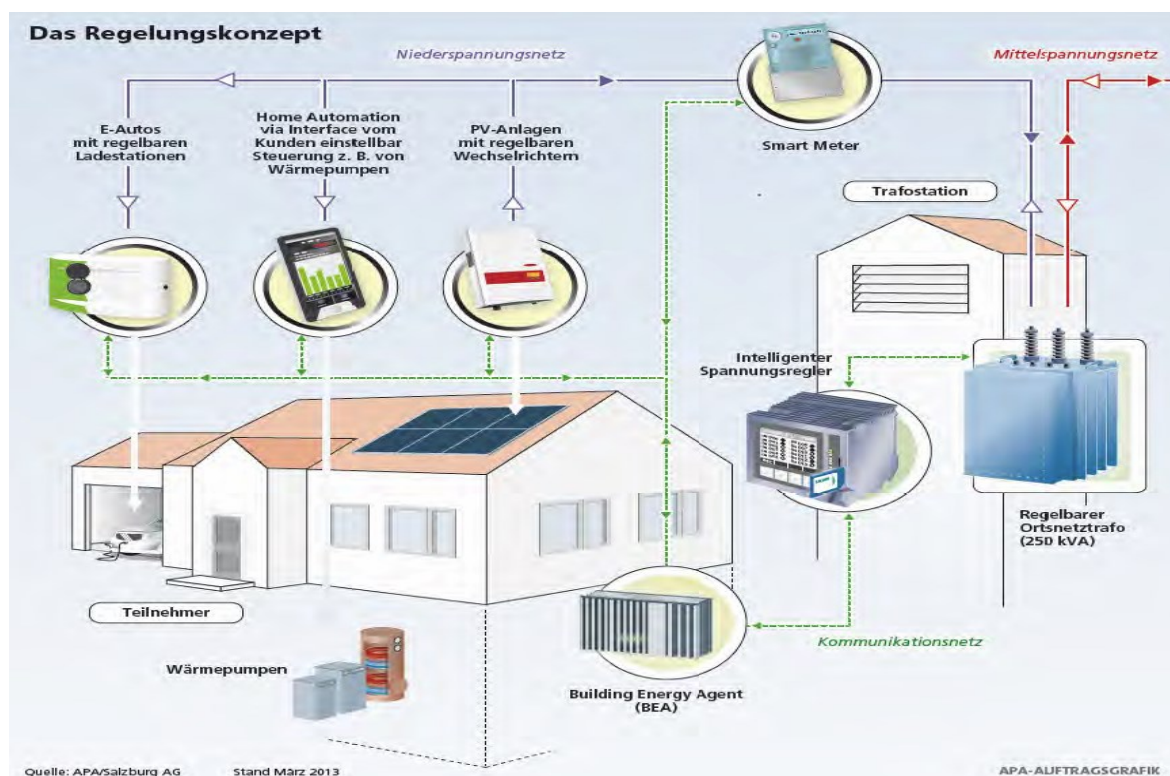


Abbildung 3-12: Aufbau Smart Grids Modellregion Köstendorf

Für die intelligente Regelung wurde dabei ein fünfstufiges Regelkonzept angewendet.

Den eingesetzten Ladestationen können spannungsabhängige Kurven vorgegeben werden, die bei Bedarf zu einer kontrollierten Ladeunterbrechung führen. Dabei konnte der eingesetzte Mitsubishi i-Miev auch mit unterschiedlichen Ladestromgrößen geladen werden, was damit zu einem Laden mit gedrosselter Leistung führte.

### *3.4.6.2 Smart Mobility Thüringen*

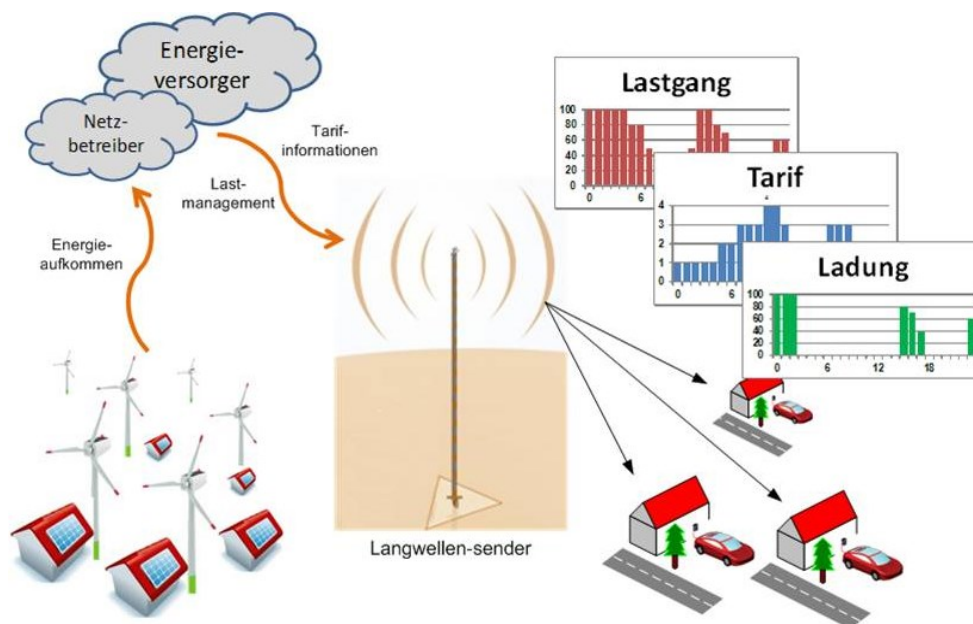
Im Zuge des Projekts Smart Mobility in Thüringen (sMobility) [78, 79] wurde mittels IKT versucht, Elektrofahrzeuge intelligent zu nutzen. Dabei sollen bereits bestehende Infrastrukturen durch eine gemeinsame offene und herstellerunabhängige IKT-Systemplattform miteinander verbunden werden und gleichzeitig neuartige Dienste für Nutzer über eine Systemplattform verfügbar machen. Das Projekt beschäftigt sich neben intelligenter Verkehrssteuerung, reisezeitoptimierter Navigation auch mit netz- und tarifgesteuerter Ladung von Elektrofahrzeugen am Wohnort. Dafür wurden Lösungsansätze konzipiert, welche momentan im Folgeprojekt sMobilityCOM [80] in der Praxis getestet werden.

Im Demonstrationsszenario sMobility Power Management [81] wurde das netz- und tarifgesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen über lastvariable Fahrstromangebote (3-Zonen-Tarif) mittels intelligenter AutoStromBoxen realisiert. Dabei kommen intelligente Messsysteme und Funkrundsteuertechnik zum Einsatz. Die Messtechnik wurde in einem regionalen Ortsverteilsnetz, in dem mindestens 10 % der Netzanschlüsse eine intelligente Ladeinfrastruktur besitzen, installiert. Am Versuch, der zwischen April und September 2015 durchgeführt wurde, nahmen 72 EV teil. Die Untersuchung ergab, dass die Ladetechnologie des E-Fahrzeuges großen Einfluss auf die Nutzungsmöglichkeiten, Wirtschaftlichkeit und das Niederspannungsnetz hat. Unterbrechbare Tarife verbessern die Wirtschaftlichkeit der E-Fahrzeuge und werden im Zusammenhang mit variablen Tarifen von Kunden akzeptiert. Handelsübliche E-Fahrzeuge konnten erfolgreich gesteuert geladen werden. Dadurch könnten auch mehr E-Fahrzeuge im Niederspannungsnetz integriert werden. Außerdem wurde festgestellt, dass sich E-Mobilität deutlich schneller entwickelt, wenn die Eigentumsverhältnisse am privaten Stellplatz inkl. des Netzanschlusses klar und einfach geregelt sind.

Ein Produkt, welches im Zuge dieses Projektes entwickelt wurde und mittlerweile schon erhältlich ist, ist der Fahrstromtarif „MEIN AUTOSTROM zu Hause“ von envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM). Dabei handelt es sich um einen unterbrechbaren Ökostromtarif für das Laden von Elektroautos am privaten Stellplatz, welcher in Punkt 5.2.3 vorgestellt wird.



Da bei der privaten Nutzung von Elektrofahrzeugen die Ladung zu Hause und am Arbeitsplatz die häufigsten Nutzungsfälle darstellen, hat sich die HKW Elektronik GmbH speziell mit dieser Thematik beschäftigt und eine intelligente Ladestation mit einem flexiblen Tarif- und Steuerungsdienst per Langwelle für gesteuertes Laden entwickelt. Zusätzlich wurde die Datenanbindung (Cloud-Anbindung der Schnittstellen) an die Systeme der Energieversorgungsunternehmen und Verteilnetzbetreiber berücksichtigt. Es entstand die intelligente AutoStromBox, die aus einer steuerbaren Ladestation und einer angeschlossenen Steuerung, welche das Langwellensignal empfängt und verarbeitet, wobei ein integriertes System leicht ableitbar ist, besteht. Abbildung 3-13 zeigt den Aufbau:



**Abbildung 3-13:** Systemübersicht gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen mittels Langwellensender

Das Systemkonzept des Langwellendienstes beachtet die Einbindung in die bereits bestehenden technologischen Prozesse der EVU und VNB, Sicherheitsrichtlinien beim Datenaustausch, zeitliche Anforderungen der Datenübertragung, ein universelles Adressierungskonzept, Übertragung von Tarifinformationen, Übertragung eines Ladelaststufenplans und die echtzeitfähige Steuerung der Ladestationen, wobei steuernde Informationen stets Vorrang gegenüber Tarifinformationen haben. Dabei sieht die Steuerung durch den Langwellendienst wie in Abbildung 3-14 beschrieben aus:

	Laststufendienst (ONLAPD)	Tarifstufendienst	Lastabschaltung (ONLAPI)
Datenquelle	VNB	EVU	VNB
Inhalt	¼-stündlicher Tagesplan der max. Laststufen	¼-stündlicher Tagesplan der Tarifstufen	Schaltbefehl
Aktualisierung	täglich	nach Bedarf	je nach Netzsituation
Reaktionszeit	kleiner 1 Stunde	kleiner 1 Stunde	kleiner 10 Sek.
Zielgeräte	Geräte im Netzbereich eines NB	Geräte eines EVU je Vertragsgruppe	Geräte im Netzbereich eines NB

**Abbildung 3-14:** Übersicht Steuerung Langwellendienst

Anders als bei der bekannten Rundfunksteuerung wird hier keine starre Adressierung der Empfänger verwendet, sondern es ist eine dynamische Gruppenbildung möglich, was ermöglicht, dass sich mehrere EVU mit unterschiedlichen Tarifen im Gebiet des VNB befinden. Gleichzeitig kann der VNB aber auch, unabhängig von der Zuordnung des Kunden zum entsprechenden Energielieferanten, Ladestationen steuern, um somit die Netzstabilität zu gewährleisten. Weiters sind auch andere Gruppierungen, zB nach Ladeleistung der Ladebox oder Tarifzeitenstruktur, oder Einzeladressierungen möglich.

Der Laststufendienst, welcher vom VNB auf Grundlage von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen erstellt wird, überträgt einen Laststufenplan für den folgenden Tag mit einer viertelstündlichen Auflösung (OperativesNetzLastProfil Day-ahead (ONLAPD)). Dabei ist auch ein Lastfaktor, der die Größe des Ladestroms begrenzt, enthalten. Da dieser auch null sein kann, gilt die AutoStromBox deswegen als unterbrechbarer Verbraucher. Wird kein Dienst ausgestrahlt, so werden standardmäßige Vorgaben für die Ladung verwendet.

Der Tarifstufendienst beinhaltet bis zu sieben mögliche Kostenstufen mit einer viertelstündlichen Auflösung. Er wird individuell durch das EVU erstellt und bei Bedarf ausgesendet. Dabei dauert es maximal eine Stunde von der Übergabe der Daten durch das EVU bis zur Aussendung und ist an die Kunden des entsprechenden EVU adressiert. Er dient der AutoStromBox zum kostenoptimierten Laden und beeinflusst somit den Ladevorgang. Wird kein Dienst ausgestrahlt, so werden die standardmäßigen Vorgaben zu den Kostenstufen verwendet.

Weichen die Netzbelastungen stark von den Prognosen ab, so kann der VNB mittels der kurzfristigen Leistungssteuerung per Langwelle (OperativesNetzLastProfil Intraday (ONLAPI)) innerhalb weniger Sekunden die Ladeleistung beeinflussen.

Per Langwelle ausgesendete Daten sind verschlüsselt und können mit einer Authentifizierung versehen werden.. Des Weiteren hat man im Zuge des Projektes gesehen, dass die Langwellenkommunikation zuverlässig, sicher und kostengünstig ist.

### 3.4.6.3 CO<sub>2</sub>-arme Stadt/ÜZW-Energie

Das Projekt CO<sub>2</sub>-arme Stadt [82] beschäftigt sich mit Geschäftsmodellen für Elektromobilität mit dezentral erzeugtem Ökostrom mit dem Ziel in mittelgroßen Städten und ländlichen Regionen einen CO<sub>2</sub>-armen Individualverkehr zu realisieren. Das Verbundprojekt soll als Best-Practice-Beispiel im Netzgebiet der Überlandzentrale Wörth/I.-Altheim Netz AG dienen, da skalierbare und auf andere ländliche Regionen übertragbare Geschäftsmodelle für das Laden von Elektrofahrzeugen mit dezentral erzeugtem Ökostrom entstehen sollen. Gemeinsam mit der ÜZW Energie AG [83] werden die Szenarien Laden von Elektroautos mit im Haushalt selbst erzeugtem Ökostrom, Laden von Elektroautos mit in der Nachbarschaft selbst erzeugtem Ökostrom („Ladestrom-Sharing“), Laden von Elektroautos in Unternehmen mit selbst erzeugtem Ökostrom, Laden von Elektroautos an einer öffentlichen/semiöffentlichen Ladestation mit im Haushalt selbst erzeugtem Ökostrom, Ladesäulenbetreiberkonzepte für Energieunternehmen und Ladeleistungsoptimierung zur Vermeidung von Lastspitzen betrachtet.

Außerdem wurde eine Umfrage bei 1.300 ÜZW-Kunden mit dem Ergebnis durchgeführt, dass sich 97 % der Befragten vorstellen können, ihr Elektroauto mit selbst erzeugtem Ökostrom zu laden.

Im Zuge des noch andauernden Projektes wurde Anfang 2018 das Buch *Geschäftsmodelle 4.0 – Business Model Building mit Checklisten und Fallbeispielen* [5] veröffentlicht, welches u.a. einen Leitfaden für die Erstellung zukunftsfähiger Geschäftsmodelle beinhaltet, der auch in dieser Arbeit angewandt wurde.

## 4 RELEVANTE DATEN FÜR DIE BETRACHTUNG DER MODELLE

Hier finden sich hauptsächlich Daten aus dem Projekt *Move2Grid* und Angaben zum Projektpartner Energie Steiermark.

### 4.1 Daten aus dem Projekt *Move2Grid*

Um Aussagen über die Auswirkung der Elektromobilität aufs Niederspannungsnetz treffen zu können, wurde im Zuge der Arbeit *Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene* [84] genau dies betrachtet. Das betrachtete Netz weist 80 Hausanschlüsse auf mit insgesamt 303 Verbraucheranlagen bei einer Leitungslänge von 6130 m, wobei der längste Abzweig 1.070,2 m lang ist. Die Lastdichte beträgt 10,4 W/m<sup>2</sup>. Das betrachtete Netzmodell besteht somit aus 125 Knoten, 127 Leitungen und 80 Verbraucherlasten bei einer Anschlussleistung von 1.375,5 kW. Diese Verbraucherlasten repräsentieren typische Verbraucher für Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft, eine weitere Last in Form von EV, PV-Einspeiser und eine Speichereinheit. Wobei sich die Anzahl der EV nach der Anzahl der Personen je Hausanschluss richtet. Die EV sind als einphasige Verbraucher, welche im Normalfall auf alle drei Phasen gleichmäßig verteilt sind, berücksichtigt. PV-Module und Speichereinheiten befinden sich auf der gleichen Phase wie EV-Verbraucher. Haushalte, Gewerbe und Landwirtschaft sind als dreiphasige Verbraucher angenommen. Tabelle 4-1 zeigt die Verbrauchertypen im Netzmodell:

*Tabelle 4-1: Einteilung der Verbraucher nach Verbrauchertypen*

Verbrauchertyp	Standardlastprofil	Anzahl	Anschlussleistung [kW]
Haushalt	H0	181	714,5
Allgemeine Anlage in Verbindung mit einer Speicherheizung	HF	5	83,3
Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung	ULA	84	222,7
Mischanlagen mit Tagnachladung	ULF	1	14,4
Gewerbe allgemein	G0	14	127,6
Gewerbe werktags 8-18	G1	14	83,4
Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden	G2	1	40,0
Gewerbe durchlaufend	G3	2	74,0
Landwirtschaftsbetriebe	L0	1	15,6
<b>Summe</b>		<b>303</b>	<b>1375,5</b>

Beim Photovoltaikpotential wurden nur jene Dachflächen betrachtet, die größer als 20 m<sup>2</sup> sind. Daraus ergeben sich 107 Dachflächen, die den 80 Hausanschlüssen zugeordnet werden können, wobei nur 75 der 80 Hausanschlüsse Potenzial für die Einspeisung mit einer gesamten Anschlussleistung von 1.006 kW haben.

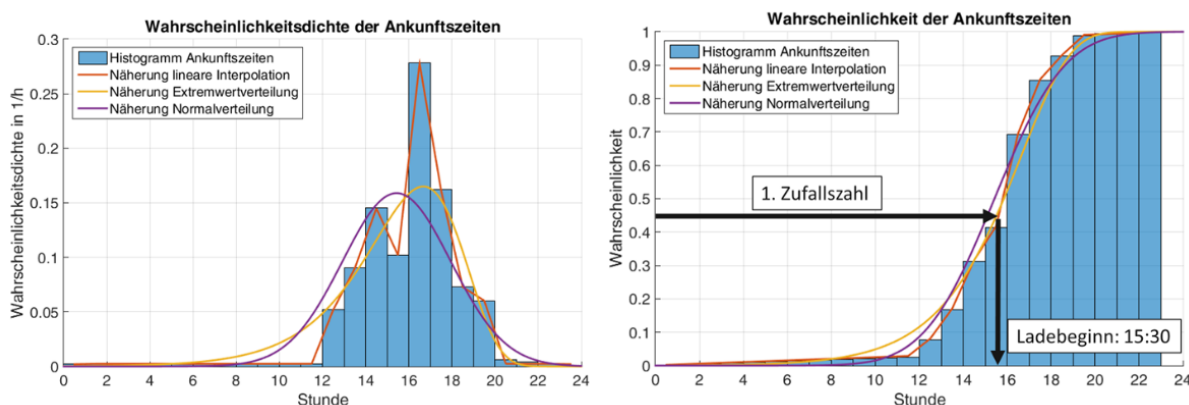
Von den 80 Hausanschlüssen sind 10 Mehrparteienhäuser, beim Rest wird davon ausgegangen, dass es sich um Einfamilienhäuser mit klaren Eigentumsverhältnissen handelt.

Um Lastgänge in 15-minütiger Auflösung zu erhalten, wurden die VDEW Standardlastprofile mit gemessenen Jahresverbräuchen kombiniert. Des Weiteren wurde eine Gesamtanzahl von 167 Fahrzeugen ermittelt. Tabelle 4-2 zeigt die sich daraus ergebende Anzahl an EV bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden (DG):

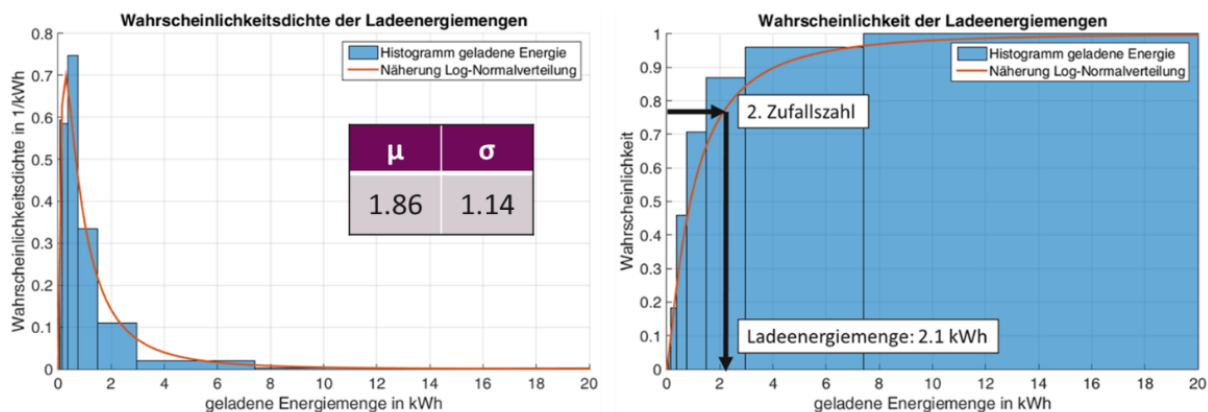
**Tabelle 4-2:** Anzahl an EV bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden

DG	20 %	40 %	60 %	80 %	100 %
Anzahl EV	33	67	100	134	167

Bei der Betrachtung der Auswirkungen der EV wurden unterschiedliche Verbrauchsverhalten, Durchdringungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren, welche die zeitliche Verteilung bzw. den Beginn der Ladevorgänge der EV im betrachteten Gebiet beachten, berücksichtigt. Abbildung 4-1 und Abbildung 4-2 zeigen die Wahrscheinlichkeitsdichten bzw. Wahrscheinlichkeit für die Ankunftszeiten bzw. die Ladeenergiemenge:



**Abbildung 4-1:** Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und stetige Verteilungsfunktion der Ankunftszeiten der EV



**Abbildung 4-2:** Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion und stetige Verteilungsfunktion der nach der letzten Fahrt des Tages benötigten Ladeenergiemengen

Daraus ergeben sich für unterschiedliche Uhrzeiten und unterschiedliche Durchdringungsgrade von der Tageszeit abhängige Gleichzeitigkeitsfaktoren, welche zwischen 0 und 1 (alle laden gleichzeitig) variieren können.

In der Arbeit wurden außerdem drei Szenarien (Worst-Case Szenarien S01 bis S03) betrachtet, bei denen Elektroautos geladen werden ohne aufs Netz Rücksicht zu nehmen und fünf (Lösungsstrategien S04 bis S08), bei denen Lösungsmaßnahmen implementiert wurden.

Im Szenario S01, bei dem das einphasige Laden bei gleichmäßiger Verteilung der Lasten auf alle drei Phasen betrachtet wird, kommt es ab einem DG von 60 % zu ersten unzulässigen Spannungsabfällen. Im Szenario S03, ist die Betrachtungsweise ähnlich wie in S01, nur dass ein GZF von 1 angenommen wird. Dabei kommt es ebenfalls erst ab einem DG von 60 % zu unzulässigen Spannungsabfällen.

Im Szenario S02, bei dem alle Ladevorgänge an einer Phase stattfinden, kommt es bereits ab einer Durchdringung von 20 % zu unzulässigen Spannungsunsymmetrien.

Drei Szenarien sind für die Betrachtung von Modell 1, welches das zeitversetzte und leistungsgedrosselte Laden zuhause betrachtet, relevant: S04, S05 und S06. Das Laden beginnt mit der Ankunftszeit. Das Ladeende, bei dem das Auto wieder vollgeladen sein muss, ist mit 6:00 Uhr definiert.

Die Szenarien S04 und S05 behandeln das zeitlich versetzte Laden, welches eine Überlagerung der Lastspitzen von Haushalt und EV verhindern soll. Beim Szenario S04 starten alle Ladevorgänge erst um 23:00 Uhr. Im Szenario S05 werden die Ladevorgänge aller an einem Abgang befindlichen EV-Verbraucher zeitlich versetzt angeordnet, so dass zu jedem Zeitpunkt maximal ein EV-Verbraucher lädt. Dies soll geregeltes Laden darstellen. Sollte es nicht

möglich sein, dass alle EV bis 6:00 Uhr in der Früh geladen sind, kommt es zu einer Überlagerung der Ladekurven.

Szenario S06 betrachtet das lastorientierte Laden mit reduziertem Ladestrom. Dabei wird der Ladestrom von 16 A auf 10 A reduziert, dadurch verlängert sich der Ladevorgang jedoch um vier Stunden.

Diese drei Szenarien zeigen, dass das zeitversetzte und das leistungsgedrosselte Laden erheblich zur Verbesserung des Netzzustandes beitragen können.

S07 betrachtet PV-Einspeisung in Kombination mit Speichertechnologien und zeigt auf, dass wenn am Ort, an dem die PV-Einspeisung stattfindet, auch geladen werden soll, große Speicherkapazitäten notwendig sind um dies zu ermöglichen. Szenario S08 betrachtet die Verwendung eines regelbaren Ortsnetztrafos.

### **4.1.1 Verbrauchswerte und Use-Cases aus dem Projekt *Move2Grid***

Die genauen Verbrauchswerte ergeben sich aus Standardlastprofilen und durchgeführten Messungen und Simulationen. Standardlastprofile für Österreich finden sich in den *Sonstigen Marktregeln Strom* der E-Control. [85] Standardlastprofile sind prinzipiell auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh standardisiert. [86] Hat ein Kunde beispielsweise einen Verbrauch von 3.800 kWh, so sind die Werte aus dem Standardlastprofil einfach mit 3,8 zu multiplizieren.

Außerdem gibt es zwei Use-Cases, die im Zuge des Arbeitspakets 7 des Projektes *Move2Grid* betrachtet werden. Use-Case 1 behandelt die Problematik, wenn in einem Gebiet viele Pendler sind und diese alle zur selben Zeit von der Arbeit heimkommen und ihre EV zum Laden anstecken. Ausgegangen wird hier von einem Pendler, der eine Energiemenge entsprechend ca. 70 km laden möchte. Die Ladeleistung ist mit 3,7 kW begrenzt. Beim Use-Case 2 wird das Laden eines Pendlers beim Arbeitgeber betrachtet. Hier hatte der Arbeitnehmer einen Anfahrtsweg von ca. 70 km. In diesem Zusammenhang wird davon ausgegangen, dass der Kunde nur beim Arbeitgeber lädt. Der durchschnittliche Verbrauch eines EV wurde mit 14,825 kWh/100 km angenommen.

Für diese Use-Cases wurden Lastprofile erstellt, wobei der Use-Case 1 für Berechnungen bei Modell 1 herangezogen wird und der Use-Case 2 für das Modell 2.

Dabei wurden die Verbrauchswerte von zwei verschiedenen Haushaltsgrößen mit den Daten einer PV-Anlage (einmal 5 kWp und einmal 9 kWp) und der Ladung eines Elektroautos (einmal zuhause und einmal beim Arbeitgeber) kombiniert.

## Relevante Daten für die Betrachtung der Modelle

Bis auf den Wert für einen Haushalt mit 5.161 kWh Verbrauch pro Jahr, welcher aus den Strom- und Gastagebüchern 2008/2012/2016 [87] herangezogen wurde (Wert von 2016 für ein Haus mit ein oder zwei Wohnungen), stammen alle anderen aus dem Projekt *Move2Grid*.  
Tabelle 4-3 Tabelle 4-3: Verbrauchs- bzw. Erzeugungsmengen zeigt die Verbrauchs- bzw. Erzeugungsmengen, wobei positive Beträge einen Strombezug vom und negative eine Einspeisung ins Netz bedeuten:

**Tabelle 4-3: Verbrauchs- bzw. Erzeugungsmengen**

	Jahresverbrauch	PV-Anlage 5 kWp	PV-Anlage 9 kWp
	[kWh]		
EV Laden zuhause	2749,66		
EV Laden Arbeitgeber	2883,00		
PV-Produktion		-4908,25	-9014,49
<b>kleiner Haushalt</b>			
Haushalt klein ohne EV	1994,83		
Haushalt klein mit EV Laden zuhause	4744,49		
Überschusseinspeisung		-3977,70	-8033,65
Verbrauch ohne Eigendeckung		1064,28	1013,99
Überschuss/zusätzlicher Verbrauch PV mit EV Laden Arbeitgeber		-1094,69	-5150,64
<b>großer Haushalt</b>			
Haushalt groß ohne EV	5161,73		
Haushalt groß mit EV Laden zuhause	7911,39		
Überschusseinspeisung		-2867,84	-6714,43
Verbrauch ohne Eigendeckung		3121,32	2861,67
Überschuss/zusätzlicher Verbrauch PV mit EV Laden Arbeitgeber		15,17	-3831,43

Wenn von einem kleinen Haushalt gesprochen wird, ist damit der Haushalt mit einem Jahresverbrauch ohne EV und PV-Anlage von 1.994,83 kWh gemeint. Wird von einem großen Haushalt gesprochen, ist damit der Haushalt mit 5.161,73 kWh Jahresverbrauch gemeint.



## 5 GESCHÄFTSMODELLE

Um Geschäftsmodelle zu implementieren, die auf Situationen im Netz reagieren können bzw. auf definierte Vorgaben eingehen können, braucht man entsprechende intelligente Komponenten.

Ein Geschäftsmodell, das etwaige Besonderheiten berücksichtigt, muss folgende Bereiche abdecken bzw. zu Grunde liegen haben [88]:

- Technische Infrastruktur: Die technische Infrastruktur stellt die nötigen technischen Komponenten zur Verfügung, damit eine Vernetzung der unterschiedlichen Systemkomponenten möglich ist.
- Vernetzte physische Plattform (Smart Products): Darunter versteht man Produkte, die während ihres Betriebs mit einem Netzwerk verbunden sind. Dies kann beispielsweise ein einzelnes Auto sein, das als Knoten/Punkt ersichtlich ist.
- Software-definierte Plattform: Eine Software-definierte Plattform ermöglicht nun die Integration und Konnektivität von intelligenten Produkten. Dazu müssen die Daten in einem Zentrum verarbeitet werden und zu neuem Wissen verknüpft werden (Smart Data), damit man dann zB Steuerungsmaßnahmen vornehmen kann (zB Steuerungsdienst).
- Serviceplattform (Smart Services): Die Serviceplattform verknüpft physische und digitale Dienstleistungen und bringt Produkthanbieter und Dienstleistungsunternehmen mit dem Endkunden zusammen.

In der konkreten Arbeit sind die erforderlichen Komponenten je nach Modell bei unterschiedlichen Beteiligten angesiedelt. Zum Teil werden intelligente Komponenten gebraucht, welche normalerweise im Zusammenhang mit Smart Grids genannt werden. Die Arbeit fokussiert sich jedoch nicht auf Smart-Grids, sondern geht nur auf gewisse Kommunikationskomponenten ein, die für die betrachteten Szenarien relevant sind.

### 5.1 Business Model Builder

Für die Entwicklung der Geschäftsmodelle wurde der Business Model Builder aus dem Buch Geschäftsmodelle 4.0 [5] verwendet. Dieser besagt, dass ein Geschäftsmodell prinzipiell aus drei Elementen aufgebaut ist: der Geschäftsidee, der Beschreibung des Geschäftsmodells und dem Business Case. Diese drei Elemente lassen sich wiederum in noch genauere Unterpunkte unterteilen, wodurch sich ein Business-Model Builder wie in Abbildung 5-1 ergibt:

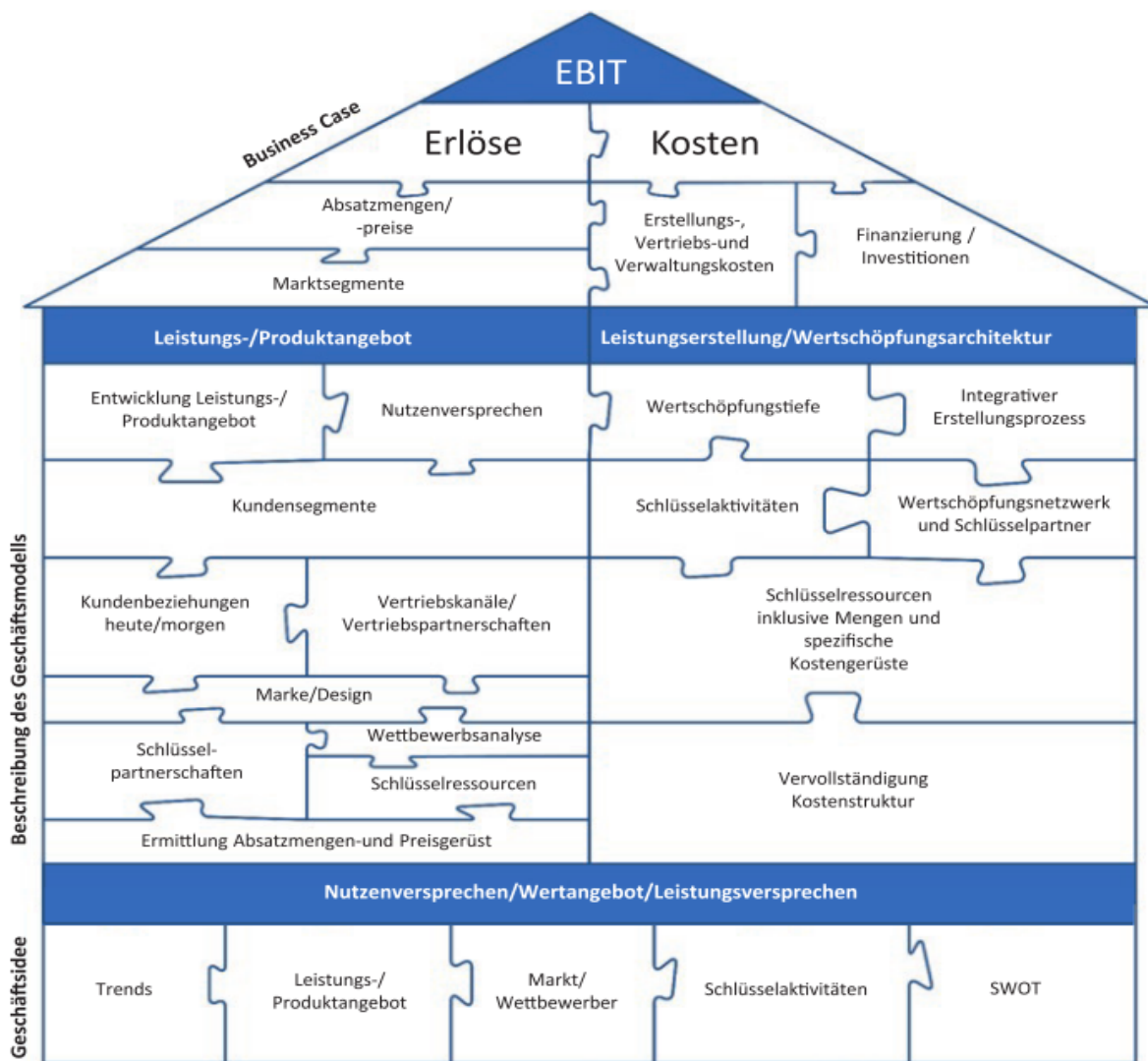


Abbildung 5-1: Business Model Builder in feiner Granularität

Aufgrund der Projektvorgaben und dem Umstand, dass die relevanten Geschäftsmodelle von Energieversorgungsunternehmen angeboten werden sollen, wird bei der Entwicklung der Geschäftsmodelle, auf die Rahmenbedingungen eines regionalen EVUs Rücksicht genommen.

Die Wörter Energielieferant und EVU werden in weiterer Folge synonym zueinander verwendet.

### 5.1.1 Geschäftsidee-Entwicklung

Die Geschäftsidee-Entwicklung beginnt mit einer Identifikation und Analyse der relevanten Trends, um anschließend das Leistungs- und Produktangebot zu beschreiben. Dieses dient als Grundlage für alle weiteren Entwicklungsschritte, ist jedoch noch nicht detailliert ausformuliert. Zusätzlich werden Markt, Wettbewerb und Schlüsselaktivitäten kurz dargestellt, die

es bei der Beschreibung der Geschäftsmodelle genauer zu untersuchen gilt. Eine grobe Stärken-Schwächen- und Chancen-Risiken-Analyse (SWOT-Analyse) untersucht die Geschäftsidee auf ihre Stärken (Strengths) und Schwächen (Weaknesses) sowie Chancen (Opportunities) und Risiken (Threats).

Da die zugrundeliegende Geschäftsidee in beiden zu untersuchenden Varianten die verbesserte Einbindung der Elektromobilität in Verbindung mit erneuerbaren Energiequellen ist, wird die Geschäftsidee-Entwicklung gemeinsam für beide Varianten vorgenommen und findet sich im Folgenden wieder. Im Wesentlichen geht es hier darum, das Nutzenversprechen, das gegenüber dem Markt und den Kunden als Basis der Geschäftsidee erfüllt werden soll, zu definieren. Um ein Nutzenversprechen formulieren zu können, ist es wichtig, die Bedürfnisse des Kunden zu kennen und zu wissen, welchen spezifischen Job er erledigen möchte. D.h. zentrales Element eines jeden Geschäftsmodells ist der Kunde und das für ihn zugeschnittene Nutzenversprechen. Ganz allgemein stehen dabei für ihn in puncto Elektromobilität günstige Betriebskosten, das Nutzen von selbst erzeugter Energie als Fahrstrom, ein positives Image für nachhaltige Mobilität und Fahrspaß und Fahrkomfort im Mittelpunkt. [89] Allgemeine Kundenprofile wurden schon im Zuge der Arbeit *Geschäftsmodelle und -prozesse für regionale Elektromobilitätsversorgung durch Sektorkopplung* [90] beleuchtet. Ein kurzes Kundenprofil findet sich bei der Beschreibung der Geschäftsmodelle.

Aus diesem Verständnis heraus leiten sich folgende Nutzenversprechen für die beiden Varianten ab:

- Nutzenversprechen Modell 1: Der Kunde erhält einen monetären Anreiz, wenn er sein Elektrofahrzeug am Stellplatz zuhause netzgestützt, d.h. zeitversetzt und leistungsgedrosselt lädt.
- Nutzenversprechen Modell 2: Der Kunde kann sein Elektrofahrzeug beim Arbeitgeber mit seinem zuhause erzeugten PV-Strom laden.

### 5.1.1.1 Relevante Trends im Energie- und Mobilitätssektor

Trends wirken sich auf die Grundidee aus bzw. beeinflussen diese. Es handelt sich um einen Trend, wenn in der Gesellschaft, Politik, Wirtschaft und bei den Technologien spürbare Veränderungsprozesse einsetzen. Trends, die sich derzeit im Energie- und Mobilitätssektor beobachten lassen, sind in Tabelle 5-1 dargestellt:

**Tabelle 5-1: Relevante Trends im Energie- und Mobilitätssektor**

<b>Geschäftsidee</b>	Relevante Trends im Energie- und Mobilitätssektor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Integration von erneuerbaren Energiequellen</li> <li>• Verringerung der Emissionen im Verkehrssektor (Low-Emission Mobility)</li> <li>• Förderung der Elektromobilität von Seiten der Politik</li> <li>• Veränderte Anforderungen ans Stromnetz durch fluktuierende Erzeugung der erneuerbaren Energien (zB Elektrofahrzeuge zur Netzstabilisierung)</li> <li>• Fortschreitende Digitalisierung von (bestehender) Infrastruktur</li> <li>• Entwicklungen im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie</li> <li>• Gesetzlich vorgeschriebene Ausrollung von Smart Metern ermöglicht neue Geschäftsmodelle und -tarife</li> <li>• Smart Energy Technologien</li> <li>• Bewusstseinsbildung und gesteigerte Wahrnehmung der Bevölkerung in Bezug auf Wichtigkeit emissionsarmer Mobilität und Einbindung von erneuerbaren Energien</li> <li>• Angebot an Elektroautos nimmt stetig zu</li> <li>• Neuzulassungen von Elektroautos steigen stetig</li> <li>• Standardisierungsversuche (derzeit noch keine einheitlichen Standards)</li> <li>• Bei vorhandener PV-Anlage des Kunden: nach Möglichkeit PV-Strom selbst verbrauchen</li> <li>• Gründung neuer Unternehmen/Start-Ups</li> </ul>
----------------------	---	--

5.1.1.2 Leistungs- und Produktangebot

Beim Leistungs- und Produktangebot wird davon ausgegangen, dass das technische Equipment und auch die benötigte Informations- und Kommunikationstechnologie vorhanden sind. Tabelle 5-2 zeigt, was ein Angebot erfüllen sollte:

**Tabelle 5-2: Leistungs- und Produktangebot**

<b>Geschäftsidee</b>	Leistungs- und Produktangebot	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifliche Gestaltung der Geschäftsmodelle</li> <li>• Festlegung bzw. Vorgabe des nötigen technischen Equipments um Angebote nutzen zu können</li> <li>• Verknüpfung des Verkehrssektors mit dem Stromsektor und Bereitstellung von Speichern (Batteriespeicher des Elektrofahrzeuges)</li> <li>• Verknüpfung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit Elektromobilität</li> <li>• Ermöglichung von netzdienlichem Laden von Elektrofahrzeugen zuhause</li> <li>• Ermöglichung des zeit- und ortsversetzten Ladens von eigenem PV-Strom</li> </ul>
----------------------	-------------------------------	--

### 5.1.1.3 Marktteilnehmer und Wettbewerber

Für die Geschäftsidee ergeben sich unterschiedliche Marktteilnehmer und Wettbewerber. Tabelle 5-3 zeigt dies:

**Tabelle 5-3: Marktteilnehmer und Wettbewerber**

<b>Geschäftsidee</b>	Marktteilnehmer	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Privathaushalte mit Elektrofahrzeugen</li> <li>• Privathaushalte mit eigener PV-Anlage</li> <li>• Arbeitgeber, die es Mitarbeitern ermöglichen das eigene EV zu laden</li> <li>• Verteilnetzbetreiber</li> </ul>
	Wettbewerber	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Andere Energieunternehmen</li> <li>• Elektromobilitätsbereitsteller</li> <li>• Start-Ups</li> <li>• Branchenfremde Anbieter</li> </ul>

### 5.1.1.4 Schlüsselaktivitäten

Schlüsselaktivitäten sollen dazu führen, das Nutzenversprechen zu erfüllen. Tabelle 5-4 zeigt entscheidende Aktivitäten:

**Tabelle 5-4: Schlüsselaktivitäten**

<b>Geschäftsidee</b>	Schlüsselaktivitäten	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Digitale Vernetzung der unterschiedlichen Komponenten</li> <li>• Bereitstellung der benötigten Software</li> <li>• Bereitstellung der nötigen Rahmenbedingungen/Geschäftsmodelle um PV-Strom beim Arbeitgeber bzw. netzdienliches Laden zu ermöglichen</li> <li>• Potenzielle Kunden ansprechen und werben</li> <li>• Vornehmen der Abrechnung und Weiterleitung der Zahlungsströme an die unterschiedlichen Beteiligten</li> <li>• Bereitstellung von Service-Leistungen</li> <li>• Abgeschlossener Smart Meter-Roll-Out</li> </ul>
----------------------	----------------------	---

### 5.1.1.5 Vereinfachte SWOT-Analyse

Aus den zuvor betrachteten Punkten ergibt sich nun folgende, vereinfachte SWOT-Analyse. Aus den Stärken, Schwächen, Risiken und Chancen lassen sich unterschiedliche Strategien bzw. Verhaltensweisen ableiten. Tabelle 5-5 stellt die Analyse aus Sicht eines EVU dar:

**Tabelle 5-5: Vereinfachte SWOT-Analyse**

		Interne Analyse, Merkmale des EVU	
		Stärken	Schwächen
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Viel Know-How im Energiesektor</li> <li>• Erfahrung auf dem Strommarkt</li> <li>• Vorhandene Marketing- und Vertriebsstrukturen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wenig Know-How im Mobilitätssektor</li> <li>• Noch keine klare Linie für zukünftige Entwicklung durch fehlende Rahmenbedingungen</li> </ul>
Externe Analyse, Entwicklungen im Umfeld	<b>Chancen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einbindung von erneuerbaren Energien erfordert Flexibilitätsoptionen</li> <li>• Großes Interesse an Elektromobilität (Politik und Privat)</li> <li>• Einführung von Smart Metern (Smart-Grids und Smart-Market)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung der neuen Technologien für neue Geschäftsmodelle und Tarife im Elektromobilitätssektor</li> <li>• Vorhandene Marketing- und Vertriebsstrukturen nutzen um Kunden über neue Geschäftsmodelle und Tarife zu informieren</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausbauen der Elektromobilitätssparte</li> <li>• Know-How-Aneignung über die unterschiedlichen Trends, die es derzeit am Markt gibt</li> </ul>
	<b>Risiken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disruption und Gründung von Start-ups</li> <li>• Noch keine einheitlichen Standards, Normen etc.</li> <li>• Keine klaren Vorgaben von Seiten der Politik                             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Zögerliches Investieren von Unternehmen</li> <li>○ Ungewissheit bzw. fehlendes Angebot beim Kunden</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zusammenarbeit mit Start-ups</li> <li>• Disruptionsvorgänge erkennen und gegensteuern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leicht nachrüstbare bzw. auf veränderte Gegebenheiten anpassbare Komponenten verwenden</li> <li>• Abwarten als Strategie</li> </ul>

### 5.1.2 Vorgehensweise bei der Definition der Geschäftsmodelle

Aufbauend auf der Geschäftsidee folgt die Beschreibung des Geschäftsmodells. Diese Geschäftsmodellbeschreibung besteht aus den Elementen Leistungs-/Produktangebot und Leistungserstellung/Wertschöpfungsarchitektur. Diese bestehen wiederum aus bis zu zehn Teil-Elementen.

Das Element Leistungs-/Produktangebot umfasst folgende Teil-Elemente:

- **Entwicklung des detaillierten Leistungs-/Produktangebots:** Hier soll gezeigt werden, wie das Produkt/Dienstleistung aufgebaut ist, in welchen Situationen der potenzielle Kunde dieses voraussichtlich nutzen kann, wie das Nutzenversprechen das zentrale Kundenbedürfnis erfüllen wird und wodurch Erlöse generiert werden.
- **Beschreibung der Kundensegmente:** Hier wird beschrieben, wer die potenziellen Zielkunden sind und für wen das Produkt/Dienstleistung entwickelt wird. Im Zuge dieses Punktes wird auch ein kurzes Kundenprofil mit Hilfe der Value Proposition

Canvas erstellt. Dieses Kundenprofil beschreibt ein spezielles Kundensegment im Geschäftsmodell auf strukturierte und detaillierte Weise und gliedert sich in Kundenaufgaben, -probleme und -gewinne. [91] Kundenaufgaben beschreiben, was Kunden erledigen möchten. Gewinne beschreiben Resultate, die Kunden erzielen wollen, oder konkrete Vorteile, nach denen sie suchen. Probleme beschreiben schlechte Ergebnisse, Risiken und Hindernisse, die mit den Kundenaufgaben in Zusammenhang stehen.

- **Detaillierte Wettbewerbsanalyse:** Diese soll aufzeigen, wer die wichtigsten Wettbewerber sind, gibt es Risiken durch zu großen Wettbewerb und gibt es Markteintrittsbarrieren.
- **Beschreibung der Kundenbeziehungen heute und morgen:** Es soll versucht werden zu klären, welche Kundenbeziehungen bereits existieren und wie diese aufgebaut sind. Die Betrachtung von heute und morgen soll mögliche Änderungen aufzeigen, welche auch bei der Erstellung des quantitativen Business Case eine Rolle spielen.
- **Beschreibung der Vertriebskanäle und -partnerschaften:** Hier wird geklärt, über welche Kanäle die zuvor definierten Kunden erreicht werden sollen.
- **Marke/Design:** Die Marke bzw. das Design soll definiert, wie das Produkt/Dienstleistung von außen wahrgenommen werden soll (zB Soll man auf ein höherwertiges Image setzen? Oder soll die breite Masse über günstiges Angebot angesprochen werden? Soll eine eigene Marke etabliert werden oder ist dies nicht so wichtig?).
- **Beschreibung der Schlüsselpartnerschaften und deren Beziehungen untereinander:** Zuerst muss definiert werden, welche Aktivitäten selbst ausgeführt und welche zugekauft werden. Darauf aufbauend werden Schlüsselpartnerschaften bestimmt.
- **Definition der Schlüsselressourcen:** Hier wird geklärt, welche Schlüsselressourcen benötigt werden, damit das Nutzenversprechen erfüllt, Distributionskanäle bedient und Kundenbeziehungen aus- und aufgebaut werden können.
- **Ermittlung des Absatzmengen- und Preisgerüsts** (damit im Rahmen der finanziellen Betrachtung die Erlöse ermittelt werden können): Hier erfolgt eine quantitative und qualitative Betrachtung. Die potenzielle Zielgruppe wird in Art und Größe definiert und es wird auch festgelegt, in welchem Preissegment man anbieten möchte.

Das Element Leistungserstellung/Wertschöpfungsarchitektur umfasst folgende Teilelemente:

- **Definition der Wertschöpfungstiefe:** Hier wird erörtert, welcher Teil der Wertschöpfung selbst übernommen wird bzw. wie groß der eigene Anteil ist.

- **Beschreibung des integrativen Erstellungsprozesses:** Hier wird gezeigt, wie der Produktionsprozess/Erstellung der Dienstleistung abläuft und welche Wertschöpfung intern erfolgt.
- **Beschreibung der Schlüsselaktivitäten:** Hier wird ausgearbeitet, welche Aktivitäten durch das eigene Unternehmen durchgeführt werden, welche davon die wichtigsten sind, welchen Wert sie erzeugen und ob sie verknüpft/automatisiert werden können.
- **Beschreibung des Wertschöpfungsnetzwerks und der Schlüsselpartner:** Hier wird das Wertschöpfungsnetzwerk herausgearbeitet und die Schlüsselpartner genau abgesteckt.
- **Beschreibung der Schlüsselressourcen inklusive Mengen- und spezifische Kostengerüste:** Hier wird angegeben, welche Ressourcen in welchen Mengen und zu welchem Preis benötigt werden.
- **Vervollständigung der Kostenstruktur:** Hier wird näher auf die Kostenstruktur eingegangen.

Die Definition der jeweiligen Geschäftsmodelle findet sich im jeweiligen Unterpunkt.

### 5.1.3 Vorgehensweise bei der finanziellen Betrachtung

Die finanzielle Betrachtung fokussiert sich auf die tarifliche Ausgestaltung des Geschäftsmodells. Im Mittelpunkt steht der Kunde, da er darüber entscheidet, ob das Angebot am Markt erfolgreich sein wird/ist. Deshalb werden hauptsächlich die für ihn anfallenden Kosten durch die tarifliche Ausgestaltung der Angebote beleuchtet.

Bei der Kostenbetrachtung aus Sicht des Kunden wurden grundsätzlich die SNE für 2018 verwendet und auch die entsprechenden Vorgaben für Abgaben und Steuern 2018. Die Gebrauchsabgabe wird nicht berücksichtigt, da es keine einheitliche Vorgabe zu dieser gibt und sie teilweise auch gar nicht von Gemeinden eingehoben wird.

Da sich die tarifliche Ausgestaltung an am Markt erhältlichen Angeboten orientiert, gibt es keine gesonderte Erlösbetrachtung für den Energielieferanten. Auch der VNB wird nicht gesondert betrachtet.

## 5.2 Erfassung und Analyse aktueller Tarife und Angebote

Hier werden einige aktuelle Angebote und Tarife vorgestellt, die zum einen stark innovativ und zum anderen bei der Ausgestaltung der einzelnen Geschäftsmodelle relevant sind.



### **5.2.1 Unterbrechbare Tarife**

Sehr viele Energielieferanten bieten zusätzlich zu ihren Standardtarifen auch spezielle unterbrechbare Tarife für Private an. Dabei gibt es unterschiedliche Arten wie zB Wärmepumpen-Nachstromtarife und Tarife für sonstige unterbrechbare Lieferungen. Für unterbrechbare Tarife wird ein zweiter Zählpunkt gebraucht, welcher mit zusätzlichen Kosten einhergeht.

Bei Nachtstromtarifen gibt es sogenannte Niedertarifzeiten meist zwischen 22:00 und 6:00 Uhr. Während dieser Zeit steht es dem Energielieferanten frei, die Stromversorgung zu unterbrechen um seine Stromnachfrage möglichst konstant zu halten. Normalerweise wird der Energiearbeitspreis des Energielieferanten deshalb um 0,02 bis 0,04 EUR/kWh günstiger angeboten, die Grundpauschale bleibt meist gleich. Außerdem fallen niedrigere Netznutzungsgebühren an. Für einen Nachstromtarif braucht es jedoch einen Zwei- bzw. Doppeltarifzähler, der sich in einem etwas höheren Messentgelt niederschlägt. D.h. diese Art von Tarif lohnt sich nur wenn es einen dementsprechend hohen Stromverbrauch in der Nacht gibt, zB wenn eine Nachtspeicherheizung vorhanden ist. Manche dieser Tarife beschränken sich auch auf eine reine Lieferung während der Nacht, zB eine Nachtspeicherheizung ohne Tagesnachladung.

Manche Anbieter bieten auch speziell für Wärmepumpen Tarife an, da diese nicht nur in der Nacht Strom benötigen, sondern auch untertags, jedoch sind diese Tarife so gestaltet, dass diese oft nur zu Spitzenlastzeiten für ein bis drei Stunden unterbrochen werden können. [92]

Diese Tarife werden auch oft als Heizstrom bezeichnet.

### **5.2.2 Bestehende Angebote und Tarife der Energie Steiermark**

Hier werden die für die finanzielle Betrachtung wichtigen Produkte der Energie Steiermark gezeigt.

In einem Workshop mit den Projektpartnern wurde festgelegt, dass für die Geschäftsmodelle das bereits bestehende Stromprodukt „Naturstrom“ der Energie Steiermark Natur GmbH verwendet werden soll. Alle Daten wurden dem Preisblatt der Energie Steiermark für Naturstrom mit Stand 1. Juni 2018 entnommen [93].

Findet eine Einspeisung der erzeugten Energiemenge ins Netz statt, gibt es unterschiedliche Tarife zu denen dies vonstattengehen kann. Je nachdem ob eine Überschuss- oder Volleinspeisung stattfindet, d.h. ob ein oder zwei Zählpunkte vorhanden sind muss der Tarif nur einen Preis für das Einspeisen von Strom enthalten bzw. ein Kombiprodukt aus Einspeisever-

gütung und Energiepreis für zusätzlichen Verbrauch sein, sollten sich Erzeugung und Energieverbrauch des Haushaltes nicht decken.

Die Energie Steiermark bietet den Tarif „steirerSonne“ für Überschusseinspeisung an, der mit den bestehenden Produkten von ihnen kombiniert werden kann. Die Daten wurden dem Preisblatt mit Stand 1. April 2018 entnommen. [94]

Das Angebot „Naturstrom“ und „steirerSonne“ der Energie Steiermark, das im Zusammenhang mit einem ihrer Stromprodukte genutzt werden kann, sieht wie in Tabelle 5-6 ersichtlich aus:

*Tabelle 5-6: Preise für 100 % reinen Naturstrom und Überschusseinspeisung*

<b>Basisstrom</b>	<b>Preis (exkl. Ust)</b>	<b>Einheit</b>
Grundgebühr	1,25	EUR/Monat
Energiepreis	7,30	Cent/kWh
<b>Zusatzstrom (unterbrechbar)</b>		
Energiepreis Hochtarif (HT), 6 – 22 Uhr	6,70	Cent/kWh
Energiepreis Niedertarif (NT), 22 – 6 Uhr	5,25	Cent/kWh
<b>Überschusseinspeisevergütung</b>		
Bis 1000 kWh	6,02	Cent/kWh
1000-2000 kWh	3,33	Cent/kWh
Ab 2000 kWh	3,30	Cent/kWh

### 5.2.3 Tarife für das unterbrechbare Laden von EV zu Hause

Der deutsche Ökostromanbieter enviaM bietet mit „MEIN AUTOSTROM zu Hause“ [95] einen unterbrechbaren Tarif für Elektroautos für das Laden zuhause an. Dabei muss die Ladestation als steuerbare Verbrauchseinrichtung anerkannt sein und einen gesonderten Zähler haben. Zusätzlich bieten Sie auch ein Ladetechnik Paket bestehend aus einer eBox (11 kW) und einem Fehlerstromschutzschalter Typ B an. Gesteuert wird der Ladestrom via Pilotsignal nach IEC 61851:2010/SAE J1772:2010.

Für die Ladebox inkl. Fehlerstromschutzschalter Typ B fallen 869,00 EUR brutto an. Für den Ökostromtarif werden 0,1999 EUR/kWh (btto) und 5,52 EUR/Monat (btto) Grundpreis verrechnet.

Dieser Tarif ist durch das Projekt sMobiliTy entstanden.

## 5.2.4 Dynamische Tarife/ Mehr-Zonen-Tarife

Neben den klassischen Tarifen mit Preisbindung und/oder Preisgarantie, bei denen sich der Preis über einen längeren Zeitraum nicht ändert, gibt es auch indexgebundene Tarife. Zurzeit ist es meist so, dass sich diese indexgebundenen Tarife monatlich oder quartalsmäßig an die Preisentwicklungen am Strommarkt anpassen.

Bei einem dynamischen Tarif werden die Preise aber nicht nur einmal monatlich neu festgelegt, sondern können sich im Laufe eines Tages bis zu 96 Mal ändern, wenn sie sich zB am EPEX Spot-Marktpreis orientieren. [96] In Zukunft ist es auch denkbar, dass auf andere Preissignale eingegangen wird. [97] Auch mit diesen Tarifen wird versucht, den Verbrauch in Niederlastzeiten, wenn die Strompreise niedriger sind, zu verschieben.

Solche Tarife sind aber meist nur für Geschäfts- und Industriekunden erhältlich. Ein österreichisches Unternehmen, das auch im privaten Bereich dynamische Tarife anbietet, ist aWATTar [98]. Bei diesen Tarifen wird der Preis stündlich angepasst. Die Preise stehen dabei ab 14 Uhr für den Folgetag fest.

Durch den Einsatz eines Smart Meters ist es auch möglich Mehr-Zonen-Tarife zu gestalten, bei denen es zwei, drei oder mehr Zonen gibt und in jeder Zone ein anderer Energiepreis angewandt wird.

## 5.2.5 Virtuelle Stromspeicher (Energie AG, KELAG)

Voraussetzung für einen virtuellen Stromspeicher ist natürlich eine eigene PV-Anlage. Ein virtueller Stromspeicher lässt sich mit einem Girokonto vergleichen: Wird mehr Solarstrom erzeugt, als gerade benötigt, wird die überschüssige Energie auf dem Konto gutgeschrieben um diese zu einem anderen Zeitpunkt verbrauchen zu können. Damit kann die Leistung der eigenen PV-Anlage auch Jahreszeiten mäßig verschoben werden (vom Sommer in den Winter). Physikalisch gesehen wird der Strom jedoch einfach ins Netz eingespeist und zum späteren Zeitpunkt aus dem Netz bezogen. Die Größen für solche virtuellen Energiespeicher variieren je nach Anbieter und orientieren sich im Normalfall an der Größe der PV-Anlage und dem individuellen Verbrauch. [99]

Die Energie AG wirbt damit, dass gegen ein geringes monatliches Entgelt, der selbst erzeugte Strom kostenlos bleibt, auch wenn er zu einer Zeit verbraucht wird, wo die PV-Anlage nicht produziert. Der Kunde spart sich somit die Differenz aus Einspeisevergütung, für zu viel erzeugten Strom, und Strombezug bei Zukauf von Strom, wenn die PV-Anlage gerade nicht produziert. Der Betrag, der beim Bezug des gespeicherten Stroms in Form von variablen

Netzgebühren anfallen würde, wird von der Energie AG in Form eines „Infrastrukturbeitrages“ in gleicher Höhe übernommen. Das Angebot gilt nur für Kunden der Energie AG OÖ Vertrieb GmbH & Co KG. Die Speichergröße orientiert sich an der Jahreserzeugung der PV-Anlage, dem durchschnittlichen Eigenverbrauch und darf 50 % der Jahreserzeugung der PV-Anlage nicht übersteigen. Sollte Überschussstrom ins Netz eingespeist werden, wird dieser zum Marktpreis vergütet. Die gespeicherte Energie darf nur am eingespeisten Zählpunkt verbraucht werden. Das Speicherentgelt wird einmal jährlich mit der Jahresstromabrechnung abgerechnet. [100]

Auch die KELAG bietet einen virtuellen Stromspeicher an. Hier wird durch eine einmalige Zahlung eine gewünschte Speicherkapazität auf vier Jahre erworben. Zum besseren Vergleich werden die Preise jedoch auch in EUR/Monat dargestellt. Auch hier wird so vorgegangen, dass dem Kunden jener Betrag vergütet wird, den er beim Bezug aus dem Netz zahlen würde, was somit einer Eigennutzung des PV-Stroms entsprechen würde. Eine 1:1 Vergütung ergibt sich bei einem jährlichen Verbrauch von 2.800 kWh, dem Tarif Kelag-ÖKO-PUR+ und der Voraussetzung, dass der Kunde sich auf Netzebene 7 im Netzgebiet der KNG-Kärnten Netz GmbH befindet und umfasst die verbrauchsabhängigen Stromkosten (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt, Arbeitspreis Kelag-ÖKO-PUR+, Elektrizitätsabgabe und verbrauchsabhängiger Anteil des Ökostromförderbeitrags für Netznutzung (Arbeit) und Netzverlust). Die vergütete kWh-Menge wird nach der jeweiligen Jahresabrechnung von der noch zur Verfügung stehenden Speicherkapazität abgezogen und ergibt somit die noch zur Verfügung stehende Speicherkapazität für das Folgejahr. [101]

Das deutsche Unternehmen E.ON bietet auch einen virtuellen Stromspeicher an, die „E.ON SolarCloud“. Hierbei handelt es sich um eine Überschusseinspeisung, tagsüber wird der produzierte PV-Strom direkt verbraucht und nur der überschüssige Teil wird virtuell gespeichert und steht zur späteren Nutzung zur Verfügung. Überwachen und steuern kann der Kunde dies über den sogenannten E.ON Aura Manager. Voraussetzungen, um dieses Angebot nutzen zu können, sind eine PV-Anlage und ein intelligenter Stromzähler. Die Angebote in Tabelle 5-7 beziehen sich auf eine reine Nutzung des virtuellen Stromspeichers ohne lokalen Speicher. Die Preise bei der E.ON SolarCloud beziehen sich auf einen Gesamtverbrauch von 3.000 kWh/Jahr.

**Tabelle 5-7: Vergleich von virtuellen Energiespeichern**

<b>Produktbezeichnung</b>	<b>Produktbeschreibung</b>	<b>Preis inkl. USt [EUR/Monat]</b>
Energie AG	1.000 kWh Speichergröße ab einer 2 kWp-Anlage	7,80
	1.500 kWh Speichergröße ab einer 3 kWp-Anlage	11,70
	2.000 kWh Speichergröße ab einer 4 kWp-Anlage	15,60
	2.500 kWh Speichergröße ab einer 5 kWp-Anlage	19,50
Kelag	2.800 kWh Speichergröße auf 4 Jahre bei einer 1 – 2 kWp-Anlage	6,96
	5.600 kWh Speichergröße auf 4 Jahre bei einer 1 – 2 kWp-Anlage	13,94
	8.400 kWh Speichergröße auf 4 Jahre bei einer 2 – 3 kWp-Anlage	20,81
	11.200 kWh Speichergröße auf 4 Jahre bei einer 3 – 4 kWp-Anlage	27,90
	14.000 kWh Speichergröße auf 4 Jahre bei einer 4 – 5 kWp-Anlage	34,77
	16.800 kWh Speichergröße auf 4 Jahre bei einer 5 – 6 kWp-Anlage	41,65
E.ON SolarCloud	Im Preis inbegriffen sind das uneingeschränkte Ansparen von Strom und die E.ON Aura Manager App.	ab 30,99
E.ON SolarCloud Premium	Zusätzlich zum uneingeschränkten Ansparen von Strom und der E.ON Aura Manager App ist ein Rundum-sorglos-Paket mit monatlichem Effizienzcheck, Allgefahrenversicherung inkl. Ertragsausfallversicherung enthalten.	ab 40,99

### 5.2.6 Virtueller Stromspeicher mit Laden unterwegs

E.ON kombiniert nun diesen virtuellen Stromspeicher mit Elektromobilität. Durch die „E.ON SolarCloud Drive“ wird es Kunden ermöglicht an den öffentlichen E.ON-Ladepunkten den selbst produzierten Solarstrom zu laden. Die Authentifizierung erfolgt dabei via App. Außerdem enthält dieses Angebot auch eine passende Ladestation für das Laden zuhause. Für dieses Angebot sind jedoch noch keine Preise bekannt, da es erst ab Herbst 2018 angeboten wird. Grundsätzlich gibt es hier auch ein separates Angebot für das Laden unterwegs, bei dem man sich entweder mit Ladekarte und/oder App authentifizieren kann. [102]

### 5.2.7 Verrechnungsmöglichkeit für Ladeinfrastruktur beim Unternehmen

Bei der verwendeten Ladeinfrastruktur gibt es prinzipiell unterschiedliche Möglichkeiten, das Wichtigste hierbei ist, dass jede verbrauchte kWh eindeutig dem Verbraucher zuordenbar sein muss. D.h. es muss eine dementsprechende Identifikationsmöglichkeit und Aufzeichnung der Daten geben. Der Arbeitgeber muss daher bei der Anschaffung auf eine geeignete Ladestation achten.

The Mobility House bietet einen Abrechnungsservice für Unternehmen an, der kostenpflichtige Nutzer automatisch mit einem rechtlich abgesicherten Stromabgabe- und Rückerstattungsprozess abrechnet. Dazu müssen alle berechtigten und kostenpflichtigen Nutzer (zB

Mitarbeiter mit privatem Elektrofahrzeug) und auch kostenlose Nutzer (zB Dienstwagenfahrer) in einem Online-Portal hinterlegt werden, wo auch alle Ladevorgänge kilowattstunden-genau erfasst werden und jederzeit einsehbar sind. Die Übermittlung der Ladevorgänge erfolgt über eine Internet-Verbindung oder über eine integrierte SIM-Karte in der Ladestation. Danach können sie sich mit registrierter RFID-Karte an der Ladestation anmelden. Kostenpflichtige Nutzer erhalten monatlich eine Rechnung von The Mobility House. The Mobility House hebt die Kosten ein und erstattet Sie ans Unternehmen zurück. Zusätzlich erhält das Unternehmen eine Rechnung über die monatliche Servicegebühr und einen Ladenachweis aller Nutzer. [103] Abbildung 5-2 stellt dies dar:



**Abbildung 5-2:** Abrechnungsservice für Unternehmen von The Mobility House

Die Kosten, die für diesen Service anfallen, finden sich in Tabelle 5-8:

**Tabelle 5-8** Gebühren Abrechnungsservice für Unternehmen von The Mobility House

Gebührenart	Preis exkl. Ust [EUR]
Einmalige Aktivierungsgebühr	21,00
Einmalige Aktivierungsgebühr pro neuem Nutzer inkl. RFID-Karte	6,30
Monatliche Servicegebühr für eine Ladestation mit drei Nutzern	12,52
Monatliche Servicegebühr pro weiterer Ladestation	6,30
Monatliche Servicegebühr pro weiterem Nutzer	2,44

Auch die Unternehmen wallbe [59] und plugsurfing [104] bieten ähnliche Konzepte an, die prinzipiell (fast) gleich aufgebaut sind. Bei plugsurfing gibt es zwei Möglichkeiten. Bei der Variante Basic zahlt der Arbeitgeber 10 % des Preises pro Ladevorgang und zusätzlich 9,95 EUR pro Ladekarte (exkl. MwSt). Bei der Variante Enterprise zahlt der Arbeitgeber 0,25 EUR (exkl. MwSt) pro Ladevorgang, dafür ist die Ladekarte kostenlos. Bei der Variante Basic ist dabei das Laden am Arbeitsplatz (öffentliches Laden), die Rechnungsstellung, Zahlung und Abrechnung inbegriffen. Bei dem Modell Enterprise sind dazu noch eine kostenfreie Ladekarte und das Laden zu Hause inkl. der Rückerstattung der Ladevorgänge an die Arbeitnehmer inbegriffen, was bei dem Modell Basic noch selbst vorgenommen werden muss.

## 6 GESCHÄFTSPROZESSE

Geschäftsprozesse sind normalerweise die zur Erstellung von Produkten und Leistungen erforderlichen betrieblichen Abläufe.

Im Business Engineering [105], welches sich als methoden- und modellbasierte Konstruktionslehre für Veränderungsvorhaben sieht mit dem Ziel Erkenntnisse über Transformation in Wissenschaft und Praxis zusammenzufassen und daraus Konzepte und Instrumente zur Planung und Realisierung von Geschäftslösungen abzuleiten, werden in der Prozessebene Geschäftsprozesse und ihre Beziehungen zueinander beschrieben. Dabei ist ein Geschäftsprozess eine logisch zusammenhängende Kette von Aktivitäten, die in einer vorgegebenen Ablauffolge durchzuführen sind und auf die Erzeugung bestimmter Prozessleistungen ausgerichtet sind.

Auf der Prozessebene gibt es drei Modelle:

- Prozessarchitekturmodell (Prozesslandkarte): Hier werden die wichtigsten Geschäftsprozesse und ihre Beziehungen abgebildet. Bei der Prozessbeschreibung ist zu beachten, dass Geschäftsprozesse normalerweise mehrere Funktionalbereiche eines Unternehmens berühren.
- Prozessmodell: Hier werden die Prozessleistungen, die Prozessführung, Abläufe und Verantwortlichkeiten abgebildet und die wesentlichen Elemente von Geschäftsprozessen gezeigt. Darunter fällt auch die Ablaufplanung.
- Informationsmodell: Hier werden die von den modellierten Prozessen benutzten bzw. erzeugten Informationen und ihre Verknüpfungen/Abhängigkeiten dargestellt.

Bei der Prozesslandkarte [106] handelt es sich um eine grafische Übersicht der Geschäftsprozesse. Dabei muss zwischen drei unterschiedlichen Prozessarten unterschieden werden: Management-, Wertschöpfungs- (Kern-) und Supportprozesse. Wertschöpfungsprozesse wirken unmittelbar daran mit, dass das Unternehmen Wert schafft und Geld verdient. Man denkt sie vom Kundenwunsch über die Wertschöpfungskette bis zum erfüllten Kundenwunsch. Wobei eine Prozesskette die einzelnen Prozesse enthält. In einem Unternehmen gibt es meist mehrere Wertschöpfungsprozesse. Supportprozesse garantieren, dass die Wertschöpfungskette funktioniert und umfasst typischerweise das Bereitstellen von Personal, Infrastruktur, Ausstattung, Material etc. Managementprozesse beziehen sich auf das Gesamtunternehmen und dienen der Planung, Diagnose und Steuerung der Wertschöpfungs- und Supportprozesse. Jeder Prozess bzw. Prozessbaustein setzt sich aus einzelnen Prozessschritten zusammen, welche wiederum als kleinteiligere Prozesse beschrieben werden können.

## **6.1 Vorgehensweise bei Definition des Geschäftsprozesses**

In weiterer Folge wird für die Modelle jeweils ein Prozessablauf beschrieben. Beim Prozessablauf werden chronologisch die Vorgehensweise, die Verantwortlichen und der Informationsfluss beschrieben.

Für die Darstellung der Geschäftsprozesse, sind der Ladevorgang und die Erstellung der Jahresstromabrechnung grundlegend.

### **6.1.1 Ladevorgang**

Beim Ladevorgang gibt es prinzipiell vier Prozessschritte (Prozessbausteine): Registrierung, Authentifizierung, Ladevorgang und Abrechnung. [107] Diese vier Prozessbausteine bilden die Grundlage des Geschäftsprozesses und erzeugen sichtbaren Kundennutzen, d.h. sie können als Kernprozesse bezeichnet werden. Je nach Geschäftsmodell liegen diesen Kernprozessen unterschiedliche betriebliche Supportprozesse zu Grunde, außerdem können noch weitere Bereiche auf den Prozess Einfluss nehmen.

Die Registrierung ist die Grundvoraussetzung aller nachgelagerten Prozessschritte. Sie dient der Datenerhebung über die beteiligten Personen und stellt den Beginn eines Vertragsverhältnisses zwischen dem Kunden und dem Unternehmen dar. Alle nachgelagerten Schritte gestalten sich aufbauend auf der anfänglichen Registrierung.

Bei der Authentifizierung wird sichergestellt, dass nur berechtigte Personen die Ladestation nutzen können. Festgestellt wird die Nutzungsberechtigung über ein Ausweismedium. Bei positiver Authentifizierung kann die Leistung bezogen und entsprechend abgerechnet werden. Der eigentliche Ladevorgang beginnt nach erfolgreicher Authentifizierung. Dieser Ladevorgang dauert an, bis ein Ereignis eintritt, welches zum Abbruch des Ladevorgangs führt (zB fahrzeugseitiges Entriegeln des Ladekabels, erneute Authentifizierung mit Ausweismedium). Die während des Ladeprozesses anfallenden Transaktionsdaten müssen zusätzlich übertragen und gespeichert werden und dienen als Grundlage für den Abrechnungsprozess.

Bei der Abrechnung wird die vom Nutzer in Anspruch genommene Leistung abgerechnet. Die bei jedem Vorgang erfassten Transaktionsdaten bilden die Basis für die Nutzerabrechnung. Darauf aufbauend kann eine Rechnung erstellt werden. Abgeschlossen ist der Abrechnungsprozess, wenn diese Rechnung beglichen ist.



### 6.1.2 Jahresstromrechnung

Bei den Energielieferanten wird so vorgegangen, dass monatlich durch den Kunden ein bestimmter Betrag an den Energielieferanten bezahlt wird. Dieser Betrag orientiert sich an Schätzungen bzw. bekannten Verbräuchen aus Vorperioden und wird meist im Zuge der Jahresabrechnung angeglichen. Einmal jährlich erhält der Kunde eine Jahresabrechnung, in der die genauen Zählerwerte erfasst sind und somit der genaue Verbrauch und die damit verbundenen Kosten ermittelt werden können. Dabei stellt sich heraus ob durch die monatlichen Zahlungen ein Guthaben entstanden ist, welches in der Folgeperiode gegengerechnet wird, oder es zu einer Nachzahlung kommt.

Schritte des Energielieferanten im Zusammenhang mit der Jahresstromrechnung an den Kunden:

1. Ermittlung des Zählerstandes durch den Netzbetreiber (selbst, durch beauftragtes Unternehmen oder Ablesekarte)
2. Elektronische Übermittlung der Daten an den Energielieferanten
3. Zuordnung der Werte zum Kunden
4. Abrechnung wird vorgenommen (Guthaben/Nachzahlung)
5. Erstellung und Versand der Jahresabrechnung
6. Erhalt der Zahlung (es wird davon ausgegangen, dass keine Mahnung versandt werden muss)

Zusätzlich gilt es zu beachten, dass die Rechnungslegung der Systemnutzungsentgelte im Zuge der Jahresstromabrechnung an den Kunden spätestens sechs Wochen nach der für die Abrechnungsperiode relevanten Zählerstandsermittlung zu erfolgen hat. Der Netzbetreiber muss die Rechnung über die Systemnutzungsentgelte innerhalb von drei Wochen an den Lieferanten übermitteln, sofern der Lieferant auch die Rechnung über die Netznutzung legt. [108]

Die Ökostrompauschale und die KWK-Pauschale werden vom Netzbetreiber in Rechnung gestellt und gemeinsam mit dem jeweiligen Netznutzungsentgelt eingehoben. Die Ökostrompauschale und die KWK-Pauschale werden vierteljährlich an die Ökostromabwicklungsstelle/Abwicklungsstelle für Investitionszuschüsse abgeführt. Der Ökostromförderbeitrag wird ebenfalls durch den Netzbetreiber in Rechnung gestellt. Er kann monatlich gegen nachträgliche Abrechnung eingehoben werden. Die Elektrizitätsabgabe und USt müssen ans Finanzamt abgeführt werden.

## 7 MODELL 1

Für dieses Modell soll folgendes Nutzenversprechen erfüllt werden: Der Kunde erhält einen monetären Anreiz, wenn er sein Elektrofahrzeug am Stellplatz zuhause netzgestützt, d.h. zeitversetzt und leistungsgedrosselt lädt.

Bezogen auf die Komponenten eines Geschäftsmodells muss die technische Infrastruktur zum einen vom Netzbetreiber (IKT) und zum anderen vom Kunden (intelligente Ladebox) zur Verfügung gestellt werden. Die vernetzte physische Plattform bzw. die Smart Products werden vom Kunden in Form von Elektroautos bereitgestellt. Die Software-definierte Plattform ist wiederum beim Netzbetreiber angesiedelt, da dieser auf Gegebenheiten im Stromnetz reagieren muss und die Serviceplattform ist von einem Energielieferanten zu verwalten.

### 7.1 Momentane Situation

Derzeit ist die Lage so, dass für den Kunden keinerlei Anreiz besteht, sein Fahrzeug netzdienlich zu integrieren. Deshalb ist es häufig so, dass zuhause keine Ladebox installiert wird, sondern das Elektroauto an einer normalen Haushaltssteckdose angesteckt und geladen wird. D.h. das EV ist aus Netzsicht einfach ein zusätzlicher Verbraucher im Haushalt.

Geht man trotzdem von einer netzdienlichen Integration aus, ist es heute schon möglich, das EV als unterbrechbaren Verbraucher, gleich einer Wärmepumpe, zu integrieren. Will man nun aber fremdgesteuertes zeitversetztes und leistungsgedrosseltes Laden integrieren, muss aus dem unterbrechbaren Verbraucher ein steuerbarer Verbraucher werden. Dazu gibt es unterschiedliche Pilotprojekte jedoch noch keine eindeutigen Lösungen. Probleme die sich hierbei ergeben sind, dass die herkömmliche Tonfrequenzrundsteuerung nicht mehr dem neuesten Stand der Technik entspricht und Netzbetreiber nicht in der Rolle des Flexibilitätsmanagers sind. [109]

Derzeit mangelt es an einheitlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen. Bei der Umsetzung der unter Punkt 3.4.6 beschriebenen Projekte wurde meist auf die örtlichen Gegebenheiten eingegangen und auch bereits vorhandene Infrastruktur genutzt. Dies zeigt, dass es voraussichtlich sehr viele individuelle Lösungen geben wird, die sich regional differenzieren und daher eine einheitliche Kommunikationsart umso wichtiger machen. Deshalb ist es schwierig in Bezug auf den Verteilnetzbetreiber und in weiterer Folge auch auf den Kunden und den Energielieferanten zu sagen, welche Komponenten tatsächlich gebraucht werden und mit welchen Kosten diese verbunden sind.

Außerdem muss ein Kunde derzeit einen zweiten Zählpunkt, mit allen damit verbundenen Kosten, aufweisen, sollte er sein EV als unterbrechbaren Verbraucher integrieren wollen um einen vergünstigten Tarif für das Laden seines EV in Anspruch nehmen zu können.

## 7.2 Beschreibung des Geschäftsmodelles und der Beteiligten

Dieses Geschäftsmodell geht davon aus, dass die Informationen aus dem Netz vorhanden sind. Der Energielieferant stellt nur die nötige Software zur Verfügung. Der nötige Datenaustausch zwischen Energielieferanten und Verteilnetzbetreiber findet statt.

Bei diesem Geschäftsmodell gibt es folgende Beteiligte:

- Verteilnetzbetreiber
- Kunde (Elektrofahrzeugbesitzer)
- Energielieferant

Es wird davon ausgegangen, dass die Tankstelle als unterbrechbarer Verbraucher so integriert ist, dass sie laut Vorgaben lädt. Dies bedeutet, dass zum einen mit gedrosselter Leistung geladen wird und zum anderen der Ladezeitpunkt innerhalb eines gewissen Zeitfensters variieren kann.

Es muss für den Kunden die Möglichkeit geben bei Bedarf sofort mit erhöhter Ladeleistung laden zu können, entweder durch eine App, einen Knopfdruck, o.Ä.

**Produkt- und Leistungsangebot:** Damit dieses Geschäftsmodell umsetzbar ist benötigt man eine entsprechende IKT (Steuerungsgeräte), Steuerungsoptionen und einen Steuerungsdienst. Nimmt man Bezug auf die vier Ebenen der IKT-Basisinfrastruktur so bedarf es im Kundenbereich an Empfängern und Akteuren (Ladestation), die auf die Signale des VNB bzw. Energielieferanten reagieren und einen entsprechenden Zähler.

Der VNB ist dafür verantwortlich, die nötigen Informationen aus dem Netz zu erfassen, ein IKT-Übertragungsnetz (Sendemanagementsystem) mit entsprechenden Sendern und einem Datenbackend-System zum Sammeln der Daten, zur Verfügung zu stellen. Welche Art von Kommunikation für das IKT-Übertragungsnetz verwendet wird, ist dem VNB überlassen.

Der Energielieferant ermöglicht es dem Kunden durch sein Angebot, netzunterstützend zu laden. Durch das unterbrechbare Laden fallen niedrigere Systemnutzungsentgelte an.

Stimmt der Kunde zu, sein Elektrofahrzeug als unterbrechbaren Verbraucher ins Netz zu integrieren, kann er Befehle vom VNB (Reagieren auf die Netzsituation) und vom Energieliefe-

ranten (Berücksichtigen seines Fahrplanes) erhalten, wobei Befehle des VNB Vorrang gegenüber den Befehlen des Energielieferanten haben.

Außerdem sind Regelungen für die Dauer und Häufigkeit von Unterbrechungen vorzunehmen und diese evtl. zeitlich zu begrenzen. Es muss auch ein Tool für den Kunden geben, bei dem er sagen kann, wann und wie er sein Auto verwenden möchte. Dadurch lässt sich das Zeitfenster ermitteln innerhalb dessen auf das EV regelnd zugegriffen werden kann. Dieses Tool muss auch die Möglichkeit des sofortigen Ladens mit erhöhter Ladeleistung beinhalten. Dies muss entweder vom Energielieferanten oder vom VNB erfasst werden und im Sendemanagement berücksichtigt werden. Sollte diese Option gewählt werden, fallen höhere Netzgebühren und eventuell auch höhere Energiepreise für diesen Zeitraum an.

Wie unter 4.1 beschrieben wird dieses Zeitfenster mit dem Einstecken des EV am Abend beginnen und am Morgen des nächsten Tages, je nach den Einstellungen des Kunden, enden. Die Ladeleistung ist im Normalfall mit 3,7 kW begrenzt.

**Kundensegment:** Das Angebot richtet sich an private Hausbesitzer, die ein EV und eine geeignete Lademöglichkeit besitzen. Es soll außerdem dazu animieren, das EV netzfreundlich zu integrieren, damit steuernd eingegriffen werden kann. Da Elektromobilität nach wie vor nicht am Massenmarkt angekommen ist, werden hauptsächlich Early Adopters angesprochen werden, die sich für Umweltthemen interessieren und Interesse und Freude an der Technologie haben. Tabelle 7-1 und Tabelle 7-2 beschreiben den Kunden und den VNB näher:

*Tabelle 7-1: Kundenprofil Kunde*

Kunde		
Kundenaufgaben	Kundenprobleme	Kundengewinne
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kunde ermöglicht das netzdienliche Laden seines EV</li> <li>• Kunde schafft sich Ladestation für das Laden zu Hause an</li> <li>• Umweltgedanke ausleben</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Heutzutage keine/kaum Kostenersparnis bei netzdienlicher Integration des Elektroautos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umweltgedanke wird befriedigt</li> <li>• Kostenvorteile durch netzgesteuertes Laden</li> <li>• Kombination mit der Haushaltsstromrechnung</li> </ul>

*Tabelle 7-2: Kundenprofil Verteilnetzbetreiber*

Verteilnetzbetreiber		
Kundenaufgaben	Kundenprobleme	Kundengewinne
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bereitstellen der benötigten IKT und Sendemanagementsystems</li> <li>• Erstellen von Lastflussprognosen und darauf aufbauenden Ladeprofilen</li> <li>• Aufzeichnen der Daten</li> <li>• Überprüfen der Einhaltung der Ladeprofile</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhöhter Verbrauch im Verteilnetz führt zu Überlastungen und Engpässen</li> <li>• Aufwand und Kosten für Netzausbau wenn weiterhin keine Rücksicht aufs Netz genommen wird</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Geringere Kosten für IKT im Vergleich zu Netzausbau</li> <li>• Nutzen des Smart Meters als intelligenter Messwerterfasser</li> <li>• Verhinderter Netzausbau</li> </ul>

**Wettbewerbsanalyse:** Am österreichischen Markt gibt es schon unterbrechbare Tarife, jedoch noch nicht für EV. Beim Laden von EV wird bisher nur Rücksicht auf Preissignale genommen, jedoch nicht aufs Netz. Hierbei gibt es einige Firmen, die zB im Smart Home Bereich Produkte anbieten.

Am deutschen Markt gibt es vereinzelt Angebote in diese Richtung.

**Kundenbeziehungen heute/morgen:** Es wird von einem regionalen Angebot ausgegangen, sprich beim Anbieter handelt es sich um ein regionales EVU, das dadurch eine große Kundennähe aufweist und die Kundenbindung noch intensivieren kann. Durch das zusätzliche Angebot weist das Portfolio des EVU eine größere Differenzierung auf und hebt sich so von seinen Mitbewerbern ab.

**Vertriebskanäle und -partnerschaften:** Für die Vermarktung wird auf die bereits vorhandenen Vertriebskanäle zurückgegriffen, die auch für die Vermarktung der anderen Energiedienstleistungen und -produkte verwendet werden.

Auch Installationsbetriebe von Ladestationen und EV-Verkäufer können darüber informiert werden. Des Weiteren kann versucht werden, gezielt Kunden, die bereits ein EV besitzen, zu kontaktieren.

**Marke/Design:** Das Produkt wird unter dem bereits vorhandenen Namen des EVU angeboten und soll zum nachhaltigen und ökologischen Ruf des Unternehmens beitragen.

**Schlüsselressourcen:** Damit das Angebot genutzt werden kann, benötigt man eine entsprechende technische Infrastruktur, die von den unterschiedlichen Beteiligten zur Verfügung gestellt werden muss:

- Der VNB ist für die IKT-Infrastruktur zuständig. Zusätzlich muss er ein Sendemanagement etablieren, das auch für Energielieferanten in seinem Netzgebiet zugänglich ist. Gut wäre es bei der Implementierung bereits auf Standards zu achten, sofern sich diesbezüglich bereits eine Aussage treffen lässt. Er benötigt auch eine entsprechende Software zur Steuerung des Sendemanagements (Ladesteuerungsmanagementsystem) und ist für die Installation von Empfängern und entsprechenden Zählern beim Kunden zuständig. Er muss auch die technischen Mindestanforderungen der Ladestation beim Kunden definieren.
- Das EVU benötigt eine Software um auf das Sendemanagement zugreifen zu können, um zB einen Kostenstufenplan für den kommenden Tag übermitteln zu können, sollten dynamische Tarife und ein Kundenmanagementsystem angewandt werden. Für den Kunden muss er ein Tool zur Verfügung stellen, damit dieser auch Einfluss auf

den Ladevorgang nehmen kann, sollte dies für den Kunden wichtig sein (zB sofortiges Laden).

- Der Kunde muss eine intelligente Ladebox (Akteur) installieren, welche die Mindestanforderungen des VNB erfüllt und Befehle bzgl. Laststeuerung durch den Empfänger entgegennehmen und ausführen kann. Außerdem muss ein Zähler für die verbrauchte Energiemenge vorhanden sein, der je nach Tarifmodell unterschiedliche Anforderungen erfüllen muss.

**Schlüsselpartnerschaften:** Der Energielieferant ist das Bindeglied zwischen VNB und EV-Besitzer. Für ihn ist eine vorhandene Infrastruktur, welche vom VNB zur Verfügung gestellt wird, Voraussetzung um sein Geschäftsmodell anbieten zu können. Werden unterschiedliche Tarifzonen bzw. vorgegebene Unterbrechungszeiten angewandt, braucht es Daten über den korrekten zeitlichen und mengenmäßigen Verbrauch um eine Abrechnung entsprechend des vorgegeben Tarifs und der Unterbrechungszeiten vornehmen zu können.

Sollte der Kunde Unterstützung bei der Errichtung einer geeigneten Stromtankstelle benötigen, steht das EVU beratend zur Verfügung. Entweder hat es eine geeignete Stromtankstelle im eigenen Produktportfolio oder kann an entsprechende Betriebe verweisen.

**Absatzmengen und Preisgerüst:** Dieses Angebot ist momentan noch nicht umsetzbar, da es noch an der nötigen technischen Infrastruktur bzw. den gesetzlichen Rahmenbedingungen fehlt. Es wird davon ausgegangen, dass sich bis zum Umsetzen des Angebots auch die Problematik mit Mehrparteienhäusern gelöst hat und somit jeder der ein EV besitzt auch eine dazugehörige Tankstelle errichten kann.

Die netzunterstützende Integration ist Voraussetzung für ein zukünftiges intelligentes Netz und wird wichtiger, je mehr zusätzliche Verbraucher im Verteilnetz aufkommen.

Die Absatzmenge richtet sich deshalb nach der im betrachteten Verteilnetz vorhandenen Anzahl an EV, abhängig von der entsprechenden Durchdringung. Bei einer Durchdringung von 100 % wären 167 EV vorhanden.

Bei der Wahl der Preise werden derzeit am Markt erhältliche Produkte beachtet.

**Leistungserstellung/Wertschöpfungsarchitektur:** Um das Nutzenversprechen gegenüber den Kunden halten zu können, bedarf es unterschiedlicher Partner. Wichtigster hierbei ist der VNB, welcher für die gesamte IKT-Infrastruktur verantwortlich ist und technische Mindestanforderungen für Kundenanlagen festlegt.

Eine geeignete Elektrotankstelle muss am Markt erhältlich und beim Kunden installiert sein. Für die Ladestation, die als Akteur in Erscheinung tritt, kommt der Kunde auf.

Das EVU muss in diesem Sinn keine Anlagen anschaffen sondern nur die nötige Software bereitstellen und als Ansprechpartner für die Kunden zur Verfügung stehen, was zu einem überschaubaren Investment führt. Wichtigste Aufgabe des EVU ist es, ein Angebot zu formulieren, das das netzgestützte Laden für den Kunden attraktiv macht.

**Wertschöpfungstiefe und integrativer Erstellungsprozess:** Das EVU ist für das Angebot der Dienstleistung verantwortlich, der erste Ansprechpartner für Endkunden bei Fragen zum Geschäftsmodell und für eine Erstberatung, den Verkauf und die Koordination zuständig. Der integrative Erstellungsprozess wird durch den Geschäftsprozess beschrieben und im Punkt 7.3 behandelt.

**Schlüsselaktivitäten/Wertschöpfungsnetzwerk und Schlüsselpartner:** Aufbauend auf die Schlüsselpartnerschaften und die Wertschöpfungsarchitektur müssen die identifizierten Schlüsselpartner zu einem Wertschöpfungsnetzwerk verbunden werden. Das EVU bietet das Geschäftsmodell an, ist Ansprechperson für den Kunden und übernimmt die Koordination und Abrechnung. Der VNB stellt die nötige IKT zur Verfügung, verwaltet das Sendemanagementsystem, erfasst die Messdaten und leitet sie dem EVU weiter. Der Kunde besitzt ein EV, nimmt das Angebot des EVU in Anspruch und ist mit den nötigen technischen Komponenten ausgestattet.

**Schlüsselressourcen inkl. Mengen- und spezifischem Kostengerüst:** Da zu den verwendeten Technologien und der damit einhergehenden Software keine genaue Aussage getroffen werden kann und von bereits am Markt erhältlichen Angeboten ausgegangen wird, wird die Kostenstruktur des EVU nicht betrachtet. Für den VNB lassen sich ebenfalls keine Kosten ermitteln.

**Vervollständigung der Kostenstruktur:** Die Auswirkungen der tariflichen Gestaltung auf den Kunden werden betrachtet.

### 7.3 Geschäftsprozess

Im Grunde genommen gibt es hier drei wesentliche Prozessbausteine: Registrierung, Ladevorgang und Abrechnung. Durch das Laden im Eigenheim und dem damit eindeutig zuordenbaren Zählpunkt entfällt die Authentifizierung.

**Prozessablauf:** Der VNB ist für das Engpassmanagement in seinem Netzgebiet zuständig. Er muss zunächst die nötige IKT-Infrastruktur aufbauen, die es ermöglicht leistungsgedrosselt und zeitversetzt zu Laden. Dies beinhaltet ein Sendemanagement, Empfänger und Informationen über den Netzzustand. Dies ist die Voraussetzung dafür, dass der Kunde überhaupt

netzgesteuert Laden kann. Auf das Sendemanagement haben VNB und das EVU Zugriff, wobei die Befehle des VNB vorrangig berücksichtigt werden. Somit kann der VNB Laststufendienste übertragen und das EVU Kostenstufendienste, welche im Zuge einer kostenoptimierten Ladung berücksichtigt werden können.

Tarife für das Lademanagement werden erstellt und ein Angebot durch das EVU formuliert. Das EVU nimmt die Anmeldedaten des Elektrofahrzeugbesitzers entgegen, der sein Fahrzeug netzunterstützend laden will, informiert ihn über die benötigten Komponenten und verweist ihn bei Bedarf an einen entsprechenden Installationsbetrieb. Der Kunde ist für die Installation einer geeigneten Ladeeinrichtung zuständig. Danach gibt das EVU die Kundendaten an den VNB weiter.

Der VNB nimmt die freiwilligen Anmeldungen und Daten von Elektrofahrzeugbesitzer entgegen und überprüft, ob beim EV-Besitzer alle technischen Voraussetzungen erfüllt sind und stattet ihn mit weiteren nötigen Informations- und Kommunikationskomponenten (zB Empfänger) aus. Der VNB informiert das EVU über die Integration des Kunden als intelligenten Verbraucher und integriert den Kunden in sein Ladesteuerungsmanagementsystem. Das EVU erstellt ein Kundenkonto und fügt den Kunden ebenfalls seinem Kundenmanagementsystem hinzu.

Der VNB erstellt einen Laststufenplan für das Laden der Elektroautos am kommenden Tag, aufgrund von Informationen im Netz, Prognosen und Lastflusssimulationen. Der VNB übergibt die Daten an das Sendemanagementsystem.

Falls ein dynamischer Tarif von Seiten des EVU angewandt wird, wird ein Kostenstufenplan erstellt und ebenfalls an das Sendemanagement weitergegeben. Der VNB kann auch auf Gleichzeitigkeitseffekte durch marktpreisgetriebenes Aufladen von Elektroautos, sollten dynamische Tarife angewandt werden, oder aufgrund anderer Netzbedingungen durch kurzfristige Ladesteuerung reagieren.

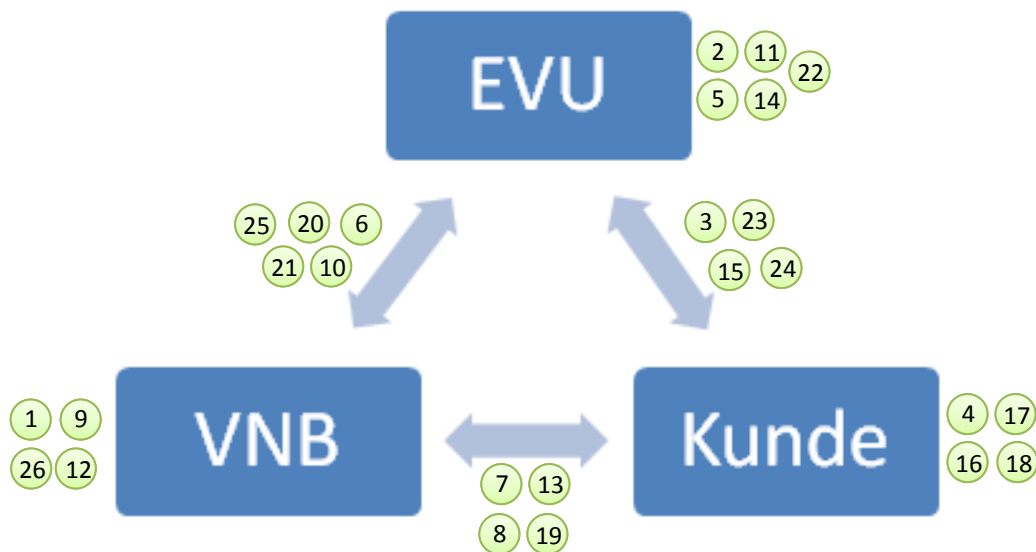
Der Empfänger beim Kunden gibt die Informationen des VNB und EVU an den Akteur weiter. Das EV wird aufgrund der Informationen entsprechend geladen. Ein Messgerät zeichnet die Ladevorgänge auf.

Der VNB liest die Messwerte aus und kontrolliert die Einhaltung des Laststufenplans.

Messwerte werden vom VNB an das EVU weitergegeben. Das EVU nimmt die Abrechnung vor und versendet eine Rechnung an den Kunden. Der Kunde erhält die Rechnung und begleicht diese. Im Zuge der Abrechnung werden auch die Verrechnung der SNE sowie der Steuern und Abgaben berücksichtigt.



Abbildung 7-1 zeigt, wer welche Aufgaben übernimmt und wie der Daten- und Informationsfluss unter den Beteiligten aussieht:



**Abbildung 7-1:** Prozessablauf leistungsgedrosseltes und zeitversetztes Laden

Die folgenden Schritte fallen nur bei der erstmaligen Inanspruchnahme des Angebots des EVU durch den Kunden an und beschreiben den Prozessbaustein der Registrierung:

1. VNB stellt nötige Infrastruktur zur Verfügung
2. EVU erstellt Angebot
3. Kunde meldet sich bei EVU und nimmt Angebot in Anspruch
4. Kunde stellt geeignete Lademöglichkeit zur Verfügung
5. EVU erfasst Kundendaten
6. EVU gibt Daten an VNB weiter
7. VNB überprüft Eignung des Kunden
8. Bei Eignung integriert VNB Kunden als intelligenten Verbraucher (Installation weiterer nötiger Kommunikationskomponenten, zB Empfänger)
9. Erfassung des Kunden im Ladesteuerungsmanagement des VNB
10. VNB informiert EVU über Eignung des Kunden
11. EVU erstellt Kundenkonto und fügt Kunden zum Kundenmanagementsystem hinzu

Die folgenden Schritte fallen laufend im Zusammenhang mit dem Betrieb an und umfassen den Ladevorgang:

12. VNB erstellt Laststufenplan für kommenden Tag
13. Übergabe des Laststufenplans an Sendemanagementsystem
14. Bei dynamischen Tarifen: EVU erstellt Kostenstufenplan
15. Übergabe des Kostenstufenplans an Sendemanagementsystem

16. Empfänger beim Kunden gibt Information an Akteur weiter
17. EV lädt anhand der Vorgaben
18. Messgerät zeichnet Ladevorgänge auf
19. VNB kontrolliert Einhaltung des Laststufenplans und liest Messwerte aus
20. VNB übermittelt Messwerte an EVU

Folgende Schritte fallen im Zuge der Abrechnung an:

21. VNB ermittelt Systemnutzungsentgelte, Ökostrompauschale und stellt Rechnung an EVU
22. EVU weist Messwerte dem entsprechendem Kundenkonto zu
23. EVU nimmt Abrechnung (inkl. Ermittlung der Beträge für Steuern und Abgaben) vor und erstellt Rechnung an Kunden
24. Kunde begleicht Rechnung des EVU
25. EVU begleicht Rechnung des VNB und führt Steuern und Abgaben an die entsprechende Stelle ab
26. VNB führt Steuern und Abgaben an die entsprechende Stelle ab

Ist der Kunde einmal beim VNB als intelligenter Verbraucher erfasst und kommt es zu einem Lieferantenwechsel entfallen die Prozessschritte 7 bis 9.

## **7.4 Finanzielle Betrachtung**

Im Zuge der finanziellen Betrachtung werden die Auswirkungen der tariflichen Gestaltung des Angebots für den Kunden betrachtet. Es wurde angenommen, dass der Ladevorgang netzdienlich stattgefunden hat. Für den Verbrauch werden die unter 4.1.1 genannten Verbrauchswerte herangezogen. Die Errichtungskosten der Elektrotankstelle werden den Anschaffungskosten des Autos zugezählt und somit nicht bei der finanziellen Betrachtung berücksichtigt.

### **7.4.1 Aktuelle Situation**

Bei der Betrachtung der aktuellen Situation wurden zwei unterschiedliche Fälle betrachtet. Einmal eine Betrachtung, bei der es für den gesamten Haushalt und das EV einen Zählpunkt (ZP) gibt und einmal eine Betrachtung, bei der es einen zweiten Zählpunkt für das EV gibt. Beim Fall mit nur einem Zählpunkt für Haushalt und EV ist das EV nicht als unterbrechbarer

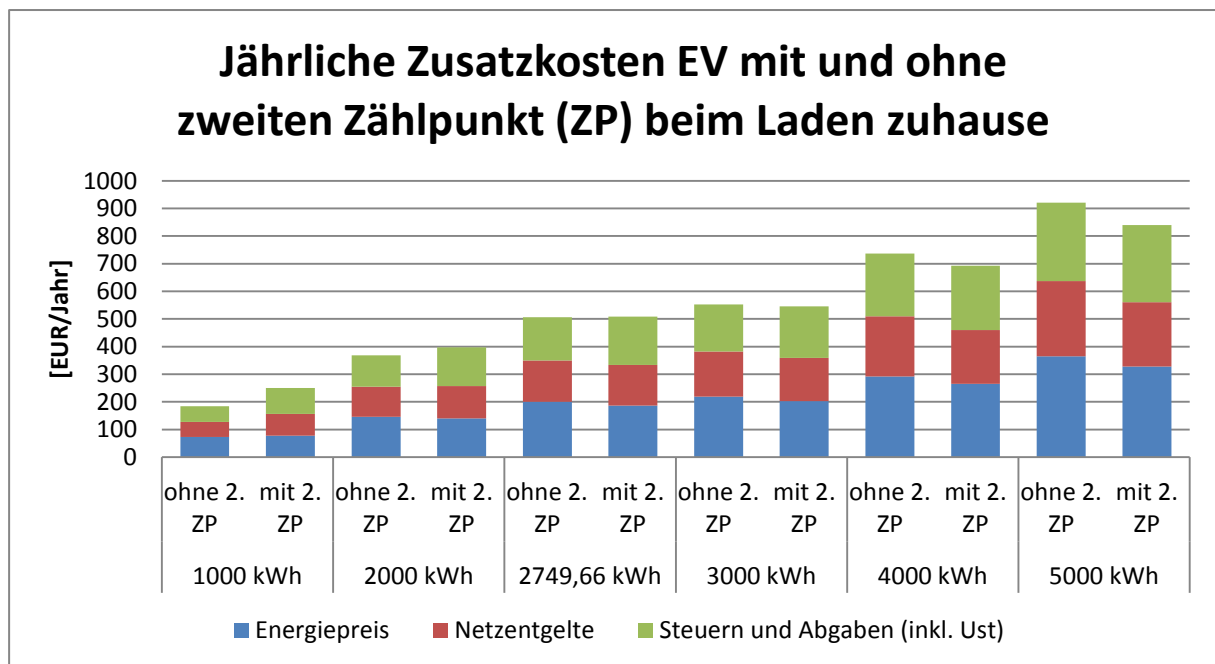
Verbraucher integriert und einfach ein zusätzlicher Verbraucher im Haushalt. Es stellt somit eine zusätzliche Belastung für das Netz dar.

Beim Fall mit einem zweiten Zählpunkt ist das EV als unterbrechbarer Verbraucher bei heutigen Gegebenheiten integriert. Durch den zweiten Zählpunkt kann ein eigener Tarif für das Elektroauto gewählt werden. In diesem Fall wurde ein Doppeltarifzähler als zweiter ZP gewählt und somit auch ein Tarif mit Hoch- und Niedertarifzeiten.

Ist die Ladeleistung zB mit 3,7 kW begrenzt, ist dies eine bedingte Erleichterung für das Netz. Es kann aber nicht auf die zeitliche Steuerung des Ladens eingegangen werden. Durch die heutigen Tarifzeiten kann es trotzdem passieren, dass bei kostenoptimiertem Laden plötzlich um 22:00 Uhr, wo die Niedertarifzeit beginnt, verstärkt zum Laden begonnen wird und schlagartig ein großer Verbrauch zu dieser Zeit hinzukommt.

Es gibt auch keine Möglichkeit des Kunden bei Bedarf mit erhöhter Leistung laden zu können.

Abbildung 7-2 zeigt die zusätzlichen Verbrauchskosten (inkl. Netzentgelten, Abgaben und Steuern), die für das EV beim Laden zuhause mit und ohne zweiten Zählpunkt anfallen:



**Abbildung 7-2:** Jährliche Zusatzkosten EV mit und ohne zweiten Zählpunkt beim Laden zuhause

Dabei wurde der Tarif „100% Naturstrom – regionale Energie für Umweltbewusste“ für die Berechnung beider Fälle verwendet. Für den Doppeltarifzähler als zweiten ZP wurden die Systemnutzungsentgelte für einen unterbrechbaren Verbraucher mit den vorgegebenen Tarifzeiten (Hochtarifzeit von 6:00 bis 22:00 Uhr und Niedertarifzeit von 22:00 bis 6:00 Uhr) herangezogen. Der Verbrauchswert von 2.749,66 kWh/Jahr stammt aus dem Projekt Mo-

ve2Grid, wenn nach Vorgaben geladen wird. Dabei war ein Verhältnis vom Verbrauch in der Hochtarifzeit zur Niedertarifzeit von ca. 70:30 vorhanden. Dieses Verhältnis wurde auch für die anderen Verbrauchswerte verwendet.

Man sieht, dass nur Vielfahrer mit einem dementsprechend hohen Verbrauch monetäre Vorteile durch einen zweiten ZP haben würden. Dies ist jedoch nur bedingt netzentlastend. Erst bei ca. 3.000 kWh (ca. 20.000 km) Fahrleistung pro Jahr ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil für den Kunden. Die durchschnittlichen Jahreskilometer pro PKW in Österreich betragen jedoch lt. Statistik Austria 11.312 km (ca. 1.700 kWh bei 15 kWh/100 km) und 12.586 km (ca. 1.900 kWh) für die Steiermark. [110] D.h. für den durchschnittlichen Fahrer besteht bei aktueller Lage kein Anreiz sein EV als herkömmlichen unterbrechbaren Verbraucher inkl. zweitem ZP zu integrieren.

Bei einem Verbrauch von 2.749,66 kWh fallen ohne zweiten ZP Kosten in Höhe von 506,49 EUR an. Dieser Wert wird auch in den folgenden Betrachtungen als Referenzwert hergenommen. Bei diesem Verbrauch würden bei Verwendung eines zweiten ZP Kosten in Höhe von 508,34 EUR anfallen.

Für die Berechnungen wurden die Werte aus Tabelle 7-3 verwendet:

**Tabelle 7-3:** verwendete Werte für die Berechnung des Stromverbrauchs des EV beim Laden zuhause bei aktueller Situation

ohne 2. Zählpunkt			mit 2. Zählpunkt (Doppeltarif, unterbrechbar)		
<b>Verbrauchswerte</b>					
Verbrauch EV	variiert	kWh	Verbrauch EV	variiert	kWh
			Verbrauch EV Hochtarif	69%	
			Verbrauch EV Niedertarif	31%	
Rechnungszeitraum	12	Monate	Rechnungszeitraum	12	Monate
<b>Energiepreise</b>					
Energiepreis	0,073	EUR/kWh	Grundpauschale	1,250	EUR/Monat
			Energiepreis HT	0,067	EUR/kWh
			Energiepreis NT	0,053	EUR/kWh
<b>Netzentgelte</b>					
Netznutzung	0,05260	EUR/kWh	Netznutzung HT	0,04230	EUR/kWh
Netzverlustentgelt	0,00176	EUR/kWh	Netznutzung NT	0,02450	EUR/kWh
			Netzverlustentgelt	0,00176	EUR/kWh
			Messentgelt inkl. Tarifumschaltung	3,40000	EUR/Monat

ohne 2. Zählpunkt			mit 2. Zählpunkt (Doppeltarif, unterbrechbar)		
Steuern und Abgaben					
Elektrizitätsabgabe	0,015	EUR/kWh	Ökostrompauschale	2,36500	EUR/Monat
Ökostromfdb. Netznutz. NE7	0,01071	EUR/kWh	Ökostromfdb. Netznutz. NE7	0,00654	EUR/kWh
Ökostromfdb. Netzverlust NE 7	0,00043	EUR/kWh	Ökostromfdb. Netzverlust NE 7	0,00043	EUR/kWh
USt	20	%	Elektrizitätsabgabe	0,01500	EUR/kWh
			KWK-Pauschale	0,10417	EUR/Monat
			USt	20	%

#### 7.4.2 Tarif Neu 1 – Umschaltgebühr

Bei diesem Tarif gibt es einen Doppeltarifzähler für den Haushalt und das EV. Ein Zählwerk misst den Haushaltsverbrauch und das zweite Zählwerk den Verbrauch des EV. Für den Haushaltsverbrauch wird der ganz normale Hochtarif (HT) verrechnet. Für den Verbrauch des EV wird ein Niedertarif (NT) verrechnet.

Normalerweise lädt das EV gedrosselt mit einer Ladeleistung von max. 3,7 kW. Bei Bedarf kann das EV aber mit höherer Leistung laden. Diese Leistung ist durch die Anschlussleistung des Haushaltes begrenzt. In diesem Fall wird von max. 11 kW ausgegangen. Das Laden mit erhöhter Leistung beginnt, wenn der Kunde per App o.Ä. das sofortige Laden mit erhöhter Leistung auswählt. Dadurch wird die Leistung erhöht und der Verbrauch des EV mit dem Haushalt mitgemessen, sprich es wird auf das andere Zählwerk umgeschaltet. Somit wird für diesen Verbrauch nun auch der HT verrechnet. Zusätzlich gibt es eine Umschaltgebühr, die jedes Mal, wenn mit erhöhter Leistung geladen wird, verrechnet wird. Dafür ist es wichtig, dass die Anzahl der Umschaltungen dokumentiert wird. Diese Dokumentation muss nicht durch den NB erfasst werden, sondern kann auch durch den Energielieferanten erfasst werden, da die Anzahl der Umschaltungen nur die Verrechnung der Energiepreise betrifft und nicht die Systemnutzungsentgelte.

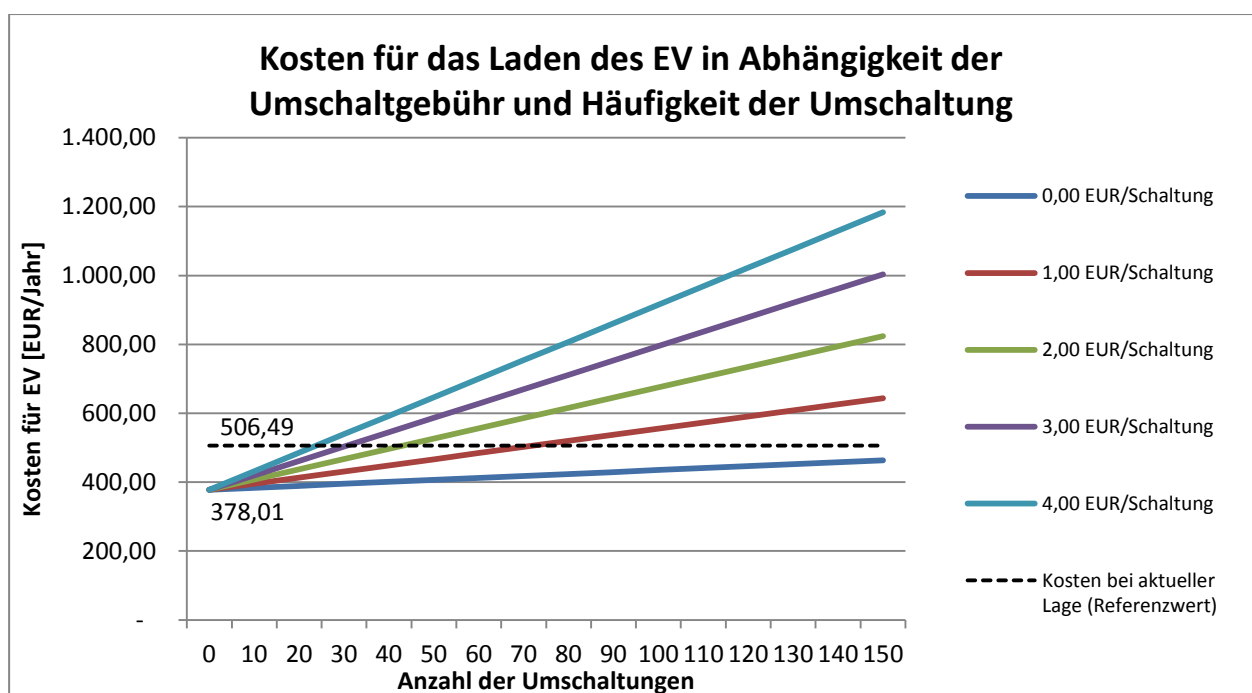
Außerdem muss die Umschaltung begrenzt sein. Entweder zeitlich oder auf einen Ladevorgang beschränkt. Danach wird die Leistung wieder gedrosselt und auch wieder auf das Zählwerk, dass den NT misst, zurückgeschaltet.

Bei der Verrechnung wurden die SNE für einen Doppeltarif verwendet. Wobei das Entgelt für die Messleistung dem Haushalt zugerechnet wurde und die Kosten für die Tarifumschaltung dem EV. Für den Energietarif wurde der Tarif „100 % Naturstrom“ verwendet. Für den HT wurde der normale Verbrauchspreis und für den NT der verringerte Preis der Niedertarifzeit herangezogen. Zusätzlich wird noch eine Umschaltgebühr verrechnet.

Der Tarif ist klar netzentlastend durch das gedrosselte Laden und geht auch auf das Kundenbedürfnis des sofortigen Ladens mit erhöhter Ladeleistung ein. Die Umschaltgebühr soll den Kunden animieren hauptsächlich mit gedrosselter Leistung zu laden, da die Gesamtkosten stark von der Anzahl der Umschaltungen und der damit einhergehenden Umschaltgebühr abhängen.

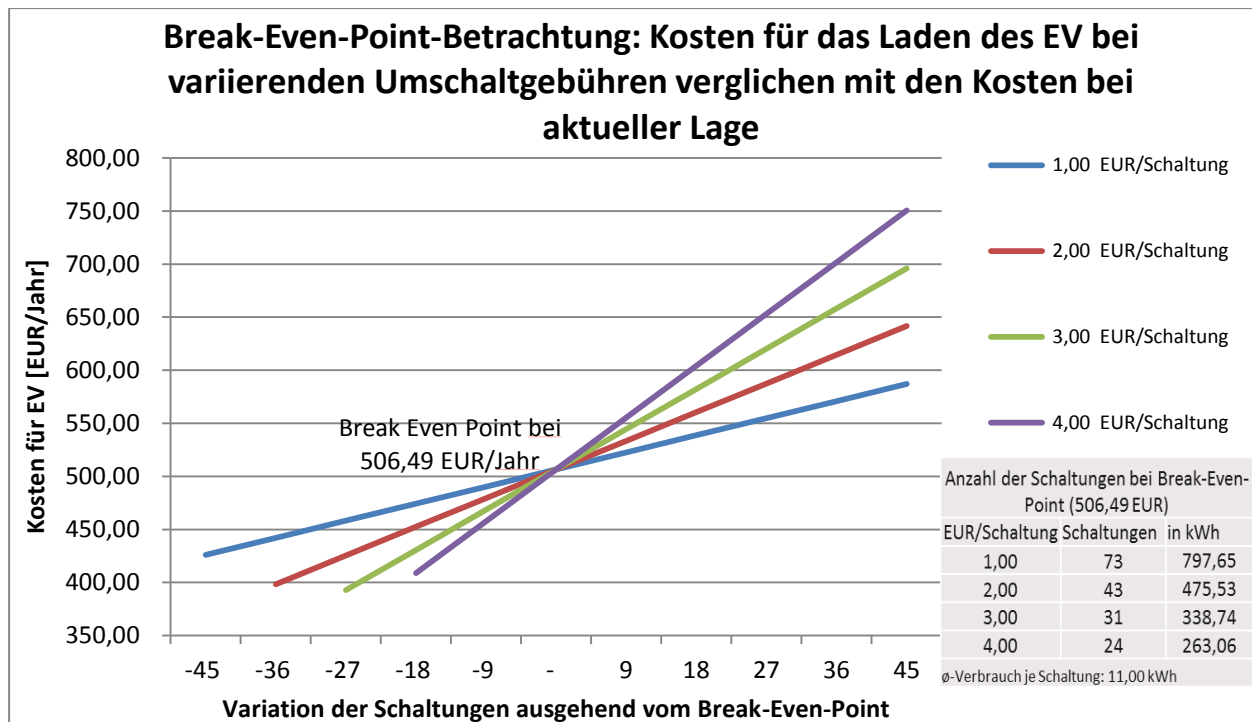
Damit der Tarif umsetzbar ist, bräuchte es nur eine einzige Änderung in der Regulierung: Die Tarifzeiten für Hoch- und Niedertarif müssten abgeschafft werden, um so Spielraum für Flexibilitätsw Zwecke zu geben.

Abbildung 7-3 und Abbildung 7-4 zeigen die Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der Höhe der Umschaltgebühr und der Häufigkeit der Umschaltungen:



**Abbildung 7-3:** Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der Umschaltgebühr und Häufigkeit der Umschaltung

Für eine Umschaltung wird von einem durchschnittlichen Verbrauch von 11 kWh ausgegangen, welcher dem Durchschnittswert einer Ladung im betrachteten Zeitraum entspricht. Für den Verbrauchswert wurde wieder der Wert von 2.749,66 kWh/Jahr herangezogen. Mit steigender Umschaltgebühr nehmen die Kosten für den Kunden, sollte er Umschaltungen vornehmen, stark zu. Die 506,49 EUR beziehen sich auf das Laden bei heutigen Bedingungen ohne zweiten ZP für das EV wie unter 7.4.1 beschrieben.



**Abbildung 7-4:** Break-Even-Point: Kosten für das Laden des EV bei variierenden Umschaltgebühren verglichen mit den Kosten bei aktueller Lage

Der Break-Even-Point bezieht sich auf die Kosten für das Laden bei heutigen Bedingungen, d.h. bei aktueller Lage mit einem ZP für Haushalt und EV. Auch hier sieht man wieder sehr gut, wie stark die Gesamtkosten von der Anzahl der Schaltungen, also von der Anzahl der Ladungen mit erhöhter Ladeleistung, und der verrechneten Gebühr für die Umschaltung abhängen.

Für die Berechnung wurden die Werte aus Tabelle 7-4 verwendet:

**Tabelle 7-4:** verwendete Werte für die Berechnung des Stromverbrauchs des EV beim Laden zuhause und dem Tarif Neu 1

Verwendete Werte		
Verbrauch EV	2.749,66	kWh
Rechnungszeitraum	12	Monate
Energiepreise		
Grundgebühr	1,25	EUR/Monat
Energiepreis HT	0,073	EUR/kWh
Energiepreis NT	0,0525	EUR/kWh
Umschaltgebühr	variiert	EUR/Schaltung
Netzentgelte		
Netzleistung	2,5	EUR/Monat
Netznutzung HT	0,0526	EUR/kWh
Netznutzung NT	0,0298	EUR/kWh
Netzverlustentgelt	0,00176	EUR/kWh

Netzentgelte		
Tarifumschaltung	1,00	EUR/Monat
Steuern und Abgaben		
Elektrizitätsabgabe	0,015	EUR/kWh
Ökostrompauschale	2,365	EUR/Monat
KWK-Pauschale	0,1042	EUR/Monat
Ökostromfdb. Netznutz. NE 7 (Leistung)	0,6442	EUR/Monat
Ökostromfdb. Netznutz. NE7 (Arbeit)	0,01071	EUR/kWh
Ökostromfdb. Netzverlust NE 7	0,00043	EUR/kWh
USt	20	%

### 7.4.3 Tarif Neu 2 – neue Systementgeltkomponente

Bei diesem Tarif kommt das oben beschriebene Geschäftsmodell zur Anwendung. Hierbei gibt es einen zweiten Zählpunkt für das EV. Dieses ist ebenfalls wieder als unterbrechbarer Verbraucher, der den beschriebenen Anforderungen entspricht, integriert. Normalerweise wird mit einer gedrosselten Leistung von max. 3,7 kW geladen. Bei Bedarf, also auf Wunsch des Kunden, kann aber mit höherer Leistung geladen werden. Das heißt auch hier muss es wieder die Möglichkeit für den Kunden geben, diese Option zu wählen und die Dauer des Ladens mit erhöhter Leistung zu begrenzen (zeitlich oder auf einen Tankvorgang).

Die erhöhte Leistung muss aber nicht zwingend durch die Anschlussleistung begrenzt sein, sondern kann von der Netzsituation abhängen. Dabei ist ein entsprechender Zähler wichtig, der die Ladeleistung und die geladene Strommenge erfasst.

Bei der Verrechnung wird wieder der Tarif „100 % Naturstrom“ herangezogen. Für das Laden mit erhöhter Leistung wird jedoch ein höheres Energieentgelt von 0,10 EUR/kWh verrechnet. Zusätzlich gibt es größere Anpassungen bei den SNE. Es wird kein Messentgelt verrechnet und es gibt eine neue Systementgeltkomponente, die nur für das Laden mit erhöhter Leistung verrechnet wird und von der geladenen Leistung und der verbrauchten Energiemenge abhängt [EUR/(kWh\*kW)]. Dies wurde als HT bezeichnet. Für das gedrosselte Laden wurde eine Gebühr von 0,025 EUR/kWh für die Netznutzung angenommen und kein Entgelt für die Netzleistung verrechnet. Dies wurde als NT bezeichnet. Bei den Steuern und Abgaben gibt es keine Änderungen.

Bei der Verrechnung der neuen Netzentgeltkomponenten wird für den Leistungsteil so vorgegangen, dass die Differenz zwischen der tatsächlich geladenen Leistung und der max. gedrosselten Leistung von 3,7 kW herangezogen wird. Wird zB anstatt mit 3,7 kW mit 11 kW geladen so wird für die Berechnung die Differenz gebildet und mit diesen 7,3 kW gerechnet (11-3,7=7,3).



Der Tarif ist durch das gedrosselte Laden klar netzentlastend und geht auch auf das Kundenbedürfnis des sofortigen Ladens mit erhöhter Ladeleistung ein.

Abbildung 7-5 und Abbildung 7-6 zeigen den Zusammenhang zwischen den Kosten für das Laden des EV zuhause in Abhängigkeit der verbrauchten Energiemenge mit erhöhter Leistung, der tatsächlichen Ladeleistung und dem verrechneten Preis der neuen Netzentgeltkomponente. Für die tatsächliche Ladeleistung wurde das Laden mit 11 kW und das Laden mit 22 kW betrachtet.

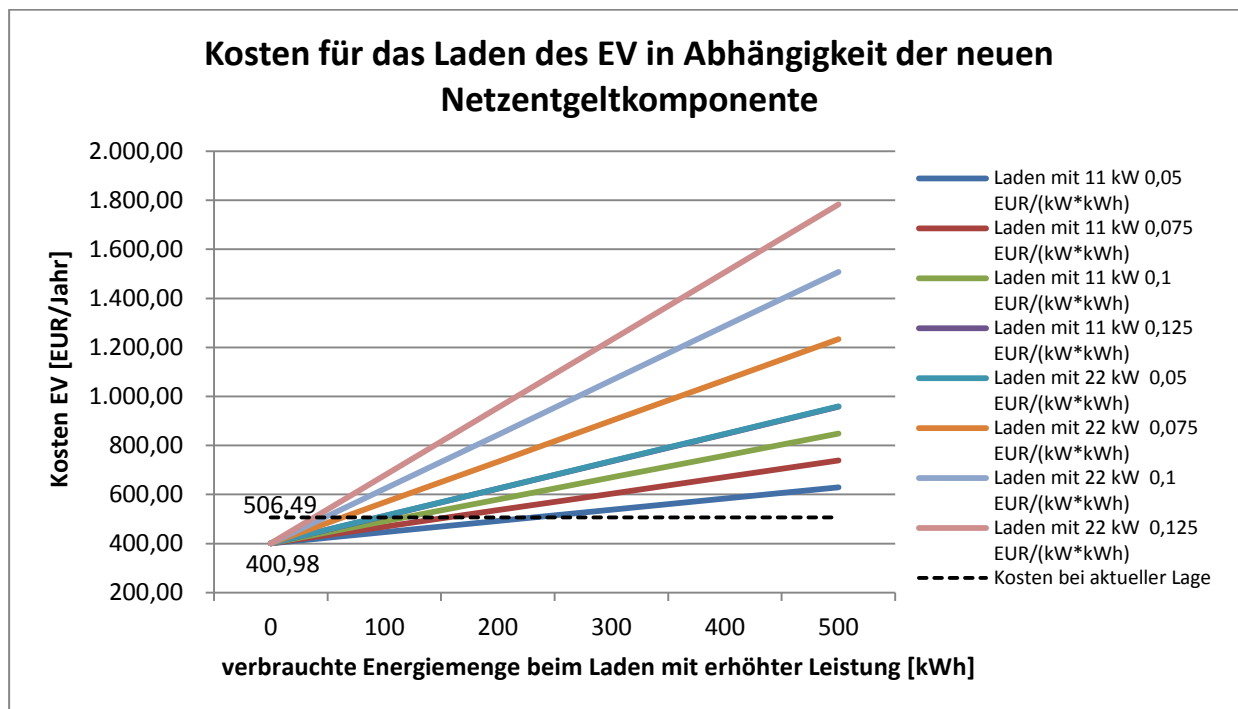
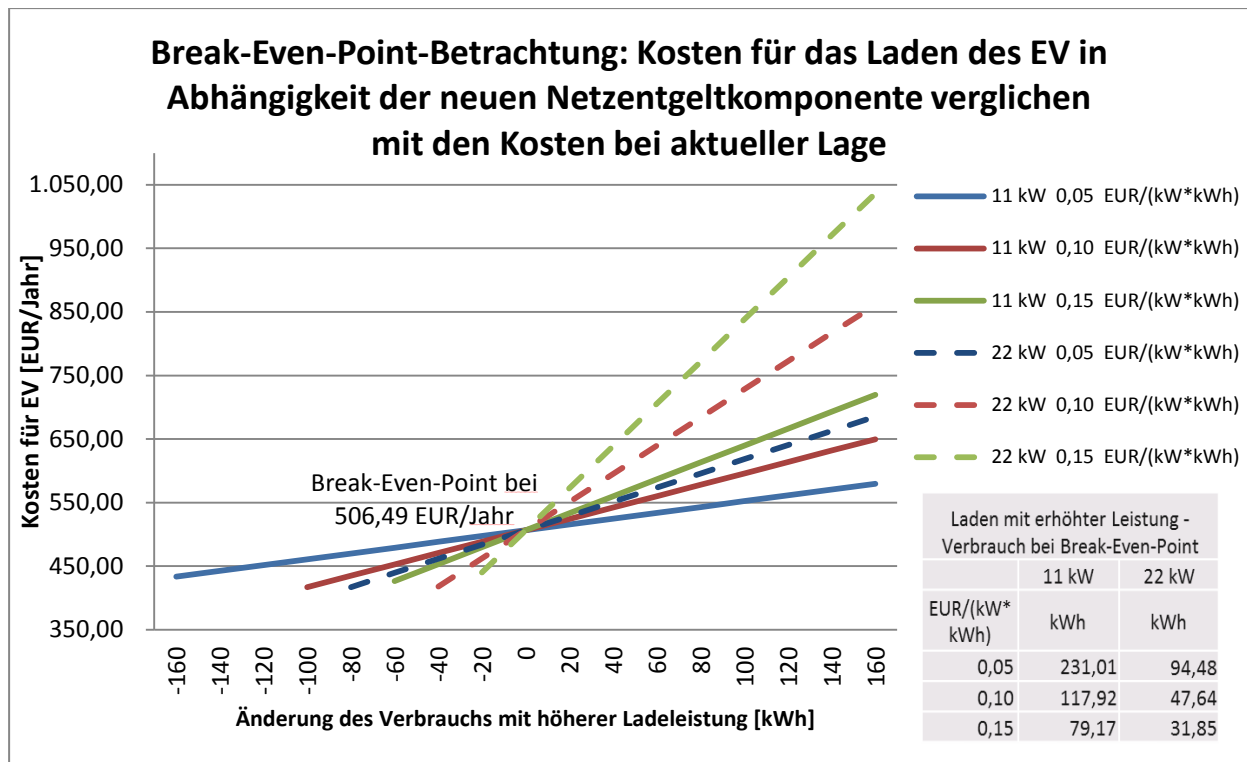


Abbildung 7-5: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der neuen Netzentgeltkomponente

Wird ständig mit gedrosselter Ladeleistung geladen, würden sich Kosten von 400,98 EUR/Jahr ergeben.



**Abbildung 7-6:** Break-Even-Point-Betrachtung: Kosten für das Laden des EV in Abhängigkeit der neuen Netzentgeltkomponenten verglichen mit den Kosten bei aktueller Lage

Der Break-Even-Point bezieht sich wieder auf das Laden bei heutigen Bedingungen, d.h. mit einem ZP für Haushalt und EV ohne gesonderten Tarif für das EV. Die Untersuchung wurde auch wieder für einen Verbrauch von 2.749,66 kWh/Jahr durchgeführt.

Man sieht hier sehr gut, wie stark die Gesamtkosten für den Kunden von der Ladeleistung und der verrechneten Netzentgeltkomponente abhängen und wie gering die verbrauchte Energiemenge eigentlich ist um den Break-Even-Point zu erreichen.

Für die Berechnung wurden die Werte aus Tabelle 7-5 verwendet:

**Tabelle 7-5:** verwendete Werte für die Berechnung des Stromverbrauchs des EV beim Laden zuhause und dem Tarif Neu 2

Verwendete Werte		
Verbrauch EV	2.749,66	kWh
Rechnungszeitraum	12	Monate
Energiepreise		
Grundpauschale	0,6	EUR/Monat
Energiepreis NT	0,0594	EUR/kWh
Energiepreis HT	0,10	EUR/kWh
Netzentgelte		
Netzleistung und -nutzung HT	variiert	EUR/(kW*kWh)
Netznutzung NT	0,025	EUR/kWh

<b>Netzentgelte</b>		
Netzverlustentgelt	0,00176	EUR/kWh
<b>Steuern und Abgaben</b>		
Ökostrompauschale	2,365	EUR/Monat
Elektrizitätsabgabe	0,015	EUR/kWh
Ökostromfdb. Netznutz. NE7 (Arbeit)	0,00654	EUR/kWh
Ökostromfdb. Netzverlust NE 7	0,00043	EUR/kWh
KWK-Pauschale	0,1041667	EUR/Jahr
USt	20	%

## 8 MODELL 2

Für dieses Modell gibt es folgendes Nutzenversprechen: Der Kunde kann sein Elektrofahrzeug beim Arbeitgeber mit seinem zuhause erzeugten PV-Strom laden.

Bei diesem Modell wird nicht auf Besonderheiten im Netz eingegangen. Es handelt sich rein um die Implementierung eines Geschäftsmodelles bei schon gegebenen Netzbedingungen. Der VNB spielt nur insoweit eine Rolle, als dass er seine üblichen Pflichten und Aufgaben als Netzbetreiber wahrnimmt. Er wird nicht gesondert betrachtet.

Aufbauend auf den Komponenten eines Geschäftsmodells muss die technische Infrastruktur vom Arbeitgeber (Ladestation) bereitgestellt werden. Die vernetzte physische Plattform wird vom Kunden in Form von PV-Anlage und Elektroauto bereitgestellt. Die software-definierte Plattform und auch die Serviceplattform ist beim Energielieferanten angesiedelt, da er Produktion der PV-Anlage und Verbrauch durch das Elektroauto verknüpft, die Daten aufbereitet und dem Kunden zur Verfügung stellt.

Da das Laden beim Arbeitgeber bis jetzt meist selbst durch den Arbeitgeber geregelt war und es auch momentan in Österreich nicht möglich ist den selbst erzeugten Strom anderswo zu verbrauchen, eröffnet sich durch dieses Angebot ein neuer Geschäftsbereich.

Da Studien belegen, dass EV-Nutzer hauptsächlich zuhause bzw. beim Arbeitgeber laden, ist dies auch nicht wirklich eine Konkurrenz für das Laden unterwegs. Denkt man an zukünftige Entwicklungen ist es sogar ein Vorteil, wenn mehr Leute animiert werden beim Arbeitgeber zu laden um während der Arbeitszeit mit dem Stromnetz verbunden zu sein, da somit der Speicher des EV für Lastmanagement bzw. andere Funktionen zur Verfügung stehen kann.

### 8.1 Beschreibung der momentanen Situation

Derzeit ist die Situation so, dass ein privater PV-Anlagen-Besitzer den überschüssigen Strom zu gegebenen Bedingungen ins Netz einspeist. Er erhält dafür eine Vergütung, die sich aufgrund des mit dem Energielieferanten vereinbarten Preises für eine Einspeisung ins Netz berechnet. Lädt er sein EV beim Arbeitgeber, so zahlt er diesem den verbrauchten Strom. Dies dient auch als Referenzszenario. Als Beispiel wird das Laden an der Montanuniversität Leoben als Arbeitgeber betrachtet.

Viele PV-Anlagen-Besitzer sind gleichzeitig Mitglieder in der Öko-Bilanzgruppe und sind an die vertraglichen Bedingungen gebunden. Das beinhaltet auch die Vertragsdauer. Solange dieser Vertrag andauert, ist es dem PV-Anlagen-Besitzer schwer möglich, ein anderes Ange-

bot bzgl. der Einspeisung seines PV-Stroms anzunehmen. Das Angebot ist daher nur für jene interessant, die bereits aus der Öko-Bilanzgruppe aufgrund der Laufzeit ausgeschieden bzw. keine Mitglieder sind.

Was hier berücksichtigt werden muss bzw. zu Problemen führen kann ist, dass der Arbeitgeber im Normalfall kein Energielieferant ist und den Strom nicht in Gewinnabsicht weiterverrechnen darf.

## 8.2 Beschreibung des Geschäftsmodelles und der Beteiligten

Für dieses Modell müssen einige Voraussetzungen erfüllt sein. Der Energielieferant hat Lieferantenstatus und darf mit Energie handeln. Der Energielieferant bietet nur die Dienstleistung an, die es dem Kunden ermöglicht beim Arbeitgeber den eigenen PV-Strom zu tanken. Außerdem wird davon ausgegangen, dass der Kunde bereits eine PV-Anlage und ein Elektroauto besitzt. Beim Arbeitgeber wird davon ausgegangen, dass er eine geeignete Ladestation errichtet bzw. bereits errichtet hat, dies ist jedoch nicht Teil des Angebots des Geschäftsmodells, sondern eine Art Zusatz, der bei der finanziellen Betrachtung des Arbeitgebers berücksichtigt wird. Außerdem wird ausgehend von der Lage an der Montanuniversität auch davon ausgegangen, dass der Arbeitgeber die Kosten für den Stromverbrauch durch das EV 1:1 – ohne Gewinnabsicht – weitergeben darf.

Bei diesem Geschäftsmodell gibt es folgende Beteiligte:

- Energielieferant/EVU
- Arbeitnehmer (Kunde/PV-Anlagen-Besitzer/EV-Besitzer)
- Arbeitgeber

Das Angebot ist nur nutzbar, wenn der Energielieferant auch den Haushaltsstrom an den Arbeitnehmer liefert.

**Produkt- und Leistungsangebot:** Modell 2 kombiniert sozusagen die oben beschriebenen Angebote eines virtuellen Energiespeichers mit Verrechnungsmöglichkeiten fürs Laden beim Arbeitgeber. Der Kunde wird als Überschusseinspeiser betrachtet. Die überschüssige eingespeiste Strommenge wird dem Kunden auf einem Konto gutgeschrieben. D.h. der Kunde verkauft den Strom an den Energielieferanten, aber anstatt einer reinen finanziellen Vergütung erhält er eine Art Gutschrift, die es ihm erlaubt, eine gewisse Strommenge an einem bestimmten Ort, außerhalb des Eigenheimes, zu verbrauchen. Für die Kosten, die durch den Stromverbrauch an dem anderen Ort (Arbeitgeber) anfallen, kommt der Energielieferant auf. Die Speichergröße des virtuellen Energiespeichers ist unbegrenzt.

Außerdem wird dem Kunden ein Ausweismedium für die Authentifizierung beim Arbeitgeber zur Verfügung gestellt. Ein Übersichtportal über den Stromverbrauch bzw. das -guthaben macht nur dann Sinn, wenn ein Smart Meter verwendet wird und der Verbrauch der Elektrotankstelle regelmäßig durch den Energielieferanten erfasst wird. Es wird daher in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

Durch die Authentifizierung beim Arbeitgeber kann die genaue Verbrauchsmenge des „getankten“ Stroms erfasst werden. Dem Energielieferanten muss die verbrauchte Menge an Strom beim Arbeitgeber bekannt gegeben werden. Er vergütet dem Arbeitgeber die verbrauchte Menge an Strom und zieht die entsprechende Energiemenge vom Konto des Kunden ab. Verbraucht der Kunde mehr Strom als am Konto gutgeschrieben, zahlt der Kunde für den zusätzlichen Verbrauch, der durch das EV am Arbeitsplatz entsteht, den dort verrechneten Preis durch den Arbeitgeber. Andersherum, sollte er mehr Strom am Konto haben als er verbrauchen kann, erhält er dafür vom Energielieferanten eine entsprechende Vergütung.

Der Kunde soll einen monetären Vorteil daraus ziehen. Der Arbeitgeber unternimmt etwas um seine Mitarbeiter zu binden bzw. etwas für seine Mitarbeiter zu tun. Deshalb steht bei ihm nicht die Gewinnabsicht im Vordergrund, sondern eine nicht monetär messbare Dienstleistung an seinen Mitarbeitern. Der Energielieferant erhält für seine Dienstleistung eine Gebühr vom Arbeitgeber und vom Kunden.

Dieses Angebot kann mit den bereits am Markt etablierten Produkten umgesetzt werden. Neuartig dabei ist, dass Bereiche, die bis jetzt nicht verknüpft waren, verbunden werden um so einen Mehrwert für den Kunden zu schaffen.

Die Preise für das Angebot orientieren sich an am Markt momentan erhältlichen Produkten/Dienstleistungen, die in diesem Zusammenhang relevant sind.

**Kundensegmente:** Das Angebot richtet sich an Privathaushalte, die ein EV und eine PV-Anlage besitzen und deren Arbeitgeber schon eine geeignete Stromtankstelle errichtet haben bzw. bereit sind eine solche zu errichten. Da Elektromobilität nach wie vor nicht am Massenmarkt angekommen ist, werden hauptsächlich Early Adopter angesprochen, die sich für Umweltthemen interessieren, Interesse und Freude an der Technologie haben und sich außerdem für wirtschaftliche Möglichkeiten, ihren eigenen Solarstrom zu verwenden, interessieren.

Da sich das Angebot an alle richtet, die eine PV-Anlage und ein Elektroauto besitzen, ist das Kundensegment derzeit stark eingeschränkt. Durch die nach wie vor steigende Zahl an verbauten PV-Anlagen und auch der steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen und verbauten Ladepunkten am Markt ist dies ein wachsender Sektor.

Für Unternehmen, die es ihren Mitarbeitern durch das zur Verfügung stellen einer Ladestation ermöglichen am Arbeitsplatz ihr privates EV zu laden, gelten im Wesentlichen dieselben Eigenschaften wie für Arbeitnehmer. D.h. der ökologische und zu einem gewissen Grad auch der ökonomische Gedanke stehen im Vordergrund. Zusätzlich spielt hier auch noch der Aspekt der Mitarbeiterbindung eine Rolle. Tabelle 8-1 und Tabelle 8-2 beschreiben den Arbeitnehmer und den Arbeitgeber näher:

**Tabelle 8-1: Kundenprofil Arbeitnehmer/EV-Besitzer**

Arbeitnehmer		
Kundenaufgaben	Kundenprobleme	Kundengewinne
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kunde tritt als Stromerzeuger auf</li> <li>• Vertrag für Überschusseinspeisung mit Energielieferanten</li> <li>• Umweltgedanke ausleben</li> <li>• Fahrspaß und Fahrkomfort</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kosten für Strom für das Laden beim Arbeitgeber übersteigen Kosten des Einspeisetarifs</li> <li>• Zusätzliche Stromabrechnung durch Tanken beim Arbeitgeber</li> <li>• Beschränkte Reichweite des EV</li> <li>• Hohe Gebühren und Unannehmlichkeiten beim Tanken unterwegs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umweltgedanke wird befriedigt</li> <li>• Anderweitige Nutzung des selbst erzeugten PV-Stroms</li> <li>• Erhöhte Reichweite, durch Möglichkeit des Ladens beim Arbeitgeber</li> <li>• Unabhängigkeit von Energiepreisentwicklungen</li> </ul>

**Tabelle 8-2: Kundenprofil Arbeitgeber**

Arbeitgeber		
Kundenaufgaben	Kundenprobleme	Kundengewinne
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arbeitgeber stellt Ladeinfrastruktur zur Verfügung</li> <li>• Mehrwert für Mitarbeiter schaffen</li> <li>• Umweltgedanken ausleben</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arbeitgeber darf keinen Strom verkaufen (hat keinen „Lieferantenstatus“)</li> <li>• Vermehrter Aufwand durch Abrechnung</li> <li>• Hohe Kosten für Errichtung der Ladeinfrastruktur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verwaltung der Ladestation wird durch EVU durchgeführt</li> <li>• EVU übernimmt Abrechnung von Strom</li> <li>• Mitarbeiterbindung</li> </ul>

**Wettbewerbsanalyse:** Da es dieses Angebot in dieser Form noch nicht gibt, kann man auch noch von keinen Wettbewerbern am Zielmarkt sprechen. Ähnliche Produkte sind bis jetzt nur vereinzelt am deutschen Markt erhältlich, nicht jedoch am österreichischen.

Konkurrenz gibt es von Arbeitgebern, die das Laden des privaten EV am Firmenparkplatz kostenlos zur Verfügung stellen oder zu sehr geringen Preisen.

**Kundenbeziehung heute und morgen:** Da davon ausgegangen wird, dass es sich beim Energielieferanten um ein regionales EVU handelt, sind die Kundenbeziehungen meist persönlicher und enger Natur. Durch das zusätzliche Angebot sollen diese Kundenbeziehungen weiter intensiviert werden.

**Vertriebskanäle und -partnerschaften:** Für die Vermarktung wird auf die bereits vorhandenen Vertriebskanäle zurückgegriffen, die auch für die Vermarktung der anderen Energiedienstleistungen und -produkte verwendet werden.

Außerdem ist es sinnvoll Kunden im Versorgungsgebiet, die bereits im Besitz einer PV-Anlage sind und auch jene, bei denen bekannt ist, dass sie ein Elektroauto haben, zu informieren. Auch Unternehmen/Arbeitgeber in der Region werden über dieses Angebot informiert.

Zusätzlich bietet sich auch eine Zusammenarbeit mit regionalen Handwerksbetrieben, die für Installation und Wartung von PV-Anlagen und Ladestationen zuständig sind, an. Auch EV-Verkäufer sollten informiert werden.

**Marke/Design:** Da es sich um eine Erweiterung des Produktportfolios handelt, wird es unter dem bereits etablierten Namen des regionalen EVUs angeboten. Das Produkt soll zum nachhaltigen und ökologischen Ruf des Energielieferanten beitragen.

**Schlüsselressourcen:** Da der Energielieferant nur in Bezug auf seinen Erlös betrachtet wird, wird in diesem Punkt davon ausgegangen, dass der Energielieferant die benötigten Daten sammelt, aufzeichnet und eine Abrechnung vornimmt. Dies wird vom bereits vorhandenen Personal vorgenommen.

Schlüsselressourcen, die von Seiten des Kunden vorhanden sein müssen, sind eine PV-Anlage und ein EV. Des Weiteren ist die Ladeinfrastruktur beim Arbeitgeber wichtig.

**Schlüsselpartnerschaften und deren Beziehung untereinander:** Der Energielieferant stellt die Beziehung zwischen Arbeitnehmer und Arbeitgeber her und übernimmt die Abrechnung und Verwaltung. Für den Energielieferanten ist es deshalb wichtig, die entscheidenden Zählerwerte von der Einspeisung der PV-Anlage und von der geladenen Energiemenge beim Arbeitgeber zu erhalten.

**Absatzmengen und Preisgerüst:** Die Absatzmenge orientiert sich an den im Netz befindlichen von Durchdringung abhängigen E-Fahrzeugbesitzern, die gleichzeitig auch eine PV-Anlage besitzen.

Im betrachteten Gebiet wurden bisher kaum PV-Anlagen errichtet, jedoch weisen 75 der 80 Anschlusspunkte ein gutes oder sehr gutes Potenzial für eine PV-Einspeisung auf. Das entspricht 93,75 %.

Bei den 80 Anschlusspunkten sind 10 davon Mehrparteienhäuser. D.h. die Anzahl an Eigenheimen wird mit 70 angenommen. Multipliziert mit den 93,75 % ergeben sich ca. 66 (65,63) Haushalte. Durch die Problematik, die es nach wie vor bei der Errichtung von PV-Anlagen



bzw. Elektrotankstellen in Mehrparteienhäusern gibt, richtet sich das Angebot an die 66 Eigenheimbesitzer als potenzielle Zielgruppe.

Da davon auszugehen ist, dass nicht jeder, der eine PV-Anlage/EV besitzt, das Angebot in Anspruch nehmen wird, es netztechnisch nicht erforderlich ist und sich das Angebot auch an PV-Einspeiser/EV-Besitzer die in das betrachtete Gebiet einpendeln, richtet, wird angenommen, dass sich diese die Waage halten. Deshalb werden die 66 Eigenheimbesitzer herangezogen.

Im betrachteten Gebiet befinden sich insgesamt 31 Gewerbebetriebe, wobei angenommen wird, da nur ca. ein Drittel auch groß genug sind, wo sich das Aufstellen einer Lademöglichkeit für den Arbeitnehmer auch auszahlt. Daher ergeben sich 10 potentielle Kunden für den Bereich Arbeitgeber.

Die Preise für die Dienstleistung orientieren sich an derzeit am Markt erhältlichen Produkten/Dienstleistungen.

**Leistungserstellung/Wertschöpfungsarchitektur:** Das Aufladen des EV mit dem eigenen PV-Strom lässt sich rein bilanziell lösen. Im Endeffekt erhält der Arbeitnehmer eine Gutschrift über eine bestimmte Energiemenge, die es ihm erlaubt diese Energiemenge an einem zusätzlichen zu bestimmenden Ort (Arbeitgeber) zu verbrauchen. Die Kosten, die damit verbunden sind, trägt das EVU. Dafür werden dem Arbeitgeber und -nehmer eine Gebühr verrechnet. Damit der Arbeitnehmer das Angebot nutzen kann, muss er seinen Haushaltsstrom, inkl. eines Vertrags für die Überschusseinspeisung, beim EVU beziehen. Der Arbeitgeber überlässt die Verwaltung der Stromtankstelle dem EVU.

Durch die Identifikationsmöglichkeit könnte die Tankstelle theoretisch auch noch anderen Gruppen zugänglich gemacht werden. Dies wird jedoch in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

Das EVU muss nur die Zählwerte bzw. den Verbrauch der beiden Standorte des Arbeitnehmers erhalten um eine entsprechende Verrechnung durchführen zu können.

Das Geschäftsmodell ist nur mit sehr geringen Investitionskosten für das EVU verbunden, wenn ein Übersichtportal für den Kunden zur Verfügung gestellt wird (sofern das EVU noch keines hat). Außerdem benötigt der Kunde ein Ausweismedium um sich bei der Elektrotankstelle identifizieren zu können.

**Wertschöpfungstiefe und integrativer Erstellungsprozess:** Das EVU ist für ein Angebot, das die Stromerzeugung durch eine PV-Anlage am Standort des Eigenheims mit dem Laden des EV beim Arbeitgeber verbindet, verantwortlich. Es bietet also nur eine Dienstleistung an und

steht als Ansprechpartner für den Arbeitnehmer und den Arbeitgeber bei Fragen zum Geschäftsmodell, für eine Erstberatung und für die Koordination zur Verfügung. Außerdem nimmt es die Abrechnung vor. Der integrative Erstellungsprozess wird im Zuge des Geschäftsprozesses in Punkt 8.3 beschrieben.

**Schlüsselaktivitäten/Wertschöpfungsnetzwerk und Schlüsselpartner:** Aufbauend auf die Schlüsselpartnerschaften und die Wertschöpfungsarchitektur liegt das Hauptaugenmerk auf dem Zusammenführen der Zählerwerte beim Arbeitnehmer zuhause und beim Arbeitgeber. D.h. für das EVU ist das Aufzeichnen, Auslesen und Weiterleiten der Zählerwerte das Wichtigste um darauf aufbauende Abrechnungen vornehmen zu können. Diese Daten erhält er vom VNB bzw. vom Verwalter der Elektrotankstelle, welcher die Verbrauchsdaten ausliest und aufzeichnet.

**Schlüsselressourcen inkl. Mengen- und spezifischem Kostengerüst:** Da dieses Geschäftsmodell kaum mit Investitionskosten für den Energielieferanten verbunden ist, sondern nur mit organisatorischem Aufwand, werden für diesen nur die damit verbundenen Erlöse betrachtet. Außerdem werden die Kosten, die für den Arbeitnehmer und den Arbeitgeber anfallen, betrachtet.

**Vervollständigung der Kostenstruktur:** Welche Kosten/Erlöse in welcher Form anfallen, ist im Zuge der finanziellen Betrachtung ersichtlich.

### 8.3 Geschäftsprozesse

Der Vorgang des Ladens beim Arbeitgeber mit eigenem PV-Strom kann prinzipiell in die vier wesentliche Prozessbausteine gegliedert werden: Registrierung, Authentifizierung, Ladevorgang und Abrechnung. Wobei es sich bei der Registrierung um ein einmaliges Event handelt und die anderen regelmäßig vorkommen.

**Prozessablauf:** Zunächst einmal müssen der Arbeitnehmer (PV-Anlage und EV) und der Arbeitgeber (Elektrotankstelle) die nötigen technischen Komponenten vorweisen. Der Energielieferant erstellt und bietet seine Dienstleistung an. Der Arbeitnehmer und der Arbeitgeber müssen sich beim Energielieferanten melden, damit die Daten erfasst werden können und ein Vertrag abgeschlossen werden kann. Der Energielieferant erstellt für beide ein Kundenkonto. Für den Arbeitgeber müssen außerdem die Daten der Tankstelle erfasst werden.

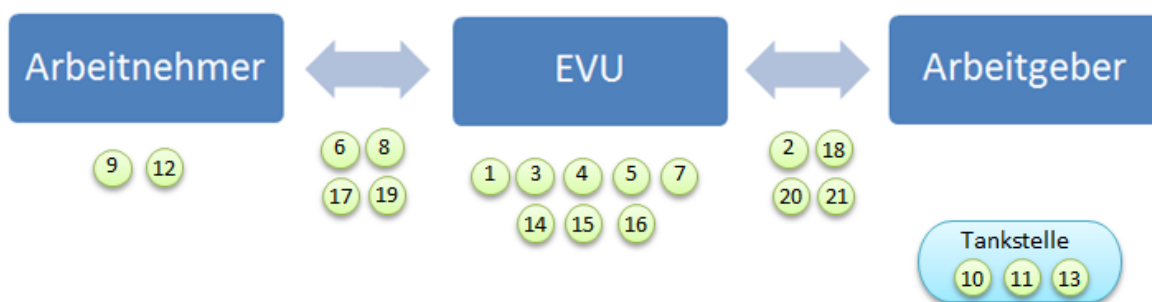
Der Kunde erhält die Berechtigung bei der jeweiligen Tankstelle laden zu dürfen und bekommt ein Authentifizierungsmedium. Sollte es ein Online-Portal geben, werden seine Daten für ihn dort zugänglich gemacht und er erhält die Zugangsdaten dafür.

Der Tankvorgang beginnt mit einer erfolgreichen Authentifizierung mittels des Mediums um den Ladevorgang starten zu können. Der Ladevorgang wird auch wieder durch das Ausweismedium beendet. Der Ladevorgang wird erfasst (Dauer und Energiemenge) und die Daten gespeichert.

Um eine Abrechnung vornehmen zu können, müssen die Zählerwerte bekannt sein. Die Daten werden durch den VNB bzw. den Tankstellenbetreiber ausgelesen und an den Energielieferanten weitergeleitet. Die Daten werden den Kundenkonten zugeordnet. Die Abrechnung wird vorgenommen und eine Rechnung erstellt. Die Rechnung wird an den Arbeitnehmer und an den Arbeitgeber versandt. Die Rechnungen werden durch den Arbeitnehmer und den Arbeitgeber beglichen.

Die Verrechnung wird einmal jährlich im Zuge der Jahresstromabrechnung vorgenommen.

Es werden nur die für das Geschäftsmodell relevanten Prozessschritte abgebildet. Die Betrachtung findet ohne Online-Portal statt. Abbildung 8-1 zeigt, wer welche Aufgaben übernimmt und in welcher Beziehung die Beteiligten zueinander stehen:



**Abbildung 8-1:** Prozessablauf Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber

Bei der erstmaligen Inanspruchnahme des Angebots durch Arbeitgeber und Arbeitnehmer fallen folgende Schritte in Bezug auf die Registrierung an:

1. EVU erstellt Angebot
2. Arbeitgeber nimmt Angebot in Anspruch und stellt Stromtankstelle zur Verfügung
3. EVU erstellt Kundenkonto für Arbeitgeber
4. EVU erfasst Daten der Tankstelle
5. EVU übernimmt Verwaltung der Ladevorgänge an Elektrotankstelle
6. Arbeitnehmer mit PV-Anlage und EV nimmt Angebot in Anspruch
7. EVU erstellt Kundenkonto für Arbeitnehmer
8. Arbeitnehmer erhält Authentifizierungsmedium und wird für die Verwendung freigeschaltet

Die folgenden Schritte umfassen die Authentifizierung und den Ladevorgang:

9. Arbeitnehmer authentifiziert sich mittels Medium an Tankstelle
10. Ladevorgang wird gestartet
11. Daten des Ladevorganges werden erfasst (Dauer und Energie)
12. Arbeitnehmer beendet Ladevorgang
13. Daten werden gespeichert

Im Zuge der Abrechnung fallen folgende Schritte an:

14. EVU erhält Messwerte von Ladevorgängen, PV-Produktion und Haushaltsstromverbrauch des Arbeitnehmers
15. EVU ordnet Messwerte den Kundenkonten (Arbeitnehmer und Arbeitgeber) zu
16. EVU nimmt Abrechnung vor
17. EVU erstellt Rechnung an Arbeitnehmer und versendet diese
18. EVU erstellt Rechnung an Arbeitgeber und versendet diese
19. Arbeitnehmer begleicht Rechnung
20. EVU erstattet Arbeitgeber Ladevorgänge zurück
21. Arbeitgeber begleicht Rechnung

Schritt 20 und 21 können auch gemeinsam durch das EVU abgerechnet werden.

## 8.4 Finanzielle Betrachtung

Ausgangslage für die finanzielle Betrachtung des Ladens beim Arbeitgeber sind die Situation an der Montanuniversität Leoben und die Ergebnisse der unter Punkt 4.1.1 beschriebenen Messung. Die Verbrauchswerte werden Tabelle 4-3: Verbrauchs- bzw. Erzeugungsmengen entnommen.

### 8.4.1 Aktuelle Situation an der Montanuniversität

Für das Laden von Elektroautos besitzt die Montanuniversität zwei KEBA KeContract P30 Ladestationen (Typ 2, 32 A, 22 kW). Eine davon in Master-Ausführung und die andere in Slave-Ausführung, d.h. die Stationen können automatisch ihre Leistung drosseln, sollten sie bemerken, dass nicht genügend Strom zur Verfügung steht. Dies ist jedoch nicht netzgesteuert.

Für die zwei KEBA-Anlagen gibt es keinen eigenen Zählpunkt, jedoch sind sie an der Hausleittechnik zugeschaltet, wo universitätsintern Strom-, Wärme-, Kälte- und Wasserverbrauch gemessen werden. Bei der Verkabelung (ca. 30 m) wurde so vorgegangen, dass eine Leitung

vom Niederspannungsraum zu einem neuen Verteiler verlegt wurde, an dem sich der Abgang zu den Ladestationen befindet. Von diesem Verteiler gehen die Abgänge zu den einzelnen Ladestationen. Die Verkabelung und auch der Verteiler wurden so ausgelegt, dass man problemlos noch zwei weitere Ladestationen installieren kann (mit 125 A abgesichert, 4x70mm Cu-Kabel).

Die Identifikation bei den Ladesäulen erfolgt mittels RFID und die Daten werden mittels GSM<sup>2</sup> an die Energie Steiermark weitergeleitet, da diese die genauen Verbrauchsdaten aufzeichnet und diese Werte auch an die Universität weiterleitet. Universitätsintern verwendet jeder Mitarbeiter einen eigenen Transponder zum Sperren. Dieser Transponder kann auch für die Authentifizierung bei der Ladestation verwendet werden. Dafür wird die entsprechende Transpondernummer an die Energie Steiermark weitergeleitet, damit diese den jeweiligen Mitarbeiter für das Laden freischaltet. Für das Authentifizierungsmedium sind somit keine zusätzlichen Kosten angefallen.

An der Ladestation sind vier Personen für das Laden berechtigt, wobei nur zwei EV-Besitzer auch tatsächlich dort laden und als aktive Nutzer angenommen werden können.

Die Verbräuche werden vierteljährlich von der Energie Steiermark ausgelesen und an die Universität weitergeleitet, wo diese halbjährlich an den entsprechenden Mitarbeiter verrechnet werden. Dies geschieht direkt über das Gehaltskonto. Dafür wird der gemittelte Vorjahreswert der Stromkosten weiterverrechnet, für das Jahr 2018 ist das ein Preis von 0,0929 EUR/kWh.

Bei der PV-Anlage wird von einer jährlichen Auslesung ausgegangen.

Das Verwalten der Ladestation durch die Universität nimmt in etwa vier Arbeitsstunden pro Jahr in Anspruch. Wobei für eine Arbeitsstunde ein Aufwand von 80,00 EUR angenommen werden kann. Zusätzlich wird noch eine monatliche Wartungsgebühr von 45,64 EUR/Monat bezahlt.

### **8.4.2 Kosten für Arbeitnehmer/Kunde**

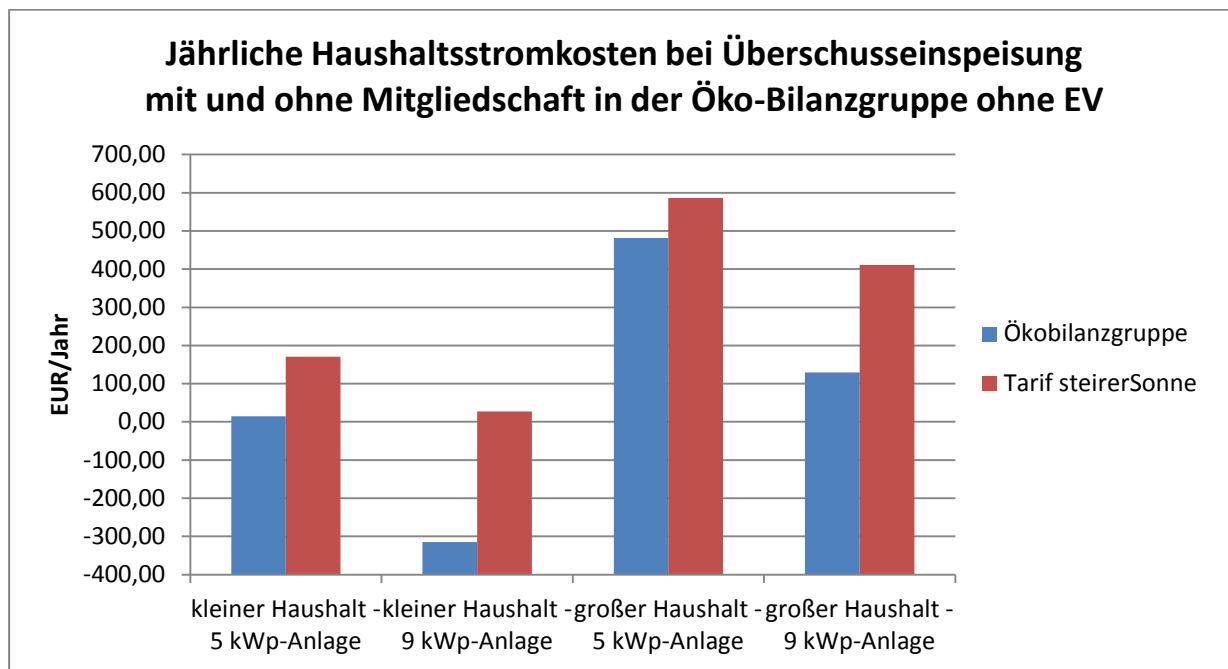
Beim Arbeitnehmer werden die Kosten für zwei unterschiedliche Gegebenheiten betrachtet. Einmal werden die Kosten bei aktueller Lage betrachtet (mit und ohne Mitgliedschaft in der Öko-Bilanzgruppe). Beim zweiten Fall werden die Kosten bei Anwendung des beschriebenen Geschäftsmodells betrachtet.

---

<sup>2</sup> Global System for Mobile Communications: Mobilfunkstandard der auch für die Datenübertragung verwendet werden kann

Werden Preise für den Stromverbrauch benötigt, werden die aktuellen Stromtarife der Energie Steiermark herangezogen (Tarif Naturstrom für den Verbrauch und Tarif steirerSonne für die Überschusseinspeisung).

Abbildung 8-2: Jährliche Haushaltsstromkosten bei Überschusseinspeisung mit und ohne Mitgliedschaft in der Öko-Bilanzgruppe ohne EV vergleicht die Kosten für die Jahresstromabrechnung eines Haushaltes bei Überschusseinspeisung ohne EV einmal bei Mitgliedschaft in der Öko-Bilanzgruppe und einmal mit dem Einspeisetarif steirerSonne.



**Abbildung 8-2:** Jährliche Haushaltsstromkosten bei Überschusseinspeisung mit und ohne Mitgliedschaft in der Öko-Bilanzgruppe ohne EV

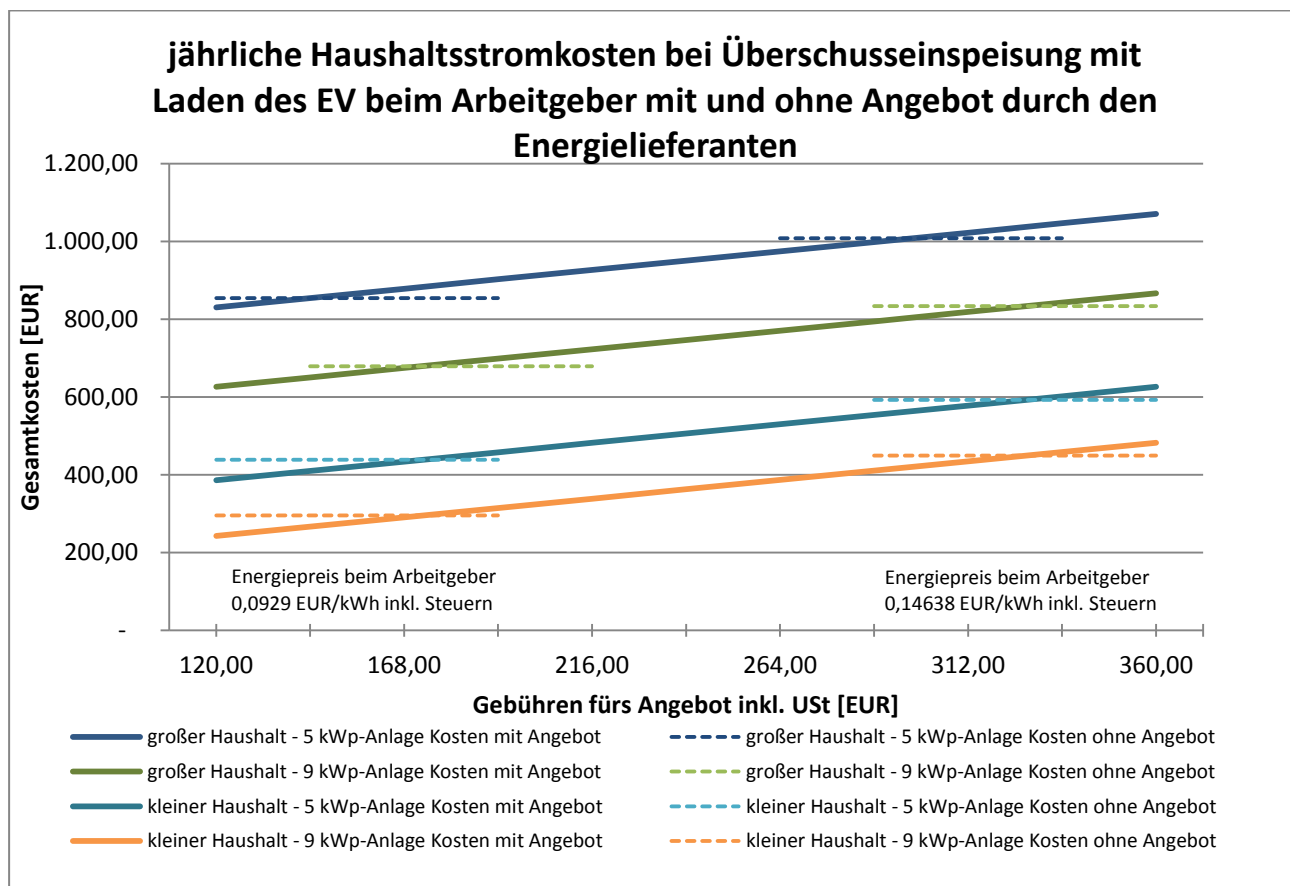
Man sieht sehr gut, dass es für den Kunden um einiges vorteilhafter ist, wenn er Mitglied in der Öko-Bilanzgruppe ist. D.h. normalerweise wird der Kunde bei Möglichkeit Mitglied in der Öko-Bilanzgruppe werden und nicht den Einspeisetarif eines Energielieferanten wählen. Ist der Kunde Mitglied in der Öko-Bilanzgruppe, kann er das beschriebene Angebot des Energielieferanten für das Laden beim Arbeitgeber nicht in Anspruch nehmen.

Eine Überschusseinspeisung zu den Bedingungen des Energielieferanten betrifft v.a. Anlagen, die nie Mitglied in der Öko-Bilanzgruppe waren bzw. Altanlagen, bei denen die Tarifförderung ausläuft. Die Anzahl der Anlagen, die aufgrund des Erreichens des Endes der Vertragsdauer nicht mehr den geförderten Tarif erhalten, wird in den kommenden Jahren laufend zunehmen.

In Abbildung 8-3 wird deshalb nur auf die Situation eingegangen, dass der Einspeisetarif steirerSonne gewählt wird und das beschriebene Angebot für das Laden des eigenen PV-Stroms

beim Arbeitgeber. Dabei werden die Auswirkungen von unterschiedlichen Gebühren für das Angebot auf die Gesamtkosten für den Haushalt (Haushalt, Überschusseinspeisung und Laden des EV beim Arbeitgeber) betrachtet.

Für das Laden beim Arbeitgeber bei aktueller Lage ohne Inanspruchnahme des Angebots wird zum einen der Preis, der an der Montanuni weiterverrechnet wird, herangezogen und zum anderen auch der Durchschnittspreis des zweiten Halbjahres 2017 für Nicht-Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 20 bis 500 MWh/Jahr. Dieser beträgt 0,14638 EUR/kWh. [111]



**Abbildung 8-3:** Jährliche Haushaltsstromkosten bei Überschusseinspeisung mit Laden des EV beim Arbeitgeber mit und ohne Angebot durch den Energielieferanten

Der Schnittpunkt der Linien zeigt die maximale Gebühr, die durch das EVU verlangt werden darf, damit sich das Angebot für den Kunden finanziell rentiert. Die minimale Gebühr, die das EVU verlangen muss um kostendeckend zu sein, ergibt sich aus den Differenzkosten zwischen dem Strompreis beim Arbeitgeber und dem Strompreis, der beim Tarif steirerSonne für die entsprechende Energiemenge bezahlt werden würde.

Tabelle 8-3 vergleicht die maximalen Gebühren, die das EVU verlangen darf, damit es für den Kunden rentabel ist, und die minimalen Gebühren, die das EVU verlangen muss, damit es kostendeckend ist.

**Tabelle 8-3:** maximale bzw. minimale Gebühren für das Angebot des EVU aus Sicht des Arbeitnehmers und des EVU

	SICHT: Arbeitnehmer		SICHT: EVU	
	max. Gebühr durch EVU für Arbeitnehmer (inkl. USt)		min. Gebühr durch EVU für Arbeitnehmer (inkl. USt)	
	Energiepreis beim Arbeitgeber		Energiepreis beim Arbeitgeber	
	0,09	0,15	0,09	0,15
	[EUR]			
großer Haushalt – 5 kWp-Anlage	144,28	297,65	174,83	359,85
großer Haushalt – 9 kWp-Anlage	172,70	326,88	207,23	392,25
kleiner Haushalt – 5 kWp-Anlage	172,42	326,52	206,90	391,92
kleiner Haushalt – 9 kWp-Anlage	172,69	326,79	207,23	392,25
	Differenzkosten zwischen Strompreis beim Arbeitnehmer und Stromkosten bei Tarif steirerSonne			

Dabei sieht man, dass diese Werte doch erheblich voneinander abweichen und dieses Geschäftsmodell mit dieser tariflichen Gestaltung nicht wirtschaftlich gestaltet werden kann bzw. nicht so gestaltet werden kann, dass es sowohl für den Kunden als auch das EVU vorteilhaft ist. Problem hierbei ist, dass für den Verbrauch beim Arbeitgeber für die Energiekosten auch alle Systemnutzungsentgelte und Abgaben und Steuern zu zahlen sind, da die verbrauchte Strommenge ja aus dem Netz bezogen bzw. das Netz benutzt werden muss. Diese machen im Normalfall 2/3 des zu zahlenden Preises aus, wodurch für das Laden des EV beim Arbeitgeber auch so hohe Kosten anfallen.

Dies erklärt auch, warum bei den virtuellen Energiespeichern die Speichergröße immer begrenzt ist.

Für die Berechnung wurden die Werte aus Tabelle 8-4 verwendet:



**Tabelle 8-4:** verwendete Werte für die Berechnung des Stromverbrauchs

Verwendete Werte		
Energiepreise		
Grundgebühr	1,25	EUR/Monat
Energiepreis	0,07	EUR/kWh
Abnahmepreis bis 1000 kWh/Jahr	0,0602	EUR/kWh
Abnahmepreis 1001 - 2000 kWh/Jahr	0,0333	EUR/kWh
Abnahmepreis ab 2001 kWh/Jahr	0,033	EUR/kWh
Speichergebühr	variiert	EUR/Jahr
Netzentgelte		
Netzleistung	2,50	EUR/Monat
Netznutzung	0,0526	EUR/kWh
Netzverlustentgelt	0,00176	EUR/kWh
Messpreis	2,40	EUR/Monat
Steuern und Abgaben		
Elektrizitätsabgabe	0,015	EUR/kWh
Ökostrompauschale	2,365	EUR/Monat
KWK-Pauschale	0,10416667	EUR/Monat
Ökostromfdb. Nicht gem. NE 7	0,64416667	EUR/Monat
Ökostromfdb. Netznutz. NE7 nicht gem.	0,01071	EUR/kWh
Ökostromfdb. Netzverlust NE 7	0,00043	EUR/kWh
Ust	20	%

### 8.4.3 Kosten für Arbeitgeber

Im Zuge der finanziellen Betrachtung werden unterschiedliche Arten der tariflichen Gestaltung der Gebührenverrechnung für den Arbeitgeber betrachtet. Die Art der tariflichen Gestaltung ist dem Energielieferanten selbst überlassen. Dazu werden die unter Punkt 5.2.7 beschriebenen Angebote für die beispielhafte Betrachtung herangezogen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Angebote so gestaltet sind, dass sie für das EVU kostendeckend sind. Deshalb werden sie bei der Berechnung der minimalen Gebühr, die das EVU vom Kunden/Arbeitnehmer verlangen kann/darf, nicht berücksichtigt.

Für den Arbeitgeber werden die laufenden jährlichen Kosten für die momentane Situation an der Montanuniversität mit den laufenden Kosten, die beim oben beschriebenen Geschäftsmodell anfallen würden, verglichen. Für die tarifliche Gestaltung wurden dabei die bereits bestehenden Angebote als Vorlage hergenommen.

Es wird von zwei Ladestationen mit vier Nutzern ausgegangen, wobei nur zwei von ihnen aktiv sind.

Für die Variante 1 wurde das Angebot von The Mobility House herangezogen mit einer Aktivierungsgebühr von 27,30 EUR für zwei Ladestationen und vier Nutzer und einer regelmäßigen Servicegebühr. Bei dem Angebot von The Mobility House gibt es außerdem ein Online-Portal, das eine kilowattstundengenaue Übersicht über die ganzen Ladevorgänge gibt. Für Variante 2 wurde das Angebot Enterprise von plugsurfing herangezogen. Es wurde ein niedrigerer Preis pro Ladevorgang von 0,19 EUR/Ladevorgang herangezogen, da weniger Verwaltungsaufwand anfällt, da keine Ladung des Mitarbeiters zuhause berücksichtigt wird. Variante 3 und Variante 4 beschreiben das Angebot Basic von plugsurfing mit einer einmaligen Aktivierungsgebühr von 9,95 EUR/Ladekarte und einer Gebühr von 10 % der Kosten für eine Ladung. Variante 3 nimmt dabei den Preis der an der Montanuniversität weiterverrechnet wird und Variante 4 den oben genannten Durchschnittspreis. Beiden Preisen wird die Umsatzsteuer abgezogen. Die anderen hier beschriebenen Preise sind exkl. USt.

Die Preise in Tabelle 8-5 verstehen sich exkl. USt. Dabei sieht man, dass Variante 3, auch wieder bedingt durch die niedrigen Stromkosten, die kostengünstigste für den Arbeitgeber wäre.

**Tabelle 8-5:** Kosten für Arbeitgeber bei Inanspruchnahme des Angebots

	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Montanuniversität
	<b>[EUR]</b>				
Aktivierungskosten für zwei Ladestationen und vier Nutzer	27,30	0,00	39,80	39,80	0,00
laufende Kosten für zwei aktive Nutzer	255,12	82,08	44,64	70,32	320,00
Wartungskosten	456,40	456,40	456,40	456,40	456,40
<b>laufende Kosten gesamt pro Jahr</b>	<b>711,52</b>	<b>538,48</b>	<b>501,04</b>	<b>526,72</b>	<b>776,40</b>

Man sieht, dass es für den Arbeitgeber durchaus Sinn machen würde, die Verwaltung und Wartung der Tankstellen an ein externes Unternehmen zu übergeben.

## 9 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Hauptaugenmerk der Arbeit lag nicht auf der Elektromobilität sondern wie man durch Geschäftsmodelle Anreize schaffen kann, damit diese netzdienlich bzw. gezielt mit regionalen erneuerbaren Energiequellen, in diesem Fall PV, integriert werden kann.

Es gibt sehr viele unterschiedliche Lösungsansätze, doch noch keine eindeutige Richtung und auch noch sehr viele offene Fragen, die in Bezug auf den Energiesektor und der Integration von erneuerbaren Energien, Elektromobilität und die Rolle des Kunden allgemein geklärt werden müssen. Generell ist der Energiesektor derzeit starken Änderungen unterworfen.

Das entwickelte Geschäftsmodell zum Laden zuhause geht dabei auf das netzdienliche Laden ein. Wie man sieht besteht bei heutigen Bedingungen kaum bzw. kein Anreiz für den Kunden sein EV netzdienlich zu integrieren. Bei heutiger Lage braucht der Kunde einen zweiten Zählpunkt um einen geeigneten Tarif für unterbrechbares Laden nutzen zu können. Jeglicher monetäre Vorteil wird aber durch die Netzentgelte, Abgaben und Steuern aufgezehrt. Die Lösung hierfür können neue Tarife, welche u.a. Anpassungen in der Netzentgeltstruktur enthalten bilden. Um das Netz zu entlasten, stellt der Kunde sein EV zur Verfügung. Dieses lädt im Normalfall mit gedrosselter Leistung, kann aber im Bedarfsfall auch mit einer höheren Ladeleistung, d.h. schneller, geladen werden.

Tarif Neu 1 geht dabei davon aus, dass es einen Doppeltarifzähler für den gesamten Haushalt und das EV gibt. Der Haushalt wird mit einem Zählwerk gemessen und das EV, welches netzdienlich lädt, mit dem anderen. Für den Haushalt wird ein normaler Haushaltstarif und für das EV ein niedrigerer Tarif verrechnet. Sollte das EV nun mit höherer Leistung laden, wird der Verbrauch mit dem Haushalt mitgemessen und somit ein höherer Tarif inkl. einer Umschaltgebühr verrechnet. Die erhöhte Ladeleistung ist durch die Hausanschlussleistung begrenzt. Dabei wurde die heutige Netzentgeltstruktur (SNE für Doppeltarif) verwendet, die einzige Änderung die es bräuchte wäre eine Anpassung bei den zeitlichen Vorgaben der Hoch- und Niedertarifzeiten, um so Spielraum für Flexibilitäten zu schaffen.

Tarif Neu 2 geht von einem eigenen Zählpunkt für das EV aus. Auch hier wird im Normalfall mit gedrosselter und bei Bedarf mit höherer Leistung geladen. Die erhöhte Ladeleistung muss aber nicht durch die Anschlussleistung begrenzt sein, sondern kann sich an die aktuelle Netzsituation anpassen. Dafür muss es jedoch eine neue Systementgeltkomponente geben, die die Höhe der Ladeleistung berücksichtigt. Dafür bräuchte es hier mehrere Änderungen in der Entgeltstruktur.

Ein weiterer Punkt der zur Diskussion steht, ist die Ökostrompauschale für netzdienliche Integration nicht einzufordern. Dies würde auf alle Fälle einen Anreiz für Kunden schaffen, da sie sich damit bei derzeitiger Lage 28,38 EUR/Jahr sparen würden.

Auch Transparenz und Gleichbehandlung aller Kunden darf nicht außer Acht gelassen werden.

Das entwickelte Geschäftsmodell zum Laden des eigenen PV-Stroms beim Arbeitgeber versucht, ausgehend von der Lage an der Montanuniversität, regionale, erneuerbare Energien mit Elektromobilität zu verknüpfen. Bei der Betrachtung wird von der heutigen Situation ohne Anpassungen ausgegangen.

Die erste Herausforderung, die sich hierbei ergibt, ist, dass dieses Angebot nur von Kunden in Anspruch genommen werden kann, die nicht Teil der Öko-Bilanzgruppe sind. D.h. dieses Angebot ist sowieso nur noch für Kunden mit Altanlagen, die nicht mehr Anspruch auf den geförderten Einspeisetarif haben, bzw. Kunden, die nie Teil der Öko-Bilanzgruppe waren, attraktiv. Zusätzlich stellen auch hier die Netzentgelte, Abgaben und Steuern eine große Hürde dar, die letztendlich auch ausschlaggebend dafür ist, dass dieses Geschäftsmodell bei heutiger Lage nicht wirtschaftlich gestaltet werden kann.

Eine Möglichkeit um das Problem mit den hohen anfallenden Netzentgelten zu lösen bzw. den Eigenverbrauch zu erhöhen sind die sogenannten lokalen Energiegemeinschaften. Im Paket „Clean Energy for All Europeans“ wird auch auf die Schaffung von lokalen Energiegemeinschaften eingegangen, die dabei helfen sollen, die Eigenversorgung auf der Verteilerebene (Netzebene 7) zu erleichtern. Es gibt dabei aber noch sehr viele offene Fragen angefangen bei der Abgrenzung der lokalen Energiegemeinschaft (zB Größe, eindeutige geografische-lokale Abgrenzung), Möglichkeit für Endkunden, sich einer lokalen Energiegemeinschaft anzuschließen und wieder auszusteigen, Ausklammern aus dem Regulierungssystem (Verzicht auf grundlegende Verbraucherrechte) usw. Deshalb muss sichergestellt sein, dass die Versorgungssicherheit der öffentlichen Netze nicht durch private Netze gefährdet wird. Für private Netze müssen darum dieselben Anforderungen bzgl. Betriebssicherheit, Schutz, Kundenservice und Verbraucherrechte gelten wie für das öffentliche Netz. [36, 112]

## 10 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] EUROPÄISCHE KOMMISSION: *Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030*. URL [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_de#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de#tab-0-0) – Überprüfungsdatum 2018-11-02
- [2] EUROPEAN UNION: *Energy roadmap 2050*. Luxembourg, 2012
- [3] BUNDESMINISTERIUM FÜR NACHHALTIGKEIT UND TOURISMUS (Hrsg.): *#mission2030 : Die österreichische Klima- und Energiestrategie*. Wien, Juni 2018
- [4] CHESBROUGH, Henry ; ROSENBLOOM, Richard S.: *The role of the business Model in Captrugin Value from Innovation : Evidence from Xerox Corporation's Technology Spinoff Companies*. Harvard Business School, Boston, 2002
- [5] NAGL, Anna ; BOZEM, Karlheinz: *Geschäftsmodelle 4.0 : Business Model Buidling mit Checklisten und Fallbeispielen // Business Model Building mit Checklisten und Fallbeispielen*. Wiesbaden : Springer Gabler, 2018
- [6] CRASTAN, Valentin (Hrsg.); WESTERMANN, Dirk (Hrsg.): *Elektrische Energieversorgung*. 3., bearb. Aufl. Berlin [u.a.] : Springer, 2012
- [7] BUNDESMINISTERIUM FÜR LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT, UMWELT UND WISSENSCHAFT (Hrsg.); BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATIONEN UND TECHNOLOGIE (Hrsg.); BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, FAMILIE UND JUGEND (Hrsg.): *Elektromobilität in und aus Österreich : Der gemeinsame Weg!* Juni 2012
- [8] STATISTIK AUSTRIA (Hrsg.): *Vorläufiger PKW-Bestand am 30.09.2018 nach Kraftstoffarten bzw. Energiequelle Absolut und Anteile*. Oktober 2018
- [9] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATIONEN UND TECHNOLOGIE (Hrsg.): *Elektromobilität in Österreich - Zahlen & Daten*. September 2018
- [10] BUNDESVERBAND FÜR ELEKTROMOBILITÄT: *Fördern*. URL <http://www.beoe.at/foerdern/> – Überprüfungsdatum 2018-11-03
- [11] BIERMAYR, Peter ; DIßBAUER, Christa ; EBERL, Manuela ; ENIGL, Monika ; FECHNER, Hubert ; FISCHER, Lukas ; LEONHARTSBERGER, Kurt ; MARINGER, Florian ; MOIDL, Stefan ; SCHMIDL, Christoph ; STRASSER, Christoph ; WEISS, Werner ; WONISCH, Patrik ; WOPIENKA, Elisabeth: *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2017 : Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen und Windkraft*. Wien, Mai 2018

- [12] ENERGIESPARVERBAND OBERÖSTERREICH: *Photovoltaik*. URL <http://www.pv-schule.at/> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [13] BUNDESMINISTERIUM FÜR FINANZEN: *Elektrizitätsabgabe : Befreiung und Vergütung*. URL [https://www.bmf.gv.at/steuern/Elektrizitaetsabgabe.html#heading\\_Energieabgabenrichtlinie\\_2011](https://www.bmf.gv.at/steuern/Elektrizitaetsabgabe.html#heading_Energieabgabenrichtlinie_2011) – Überprüfungsdatum 2018-10-31
- [14] BUNDESMINISTERIUM FÜR FINANZEN: *Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen* (in Kraft getr. am 24. 2. 2014) (2014-02-24). URL <https://findok.bmf.gv.at/> – Überprüfungsdatum 2018-07-23
- [15] KONSTANTIN, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft : Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 3., aktual. Aufl. 2013. Berlin, Heidelberg, s.l. : Springer Berlin Heidelberg, 2013 (VDI-Buch)
- [16] E-CONTROL (Hrsg.): *Das österreichische Strommarktmodell : (Stand April 2013)*. April 2013
- [17] E-CONTROL: *Strommarkt in Österreich*. URL [www.e-control.at](http://www.e-control.at)
- [18] E-CONTROL: *Tarife 2.0 - Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich : Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)*. April 2017
- [19] ENERGY EXCHANGE AUSTRIA: *Über EXAA*. URL [https://www.exaa.at/de/ueber\\_exaa](https://www.exaa.at/de/ueber_exaa) – Überprüfungsdatum 2018-06-19
- [20] APCS POWER CLEARING & SETTLEMENT: *Marktteilnehmer*. URL <https://www.apcs.at/de/marktteilnehmer>. – Aktualisierungsdatum: 2018-05-17 – Überprüfungsdatum 2018-07-12
- [21] BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH: *Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018* (in Kraft getr. am 22. 12. 2017) 2017 (2017-12-22). URL [https://www.e-control.at/documents/20903/388512/BGBLA\\_2017\\_II\\_408.pdf/077e79d8-a345-858b-5e78-96905bff9b95](https://www.e-control.at/documents/20903/388512/BGBLA_2017_II_408.pdf/077e79d8-a345-858b-5e78-96905bff9b95) – Überprüfungsdatum 2018-07-12
- [22] ABWICKLUNGSSTELLE FÜR ÖKOSTROM AG: *OeMAG*. URL <https://www.oem-ag.at/de/home/> – Überprüfungsdatum 2018-08-17
- [23] E-CONTROL: *Aktueller Marktpreis gemäß § 41 Ökostromgesetz 2012 : Marktpreisentwicklung bis 3. Quartal 2018*. URL <https://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oekoenergie/marktpreis> – Überprüfungsdatum 2018-08-24
- [24] YOUSURE TARIFVERGLEICH GMBH: *Ratgeber Strom : Art des Stromanschlusses*. Zähler. URL <https://durchblicker.at/strom/ratgeber>. – Aktualisierungsdatum: 2018-02-20

- [25] E-CONTROL: *Entwicklung der Großhandelspreise*. URL <https://www.e-control.at/industrie/strom/strompreis/grosshandelspreise> – Überprüfungsdatum 2018-07-09
- [26] EHA ENERGIE-HANDELS-GESELLSCHAFT MBH & Co. KG: *Wie läuft der Handel mit Strom*. URL <https://www.eha.net/blog/details/handel-mit-strom.html>. – Aktualisierungsdatum: 2017-11-02 – Überprüfungsdatum 2018-07-09
- [27] E-CONTROL: *Steuern & Abgaben : Preiszusammensetzung Konsumenten*. URL [https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung/steuern\\_und\\_abgaben](https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung/steuern_und_abgaben) – Überprüfungsdatum 2018-06-19
- [28] ENERGIE STEIERMARK: *Rechnungserklärung Strom*. URL <https://service.e-steiermark.com/rechnungserklaerung-strom> – Überprüfungsdatum 2018-06-19
- [29] BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH: *Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingeführt wird* (idF v. 15. 4. 2011)
- [30] BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH: *Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012)* (idF v. 17. 8. 2018)
- [31] BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH: *Bundesgesetz, mit dem Bestimmungen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung neu erlassen werden* (idF v. 1. 2. 2015)
- [32] LANDESGESTZBLATT STEIERMARK: *Gesetz vom 19. Dezember 1953 über die Einhebung einer Abgabe für die Benützung von öffentlichem Gemeindegrund und des darüber befindlichen Luftraumes (Benützungsabgabegesetz)* (idF v. 17. 8. 2018)
- [33] GANGLBERGER, Erika ; STEFFL, Thomas ; STURM, Thomas ; WARMUTH, Hannes: *Smart Grids und öffentliche Beschaffung : Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids*. Wien, August 2016
- [34] KIENBERGER, Thomas: *Prozessorientierte Energieverbunde : Zukünftige Energieverbunde*. 30.11.2017
- [35] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Was ist ein "Prosumer"?* Energiewende direkt, 22.03.2016
- [36] MANDL, Wolfgang: *Der Verteilnetzbetreiber zwischen Wunsch und Wirklichkeit : oder Die Rolle des DSO im Smannungsfeld von Markt und Physik*. WU Wien, 16.04.2018. URL

- [https://www.wu.ac.at/fileadmin/wu/d/ri/regulation/Mandl\\_Pr%C3%A4sentation\\_Workshop\\_2018.pdf](https://www.wu.ac.at/fileadmin/wu/d/ri/regulation/Mandl_Pr%C3%A4sentation_Workshop_2018.pdf) – Überprüfungsdatum 2018-08-06
- [37] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Referentenentwurf des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende*. 04.11.2015
- [38] TECHNIKUM WIEN ACADEMY: *Was ist digitale Transformation?* URL <https://academy.technikum-wien.at/ratgeber/digitale-transformation-was-ist-das> – Überprüfungsdatum 2018-07-16
- [39] ITWISSEN.INFO: *Smart*. URL <https://www.itwissen.info/Smart-smart.html> – Überprüfungsdatum 2018-07-09
- [40] SMART GRIDS AUSTRIA: *Was sind Smart Grids?* URL <https://www.smartgrids.at/smart-grids.html> – Überprüfungsdatum 2018-07-17
- [41] EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG* (iF v. 13. 7. 2009) (2009). URL <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/a7bd18b5-1b29-4684-a25b-bb12f12ef516> – Überprüfungsdatum 2018-07-17
- [42] FEEI - FACHVERBAND DER ELEKTRO- UND ELEKTRONIKINDUSTRIE: *Strom intelligent gesteuert : Smart Meter als Basistechnologie für eine effiziente und stabile Stromversorgung*. Wien, Mai 2013
- [43] ÖSTERREICHS E-WIRTSCHAFT: *Smart Meter : Smart Meter Roll-Out österreichweit*. URL <https://oesterreichsenergie.at/smart-meter.html> – Überprüfungsdatum 2018-07-16
- [44] ÖSTERREICHS E-WIRTSCHAFT: *Smart Metering Use-Cases : für das Advanced Meter Communication System (AMCS)*. 14.12.2015
- [45] ÖSTERREICHS E-WIRTSCHAFT: *Smart Meter: die intelligenten Stromzähler : Fact Sheet*. 31.01.2018
- [46] BENDEL, Oliver: *Smart Home*. URL <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/smart-home-54137> – Überprüfungsdatum 2018-07-16
- [47] DEUTSCHE ENRGIE-AGENTUR GMBH: *Mehr Flexibilität durch Lastmanagement : Demand Side Management Stromnachfrage gezielt steuern*. URL <https://www.dena.de/themenprojekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/demand-side-management/> – Überprüfungsdatum 2018-07-17



- [48] NEXT KRAFTWERKE GMBH: *Was ist Lastmanagement?* URL <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/lastmanagement> – Überprüfungsdatum 2018-07-17
- [49] BUNDESNETZAGENTUR: *"Smart Grid" und "Smart Market" : Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*. Bonn, Dezember 2011
- [50] ECOFYS UND FRAUNHOFER IWES: *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen : Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap*. März 2017
- [51] BERGER, Angela; BRUNNER, Helfried (Mitarb.); HÜBNER, Michael (Mitarb.); KUPZOG, Friedrich (Mitarb.); LUGMAIER, Andreas (Mitarb.); PRÜGGLER, Natalie (Mitarb.); PRÜGGLER, Wolfgang (Mitarb.); SCHEIDA, Karl (Mitarb.); SCHENK, Alexander (Mitarb.); TAUSCHEK, Ursula (Mitarb.) : *Technologieroadmap Smart Grids Austria : Die Umsetzungsschritte zum Wandel des Stromsystems bis 2020*. April 2015
- [52] NETZE BW GMBH: *grid-control : Intelligentes Gesamtkonzept für Verteilnetze*. URL <http://projekt-grid-control.de/> – Überprüfungsdatum 2018-07-21
- [53] LAETITIA VON PREYSING: *Kritische Erfolgspfade für den Aufbau des Smart Markets*. URL <http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/Year/2015/NewsModule/423/NewsId/1345/Kritische-Erfolgspfade-fur-den-Aufbau-des-Smart-Markets.aspx> – Überprüfungsdatum 2018-07-18
- [54] KUPZOG, Friedrich ; BRUNNER, Helfried ; SCHRAMMEL, Johann ; DÖBELT, Susen ; EINFALT, Alfred ; LUGMAIER, Andreas ; PICHLER, Mike ; REITER, Daniel ; BACHER, Hans Jürgen ; EMMERMACHER, Laura ; MARIETTA, Stutz ; BERGER, Markus ; RIEDER, Thomas ; STRUBER, Herwig ; KAISER, Bernhard ; KIENESBERGER, Georg ; PRÜGGLER, Wolfgang: *Ergebnisse & Erkenntnisse aus der Smart Grids Modellregion Salzburg*. Mai 2013
- [55] VHPREADY SERVICES GMBH: *VHPready : Der Kommunikationsstandard für Smart Grids*. URL <https://www.vhpready.de/de/home/> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [56] ÖSTERREICHS E-WIRTSCHAFT: *ebUtilities*. URL <http://www.ebutilities.at/home.html> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [57] ELAADNL: *EV Related Protocol Study : Original Study Report Version 1.1*. Arnhem, Niederlande, Jänner 2017

- [58] OPEN CHARGE ALLIANCE: *Promoting Open EV Standards*. URL <https://www.openchargealliance.org/> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [59] WALLBE GMBH: *wallbe : Driving eMobility*. URL <https://www.wallbe.de/> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [60] INTERNATIONAL ELECTOTECHNICAL COMMISSION: *IEC 61851-1:2017 : Electric vehicle conductive charging system - Part 1: General requirements*. URL <https://webstore.iec.ch/publication/33644> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [61] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION: *ISO 15118-8:2018 : Road vehicles - Vehicle to grid communication interface - Part 8: Physical layer and data link layer requirements for wireless communication*. URL <https://www.iso.org/standard/62984.html> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [62] MÜLTIN, Marc: *Intelligentes Laden über ISO/IEC 15118 : Potentiale und Funktionsweise des Standards*. In: *Neue Mobilität - Das Magazin vom Bundesverband eMobilität*, 12/2013
- [63] MOSER, Simon ; SCHMAUTZER, Ernst ; FRIEDL, Christina ; MAYR, Johann ; BRUYN, Kathrin de: *Flex-Tarif : Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz*. Linz/Graz, Dezember 2014 (Blue Globe Report Smart Energies 5/2014)
- [64] E-CONTROL: *Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich ("Tarife 2.0") : Konsultationsfassung*. Wien, Februar 2016
- [65] TEOH, Mira ; LIEBL, Vera: *Leitfaden zu PV-Eigenverbrauchsmodellen : Projekt PV Financin Teilaufgabe D4.1*. November 2016
- [66] WIEN ENERGIE GMBH: *Photovoltaik-Lösungen für Mehrparteienhäuser*. Wien, 28.08.2018
- [67] BUNDESVERBAND FÜR ELEKTROMOBILITÄT: *E-Autos zu Hause aufladen : Änderungen im Wohnrecht notwendig!* URL <http://www.beoe.at/wohnenundladen/>. – Aktualisierungsdatum: 2018-05-23 – Überprüfungsdatum 2018-06-19
- [68] ERUOPÄISCHE FUNK-RUNDSTEUERUNG GMBH MÜNCHEN: *EFR GmbH*. URL <http://www.efr.de/> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [69] WERNER, Franz ; STEURER, Herbert ; GIEFING, Andreas: *Technische Ausführungsrichtlinien Zählerschränke und Zählerverteilschränke*. Eisenstadt, 01.08.2014
- [70] ENERGIE NETZE STEIERMARK: *Ausführungsrichtlinien für Niederspannungsanschlüsse*. Juni 2016

- [71] STROMNETZ BERLIN GMBH: *StromPager : Die funkbasierte Steuerung des Stromnetzes*. Berlin
- [72] BOSCH SOFTWARE INNOVATIONS GMBH: *StromPager : Smart Grid in Berlin*. Berlin
- [73] IK ELEKTRONIK GMBH; STROMNETZ BERLIN GMBH; E\*MESSAGE WIRELESS INFORMATION SERVICES DEUTSCHLAND GMBH: *Pilotprojekt zur intelligenten Stromnetzsteuerung per Funk*. 15.04.2015
- [74] HOMECHARGE GMBH: *Homecharge*. URL <http://homecharge.de/> – Überprüfungsdatum 2018-07-20
- [75] SCHNELHARDT, Frank: *Homecharge : Praxisbeispiel für Gesteuertes Privates Laden*. Kassel, 28.11.2017
- [76] DEUTSCHE AUFTRAGSAGENTUR GMBH: *Stromzähler für Eigenverbrauch*. URL <https://www.photovoltaiik-web.de/photovoltaik/eigenverbrauch-pv/pv-stromzaehler-fuer-eigenverbrauch> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [77] BRUNNER, Helfried ; SCHWALBE, Roman ; PRÜGGLER, Wolfgang ; ABART, Andreas ; RADAUER, Markus ; NIEDERHUEMER, Walter ; EINFALT, Alfred ; WINTER, Christoph: *DG DemoNet - Smart LV Grid : Control concepts for active low voltage network operation with a high share of distributed energy resources*. 30.04.2015
- [78] INNOMAN GMBH: *Smart Mobility Thüringen (sMobiliTy)*. URL <http://www.smart-mobility-thueringen.de/idee> – Überprüfungsdatum 2018-07-20
- [79] PROJEKTKONSORTIUM SMOBILITY (Hrsg.): *sMobiliTy Thüringen : Ergebnisbericht*. Ilmenau, März 2016
- [80] INNOMAN GMBH: *sMobility Commercial (sMobilityCOM)*. URL <http://www.smobility.net/> – Überprüfungsdatum 2018-07-20
- [81] WINKLER, Marko: *sMobiliTy - Power Management : Gesteuertes Laden als praxisnahe Anwendung*. Erfurt, 24.09.2015. URL [http://www.smart-mobility-thueringen.de/images/PDF/20150924\\_sMobiliTy\\_PowerManagement.pdf](http://www.smart-mobility-thueringen.de/images/PDF/20150924_sMobiliTy_PowerManagement.pdf) – Überprüfungsdatum 2018-07-20
- [82] DELFIN - DIENSTLEISTUNGEN FÜR ELEKTROMOBILITÄT: *Verbundprojekt CO2-arme Stadt : Geschäftsmodelle für Elektromobilität mit dezentral erzeugtem Ökostrom mit dem Ziel eines CO2-armen Individualverkehrs in mittelgroßen Städten und ländlichen Raum*. URL [http://www.elektromobilitaet-dienstleistungen.de/?page\\_id=3782](http://www.elektromobilitaet-dienstleistungen.de/?page_id=3782) – Überprüfungsdatum 2018-07-21

- [83] ÜZW ENERGIE AG: *Forschungsprojekt CO2-arme Stadt*. URL <https://uezw-energie.de/uezw-zukunft/forschungsprojekt/> – Überprüfungsdatum 2018-07-21
- [84] THORMANN, Bernd: *Auswirkungen der Elektromobilität auf die niederspannungsebene*. Leoben, Montanuiversität, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. November 2017
- [85] E-CONTROL: *Sonstige Marktregeln Strom : Kapitel 6 - Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile*. Version 3.6
- [86] VDEW: *VDEW-Bericht "Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland"*. Ausarbeitung der Arbeitsgruppe "Hinweise zur Handhabung von Lastprofilen". 20.01.2000
- [87] BITTERMANN, Wolfgang: *Strom- und Gastagebücher 2008/2012/2016 : Strom- und Gaseinsatz sowie Energieeffizienz österreichischer Haushalte, Auswertung Gerätebestand und -einsatz*. Projektbericht. Wien, 2018
- [88] ACATECH - DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN: *Smart Service Welt : Umsetzungsempfehlungen für das Zukunftsprojekt Internetbasierte Dienste für die Wirtschaft*. Arbeitskreis Smart Service Welt. Berlin, März 2014
- [89] THOMAS, Oliver ; NÜTTGENS, Markus ; FELLMANN, Michael: *SMART SERVICE ENGINEERING : Konzepte und anwendungsszenarien fr die digitale*. Wiesbaden : Springer Gabler, 2017
- [90] WATSCHKA, Karin: *Geschäftsmodelle und -prozesse für regionale Elektromobilitätsversorgung durch Sektorkopplung*. Leoben, Montanuiversität, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik. Jänner 2017
- [91] OSTERWALDER, Alexander ; PIGNEUR, Yves ; BERNARDA, Greg ; SMITH, Alan: *Value Proposition Design : Entwickeln Sie Produkte und Services, die Ihre Kunden wirklich wollen Die Fortsetzung des Bestsellers Business Model Generation!* 1. Aufl. Frankfurt am Main : Campus, 2015
- [92] STROMLISTE: *Unterbrechbare Stromlieferungen: Clever heizen mit Wärmepumpen- und Nachtstromtarife*. URL <https://stromliste.at/strompreis/tarifarten/unterbrechbar> – Überprüfungsdatum 2018-07-11
- [93] ENERGIE STEIERMARK NATUR GMBH: *Preise für 100 % reinen Naturstrom : Stand: 1.6.2018*. Juni 2018
- [94] ENERGIE STEIERMARK KUNDEN GMBH: *Kundeninformation und Preisplatt für Überschusseinspeisung : steirerSonne*. 01.04.2018

- [95] ENVIA MITTELDEUTSCHE ENERGIE AG: *MEIN AUTOSTROM zu Hause*. URL <https://www.enviam.de/privatkunden/mein-autostrom/mein-autostrom-zuhause>. – Aktualisierungsdatum: 2018-05-01 – Überprüfungsdatum 2018-07-19
- [96] NEXT KRAFTWERKE GMBH: *FAQs Best of 96*. URL <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromverbraucher/variabler-stromtarif/faq-best-of-96> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [97] WSW WUPPERTALER STADTWERKE GMBH: *Wie funktioniert ein dynamischer Stromtarif*. URL <https://www.wsw-online.de/happy-power-hour/wissensbereich/wie-funktioniert-ein-dynamischer-stromtarif/> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [98] AWATTAR GMBH: *aWATTar : Energy in Sync with Nature*. URL <https://www.awattar.com/> – Überprüfungsdatum 2018-07-17
- [99] KERLER, Michael: *Was sind virtuelle Stromspeicher - und für wen lohnen sie sich?* URL <https://www.augsburger-allgemeine.de/geld-leben/Was-sind-virtuelle-Stromspeicher-und-fuer-wen-lohnen-sie-sich-id51183141.html>. – Aktualisierungsdatum: 2018-05-21 – Überprüfungsdatum 2018-07-10
- [100] ENERGIE AG OÖ VERTRIEB GMBH & CO KG (Hrsg.): *Das Stonnenstrom-Speicherpaket : Optimieren Sie Ihren Eigenverbrauch - ohne teure Batteriespeicher*. Juni 2015
- [101] KELAG-KÄRNTNER ELEKTRIZITÄTS-AKTIENGESELLSCHAFT: *Sonnenplus-Speicher : Heute Strom selbst erzeugen - morgen selbst nutzen!* URL <https://www.kelag.at/sonnenplus-speicher>. – Aktualisierungsdatum: Januar 2018 – Überprüfungsdatum 2018-07-10
- [102] E.ON ENERGIE DEUTSCHLAND GMBH: *E.ON Solar Cloud Drive : 100 % eigene Sonnenenergie tanken*. URL <https://www.eon-drive.de/de/privatkunden/eon-solarcloud-drive.html> – Überprüfungsdatum 2018-07-10
- [103] THE MOBILITY HOUSE GMBH: *Smarte Ladestationen : ... ermöglichen den Abrechnungsservice für Elektroautos*. URL <http://www.mobilityhouse.com/de/produkte/abrechnungsservice/> – Überprüfungsdatum 2018-07-10
- [104] PLUGSURFING GMBH: *plugsurfing*. Abrechnung und Rückerstattung: Für Ladevorgänge am Unternehmensstandort oder zu Hause. URL <https://www.plugsurfing.com> – Überprüfungsdatum 2018-08-16
- [105] ÖSTERLE, Hubert ; WINTER, Robert: *Business Engineering : Auf dem Weg zum Unternehmen des Informationszeitalters*. Zweite, vollständig neu bearbeitete und erweiterte Auflage : Springer; Springer Berlin Heidelberg, 2003

- [106] GLITSCH, Simone: *Wie Sie eine Prozesslandkarte erstellen*. URL <https://prozessoptimierung-sprung.de/>. – Aktualisierungsdatum: 2016-04-11 – Überprüfungsdatum 2018-08-15
- [107] BEVERUNGEN, Daniel ; FABRY, Christian ; GANZ, Walter ; MATZNER, Martin ; SATZGER, Gerhard: *Dienstleistungsinnovationen für Elektromobilität : Märkte, Geschäftsmodelle, Kooperationen*. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2015 (DELFIN: Dienstleistungen für Elektromobilität, Förderung von Innovation und Nutzerorientierung)
- [108] BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH: *Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018* (idF v. 21. 12. 2017) 2017
- [109] SCHERER, Tim: *Power-to-Mobility: Das Elektrofahrzeug als Stromspeicher*. Hamburg, 11.04.2017
- [110] STATISTIK AUSTRIA: *Energieeinsatz der Haushalte - Fahrleistungen und Treibstoffeinsatz privater Pkw (2015/2016)*. 20.04.2017
- [111] E-CONTROL: *Strompreisentwicklung Nicht Haushalte - halbjährliche Aktualisierung : Stand September 2018*. URL <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung>
- [112] WIRTSCHAFTSKAMMER ÖSTERREICH: *Vorschlag der Europäischen Kommission: Review der Elektrizitätsbinnenmarkt -VO (Verordnung (EG) Nr. 714/2009) und Elektrizitätsbinnenmarkt -RL (Richtlinie 2009/72/EG) - STELLUNGNAHME*. Wien, 05.04.2017