



ENDBERICHT

e-mobility 1.0 **Herausforderungen für eine großvolumige Einführung** **von Elektrofahrzeugen in Österreich -** **Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem,** **Batterieladesysteme und Reduktion von Emissionen**

M. Beermann, K.-P. Felberbauer, L. Canella, G. Jungmeier (JOANNEUM RESEARCH)
C. Huber, D. Hütter, A. Schüppel, F. Tyma, C. Gutsch, H. Stigler (TU GRAZ)



NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung



Programmabwicklung



Graz, im Juni 2012

Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit

ELISABETHSTRASSE 18, A-8010 GRAZ
TEL. (0316) 876/1338
FAX (0316) 876/1320

Gefördert von:
Klima- und Energiefonds
FFG-Projekt Nr.: 825499

Projekt Nr: RES.04-10.GF.001-01
Bericht Nr.: ENG-B-04/11
Endbericht 177 Seiten

e-mobility 1.0

Herausforderungen für eine großvolumige Einführung von Elektrofahrzeugen in Österreich – Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem, Batterieladesysteme und Reduktion von Emissionen

M. Beermann, K. P. Felberbauer, L. Canella, G. Jungmeier
C. Huber, D. Hütter, A. Schüppel, F. Tyma, C. Gutschi, H. Stigler

Juni 2012

Gender-Klausel

Aus Gründen der Textökonomie werden im vorliegenden Bericht weibliche Formen nicht explizit angeführt. An dieser Stelle wird jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass sich alle personenbezogenen Formulierungen grundsätzlich gleichermaßen auf Frauen und Männer beziehen.

Projekt Nr.: RES.04-10.GF.001-01
Bericht Nr.: ENG-B-04/11
Freigegeben: Graz, am 15. Juni 2012



R. Padinger
Forschungsgruppenleiter
Energieforschung

M. Beermann
Projektleiter

Projektkonsortium

**JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
RESOURCES – Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit
Energieforschung**



DI Martin Beermann
DI (FH) DI. Karl-Peter Felberbauer
Dr. Gerfried Jungmeier
DI Lorenza Canella

Elisabethstraße 18
8010 Graz
Tel: +43/316/876/1434
martin.beermann@joanneum.at
www.joanneum.at

**Technische Universität Graz
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation**



Univ. Prof. DI Mag. Dr. Heinz Stigler
DI Dr. Christoph Huber
DI Daniel Hütter
DI Andreas Schüppel
DI Franz Tyma
DI Dr. Christoph Gutsch

Inffeldgasse 18
8010 Graz
Tel. +43/316/873/7900
stigler@tugraz.at
www.IEE.TUGraz.at

Die Finanzierung dieses Projektes erfolgte über Mittel des Österreichischen Klima- und Energiefonds im Rahmen der 3. Ausschreibung im Programm Neue Energien 2020.



Inhaltsverzeichnis

PRÄAMBEL DER AUTOREN	13
ZUSAMMENFASSUNG	15
1 EINLEITUNG	19
1.1 Motivation.....	19
1.2 Zielsetzung und Schwerpunkte des Projektes	20
1.3 Einordnung in Programmlinie	20
1.4 Verwendete Methoden	21
1.5 Aufbau des Berichts.....	23
2 LEISTUNGSBEDARF DURCH ELEKTROFAHRZEUGE IN ÖSTERREICH	25
2.1 Modellstruktur e-drive 1.0.....	25
2.2 Nutzergruppen	26
2.3 Ortsabhängige Merkmale.....	28
2.3.1 Die interessantesten Bezirke für die Einführung von Elektrofahrzeugen	28
2.3.2 Nutzergruppen in unterschiedlichen Siedlungsstrukturen	31
2.4 Zeitabhängige Merkmale.....	32
2.4.1 Fahrprofile.....	32
2.4.2 Ladeprofile	32
2.5 Szenarienfestlegung	33
2.5.1 Einführungsszenarien für Elektrofahrzeuge	33
2.5.2 Ladestrategie.....	35
2.5.3 Zusammenfassung	35
2.6 Ergebnisse	36
2.6.1 Großstadt, Kleinstadt, Landgemeinde	36
2.6.2 Österreich	40
3 AUSWIRKUNGEN AUF DIE ÖSTERREICHISCHE ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT	45
3.1 Modellstruktur ATLANTIS.....	45
3.1.1 Einflussparameter der Simulation	50
3.1.2 Best case – worst case.....	51
3.2 Implementierung von Elektrofahrzeugen.....	52
3.2.1 Definition der Ladestrategien.....	52
3.2.2 Szenarioraum für die Elektrofahrzeuge	55
3.2.3 Realisierung im Modell ATLANTIS	56

3.3	Definition der energiepolitischen Szenarien	57
3.3.1	Konventionelles Szenario	58
3.3.2	Erneuerbares Szenario.....	60
3.3.3	Abschätzung E-Mobility aus 100 % erneuerbaren Energien.....	62
3.3.4	Weitere Rahmenbedingungen.....	62
3.4	Ergebnisse	64
3.4.1	Ergebnisse für das Gesamtsystem Kontinentaleuropa	64
3.4.1.1	Notwendige zusätzliche gesicherte Kapazitäten	64
3.4.1.2	CO ₂ -Emissionen	66
3.4.2	Ergebnisse für Österreich.....	70
3.4.2.1	Notwendige zusätzliche gesicherte Kapazitäten	70
3.4.2.2	Veränderungen des Imports und Exports elektrischer Energie.....	70
3.4.2.3	CO ₂ -Emissionen	76
4	ERRICHTUNG DER LADEINFRASTRUKTUR	78
4.1	Ladekonzepte.....	78
4.1.1	Konduktives Laden	78
4.1.1.1	Aufbau einer Ladestation für konduktives Laden	78
4.1.2	Induktives Laden	80
4.1.3	Batteriewechsel	80
4.2	Rahmenbedingungen.....	81
4.2.1	Rechtlich-normativ.....	81
4.2.1.1	Errichtung und Anschluss einer Ladestation	82
4.2.1.2	Betrieb einer Ladestation.....	83
4.2.1.3	Steckerverbindungen.....	83
4.2.1.4	Kommunikationsprotokolle	87
4.2.2	Organisatorisch	89
4.2.2.1	Abrechnung des Ladestroms.....	89
4.2.2.2	Aufstellort der Ladestationen.....	90
4.3	Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum	91
4.3.1	Urbane und ländliche Gebiete	92
4.3.2	Schnellladekorridor	94
4.3.3	CarSharing und Car2Go als Alternativen und Erweiterungen der Elektromobilität.....	95
4.4	Lastmanagement durch tarifgesteuerte Batterieladung	96
4.4.1	Technische Möglichkeiten	96
4.4.1.1	Tonfrequenzrundsteuerung	97
4.4.1.2	Funk-Rundsteuerung.....	97
4.4.2	Rahmenbedingungen	98
4.4.2.1	Verbrauchstruktur in Österreich.....	98
4.4.2.2	Einbindung der Elektrofahrzeuge ins Elektrizitätssystem.....	100
4.4.3	Zeitvariable Preisstrukturen im Überblick.....	104
4.4.3.1	Time-Of-Use (TOU)	104
4.4.3.2	Critical-Peak-Pricing (CPP)	105
4.4.3.3	Peak-Time-Rebate (PTR).....	106
4.4.3.4	Sonstige Preisstrukturen	107
4.5	Konzepte für zeitvariable Preisgestaltung für Elektrofahrzeuge.....	107
4.5.1	Time Of Use.....	107
4.5.2	Critical Peak Pricing	108
4.5.3	Peak Time Rebate	110
4.5.4	Schlussfolgerung	110

5	KOSTENANALYSE	113
5.1	Stromerzeugung	113
5.2	Ladestation und Verrechnung	118
5.2.1	Kostenzusammensetzung von Ladestationen	118
5.2.1.1	Netzentgelte	118
5.2.1.2	Ladestation	119
5.2.1.3	Arbeiten an der Ladestation	120
5.2.1.4	Extras an Ladestationen	120
5.2.2	Verrechnung	121
5.2.2.1	Kostenaufstellung für verschiedene Verrechnungssysteme	121
5.2.2.2	Datenübertragung	123
5.2.2.3	Anschaffung des Verrechnungssystem	123
5.2.2.4	Verrechnung	123
5.2.2.5	Darstellung der Kosten	123
5.2.3	Kosten der Verrechnung inklusive Ladestation	125
5.2.4	Gesamtkostenaufteilung einer Ladestation	127
5.2.5	Zusammenfassender Überblick über die Kosten von Ladestationen	129
5.3	Ladeinfrastruktur in Österreich	130
5.3.1	Szenariendefinition	130
5.3.1.1	Beschreibung des Auswertungsablaufes	132
5.3.2	Aufbau und Kosten der privaten/gewerblichen Infrastruktur	132
5.3.3	Aufbau und Kosten der öffentlichen Infrastruktur	133
5.3.4	Gesamtübersicht der Infrastrukturkosten für Elektrofahrzeuge	134
5.3.4.1	Beschreibung der angenommenen Kostendegression	134
5.3.4.2	Darstellung des Szenario Korridors für die Infrastruktur von Elektrofahrzeugen	135
5.4	Transportdienstleistung	136
5.4.1	Methodik	136
5.4.2	Betriebskosten	137
5.4.2.1	Energiekosten	137
5.4.2.2	Kosten für Batterieladung und Betankung	138
5.4.2.3	Wartung und Versicherung	139
5.4.3	Kapitalkosten	139
5.4.4	Fahrzeug-Kilometerkosten	140
5.4.5	Sensitivitätsanalyse	141
5.4.5.1	Stromkosten	142
5.4.5.2	Ölpreis	142
5.4.5.3	Batteriekosten und -lebensdauer	142
5.4.5.4	Batterieladung	143
5.4.5.5	Besteuerung	143
5.4.5.6	Ergebnisse	144
6	UMWELTBEWERTUNG	146
6.1	Methodik	146
6.2	Untersuchte Systeme	147
6.3	Stromerzeugung	148
6.3.1	Strom-Mix in Österreich und EU	148
6.3.2	Treibhausgas-Emissionen	153
6.3.3	Kumulierter Primär-Energieverbrauch	157
6.4	Transportdienstleistung	159
6.4.1	Treibhausgas-Emissionen	159

6.4.2	Kumulierter Primär-Energieverbrauch	160
6.5	Lokale Emissionen	161
6.6	Beitrag der Elektrofahrzeuge zu den „20-20-20“-Zielen	166
7	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND PERSPEKTIVEN.....	167
8	AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN FÜR F&E	168
9	LITERATURVERZEICHNIS.....	170
10	ANHANG	174
10.1	Szenarioauswertung zur Ladeinfrastruktur	174
10.1.1	Szenario “Amibitioniert” mit 5 Fahrzeugen je Ladepunkt	175
10.1.2	Szenario “Amibitioniert” mit 3 Fahrzeugen je Ladepunkt	175
10.1.3	Szenario “Amibitioniert” mit 1 Fahrzeugen je Ladepunkt	176
10.1.4	Szenario “Maximal” mit 5 Fahrzeugen je Ladepunkt.....	176
10.1.5	Szenario “Maximal” mit 3 Fahrzeugen je Ladepunkt.....	177
10.1.6	Szenario “Maximal” mit 1 Fahrzeugen je Ladepunkt.....	177

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: THG-Emissionen im Verkehrssektor (UBA 2012, eigene Ergänzungen)	19
Abbildung 1-2: Übersicht über die methodischen Arbeiten	22
Abbildung 2-1: Modellstruktur „e-drive 1.0“	26
Abbildung 2-2: Voraussetzungen in Österreichs 98 Bezirken zur Einführung von Elektrofahrzeugen .	30
Abbildung 2-3: Aufteilung der Elektrofahrzeuge auf Bezirke im Bundesland Steiermark	31
Abbildung 2-4: Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen in Österreich.....	34
Abbildung 2-5: Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen in EU-Ländern.....	35
Abbildung 2-6: Großstadt, Ladeleistung in 24h 100 Elektrofahrzeuge, ungesteuert	37
Abbildung 2-7: Großstadt, Ladeleistung in 24h nach Ladeart, 100 Elektrofahrzeuge, ungesteuert	37
Abbildung 2-8: Kleinstadt, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, ungesteuert.....	38
Abbildung 2-9: Landgemeinde, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, ungesteuert	38
Abbildung 2-10: Großstadt, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, gesteuert	39
Abbildung 2-11: Kleinstadt, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, gesteuert.....	39
Abbildung 2-12: Landgemeinde, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, gesteuert	40
Abbildung 2-13: „Maximal 2030 – ungesteuert“, Ladeleistung in 24h.....	40
Abbildung 2-14: „Maximal 2030 – gesteuert“, Ladeleistung in 24h	41
Abbildung 2-15: Vergleich der Ladeleistung im Szenario „Maximal 2030 - ungesteuert“ und „Maximal 2030 – gesteuert“	41
Abbildung 2-16: Last im öffentlichen Netz in einer Winterwoche mit der Ladeleistung Szenario „Ambitioniert 2020 – ungesteuert“	42
Abbildung 2-17: Last im öffentlichen Netz in einer Winterwoche mit der Ladeleistung Szenario „Maximal 2030 – ungesteuert“.....	43
Abbildung 2-18: Last im öffentlichen Netz in einer Winterwoche mit der Ladeleistung Szenario „Maximal 2030 – gesteuert“.....	43
Abbildung 3-1: Im Simulationsmodell ATLANTIS abgebildeter Kraftwerkspark.....	47
Abbildung 3-2: Im Simulationsmodell ATLANTIS abgebildetes Höchstspannungsnetz (Stand 2011) (eigene Darstellung)	48
Abbildung 3-3: Vereinfachtes Blockfließbild des Simulationsmodells ATLANTIS (eigene Darstellung)	49
Abbildung 3-4: Angenommener Lastgang des Verbrauchs im öffentlichen österreichischen Netz in der dritten Jännerwoche 2030, ohne Elektrofahrzeuge (eigene Darstellung).	54
Abbildung 3-5: wie Abbildung 3-4, überlagert mit dem Ladestrom von zwei Millionen Elektrofahrzeugen bei ungesteuerter Ladung (eigene Darstellung).....	54
Abbildung 3-6: wie Abbildung 3-4 überlagert mit dem Ladestrom von zwei Millionen Elektrofahrzeugen bei gesteuerter Ladung (eigene Darstellung).	55
Abbildung 3-7: Bevölkerungsdichte Österreich (Quelle: Statistik Austria, Online Atlas) und das österreichische Höchstspannungsnetz 2011 (eigene Darstellung)	56
Abbildung 3-8: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Kontinentaleuropa für das konventionelle Szenario.	59
Abbildung 3-9: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Österreich für das konventionelle Szenario.....	59
Abbildung 3-10: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Kontinentaleuropa für das erneuerbare Szenario.	61
Abbildung 3-11: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Österreich für das erneuerbare Szenario.....	61
Abbildung 3-12: Angenommene Entwicklung der realen Brennstoffpreise für das konventionelle und das erneuerbare Szenario	63
Abbildung 3-13: Angenommene Entwicklung der realen CO ₂ -Preise für beide Szenarien.....	63
Abbildung 3-14: Simulierter zukünftiger Kraftwerkspark im Szenario "konventionell" für den Netzbereich der ENTSO-E CE bei 89 Millionen Elektrofahrzeugen in Kontinentaleuropa 2030 und ungesteuerter Ladung	65

Abbildung 3-15: Simulierter zukünftiger Kraftwerkspark im Szenario "erneuerbar" für den Netzbereich der ENTSO-E CE bei 89 Mio. Elektrofahrzeugen in Kontinentaleuropa und ungesteuerter Ladung	66
Abbildung 3-16: Simulationsergebnis der Entwicklung der Nachfrage und der CO ₂ -Emissionen in Kontinentaleuropa im "konventionellen" Szenario. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse. 67	
Abbildung 3-17: Simulationsergebnis der Entwicklung der Nachfrage und der CO ₂ -Emissionen in Kontinentaleuropa im "erneuerbaren" Szenario. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse. ... 68	
Abbildung 3-18: Simulierte Entwicklung der spezifischen CO ₂ -Emissionen in Kontinentaleuropa für das konventionelle Szenario	69
Abbildung 3-19: Simulierte Entwicklung der spezifischen CO ₂ -Emissionen in Kontinentaleuropa für das erneuerbare Szenario	69
Abbildung 3-20: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das konventionelle Szenario ohne die Einführung von Elektrofahrzeugen	70
Abbildung 3-21: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das konventionelle Szenario bei einer Million Elektrofahrzeugen 2030 und ungesteuerter Ladung	71
Abbildung 3-22: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das konventionelle Szenario bei zwei Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und ungesteuerter Ladung	72
Abbildung 3-23: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das konventionelle Szenario bei zwei Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und gesteuerter Ladung	73
Abbildung 3-24: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das erneuerbare Szenario ohne die Einführung von Elektrofahrzeugen	73
Abbildung 3-25: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das erneuerbare Szenario bei einer Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und ungesteuerter Ladung	74
Abbildung 3-26: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das erneuerbare Szenario bei zwei Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und ungesteuerter Ladung	75
Abbildung 3-27: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das erneuerbare Szenario bei zwei Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und gesteuerter Ladung	75
Abbildung 3-28: Simulationsergebnis der Entwicklung von Nachfrage und CO ₂ -Emissionen im konventionellen Szenario für Österreich. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.	76
Abbildung 3-29: Simulationsergebnis der Entwicklung von Nachfrage und CO ₂ -Emissionen im erneuerbaren Szenario für Österreich. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.	77
Abbildung 4-1: Konduktive Ladung (Mennekes, 2009a)	78
Abbildung 4-2: Innenansicht einer typischen Ladestation	79
Abbildung 4-3: Induktive Ladung Quelle: (Imperia, 2009)	80
Abbildung 4-4: Batteriewechselstation Quelle: (Teczilla, 2009)	81
Abbildung 4-5: Normierungsroadmap Elektromobilität (VDE, 2010)	82
Abbildung 4-6: Konduktive Ladesysteme Übersicht (Mathoy, 2008)	84
Abbildung 4-7: Verschiedene Steckervarianten bei induktiver Ladung	85
Abbildung 4-8: Mennekes-Steckverbindung (Mennekes, 2009a)	86
Abbildung 4-9: Ablauf der Kommunikation bei PLC (Daimler & RWE, 2009)	88
Abbildung 4-10: Ergonomie bei Ladestation und -kabel (DGS, 2009)	90
Abbildung 4-11: Durchschnittliche Weglängen an Werktagen (Herry, Russ, Schuster, & Tomschy, 2003)	91
Abbildung 4-12: Parkanlagen in Graz (Parkraumservice-Graz, 2011)	93
Abbildung 4-13: Übersicht P&R-Anlagen in Burgenland, Niederösterreich und Wien (AnachB, 2011) 93	
Abbildung 4-14: Übersicht P&R-Anlagen der Steiermark (GIS-Steiermark, 2011)	94

Abbildung 4-15: Aufbau eines möglichen Schnellladekorridors (Karte: Wikipedia, 2011; mit eigenen Ergänzungen)	95
Abbildung 4-16: Minimale Aufbauvariante eines Schnellladekorridors	95
Abbildung 4-17: Jahresdauerlinien 2006-2010 (Quelle: (ENTSO-E); Eigene Darstellung)	99
Abbildung 4-18: 88 Höchstlaststunden nach Auftrittsmonat 2006-2010 (Quelle: (ENTSO-E); Eigene Darstellung)	99
Abbildung 4-19: 88 Höchstlaststunden nach Auftrittszeit 2006-2010 (Quelle: (ENTSO-E); Eigene Darstellung)	100
Abbildung 4-20: Lastgang im ungesteuerten Fall 2030 bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen	102
Abbildung 4-21: Lastgang im gesteuerten Fall bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen 2030	103
Abbildung 4-22: Beispielhafte Darstellung einer TOU Preisstruktur	105
Abbildung 4-23: Beispielhafte Darstellung einer CPP Preisstruktur	105
Abbildung 4-24: Beispielhafte Darstellung einer PTR Preisstruktur.....	106
Abbildung 4-25: Mögliche TOU Preisstruktur für Elektrofahrzeuge	108
Abbildung 4-26: Mögliche CPP Preisstruktur für Elektromobilität.....	109
Abbildung 4-27: Mögliche PTR Preisstruktur für Elektrofahrzeuge.....	110
Abbildung 4-28: Vorschlag einer Preisstruktur für Elektrofahrzeuge in Österreich.....	111
Abbildung 5-1: Simulierte absolute und relative Veränderung des realen EWP für die österreichische Elektrizitätswirtschaft im konventionellen Szenario. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.	114
Abbildung 5-2: Simulierte Entwicklung des mittleren Marktpreises (Großhandel) für elektrische Energie sowie dessen Minima und Maxima für Österreich im konventionellen Szenario.	115
Abbildung 5-3: Simulierte absolute und relative Veränderung des realen EWP für die österreichische Elektrizitätswirtschaft im erneuerbaren Szenario Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.	116
Abbildung 5-4: Simulierte Entwicklung des mittleren Marktpreises (Großhandel) für elektrische Energie sowie dessen Minima und Maxima für Österreich im erneuerbaren Szenario.....	116
Abbildung 5-5: Simulierte absolute und relative Veränderung des realen EWP für das Unternehmen „EDF“ in Frankreich im konventionellen Szenario Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.	118
Abbildung 5-6: Kostenaufstellung von Ladestationen nach Leistung gegliedert.....	121
Abbildung 5-7: Kostenverteilung von Verrechnungssystemen an öffentlichen Ladestationen (11,09 kW)	124
Abbildung 5-8: Kostenverteilung von Verrechnungssystemen an öffentlichen Ladestationen (22,17 kW)	125
Abbildung 5-9: Kostenübersicht einer öffentlichen Ladestation mit Verrechnung, Ladestationskosten und Extras (11,09 KW)	127
Abbildung 5-10: Kostenübersicht einer öffentlichen Ladestation mit Verrechnung, Ladestationskosten und Extras (22,17 KW)	127
Abbildung 5-11: Gesamtkosten einer öffentlichen Ladestation (11,09 KW)	128
Abbildung 5-12: Gesamtkosten einer öffentlichen Ladestation (22,17 KW)	129
Abbildung 5-13: Darstellung der Fahrzeugentwicklungspfade.....	131
Abbildung 5-14: Aufbauverlauf der privaten/gewerblichen Infrastruktur bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen und 3 Fahrzeugen je Ladepunkt.....	133
Abbildung 5-15: Aufbauverlauf der öffentlichen Infrastruktur bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen und 3 Fahrzeugen je Ladepunkt.....	134
Abbildung 5-16: Kostenverlauf für eine Infrastruktur bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und 3 Fahrzeugen je Ladepunkt (mit degressivem Kostenverlauf)	135
Abbildung 5-17: Ergebniskorridor der Kosten für die verschiedenen Möglichen Ausführungen einer Ladeinfrastruktur.....	136
Abbildung 5-18: Berechnungsmethode der Fahrzeug-Kilometer-Kosten (ohne Steuern)	137
Abbildung 5-19: Kostenaufteilung für Strom, Benzin und Diesel (2011)	138
Abbildung 5-20: Kosten für Tankstelle und Ladestationen.....	139
Abbildung 5-21: Fahrzeug-Kilometerkosten, 2010, PKW-Klein (ohne Steuern)	141

Abbildung 5-22: Anstieg der Stromkosten aus Modell ATLANTIS (eigene Darstellung Joanneum Research)	142
Abbildung 5-23: Fahrzeug-Kilometerkosten mit derzeitigen Steuern am Beispiel PKW-Klein	144
Abbildung 5-24: Sensitivitätsanalyse der wichtigsten Einflussfaktoren auf die Fahrzeug-Kilometerkosten PKW-Klein (ohne Steuern)	145
Abbildung 6-1: Untersuchte Systeme – Prozessketten	148
Abbildung 6-2: THG-Emissionen von Stromerzeugungstechnologien in Österreich	149
Abbildung 6-3: Kraftwerksleistung „Konv-oEF“ Österreich.....	150
Abbildung 6-4: Kraftwerksleistung „Erneu-oEF“ Österreich	150
Abbildung 6-5: Strom-Mix „Konv-oEF“ Österreich.....	151
Abbildung 6-6: Strom-Mix „Erneu-oEF“ Österreich	151
Abbildung 6-7: Strom-Mix „Konv-oEF“ in der EU	152
Abbildung 6-8: EU-Strom-Mix „Erneu-oEF“	152
Abbildung 6-9: THG-Emissionen Strom-Mix EU in Szenarien „Konv-oEF“ und „Erneu-oEF“	153
Abbildung 6-10: THG-Emissionen Strom-Mix Österreich in Szenarien „Konv-oEF“ und „Erneu-oEF“	154
Abbildung 6-11: THG-Emissionen Strom-Mix EU in Szenarien „Konv-oEF“, „Konv-ambi-ungest“, „Konv-maxi-ungest“ und „Konv-maxi-gest“	155
Abbildung 6-12: THG-Emissionen Strom-Mix Österreich in Szenarien „Konv-oEF“, „Konv-ambi-ungest“, „Konv-maxi-ungest“ und „Konv-maxi-gest“	155
Abbildung 6-13: THG-Emissionen Strom-Mix EU in den Szenarien „Erneu-oEF“, „Erneu-ambi-ungest“, „Erneu-maxi-ungest“ und „Erneu-maxi-gest“	156
Abbildung 6-14: THG-Emissionen Strom-Mix Österreich in Szenarien „Erneu-oEF“, „Erneu-ambi-ungest“, „Erneu-maxi-ungest“ und „Erneu-maxi-gest“	157
Abbildung 6-15: Kumulierter Primärenergieverbrauch für Stromerzeugungstechnologien in Österreich	157
Abbildung 6-16: Kumulierter Primärenergieverbrauch im Strom-Mix Österreich(inkl. Import) in den Szenarien „Konv-oEF“ und „Erneu-oEF“	158
Abbildung 6-17: WTW THG-Emissionen der Transportdienstleistung eines Elektro-, Benzin- und Dieselfahrzeugs PKW-Klein mit Stromszenario „Konv“ und „Erneu“	160
Abbildung 6-18: WTW Fossiler KEV der Transportdienstleistung eines Elektro-, Benzin- und Dieselfahrzeugs PKW-Klein mit Stromszenario „Konv“ und „Erneu“	161
Abbildung 6-19: PM10-Emissionen Österreich und nach Sektoren (UBA, 2009)	162
Abbildung 6-20: Partikel-Emissionen des Verkehrssektors in Österreich 1990-2008 (UBA, 2011b)..	162
Abbildung 6-21: Partikel-Emissionen im Verkehrssektor in Österreich 2008 (Datenbasis: UBA, 2009)	163
Abbildung 6-22: Partikel-Emissionen im Straßenverkehr in Österreich 2008 (Datenbasis: UBA, 2009)	163
Abbildung 6-23: NOx-Emissionen von PKW und LKW in Österreich (UBA 2011).....	164
Abbildung 6-24: Trend der NOx-,NMVOC- und CO-Emissionen des Sektors Verkehr in Österreich (UBA 2011).....	165

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Untersuchte Nutzergruppen für Elektrofahrzeuge.....	27
Tabelle 2-2: PKW in Österreich 2010 in den untersuchten Nutzergruppen	28
Tabelle 2-3: Fahrzeugklassen im Modell e-drive.....	28
Tabelle 2-4: Zuordnung Fahrzeugklassen zu Nutzergruppen	28
Tabelle 2-5: Ortsabhängige Merkmale für die Einführung von Elektrofahrzeugen	29
Tabelle 2-6: Normalisierung der ortsabhängigen Merkmalwerte	29
Tabelle 2-7: Gewichtungsfaktoren der ortsabhängigen Merkmale	29

Tabelle 2-8: Möglicher Anteil von Elektrofahrzeugen an Neuzulassungen in Österreich bis 2020 (nach UBA 2010)	30
Tabelle 2-9: Elektrofahrzeuge in den Bundesländern im Jahr 2020	30
Tabelle 2-10: Aufteilung PKW auf Nutzergruppen in unterschiedlichen Siedlungsstrukturen	31
Tabelle 2-11: Elektrofahrzeuge je Bundesland und Siedlungsstruktur im Jahr 2020	32
Tabelle 2-12: Fahrleistung der Nutzergruppen in den Siedlungsstrukturen an Werktagen	32
Tabelle 2-13: Übersicht Ladearten	33
Tabelle 2-14: Ladeleistungen je Nutzergruppe	33
Tabelle 2-15: Merkmale der in „e-drive 1.0“ untersuchten Szenarien	36
Tabelle 2-16: Ergebnisse des Modells „e-drive 1.0“ für den maximalen zusätzlichen Leistungsbedarf und den zusätzlichen Leistungsbedarf während der Lastspitze	44
Tabelle 3-1: In beiden Szenarien berücksichtigte Großkraftwerksprojekte in Österreich und deren geplante Inbetriebnahme	57
Tabelle 4-1: Parkanlagen in Graz (Parkraumservice-Graz, 2011)	92
Tabelle 4-2: Inputparameter zur Berechnung der benötigten Leistung (ungesteuert)	101
Tabelle 4-3: Inputparameter zur Berechnung der benötigten Leistung (gesteuert)	102
Tabelle 4-4: Mögliche Preise einer TOU Struktur für Elektrofahrzeuge	108
Tabelle 4-5: Mögliche Preise einer CPP Struktur für Elektrofahrzeuge	109
Tabelle 4-6: Mögliche Ausführung einer Gesamtpreisstruktur für Elektrofahrzeuge	112
Tabelle 5-1: Übersicht über die Netzentgelte der Ebenen 5,6 und 7 (Energie-Control Austria, 2010a)	119
Tabelle 5-2: Kosten von Verrechnungssysteme bei Ladestationen (WKO, 2011)	123
Tabelle 5-3: Übersicht über die Kosten von Verrechnungssystemen	125
Tabelle 5-4: Übersicht über die Kosten von Verrechnungssystemen inkl. Aufstellung der Ladestation	126
Tabelle 5-5: Gesamtkosten von öffentlichen Ladestationen	128
Tabelle 5-6: Fahrzeugentwicklungspfade in Zahlen	132
Tabelle 5-7: Übersicht über die verschiedenen behandelten Fälle	132
Tabelle 5-8: Fahrzeugklassen und technische Parameter	137
Tabelle 5-9: Betriebskosten von Ladestationen abhängig von Ort und Ladeleistung am Beispiel des PKW-Klein	139
Tabelle 5-10: Investitions- und Kapitalkosten der unterschiedlichen Fahrzeugklassen	140
Tabelle 5-11: Fahrzeug-Kilometerkosten, 2010, PKW-Klein (ohne Steuern)	141
Tabelle 5-12: Fahrzeug-Kilometerkosten, 2010, PKW-Mittel (ohne Steuern)	141
Tabelle 5-13: Fahrzeug-Kilometerkosten, 2010, Lieferwagen (ohne Steuern)	141
Tabelle 5-14: Fahrzeug-Kilometerkosten mit derzeitigen Steuern,2010, PKW-Klein	144
Tabelle 5-15: Fahrzeug-Kilometerkosten mit derzeitigen Steuern,2010, PKW-Mittel	144
Tabelle 5-16: Fahrzeug-Kilometerkosten mit derzeitigen Steuern,2010, Lieferwagen	144
Tabelle 6-1: Festlegung der untersuchten Szenarien	148
Tabelle 6-2: Kumulierter Primärenergieverbrauch der Szenarien, Strom-Mix Österreich	158
Tabelle 6-3: Emissionsfaktoren der Euro-Klassen 1 bis 6	165
Tabelle 6-4: Reduktionspotential von Luftschadstoffen in Österreich 2020	166
Tabelle 10-1: Übersicht der untersuchten Kosten für die Infrastruktur von Ladestationen	174

Präambel der Autoren

Für das Elektrizitätssystem repräsentieren Elektrofahrzeuge eine zusätzliche Last und beeinflussen die Produktion, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie, abhängig von der Entwicklung der Fahrzeugflotte und ihrer regionalen Verteilung. Die mittel- bis langfristige Entwicklung der Stromerzeugung in Europa und Österreich sowie der Einfluss der zusätzlichen Last durch Elektrofahrzeuge auf das Elektrizitätssystem beeinflussen maßgeblich das Potential von Elektrofahrzeugen, zur Erreichung der Umweltziele im Verkehrssektor beizutragen. Eine weitere Herausforderung für die Einführung von Elektrofahrzeugen stellt die Entwicklung von Batterieladungs- und Verrechnungssystemen als Schnittstelle zwischen dem Elektrizitätssystem und den Elektrofahrzeugen insbesondere im öffentlichen Raum in urbanen Gebieten dar.

Dieses Projekt „e-mobility 1.0“ diente dazu, für Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2030 in Österreich den zusätzlichen Leistungsbedarf und dessen Auswirkungen auf das Verhalten des Elektrizitätssystems zu simulieren und zu bewerten. Ein weiteres Ziel war die Modellierung der flächendeckenden Errichtung der Ladeinfrastruktur in Österreich, mit Detailuntersuchungen zu Verrechnungssystemen für öffentliche Ladestationen und zu Lademanagementsystemen. In einer gesamthaften Bewertung der Kosten und der Umweltwirkungen von Elektrofahrzeugen werden die Perspektiven und Herausforderungen in Bezug auf die notwendigen Rahmenbedingungen und Entwicklungen für eine optimale Integration der Elektrofahrzeuge im österreichischen Elektrizitätssystem dargestellt.

Die Projektpartner JOANNEUM RESEARCH und TU Graz haben im Auftrag des Klima- und Energiefonds Österreich dieses Projekt gemeinsam durchgeführt. Die Projektbearbeitung erfolgte im Rahmen einer Arbeitspaketstruktur, in der die Projektpartner jeweils für die methodischen Entwicklungen und erzielten Ergebnisse in Teilbereichen verantwortlich sind.

JOANNEUM RESEARCH übernahm die Projektleitung und das Projektmanagement. Inhaltlich erarbeitete JOANNEUM RESEARCH

- den zusätzlichen Leistungsbedarf durch Elektrofahrzeuge in Österreich (Kapitel 2),
- die Gesamtkostenbewertung der Transportdienstleistung (Kapitel 5.4) und
- die Umweltbewertung (Kapitel 6).

Das Aufgabengebiet der TU Graz umfasste

- die Modellierung der Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft (Kapitel 3),
- die Untersuchungen zur Errichtung der Ladeinfrastruktur (Kapitel 4),
- die Kostenanalyse der Stromerzeugung (Kapitel 5.1),
- die Kostenanalyse von Ladestationen und Verrechnung (Kapitel 5.2) sowie
- die Kostenanalyse der Ladeinfrastruktur in Österreich (Kapitel 5.3).

Die Schlussfolgerungen und der Ausblick wurden gemeinsam erarbeitet.

Zusammenfassung

Ausgangslage:

Der Verkehrssektor trug im Jahr 2010 nach dem Industriesektor mit 22,3 Mio Tonnen oder 26 % am meisten zu den Treibhausgas-Emissionen in Österreich von insgesamt 84,6 Mio Tonnen bei. Davon kam der Großteil, ca. 97 %, aus dem Straßenverkehr und fast 60 % aus dem PKW-Verkehr. Die Abweichung von den sektoralen Klimazielen im Jahr 2010 war im Verkehrssektor mit 3,6 Mio Tonnen Treibhausgasemissionen oder 19 % am höchsten. Unter den alternativen Antriebssystemen haben auch Elektrofahrzeuge das Potential, einen Beitrag zur Reduktion der Emissionen im Verkehrssektor zu leisten, wenn benzin- und dieseltreibene Fahrzeuge durch Elektrofahrzeuge substituiert werden. Während die lokalen Auspuffemissionen zu 100 % vermieden werden, hängt die Erreichung der Umweltziele im österreichischen Verkehrssektor vor allem von der Entwicklung der Stromerzeugung in Europa und Österreich ab. Für das Elektrizitätssystem repräsentieren Elektrofahrzeuge eine zusätzliche Last abhängig von der Entwicklung der Fahrzeugflotte und ihrer regionalen Verteilung und beeinflussen die Produktion, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie. Im Fall von nicht gesteuerter Batterieladung und gleichzeitig verstärkter Ladung zu einem bestimmten Zeitpunkt können die Konsequenz daraus zusätzlicher Spitzenlast-Bedarf und Engpässe im Verteilungsnetz sein. Eine weitere Herausforderung stellt die Entwicklung von Batterieladungs- und Abrechnungssystemen als Schnittstelle zwischen dem Elektrizitätssystem und den Elektrofahrzeugen dar. Insbesondere ist die technische Implementierung der Ladungsinfrastruktur in städtischen Gebieten bzw. im öffentlichen Raum ungelöst.

Inhalt und Ziele:

Das Projekt „e-mobility 1.0“ diente dazu, für Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2030 in Österreich den zusätzlichen Leistungsbedarf und dessen Auswirkungen auf das Verhalten des Elektrizitätssystems zu simulieren und zu bewerten. Dafür wurden zwei bestehende Modelle für den zusätzlichen Leistungsbedarf der Elektrofahrzeuge („e-drive 1.0“) und für das Verhalten des Elektrizitätssystems („ATLANTIS“) kombiniert und erweitert. Ein weiteres Ziel war die Modellierung der flächendeckenden Errichtung der Ladeinfrastruktur in Österreich, mit Detailuntersuchungen zu Verrechnungssystemen für öffentliche Ladestationen und zu Lademanagementsystemen. In einer gesamthaften Bewertung der Kosten und der Umweltwirkungen von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen werden die Perspektiven und Herausforderungen in Bezug auf die notwendigen Rahmenbedingungen und Entwicklungen für eine optimale Integration der Elektrofahrzeuge im österreichischen Elektrizitätssystem dargestellt. Die Ergebnisse wurden in einem Beirat mit relevanten Stakeholdern aus dem Elektrizitätssektor (Verbund, E-Steiermark, EVN, Salzburg AG) sowie Vertretern aus den E-Mobility-Modellregionen (VLOTTE, Modellregion Graz, Electrodrive Salzburg) diskutiert.

Ergebnisse:

Zusätzlicher Leistungsbedarf für Elektrofahrzeuge:

Aufgrund der Betriebseigenschaften von Elektrofahrzeugen wie Emissionsfreiheit, hohe Energieeffizienz im Stop- und Go-Verkehr und geringerer Reichweite im Vergleich zu

konventionellen Fahrzeugen erscheint eine großzahlige Einführung von Elektrofahrzeugen über die Nutzergruppen PKW-Pendler, Zweit-PKW-Besitzer sowie Gewerbe und öffentliche Verwaltung mit PKW-Flotten zielführend. Es wurden in einem Modell für Österreich jene Bezirke identifiziert, in denen ein früher Einsatz der Fahrzeuge besonders interessant sein kann. Das sind v.a. die Landeshauptstädte und deren Einzugsgebiete.

Zur Ermittlung des zeit- und ortsabhängigen Leistungsbedarfs von Elektrofahrzeugen wurde das Modell „e-drive 1.0“ entwickelt. Dieses bildet die Zeitabhängigkeit des Leistungsbedarfs aufgrund von Fahr- und Ladeprofilen der Nutzergruppen sowie die Ortsabhängigkeit aufgrund der Aufteilung der Nutzergruppen in typischen Siedlungsstrukturen und Bezirken ab. Es wurden 6 Einführungsszenarien modelliert, die sich aus der Kombination von der Gesamtzahl von Elektrofahrzeugen in Österreich (0,27 Millionen im Jahr 2020, 1 Million bzw. 2 Millionen Elektrofahrzeuge im Jahr 2030) sowie aus zwei unterschiedlichen Ladestrategien („ungesteuert“, „gesteuert“) ergeben. „Ungesteuertes“ Laden erfolgt unmittelbar nach jedem Anstecken des Fahrzeugs an eine Ladestation und erfordert keine Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation und dem Netz. Das „gesteuerte“ Laden wird als eine Form des Lastmanagements zur Vermeidung von Lastspitzen („Nachtstromladen“) modelliert. Dabei werden die Ladestationen in den Haushalten nur zwischen vorzuziehenden Zeiten freigeschaltet. In der Gesamtbetrachtung für das österreichische Stromnetz tritt im Jahr 2020 mit 0,27 Millionen Elektrofahrzeugen tritt bei gesteuerter Ladung kein zusätzlicher Leistungsbedarf zur maximalen Lastspitze im Netz auf. Die höchste zusätzliche Lastspitze zur Spitze im Netz tritt mit 2 Millionen Fahrzeugen im Jahr 2030 und ungesteuertem Laden mit 4,1 GW auf. Gesteuertes Laden reduziert diese zusätzliche Last auf 0,9 GW.

Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft

Anhand von Simulationen mit dem elektrizitätswirtschaftlichen Modell ATLANTIS wurden in einem nächsten Schritt die Einflüsse der Einführungsszenarien auf das österreichische Elektrizitätssystem untersucht. Dafür wurde mit Blick auf die Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks das gesamte kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem in zwei politischen Entwicklungspfaden abgebildet: einem „konventionellen“ Szenario mit der Fortschreibung der heutigen Energiepolitik und einem nur moderaten Wachstum der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Und einem „erneuerbaren“ Szenario, in dem die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern stärker ausgebaut wird. Es wurde für die Simulationen zudem angenommen, dass in allen europäischen Ländern Elektrofahrzeuge im selben Verhältnis Fahrzeuge pro Bevölkerung wie in Österreich eingeführt werden.

Die Szenariensimulation ergab einen Bedarf an neuen, gesicherten Kraftwerkskapazitäten in Kontinentaleuropa. Die maximal notwendige Kapazität entsteht bei maximaler Fahrzeuganzahl und ungesteuerter Ladung im konventionellen Szenario und liegt bei 103 GW. Bei gesteuerter Ladung reduziert sich die zusätzlich notwendige Leistung auf 25 GW. Im erneuerbaren Szenario liegen diese Werte etwas darunter, bei ungesteuerter Ladung wird der Zubau von 86 GW, bei gesteuerter Ladung von 14 GW notwendig. Innerhalb Österreichs tritt in keinem der simulierten Fälle eine Notwendigkeit für den Zubau neuer Kraftwerke auf. Eine großflächige Einführung von Elektrofahrzeugen dürfte daher für das österreichische Elektrizitätssystem in Bezug auf die Energieerzeugung keine Schwierigkeit darstellen. Weiters zeigen die Simulationsergebnisse keine Anzeichen dafür, dass im österreichischen Höchstspannungsnetz zusätzliche Engpässe aufgrund der

Einführung von Elektromobilität auftreten. Konkretere Netzbetrachtungen würden eine AC-Lastflussrechnung bedingen, welche im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt wurden. Aufgrund der Notwendigkeit von gesicherten Kraftwerkskapazitäten wird der notwendige zusätzliche Bedarf an Kraftwerken in beiden Szenarien durch moderne, effizientere Gas-Dampf-Kombikraftwerke gedeckt. Diese haben weitaus geringere spezifische Emissionen als beispielsweise alte ersetzte Kohlekraftwerke. Daher zeigen die Simulationsergebnisse für die ungesteuerte Ladung von Elektrofahrzeugen in beiden Szenarien die geringsten CO₂-Emissionen. Die neuen Kraftwerke erhöhen die durchschnittliche Effizienz des kontinentaleuropäischen Kraftwerksparks, wodurch die spezifischen CO₂-Emissionen sinken.

Für die Elektrizitätswirtschaft bewirkt der notwendige Zubau neuer Kraftwerke zwei gegenläufige Effekte. Einerseits entstehen durch den Bau der zusätzlichen Kraftwerke Fixkosten, die die Elektrizitätsunternehmen tragen müssen. Andererseits erhöht sich durch die modernen neuen Kraftwerke die durchschnittliche Effizienz des Kraftwerksparks, wodurch die Betriebskosten sinken. Je nach Struktur des bestehenden Kraftwerksparks überwiegt der eine oder andere Effekt. Europaweit überwiegen jedoch die nachteiligen Effekte der gesteigerten Fixkosten, was darauf hindeutet, dass sich die gesteuerte Ladung langfristig durchsetzen wird.

Ladeinfrastruktur

Der Aufbau der Ladeinfrastruktur ist insbesondere im öffentlichen Raum sowohl in der Auswahl der Aufstellorte wie auch bei den Investitionen eine Herausforderung. In einer detaillierten Kostenanalyse wurden die Kosten für die Errichtung von Ladestationen im öffentlichen Raum und für die Abrechnung der geladenen Strommengen für unterschiedliche Ladeleistungen und Abrechnungssysteme ermittelt. Bezogen auf 1 kWh Ladestrom liegen die Kosten die bei der Ladung an einer öffentlichen Ladestation aufgeschlagen werden müssen damit die Investitionen nach einer Dauer von zehn Jahren wieder eingenommen werden zwischen ca. 10 Cent₂₀₁₀/kWh bei 22 kW Ladeleistung und ca. 14 Cent₂₀₁₀/kWh bei 11 kW Ladeleistung. Private Ladestationen haben deutlich geringere Kosten da weder eine Verrechnungsmöglichkeit noch im selben Maße in Sicherheitsmaßnahmen investiert werden muss. Außerdem ist die Wartung nicht so aufwändig wie im öffentlichen Bereich. Weiters wurde der Aufbau einer Ladeinfrastruktur in Österreich untersucht. Für 2 Millionen Elektrofahrzeuge ergab sich ein Bedarf von 30.000 Ladestationen im öffentlichen Raum, aufgeteilt auf öffentliche Parkplätze (Park&Ride-Anlagen, Garagen etc.), Tankstellen und Schnelllade-korridore mit 44 kW Ladeleistung als Ladestationen entlang der Hauptverkehrsrouen in Österreich. Für private Parkplätze wurden 570.000 Ladestationen mit 3,6 kW Ladeleistung ermittelt und 20.000 Ladestationen mit 7,4 und 11 kW für gewerbliche Fahrzeugflotten. Die Gesamtinvestition für 2 Millionen Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2030 in Österreich wurde bei durchschnittlich 3 Fahrzeugen pro Ladepunkt mit rund 1,25 Milliarden EUR geschätzt.

Für das Lastmanagement der Batterieladung mit dem Ziel, zusätzliche Spitzen zur Last im Stromnetz zu vermeiden oder zu glätten, wurden neben technischen Möglichkeiten mit bestehenden Systemen, wie der Tonfrequenz-Rundsteuerung, zeitvariable Preisstrukturen untersucht und Vor- bzw. Nachteile verschiedener Konzepte dargestellt. Diese sind mit vergleichsweise geringerem Aufwand einsetzbar als intelligente Ladesteuerungskonzepte,

die auf die Anforderungen beim Stromerzeuger, im Verteilnetz und beim Verbraucher in Echtzeit reagieren.

Kostenanalyse

In einer Gesamtkostenanalyse auf Grundlage von Betriebs- und Kapitalkosten wurden die Kilometerkosten eines Batterie-Elektrofahrzeuges mit einem Benzin- und Dieselfahrzeug verglichen. Die Kilometerkosten eines Elektrofahrzeuges sind derzeit je nach Fahrzeugklasse und Ladeleistung zwischen ca. 30 % und 60 % höher als beim vergleichbaren Benzin- und –Dieselfahrzeug. Eine der Grundvoraussetzungen für eine erfolgreiche Einführung von Elektrofahrzeugen ist die Erreichung der Kostenparität zu vergleichbaren konventionellen Fahrzeugen. Den größten Einfluss auf die Kilometerkosten haben derzeit die Batterie-Kapitalkosten mit derzeit 45 % bis 65 % je nach Fahrzeugklasse. Deren Reduktion ist derzeit eines der Hauptziele der Batterie- und Fahrzeughersteller weltweit. Die Betriebskosten für Strom und Ladung sind vergleichsweise gering mit einem Anteil von ca. 17 % bis 22 %. Bei den Stromkosten muss insbesondere bei einem verstärkten Ausbau zur Nutzung der erneuerbaren Energieträger und von dafür erforderlichen Stromspeichertechnologien, die in diesem Projekt jedoch nicht berücksichtigt wurden, von einem zukünftig verstärkten Kostenanstieg ausgegangen werden. Die Untersuchungen im Modell ATLANTIS ergaben eine Erhöhung des mittleren nominellen Marktpreises von ca. 60% von 2010 bis 2020. Zur Erreichung der Kostenparität zu konventionellen Fahrzeugen müssten daher in Zukunft auch die Treibstoffkosten für Benzin und Diesel deutlich um 100% im Vergleich zum Jahr 2010 steigen. Gleichzeitig müssten die Kapitalkosten für die Batterie um 50 % und die Betriebskosten der Ladestationen um 25 % sinken.

Umweltbewertung

Die Treibhausgas (THG-) -emissionen sowie der kumulierte Primär-Energieverbrauch (KEV) bezogen auf die Transportdienstleistung von 1 Kilometer eines Batterie-Elektrofahrzeugs wurden in einer Lebenszyklusanalyse im Vergleich mit einem Benzin- und Dieselfahrzeug untersucht. Dabei wurde ein besonderer Schwerpunkt auf die Berechnung der spezifischen THG-Emissionen und des KEV je kWh Strom in 10 Szenarien des Stromerzeugungsmixes in der EU und in Österreich gelegt. Übertragen auf die THG-Emissionen der Transportdienstleistung wurden für ein Elektrofahrzeug der Kleinwagenklasse beim im Modell Atlantis simulierten „konventionellen“ Strom-Mix THG-Emissionen von 78 g CO₂-Äq/km ermittelt. Das sind um 53 % geringere Emissionen als beim vergleichbaren Benzinfahrzeug. Im „erneuerbaren“ Strom-Mix liegen die THG-Emissionen bei 58 g CO₂-Äq/km, das sind um 65 % geringere Emissionen als beim Benzinfahrzeug.

Elektrofahrzeuge können einen Beitrag zu umweltpolitischen Zielen der EU bis 2020 leisten. Unter den in diesem Projekt untersuchten Szenarien der Stromerzeugung können 0,27 Millionen Elektrofahrzeuge die THG-Emissionen des PKW-Verkehrs um ca. 3 % reduzieren. Der Anteil an erneuerbaren Energieträgern in den untersuchten Szenarien der Stromerzeugung kann zu einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Treibstoffe um ca. 5 % beitragen.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Der Verkehrssektor trug im Jahr 2010 nach dem Industriesektor mit 22,3 Mio Tonnen oder 26 % am meisten zu den Treibhausgas- (THG-) Emissionen in Österreich von insgesamt 84,6 Mio Tonnen bei. Davon kam der Großteil (ca. 97 %) aus dem Straßenverkehr und fast 60 % aus dem PKW-Verkehr. Die Abweichung von den sektoralen Klimazielen im Jahr 2010 war im Verkehrssektor mit 3,6 Mio Tonnen Treibhausgasemissionen oder 19 % am höchsten (Abbildung 1-1). Seit 2005 wird Biodiesel zu Diesel und seit 2007 Bioethanol zu Benzin beigemischt, gemessen am Energieinhalt wurden 2010 6,58 % fossile Treibstoffe substituiert (BMLFUW 2011).

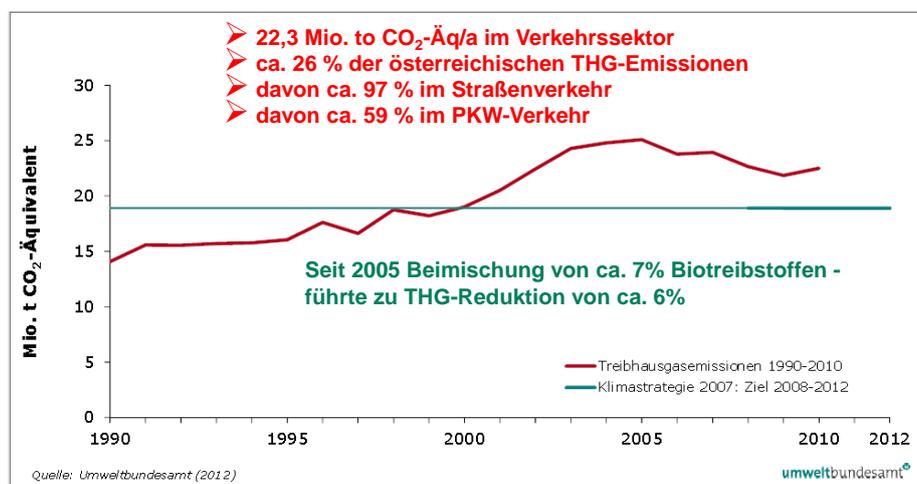


Abbildung 1-1: THG-Emissionen im Verkehrssektor (UBA 2012, eigene Ergänzungen)

Neben den THG-Emissionen trägt der Verkehrssektor auch zu lokalen Emissionen bei, insbesondere zu NO_x- und Feinstaub-Emissionen. Die bedeutendste Quelle für Stickoxide ist der Straßenverkehr (fast 50%) und hier insbesondere mit Diesel betriebene Kfz. Auch wenn die spezifischen NO_x-Emissionen pro Fahrzeugkilometer sinken und aufgrund verschiedener Maßnahmen in Verkehr und Industrie die NO_x-Emissionen von 1990 auf 2010 um 21% abnahmen, liegen sie immer noch 40% über den gesetzlichen nationalen Jahres-Emissionshöchstwerten (UBA 2012).

Bei den Feinstaub-Emissionen weisen zwar die Jahresmittelwerte an den österreichischen Messstellen einen leicht sinkenden Trend zwischen 2003 und 2010 auf. Es kommt jedoch aufgrund des großen Einflusses von topografisch bedingten lokalen ungünstigen Ausbreitungsbedingungen in Kombination mit lokal hohen Emissionsdichten auch aus dem Straßenverkehr gebietsweise in Österreich sowohl bei den Feinstaub- wie auch den NO_x-Emissionen zu hohen Überschreitungen der gesetzlichen Grenzwerte.

Die Erreichung der mittel- (2020) und langfristigen (2050) Ziele der europäischen und österreichischen Umwelt- und Klimapolitik erfordert im Verkehrssektor daher Maßnahmen zur Emissionsreduktion. Dabei sind unterschiedliche Politikbereiche betroffen wie z.B. Besteuerung oder Infrastruktur- und Verkehrsplanung sowie Innovationspolitik zur schnellen

Einführung alternativer effizienter und emissionsarmer Fahrzeugantriebssysteme (Europäische Kommission 2011).

Unter den alternativen Antriebssystemen haben auch Elektrofahrzeuge das Potential, einen Beitrag zur Reduktion der Emissionen im Verkehrssektor zu leisten, wenn benzin- und dieselbetriebene Fahrzeuge durch Elektrofahrzeuge substituiert werden. Während die lokalen Auspuffemissionen zu 100 % vermieden werden, hängt die Reduktion der THG-Emissionen von der Reduktion des Energieverbrauchs der Fahrzeuge und von der Art der Erzeugung des Stroms für den Betrieb der Elektrofahrzeuge ab. Die mittel- bis langfristige Entwicklung der Stromerzeugung in Europa und Österreich sowie der Einfluss der zusätzlichen Last durch Elektrofahrzeuge auf das Elektrizitätssystem beeinflussen daher maßgeblich das Potential von Elektrofahrzeugen, zur Erreichung der Umweltziele im österreichischen Verkehrssektor beizutragen.

1.2 Zielsetzung und Schwerpunkte des Projektes

In einer umfassenden integrierten technischen, ökonomischen und ökologischen Bewertung wurden die Perspektiven und Herausforderungen im österreichischen Elektrizitätssystem für eine optimale Integration einer großvolumigen Einführung von Elektrofahrzeugen erarbeitet.

Für das Elektrizitätssystem repräsentieren Elektrofahrzeuge eine zusätzliche Last und beeinflussen die Produktion, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie, abhängig von der Entwicklung der Fahrzeugflotte und ihrer regionalen Verteilung. Im Fall von nicht gesteuerter Batterieladung können die Konsequenz daraus zusätzlicher Spitzenlast-Bedarf und Engpässe im Verteilungsnetz sein. In einer kombinierten Anwendung von zwei Modellen für den zeit- und ortsabhängigen Strombedarf und für das Verhalten des Elektrizitätssystems wurden die technischen, ökonomischen und ökologischen Auswirkungen des zusätzlichen Strombedarfs auf den Elektrizitätssektor durch die großvolumige Einführung von Elektrofahrzeugen in Österreich bis 2030 modelliert und bewertet. Die Grundlage bilden unterschiedliche Einführungs-Szenarien von Elektrofahrzeugen sowie unterschiedliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung des österreichischen und europäischen Elektrizitätssystems.

Eine weitere Herausforderung stellt die Entwicklung von Batterieladungs- und Abrechnungssystemen als Schnittstelle zwischen dem Elektrizitätssystem und den Elektrofahrzeugen dar. Insbesondere ist die technische Implementierung der Ladungsinfrastruktur in städtischen Gebieten bzw. im öffentlichen Raum ungelöst. Technische, ökonomische und organisatorische Aspekte im Bereich der Infrastruktur von Batterieladestationen und damit verbundene Elektrizitätstarif- und Abrechnungssysteme wurden untersucht.

Die Ergebnisse wurden in einem Beirat mit relevanten Stakeholdern aus dem Elektrizitätssektor (Verbund, E-Steiermark, EVN, Salzburg AG) sowie Vertretern aus den E-Mobility-Modellregionen (VLOTTE, Modellregion Graz, Electrodrive Salzburg) diskutiert.

1.3 Einordnung in Programmlinie

Dieses Projekt wurde für die Programmlinie Neue Energien 2020, 3. Ausschreibung im Themenfeld „Strategische Entscheidungsgrundlagen für die Österreichische Technologie-

Klima- und Energiepolitik“ zum Forschungsthema „Technikfolgenabschätzung einer massiven Einführung von E-Mobility für das österreichische Energiesystem“ bearbeitet. Folgende Beiträge zu den energiestrategischen, systembezogenen und technologiestrategischen Zielen des Programms wurden erarbeitet:

Energiestrategische Ziele

Die großvolumige Einführung von Elektrofahrzeugen in Österreich wurde in einer integrierten ökonomischen und ökologischen Analyse bewertet. Es wurde auf Grundlage unterschiedlicher Szenarien der Stromerzeugung in Österreich und Europa bis 2030 der Beitrag von Elektrofahrzeugen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor, zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger und zur Reduktion des fossilen Primärenergiebedarfs untersucht. Es wurde das Wissen zu langfristigen Wirkungen (bis 2030) der Elektrofahrzeuge auf die Stromerzeugung und -verteilung, Kosten und Umweltwirkungen verbessert.

Systembezogene Ziele

Zusätzlich zu den oben bereits genannten Beiträgen trägt das Projekt mit Entscheidungsgrundlagen zur Schlüsseltechnologie der Batterieladesysteme bei. Auf Grundlage einer detaillierten Untersuchung von Technologien und Kosten wird der Aufbau einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für Österreich untersucht. Diese ist mitentscheidend für eine erfolgreiche Einführung der Elektrofahrzeuge.

Technologiestrategische Ziele

Die Kooperation zwischen Wissenschaft und Forschung wurde in 2 Stakeholder-Workshops ermöglicht, in denen zu Beginn und am Ende des Projektes mit Partnern aus der Elektrizitätswirtschaft, Elektromobilitäts-Modellregionen und der öffentlichen Verwaltung die Projektarbeiten und –ergebnisse diskutiert wurden. Beide Projektpartner sind Forschungsinstitutionen, die im Energie- bzw. Klimaschutzbereich Schwerpunkte haben, und die in diesem Projekt ihre methodischen Grundlagen und Anwendungen erweitern und vertiefen konnten und somit ihre Kompetenz und Rolle in der nationalen und internationalen Forschungslandschaft stärken konnten.

1.4 *Verwendete Methoden*

Die angewandten Methoden bauen auf vorangegangene Modellentwicklungen auf, die in diesem Projekt erweitert und vertieft wurden. Im Mittelpunkt der methodischen Arbeiten standen die Weiterentwicklung der Modelle „e-drive 1.0“ zur Ermittlung des zeit- und ortsabhängigen Leistungsbedarfs von Elektrofahrzeugen und „ATLANTIS“ für die Untersuchung der Einflüsse der Einführungsszenarien auf das österreichische Elektrizitätssystem.

Es wurden in einem Modell für Österreich jene Bezirke identifiziert, in denen aufgrund potentieller Nutzergruppen ein früher Einsatz der Fahrzeuge besonders interessant sein kann. Es wurde das Modell „e-drive 1.0“ ausgehend von einem bestehenden Modell weiterentwickelt. Dieses bildet die Zeitabhängigkeit des Leistungsbedarfs aufgrund von Fahr- und Ladeprofilen der Nutzergruppen sowie die Ortsabhängigkeit aufgrund der Aufteilung der

Nutzergruppen in typischen Siedlungsstrukturen und Bezirken ab. Es wurden 6 Einführungsszenarien modelliert, die sich aus der Kombination von der Gesamtzahl von Elektrofahrzeugen in Österreich (0,27 Millionen im Jahr 2020, 1 Million bzw. 2 Millionen Elektrofahrzeuge im Jahr 2030) sowie aus zwei unterschiedlichen Ladestrategien („ungesteuert“, „gesteuert“) ergeben. Eine detaillierte Darstellung erfolgt im Kapitel 2.

Anhand von Simulationen mit dem elektrizitätswirtschaftlichen Modell ATLANTIS wurden in einem nächsten Schritt die Einflüsse der Einführungsszenarien auf das österreichische Elektrizitätssystem untersucht. Dafür wurde mit Blick auf die Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks das gesamte kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem in 2 Entwicklungspfaden abgebildet: einem „konventionellen“ Szenario mit der Fortschreibung der heutigen Energiepolitik und einem nur moderaten Wachstum der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Und einem „erneuerbaren“ Szenario, in dem die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern stärker ausgebaut wird. Es wurde für die Simulationen zudem angenommen, dass in allen europäischen Ländern Elektrofahrzeuge im selben Verhältnis Fahrzeuge pro Bevölkerung wie in Österreich eingeführt werden. Eine detaillierte Darstellung erfolgt im Kapitel 3.

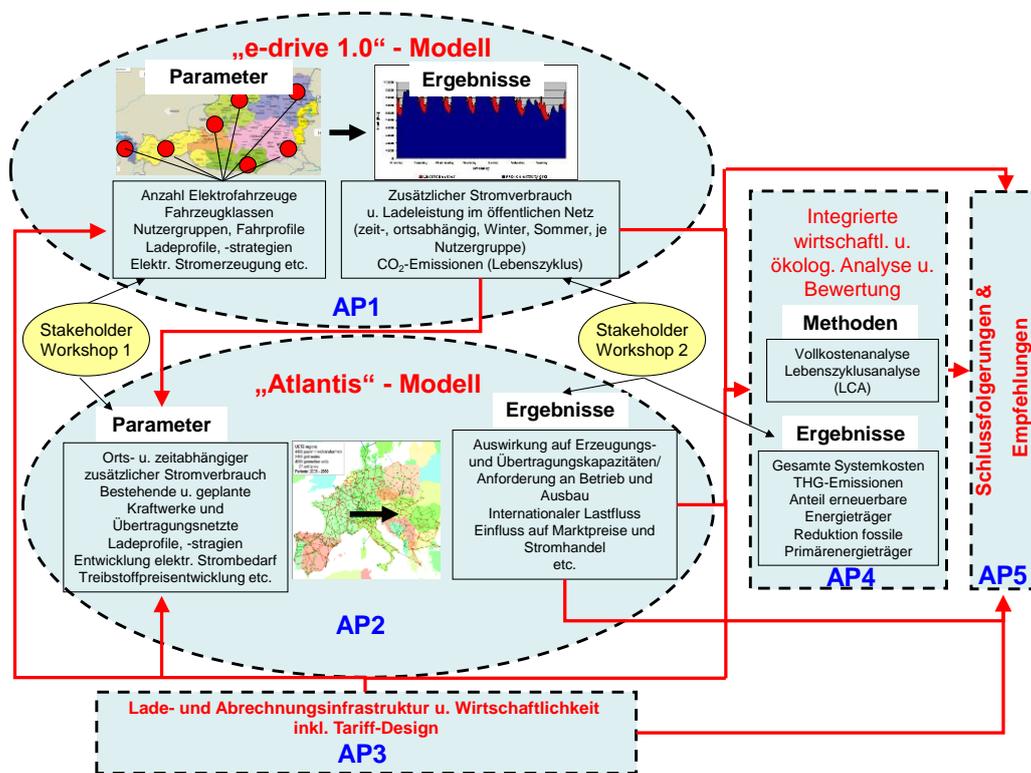


Abbildung 1-2: Übersicht über die methodischen Arbeiten

In einer detaillierten Kostenanalyse wurden die Kosten für die Errichtung von Ladestationen im öffentlichen Raum und für die Abrechnung der geladenen Strommengen für unterschiedliche Ladeleistungen und Abrechnungssysteme ermittelt. Weiters wurde der Aufbau einer Ladeinfrastruktur in Österreich untersucht. Für das Lastmanagement der Batterieladung mit dem Ziel, zusätzliche Spitzen zur Last im Stromnetz zu vermeiden oder zu glätten, wurden neben technischen Möglichkeiten mit bestehenden Systemen, wie der Tonfrequenz-Rundsteuerung, zeitvariable Preisstrukturen untersucht und Vor- bzw.

Nachteile verschiedener Konzepte dargestellt. Eine detaillierte Darstellung erfolgt im Kapitel 4.

In einer Kostenanalyse wurden die Gesamtkosten auf Grundlage der Ergebnisse der vorangegangenen Analysen auf die Kilometerkosten eines Batterie-Elektrofahrzeuges umgelegt und mit denen eines Benzin- und Dieselfahrzeugs verglichen sowie die größten Einflussfaktoren identifiziert.

Die Treibhausgas (THG-) -emissionen sowie der kumulierte Primär-Energieverbrauch (KEV) bezogen auf die Transportdienstleistung von 1 Kilometer eines Batterie-Elektrofahrzeuges wurden in einer Lebenszyklusanalyse im Vergleich mit einem Benzin- und Dieselfahrzeug untersucht. Dabei wurde ein besonderer Schwerpunkt auf die Berechnung der spezifischen THG-Emissionen und des KEV je kWh Strom in 10 Szenarien des Stromerzeugungs-Mixes in der EU und in Österreich gelegt.

Die Ergebnisse wurden in einem Beirat mit relevanten Stakeholdern aus dem Elektrizitätssektor (Verbund, E-Steiermark, EVN, Salzburg AG) sowie Vertretern aus den E-Mobility-Modellregionen (VLOTTE, Modellregion Graz, Electrodrive Salzburg) diskutiert.

1.5 Aufbau des Berichts

Der Bericht ist in folgende 6 Kapitel gegliedert:

- Kapitel 2: Leistungsbedarf durch Elektrofahrzeuge in Österreich
- Kapitel 3: Auswirkungen auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft
- Kapitel 4: Ladeinfrastruktur
- Kapitel 5: Kostenanalyse
- Kapitel 6: Umweltbewertung
- Kapitel 7: Schlussfolgerungen und Perspektiven
- Kapitel 8: Ausblick und Empfehlungen für F&E

In Kapitel 2 wird der zusätzliche orts- und zeitabhängige Strom und Leistungsbedarf für unterschiedliche Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen in Österreich dargestellt. Grundlage sind interessante Nutzergruppen mit unterschiedlichen Fahr- und Ladeprofilen im städtischen und ländlichen Bereich sowie eine gewichtete Aufteilung der Elektrofahrzeuge auf die österreichischen Bezirke.

In Kapitel 3 werden aufbauend auf den Ergebnissen aus Kapitel zwei politischen Entwicklungsszenarien der Stromerzeugung in Kontinentaleuropa und Österreich bis 2030 untersucht und der Einfluss der Elektrofahrzeuge auf den Elektrizitätssektor dargestellt.

In Kapitel 4 werden technische, ökonomische und organisatorische Aspekte im Bereich der Infrastruktur von Batterieladestationen und damit verbundene Elektrizitätstarif- und Abrechnungssysteme untersucht.

In Kapitel 5 wird die mögliche Kostenentwicklung der Stromerzeugung untersucht sowie Investitions- und Betriebskosten für Ladeinfrastruktur und Abrechnungssysteme für die untersuchten Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen dargestellt. Daraus werden die Kilometerkosten der Transportdienstleistung von Elektrofahrzeugen abgeleitet.

In Kapitel 6 werden in einer Lebenszyklusanalyse auf Grundlage der Ergebnisse zur Stromerzeugung aus Kapitel 3 die Treibhausgas-Emissionen und der kumulierte Primärenergieaufwand der Transportdienstleistung von Elektrofahrzeugen im Vergleich zu Diesel- und Benzin-Fahrzeugen bewertet. Mögliche Reduktionspotentiale von lokalen Schadstoffemissionen im Verkehrssektor werden dargestellt.

In Kapitel 7 werden die Herausforderungen für die großräumige Einführung von Elektrofahrzeugen in Österreich auf Grundlage der Projektergebnisse diskutiert. Schlussfolgerungen und Empfehlungen werden insbesondere für die Bereiche Stromerzeugung und Ladeinfrastruktur dargestellt.

In Kapitel 8 werden ein Ausblick und Empfehlungen für die wichtigsten Bereiche für Forschungs- und Entwicklung aus Sicht der Projektergebnisse beschrieben.

2 Leistungsbedarf durch Elektrofahrzeuge in Österreich

Den Ausgangspunkt für die Untersuchung der Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf den Elektrizitätssektor in Österreich bildet die Modellierung des zusätzlichen Leistungsbedarfes durch Elektrofahrzeuge. In bisherigen Untersuchungen (z.B. Beermann 2010, Stigler 2010) wurde die zusätzliche Last im öffentlichen Stromnetz als zeitabhängiger Summenwert über ganz Österreich dargestellt. Das Ziel der Modellierung war, die zusätzliche Last in ihrer zeitlichen sowie geographischen Verteilung auf Österreich zu modellieren und damit gegebenenfalls regionale Engpässe im elektrischen Versorgungssystem erkennbar zu machen.

In Kapitel 2.1 wird die Modellstruktur beschrieben, die Parametrisierung und die Modellergebnisse für die Berechnungen ausgewählter Szenarien werden in den Kapiteln 2.5.1 bis 2.6 dargestellt. Der orts- und zeitabhängige Leistungsbedarf dient als Eingangsparameter für die Modellierung der Auswirkungen auf das österreichische Elektrizitätssystem in Kapitel 3.

2.1 Modellstruktur e-drive 1.0

Die Untersuchung des orts- und zeitabhängigen Leistungsbedarfs von Elektrofahrzeugen in Österreich bis 2030 führte zu folgenden Fragestellungen:

- Welche Nutzergruppen sind für die Einführung von Elektrofahrzeugen interessant?
- Welche Bezirke in Österreich sind die interessantesten für die Einführung von Elektrofahrzeugen?
- Welche Fahr- und Ladeprofile haben die Nutzergruppen in unterschiedlichen Siedlungsstrukturen (Großstadt, Kleinstadt, Land)?
- Wieviele Elektrofahrzeuge werden für 2020 bzw. 2030 in Österreich angenommen?

Für die Untersuchungen anhand dieser Fragestellungen wurde das Modell „e-drive 1.0“ entwickelt ([Abbildung 2-1](#)). Im Mittelpunkt des Modells stehen die Nutzergruppen, für die eine Nutzung von Elektrofahrzeugen besonders interessant sein kann (siehe Kapitel 2.2). Die Zeit- und Ortsabhängigkeit des Leistungsbedarfs von Elektrofahrzeugen wird über unterschiedliche Merkmale beschrieben. Ortsabhängige Merkmale stellen Kenngrößen auf Bezirksebene in Österreich dar (siehe Kapitel 2.3), zeitabhängige Merkmale beziehen sich auf Fahr- und Ladeprofile der unterschiedlichen Nutzergruppen (siehe Kapitel 2.4). Diese Merkmale wurden auf Grundlage von statistischen Daten und Erfahrungswerten quantifiziert. Variable Merkmale wie z.B. die zukünftige Anzahl der Elektrofahrzeuge in Österreich dienen der Festlegung unterschiedlicher Szenarien.

Unter Elektrofahrzeugen werden in dieser Studie alle Fahrzeuge der PKW- und Klein-Lieferwagenklasse im Straßenverkehr verstanden, die zumindest Teilstrecken rein elektrisch angetrieben zurücklegen können. Dazu zählen Batterie-Elektrofahrzeuge (Batterie und Elektromotor) und Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge (Batterie, Elektro- und Verbrennungsmotor).

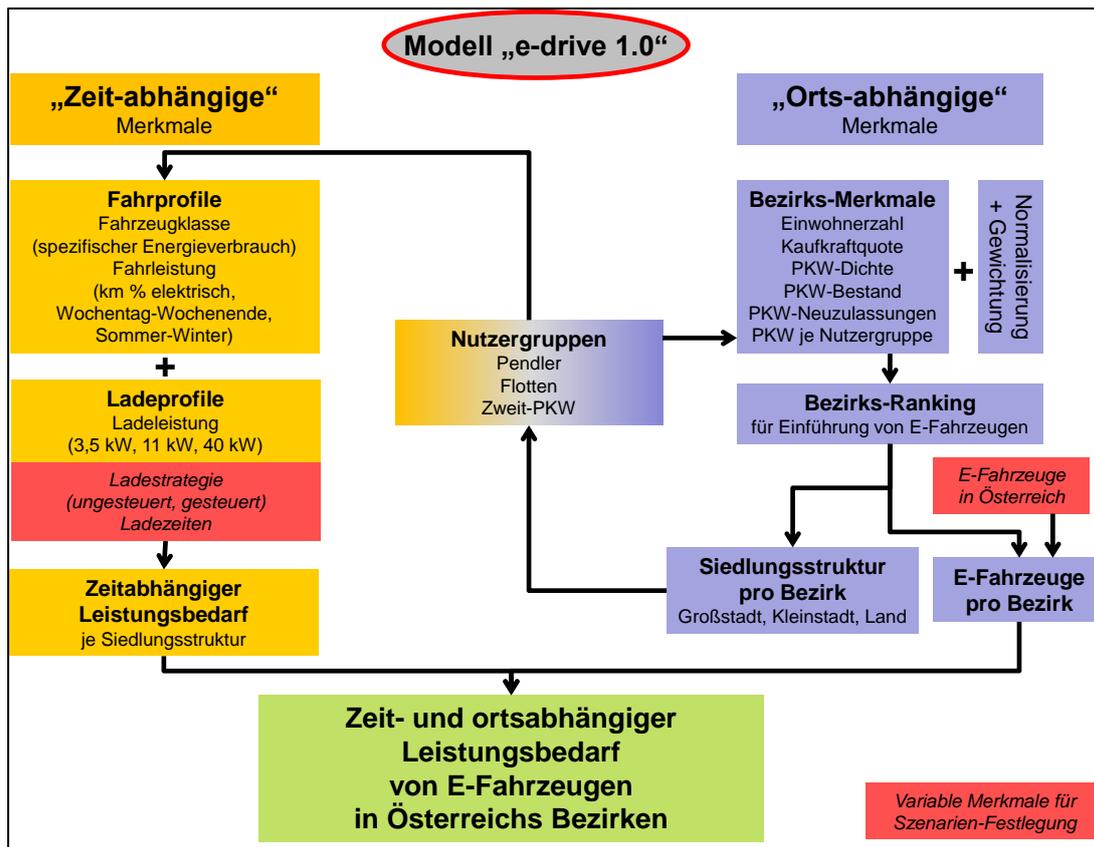


Abbildung 2-1: Modellstruktur „e-drive 1.0“

2.2 Nutzergruppen

Aus den Eigenschaften von Elektrofahrzeugen im Fahrbetrieb einerseits und unterschiedlichen Nutzeranforderungen bzw. dem Mobilitätsverhalten mit verschiedenen Wegzwecken andererseits lassen sich attraktive Anwendungsbereiche und potentielle Nutzergruppen für Elektrofahrzeuge identifizieren. Elektrofahrzeuge mit dem derzeitigen Stand der Technik unterscheiden sich aus Sicht der Anwendung im rein elektrischen Fahrbetrieb von konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen durch:

- Emissionsfreiheit am Ort der Anwendung
- höhere Energieeffizienz, vor allem im Teillastbereich (Stop&Go-Verkehr)
- geringe Reichweite zwischen zwei Batterie-Ladevorgängen
- lange Batterie-Ladezeiten

Elektrofahrzeuge im rein elektrischen Fahrbetrieb eignen sich daher besonders für:

- den Einsatz im städtischen Bereich
- periodisch auftretende Verkehrsnachfrage über eine in der Regel konstante Distanz innerhalb der Reichweite zwischen zwei Batterieladungen
- Fahrzeuge mit einem fest zugeordneten Standort für die Batterieladung

Plug-In Hybrid Fahrzeuge eignen sich besonders dann, wenn sowohl Fahrten im städtischen Bereich als auch längere Überlandstrecken gefordert sind. Folgende Nutzergruppen wurden für das Projekt ausgewählt und untersucht (Tabelle 2-1):

Tabelle 2-1: Untersuchte Nutzergruppen für Elektrofahrzeuge

	Mobilitätsverhalten	Bevorzugtes Antriebssystem¹⁾
PKW-Pendler	konstante Weglängen, lange Standzeiten tagsüber und in der Nacht	BEV
Gewerblicher Verkehr und öffentliche Verwaltung		
Öffentliche Verwaltung	Innerstädtischer Verkehr, Kurzstrecken, Einsatz in städtischen Erholungszonen, lange Standzeit in der Nacht	BEV
Lieferservice (z.B. Post, Kurier, Essen-Zustellservice)	Innerstädtischer Verkehr, Kurzstrecken, Standzeit in der Nacht	BEV, PHEV
Taxi	Innerstädtischer Verkehr, hohe Tageskilometer pro Fahrzeug, kurze Standzeiten, 24 Stunden-Betrieb	PHEV, BEV (nur mit Schnell-Ladung)
Zweit-PKW	Freizeitverkehr, Einkaufsfahrten, lange Standzeiten tagsüber und in der Nacht	BEV, PHEV

¹⁾ BEV...Batterie-Elektrofahrzeug
PHEV...Plug-In-Hybrid-Elektrofahrzeug

2010 waren in Österreich insgesamt ca. 4,4 Millionen Personenkraftwagen zugelassen, davon waren 45 % Benzin- und 55 % Diesel-Fahrzeuge. Auf Grundlage statistischer Daten (Statistik Austria 2010, WKO 2010) wurden den untersuchten Nutzergruppen (Tabelle 2-1) folgende Fahrzeuganzahlen zugeordnet:

- *PKW-Pendler*: Ca. 3,8 Millionen Fahrzeuge sind Privat-PKW. Diese werden für Pendelfahrten sowie Privatfahrten eingesetzt. 2001 verwendeten 2,1 Millionen Tagespendler das Auto, Motorrad oder Moped als Verkehrsmittel. Es wurde angenommen, dass die Nutzergruppe der PKW-Pendler ca. 1,9 Millionen umfasst, der Rest der Pendler (0,2 Millionen) benutzt Motorräder, die in dieser Studie nicht berücksichtigt sind. In weiterer Folge wird in dieser Gruppe zwischen Binnenpendlern und Auspendlern unterschieden.
- *Gewerblicher Verkehr und öffentliche Verwaltung*: PKW-Flotten von österreichischen Unternehmen umfassen insgesamt ca. 610.000 Fahrzeuge, davon ca. 230.000 in den für den städtischen Bereich besonders interessanten Sektoren „Handel“, „Verkehr“ und „Gastgewerbe“. Zum Sektor „Verkehr“ zählen auch 16.000 PKW-Taxis (WKO 2010), die aufgrund besonderer Ladeerfordernisse (Kapitel 2.4) als eigene Nutzergruppe betrachtet wurden. In der öffentlichen Verwaltung sind ca. 17.000 PKW zugelassen. Insgesamt wurden für dieses Projekt ca. 247.000 PKW in der Nutzergruppe gewerblicher Verkehr und öffentliche Verwaltung angenommen.
- *Zweit-PKW*: Von den 3,8 Millionen Privat-PKW verbleiben neben den Pendler-PKW ca. 1,9 Millionen PKW für reine Privatnutzung. Von in Österreich durchschnittlich

77 PKW pro 100 Haushalte sind 25 PKW Zweit- oder Dritt-PKW, also ein Anteil von ca. 32 %. Die Nutzergruppe umfasst also ca. 610.000 PKW.

In Tabelle 2-2 ist die Aufteilung der PKW auf die Nutzergruppen, wie sie für die Modellierung angenommen wurde, zusammengefasst.

Tabelle 2-2: PKW in Österreich 2010 in den untersuchten Nutzergruppen

Nutzergruppe	Gesamtzahl Fahrzeuge
PKW-Pendler	1.900.000
Gewerblicher Verkehr und öffentliche Verwaltung	247.000
<i>Gewerbe (Handel, Verkehr, Gastgewerbe)</i>	214.000
<i>Taxis</i>	16.000
<i>Öffentliche Verwaltung</i>	17.000
Zweit-PKW	610.000
Summe PKW	2.757.000

Im Modell wurden drei Klassen von Batterie-Elektrofahrzeugen berücksichtigt (Tabelle 2-3). Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge werden über den Anteil der rein elektrisch gefahrenen Kilometer berücksichtigt.

Tabelle 2-3: Fahrzeugklassen im Modell e-drive

		PKW klein	PKW mittel	Lieferwagen
Leergewicht	[to]	1	1,6	2,8
Stromverbrauch im Fahrbetrieb	[kWh / 100 km]	20	27	36
Strombedarf vom Netz (Ladeverluste 25%)	[kWh / 100 km]	25	34	45
Batteriekapazität (Li-Ionen Batterie)	[kWh]	20	30	50

Jeder Nutzergruppe werden Fahrzeugklassen zugeordnet (Tabelle 2-4).

Tabelle 2-4: Zuordnung Fahrzeugklassen zu Nutzergruppen

Fahrzeugklasse je Nutzergruppe	Aus-pendler	Binnen-pendler	Gewerbl. PKW	Öff. Dienst	Taxi	Zweit-PKW
PKW klein	50%	50%	30%	30%	0%	80%
PKW mittel	50%	50%	50%	50%	100%	20%
Lieferwagen	0%	0%	20%	20%	0%	0%

2.3 Ortsabhängige Merkmale

2.3.1 Die interessantesten Bezirke für die Einführung von Elektrofahrzeugen

Die Ortsabhängigkeit des Leistungsbedarfs von Elektrofahrzeugen wird durch die geographische Verteilung einer Gesamtzahl von Fahrzeugen auf Österreichs 98 Bezirke bestimmt. Dafür wurden zunächst auf Grundlage statistischer Merkmale und deren Gewichtung die interessantesten Bezirke für die Einführung von Elektrofahrzeugen ausgewählt.

In Tabelle 2-5 sind die Kriterien und Merkmale für die Auswahl der interessantesten Bezirke dargestellt.

Tabelle 2-5: Ortsabhängige Merkmale für die Einführung von Elektrofahrzeugen

Kriterien für eine erfolgreiche Einführung von Elektrofahrzeugen	Nr	Merkmale (Statistik)	Quelle	Bezugsjahr
# Anzahl Fahrzeuge je Nutzergruppe				
Pendler	1	PKW-Pendler / Gemeinde	Statistik Austria	2001
Gewerbe + öffentliche Verwaltung	2	PKW Gew. + öff. Verw. / Bezirk	Statistik Austria	2010
Zweit-PKW	3	PKW-Dichte / 1.000 EW + Bezirk	Statistik Austria	2010
# Fahrzeugerneuerung	4	PKW Neuzulassungen / Bezirk	Statistik Austria	2010
# Leistbarkeit von Elektrofahrzeugen	5	Kaufkraft / EW + Bezirk	RegioData	2010
# Wirksamkeit von Maßnahmen im öffentlichen Raum	6	Bestand PKW / Bezirk	Statistik Austria	2010
	7	PKW-Dichte / 1.000 EW + Bezirk	Statistik Austria	2010

Die Merkmalwerte (statistische Daten) wurden anhand Tabelle 2-6 auf die Skalenwerte 0 bis 10 normalisiert und anhand der Faktoren in Tabelle 2-7 gewichtet. Die Fahrzeuganzahl der Nutzergruppen sowie die Leistbarkeit von Elektrofahrzeugen wurden als die „Haupttreiber“ für die Einführung von Elektrofahrzeugen eingestuft und sind daher höher gewichtet als die anderen Merkmale.

Tabelle 2-6: Normalisierung der ortsabhängigen Merkmalwerte

Normalisierungs-Skala		10	7,5	5	2,5	0
Nr		größer	größer	größer	größer	kleiner
1	PKW-Pendler (Aus-, Binnenpendler)	25.000	20.000	15.000	10.000	10.000
2	PKW Gewerbe + öffentliche Verwaltung	4.000	3.000	2.000	1.000	1.000
3; 7	PKW-Dichte je 1.000 Einwohner	600	550	500	450	450
4	PKW-Neuzulassungen	4.000	3.000	2.000	1.500	1.500
5	Kaufkraft pro Einwohner	17.500	16.750	16.000	15.250	15.250
6	PKW-Bestand	65.000	50.000	35.000	20.000	20.000

Tabelle 2-7: Gewichtungsfaktoren der ortsabhängigen Merkmale

Gewichtungsfaktoren		
Nr		
1	PKW-Pendler (Aus-, Binnenpendler)	1,5
2	PKW Gewerbe + öffentliche Verwaltung	1,5
3	PKW-Dichte je 1.000 Einwohner	1,5
4	PKW-Neuzulassungen	1
5	Kaufkraft pro Einwohner	1,5
6	PKW-Bestand	0,5
7	PKW-Dichte je 1.000 Einwohner	0,5

Durch Multiplikation der normalisierten Merkmalwerte mit den Gewichtungsfaktoren und Addition aller gewichteten Merkmalwerte wurde für jeden österreichischen Bezirk ein Wert zwischen 0 und maximal 80 Punkten berechnet. Für die Zuordnung zu „sehr guten“, „guten“ und „mäßigen Voraussetzungen“ für die Einführung von Elektrofahrzeugen wurden Punkteintervalle festgelegt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2-2 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die vor allem die Landeshauptstädte Wien, Linz, Graz, Klagenfurt und

Innsbruck und deren Ballungsgebiete sehr gute bis gute Voraussetzungen für den Einsatz von Elektrofahrzeugen haben.

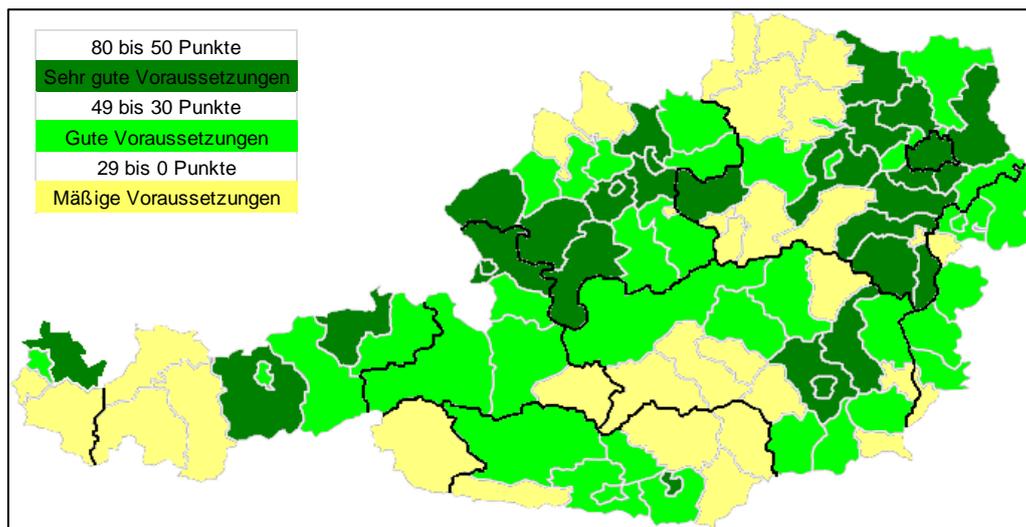


Abbildung 2-2: Voraussetzungen in Österreichs 98 Bezirken zur Einführung von Elektrofahrzeugen

Die Aufteilung der Gesamtzahl von Elektrofahrzeugen in den Einführungsszenarien (Kapitel 2.5.1) auf die Bundesländer erfolgte auf Grundlage einer möglichen Entwicklung des Anteils der Elektrofahrzeuge an den jährlichen Neuzulassungen, der bis zum Jahr 2020 auf 25 % ansteigt (Tabelle 2-8). Die Anzahl der Elektrofahrzeuge in den Bundesländern für das Einführungsszenario im Jahr 2020 ist in Tabelle 2-9 dargestellt.

Tabelle 2-8: Möglicher Anteil von Elektrofahrzeugen an Neuzulassungen in Österreich bis 2020 (nach UBA 2010)

	2010	2012	2014	2016	2018	2020
Gesamtbestand PKW Österreich	4.656.565	4.823.859	5.008.097	5.221.200	5.497.110	5.972.663
Einführungsszenario Elektrofahrzeuge Österreich	0	7.500	21.280	58.690	120.000	270.000
Anteil Elektrofahrzeuge am Gesamtbestand PKW	0,0%	0,2%	0,4%	1,1%	2,2%	4,5%
Neuzulassungen PKW Österreich	299.635	308.005	321.115	328.337	328.121	378.541
Anteil Elektrofahrzeuge am Neuzulassungen PKW	0%	1%	3%	7%	11%	25%

Tabelle 2-9: Elektrofahrzeuge in den Bundesländern im Jahr 2020

2020	B	K	NÖ	OÖ	S	ST	T	V	W	AT
Anzahl Elektrofahrzeuge	10.200	16.500	43.000	43.000	22.900	41.250	22.350	10.600	60.200	270.000

Die Aufteilung der Fahrzeuge in jedem Bundesland auf die Bezirke erfolgte auf Grundlage der jeweils erreichten Punktezahl der Bezirksbewertung (Beispiel Steiermark in Abbildung 2-3).

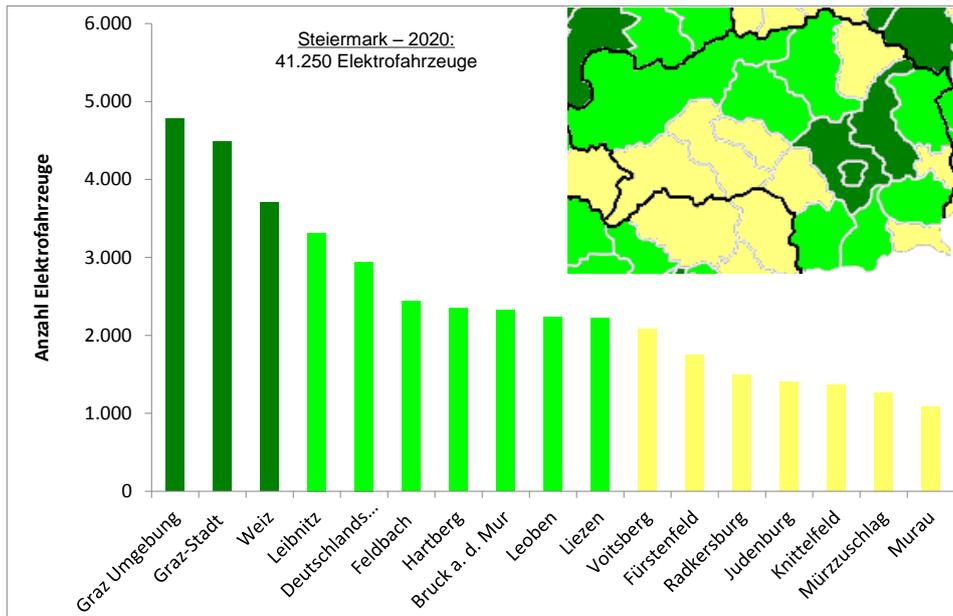


Abbildung 2-3: Aufteilung der Elektrofahrzeuge auf Bezirke im Bundesland Steiermark

2.3.2 Nutzergruppen in unterschiedlichen Siedlungsstrukturen

Für die Modellierung des orts- und zeitabhängigen Leistungsbedarfs durch Elektrofahrzeuge in Österreich wurde berücksichtigt, dass die Nutzergruppen in verschiedenen Siedlungsstrukturen unterschiedlich verteilt sind und unterschiedliche Fahr- und Ladeprofile haben (siehe auch Kapitel 2.4). Es wurden 3 Siedlungsstrukturen unterschieden:

- Großstadt (Wien, Landeshauptstädte)
- Kleinstadt (ca. 5.000 bis 50.000 Einwohner)
- Landgemeinde (ca. < 5.000 Einwohner)

Auf Grundlage statistischer Daten aus Beispielgemeinden der unterschiedlichen Siedlungsstrukturen wurde jeweils eine durchschnittliche typische Aufteilung von PKW auf die unterschiedlichen Nutzergruppen angenommen (Tabelle 2-10). Die Punktgröße in Tabelle 2-10 stellt vergleichend die Dominanz der jeweiligen Nutzergruppe in den Siedlungsstrukturen dar. Binnenpendler dominieren beispielsweise in der Großstadt, Auspendler in den Landgemeinden.

Tabelle 2-10: Aufteilung PKW auf Nutzergruppen in unterschiedlichen Siedlungsstrukturen

Siedlungsstruktur	Aufteilung von PKW auf Nutzergruppen [%]						
	Aus-pendler	Binnen-pendler	Gewerbl. PKW	Öff. Dienst	Taxi	Zweit-PKW	Summe
Großstadt (Wien, LH-Städte)	15	50	20	0,5	0,5	14	100
Kleinstadt (ca. 5.000 -50.000 EW)	30	35	5	0,5	0,5	29	100
Landgemeinde (ca. <5.000 EW)	45	15	5	0,5	0,5	34	100

Die in Kapitel 2.3.1 errechnete Fahrzeuganzahl pro Bezirk wurde anhand der Bevölkerungszahlen in den Siedlungsstrukturen jedes Bezirkes und der PKW-Dichte je 1.000

Einwohner auf die Siedlungsstrukturen aufgeteilt. In Tabelle 2-11 ist die Anzahl der Elektrofahrzeuge je Bundesland und Siedlungsstruktur dargestellt.

Tabelle 2-11: Elektrofahrzeuge je Bundesland und Siedlungsstruktur im Jahr 2020

Bundesland	Anzahl Elektrofahrzeuge			Summe
	Großstadt	Kleinstadt	Landgemeinde	
Burgenland	1.427	1.574	7.198	10.200
Kärnten	3.304	5.728	7.469	16.500
Niederösterreich	4.921	12.850	25.229	43.000
Oberösterreich	7.302	7.967	27.731	43.000
Salzburg	5.696	4.296	12.908	22.900
Steiermark	4.489	8.068	28.693	41.250
Tirol	3.764	4.594	13.991	22.350
Vorarlberg	724	5.046	4.830	10.600
Wien	60.200	0	0	60.200
Summe	91.827	50.123	128.050	270.000

2.4 Zeitabhängige Merkmale

Die Zeitabhängigkeit des Leistungsbedarfs von Elektrofahrzeugen wird durch die Merkmale Fahrprofil (Kapitel 2.4.1) und Ladeprofil (Kapitel 2.4.2) der unterschiedlichen Nutzergruppen bestimmt. Diese unterscheiden sich zudem in den 3 Siedlungsstrukturen Großstadt, Kleinstadt und Landgemeinde (Kapitel 2.3.2).

2.4.1 Fahrprofile

Die Fahrprofile der Nutzergruppen in den Siedlungsstrukturen wurden über die gefahrenen Tageskilometer festgelegt (Tabelle 2-12). Es wurde angenommen, dass die Strecken im rein elektrischen Betrieb zurückgelegt werden.

Tabelle 2-12: Fahrleistung der Nutzergruppen in den Siedlungsstrukturen an Werktagen

Fahrleistung je Nutzergruppe [km / Tag]	Auspendler	Binnenpendler	Gewerbl. PKW	Öff. Dienst	Taxi	Zweit-PKW
Großstadt	50	20	60	80	160	10
Kleinstadt	60	10	30	50	80	20
Landgemeinde	70	5	30	50	60	30

Pendler benutzen die PKW zusätzlich für private Fahrten über 10.000 Jahreskilometer, von denen 30 % rein elektrisch zurückgelegt werden und 70 % über längere Fahrdistanzen (Wochenende, Urlaub) mit Verbrennungsmotor. Gewerbliche PKW und PKW der öffentlichen Verwaltung sind am Wochenende nicht in Betrieb, Taxis und Zweit-PKW fahren auch am Wochenende die Distanzen in Tabelle 2-12 rein elektrisch.

2.4.2 Ladeprofile

Die Ladeprofile der Nutzergruppen wurden über drei Ladearten sowie über Zeitfenster, in denen das Fahrzeug an einer Ladestation steht, festgelegt. Die drei im Modell vorgesehenen Ladeleistungen auf der Niederspannungsebene (230 V) sind in Tabelle 2-13 dargestellt.

3,6 kW und 11 kW stehen an Ladestationen in Haushalten, privatwirtschaftlichen und öffentlichen Parkplätzen zur Verfügung, 44 kW an speziellen Stromtankstellen.

Tabelle 2-13: Übersicht Ladearten

Ladeart	Leistung [kW]	Standort
Normal-Ladung	3,6	Privatparkplatz
	11	Privat-, Firmen- und öffentliche Parkplätze
Schnell-Ladung	44	Tankstellen

Die Ladeleistungen wurden den Nutzergruppen zugeordnet (Tabelle 2-14). 70 % der Pendler lädt am Privatparkplatz mit 3,6 kW und 30 % auf Firmenparkplätzen tagsüber mit 11 kW. Der öffentliche Dienst (30 %) und insbesondere Taxis (80 %) laden als einzige Nutzergruppe auch an Stromtankstellen mit 44 kW. Nutzer von Zweit-PKW laden überwiegend (90 %) mit 3,6 kW.

Tabelle 2-14: Ladeleistungen je Nutzergruppe

Ladeleistung	PKW-Pendler	Gewerbl. Verkehr + öffentl. Verwaltung	Taxi	Zweit-PKW
3,6 kW	70%	40%	0%	90%
11 kW	30%	30%	20%	10%
44 kW	0%	30%	80%	0%

Die Batterieladung folgt bestimmten Batterieladepkurven. Es wird angenommen, dass die Fahrzeuge bei jedem Ladevorgang wieder voll aufgeladen werden.

2.5 Szenariofestlegung

Die Festlegung der Szenarien im Modell erfolgte über folgende Parameter:

- Entwicklung der Anzahl der Elektrofahrzeuge in Österreich bis 2030
- Ladestrategie: ungesteuert und gesteuert

2.5.1 Einführungsszenarien für Elektrofahrzeuge

Für die zukünftig mögliche Anzahl von Elektrofahrzeugen auf Österreichs Straßen im Jahr 2020 liegt die Bandbreite der Schätzungen zwischen ca. 100.000 (z.B. BMVIT, Austrian Mobile Power, Österreichische Energieagentur) bis deutlich über 200.000 (z.B. Umweltbundesamt, Lebensministerium). Im vorliegenden Projekt stand jedoch nicht die Abschätzung der Entwicklungskurve im Vordergrund, sondern die Modellierung der Auswirkungen auf den Elektrizitätssektor unter „Maximalbedingungen“. Daher orientierte sich die Festlegung der Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen am obersten Rand der für Österreich erwarteten Zahlen (Abbildung 2-4). Für das Jahr 2020 wurden 270.000 Elektrofahrzeuge angenommen, für die Periode von 2020 bis 2030 wurden zwei Szenarien festgelegt mit 1 Mio („ambitioniert“) und 2 Mio Elektrofahrzeugen („maximal“) im Jahr 2030. Das Szenario „UBA“ in Abbildung 2-4 stellt im Vergleich die Abschätzung des österreichischen Umweltbundesamtes dar (UBA 2010). Die Entwicklung des

Gesamtfahrzeugbestandes an PKW und Lieferwagen wurde mit jährlichen Wachstumsraten von 1,5 % ausgehend von 4,6 Mio Fahrzeugen im Jahr 2011 bis 6 Mio Fahrzeugen im Jahr 2030 angenommen (UBA 2010).

Der Fokus dieses Projektes liegt auf Österreich, jedoch muss für eine Modellierung des österreichischen Elektrizitätssystems im europäischen Verbund auch die flächendeckende Einführung von Elektrofahrzeugen in allen anderen Ländern Kontinentaleuropas berücksichtigt werden. Die angenommenen Einführungsszenarien der Elektrofahrzeuge in Österreich dienten als Referenz für die berücksichtigten europäischen Länder und wurden über die Fahrzeuganzahl pro 1.000 Einwohner auf die anderen Länder umgelegt. In Abbildung 2-5 sind die Einführungsszenarien in den berücksichtigten Ländern bis 2030 für die maximale Fahrzeuganzahl von 2 Millionen Elektrofahrzeugen in Österreich als elektrischer Energieverbrauch qualitativ dargestellt.

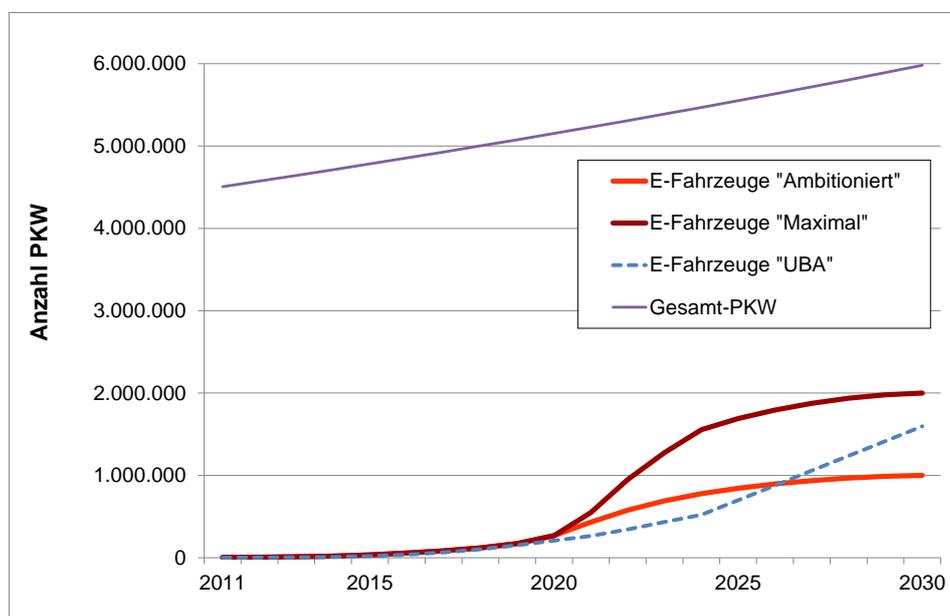


Abbildung 2-4: Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen in Österreich

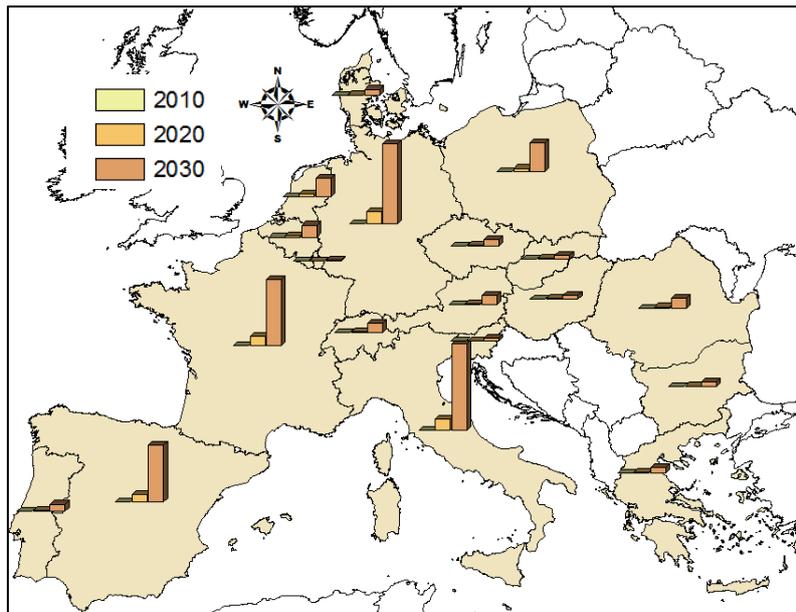


Abbildung 2-5: Einführungsszenarien von Elektrofahrzeugen in EU-Ländern

2.5.2 Ladestrategie

Es wird zwischen „ungesteuerten“ und „gesteuerten“ Ladevorgängen unterschieden.

Beim „ungesteuerten Laden“ erfolgt die Batterieladung unmittelbar nach jedem Anstecken des Fahrzeugs an eine Ladestation („Plug&Charge“). „Ungesteuertes Laden“ ist unabhängig von der Netzsituation und erfordert daher keine Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation und dem Netz bzw. Stromerzeuger. Ein gleichzeitiges Auftreten der Maxima des zusätzlichen Leistungsbedarfs und der vorhandenen Lastspitzen im öffentlichen Netz und damit eine stärkere Netzbelastung können die Folge sein.

„Gesteuertes“ Laden wird zur Vermeidung von Lastspitzen zu Zeiten ohne Lastspitzen im Netz eingesetzt und wird vereinfacht als „Nachtstromladen“ modelliert. Dabei werden die Ladestationen in den Haushalten nur in bestimmten Zeitfenstern, vorwiegend in den Nachtstunden, freigeschaltet (siehe auch Kapitel 3.2.1).

2.5.3 Zusammenfassung

Insgesamt wurden 6 Szenarien für den zusätzlichen Leistungsbedarf für die Einführung von Elektrofahrzeugen modelliert (Tabelle 2-15). Bei den 6 Szenarien wurden die Ladestrategie („ungesteuertes“, „gesteuertes“ Laden) und die Anzahl der Elektrofahrzeuge (0,27 Mio in 2020, 1 Mio bzw. 2 Mio in 2030) in Österreich kombiniert.

Tabelle 2-15: Merkmale der in „e-drive 1.0“ untersuchten Szenarien

Szenario	Fahrzeuganzahl			Ladestrategie	
	0,27 Mio in 2020	1 Mio in 2030	2 Mio in 2030	ungesteuert	gesteuert
"Ambitioniert 2020 - ungesteuert"	x			x	
"Ambitioniert 2020 - gesteuert"	x				x
"Ambitioniert 2030 - ungesteuert"		x		x	
"Ambitioniert 2030 - gesteuert"		x			x
"Maximal 2030 - ungesteuert"			x	x	
"Maximal 2030 - gesteuert"			x		x

2.6 Ergebnisse

Die Ergebnisse des orts- und zeitabhängigen zusätzlichen Leistungsbedarfs werden in Kapitel 2.6.1 für die 3 typischen Siedlungsstrukturen Großstadt, Kleinstadt und Landgemeinde dargestellt. Diese Ergebnisse bilden die Grundlage für die Berechnung der Eingangparameter im Modell ATLANTIS (Leistungsbedarf je Netzknoten, siehe Kapitel 3). In Kapitel 2.6.2 ist der zusätzliche Leistungsbedarf in den untersuchten Szenarien als Gesamtergebnis für Österreich dargestellt.

2.6.1 Großstadt, Kleinstadt, Landgemeinde

In [Abbildung 2-6](#) bis [Abbildung 2-9](#) ist die Ladeleistung im Verlauf über 24 Stunden für die ungesteuerte Vollladung von 100 Elektrofahrzeugen für die 3 Siedlungsstrukturen Großstadt, Kleinstadt und Landgemeinde dargestellt. Die Ladeleistung wird dabei für die drei Nutzergruppen PKW-Pendler (Aus- und Binnenpendler), Gewerbe und öffentliche Verwaltung und Zweit-PKW zusammengefasst.

In [Abbildung 2-6](#) ist der Leistungsbedarf in der Großstadt dargestellt. Aufgrund der Möglichkeit für einen Teil der Binnenpendler, auf einem Firmenparkplatz vormittags (mit 11 kW, siehe auch [Abbildung 2-7](#)) zu laden, wird in der Großstadt der Leistungsbedarf für die Gruppe der PKW-Pendler am Abend reduziert. Die Ladeleistung für PKW in Gewerbe und öffentlicher Verwaltung teilt sich in eine „Grundlast“, die den Anteil der Ladung in Stromtankstellen mit 44 kW darstellt (siehe [Tabelle 2-14](#)), und in einen hohen Leistungsbedarf in den Abendstunden aufgrund der hohen Fahrleistung dieser Gruppe (siehe auch [Tabelle 2-12](#)). Zweit-PKW sind in der Großstadt nur eine kleine Gruppe mit geringer Fahrleistung. Die Spitze des gesamten Leistungsbedarfs liegt beim ungesteuerten Laden um 19:00 bei 298 kW.

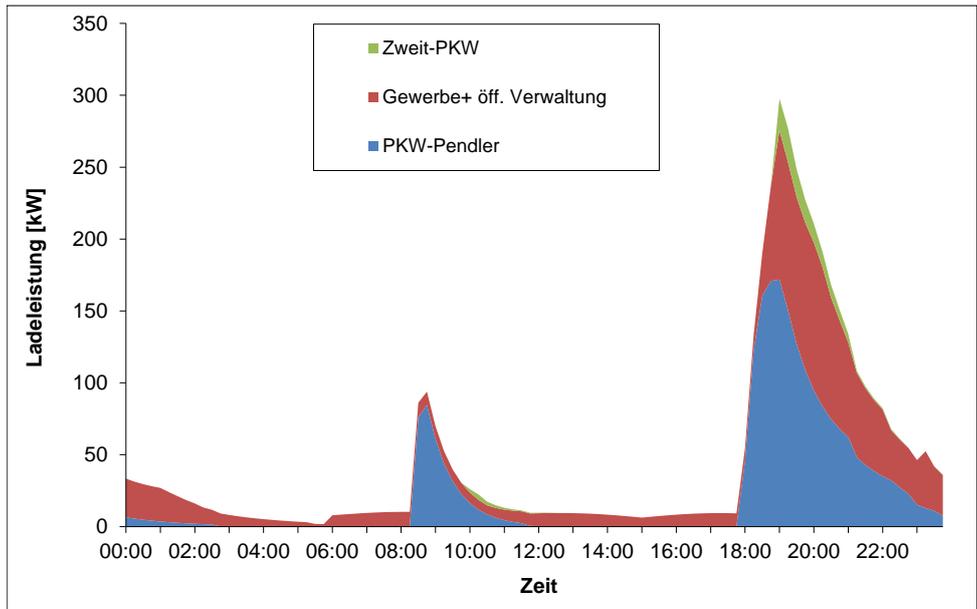


Abbildung 2-6: Großstadt, Ladeleistung in 24h 100 Elektrofahrzeuge, ungesteuert

In der Kleinstadt steigt der Leistungsbedarf der PKW-Pendler in den Abendstunden mit einem im Vergleich zur Großstadt höheren Anteil von Auspendlern mit höherer Fahrleistung, die abends auf dem Privatparkplatz laden. Der Anteil der Nutzergruppe Gewerbe und öffentliche Verwaltung geht deutlich zurück, der Anteil der Zweit-PKW steigt dafür (vergleiche Tabelle 2-7, Tabelle 2-10). Die Spitze des Leistungsbedarfs in der Kleinstadt liegt beim ungesteuerten Laden um 19:15 bei 290 kW.

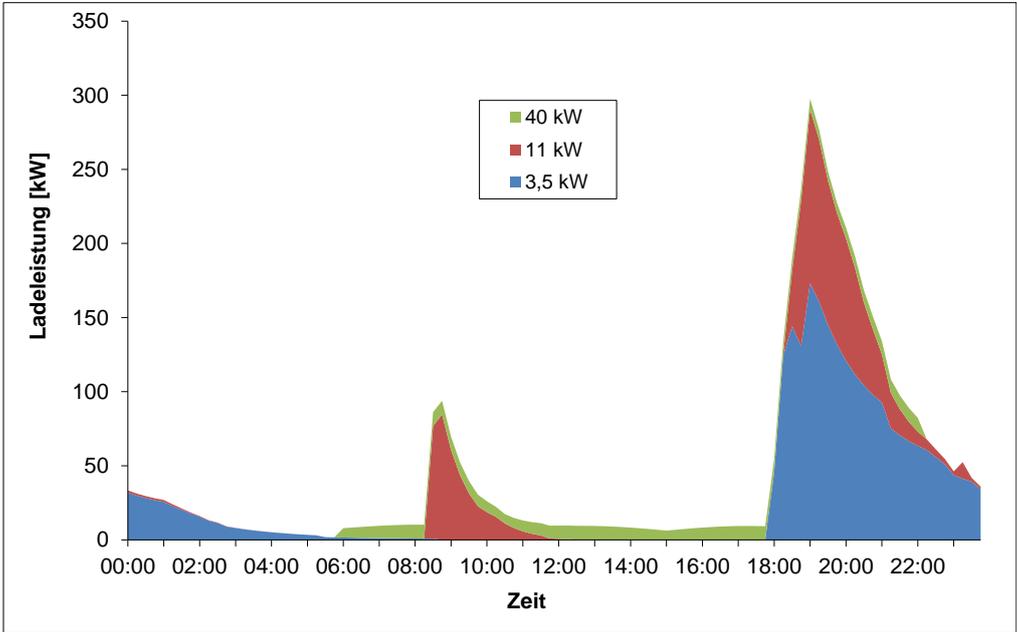


Abbildung 2-7: Großstadt, Ladeleistung in 24h nach Ladeart, 100 Elektrofahrzeuge, ungesteuert

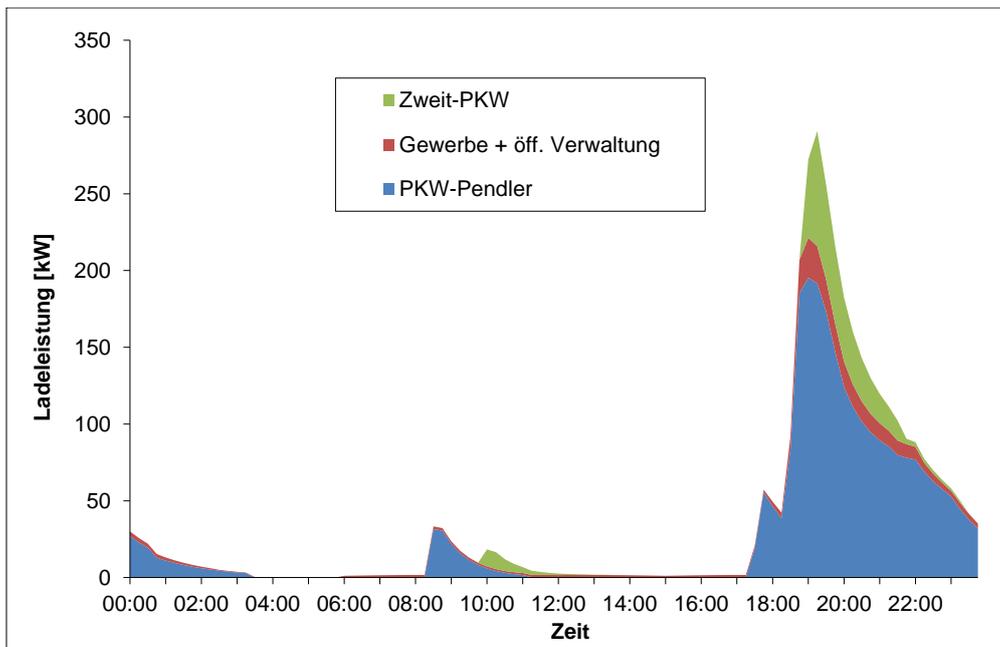


Abbildung 2-8: Kleinstadt, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, ungesteuert

In der Landgemeinde dominieren die Nutzergruppen Auspendler und Zweit-PKW mit hohen Fahrleistungen. Aufgrund der Ladezeit in den Abendstunden ist die Spitze beim ungesteuerten Laden im Vergleich zu Groß- und Kleinstadt am höchsten und liegt um 19:45 bei 387 kW.

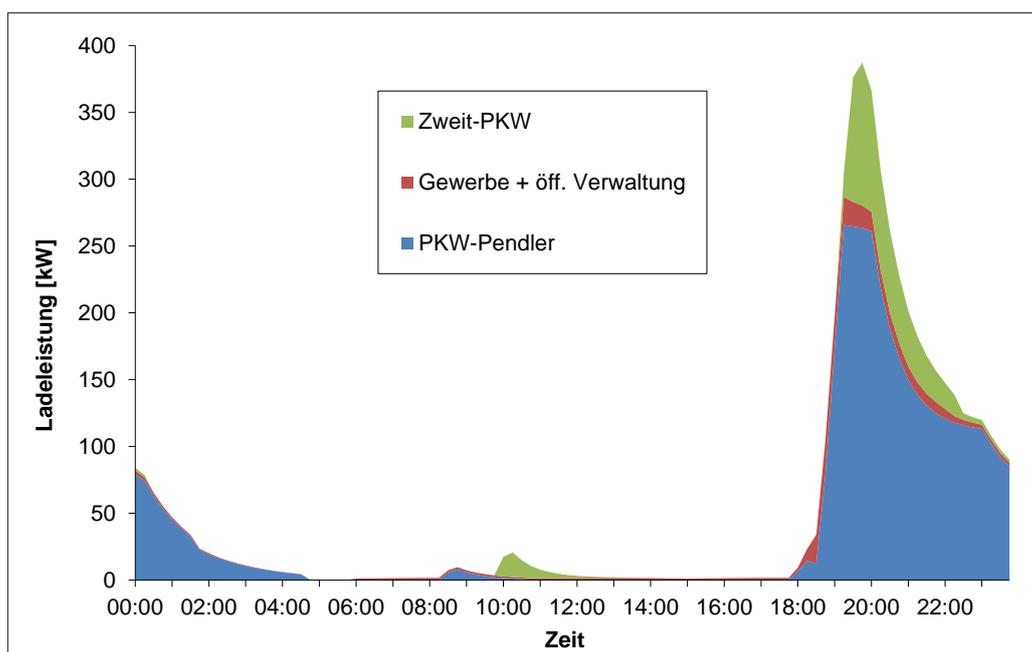


Abbildung 2-9: Landgemeinde, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, ungesteuert

Beim gesteuerten Laden wird die Lastspitze in den Abendstunden gestaffelt in die Nachtstunden verschoben, die Spitze liegt in der Großstadt dann um 02:15 bei 241 kW (Abbildung 2-10). In der Kleinstadt wird beim gesteuerten Laden die Lastspitze mit 211 kW auf 01:15 verschoben (Abbildung 2-11), in der Landgemeinde liegt die Lastspitze beim gesteuerten Laden um 00:00 bei 280 kW (Abbildung 2-12).

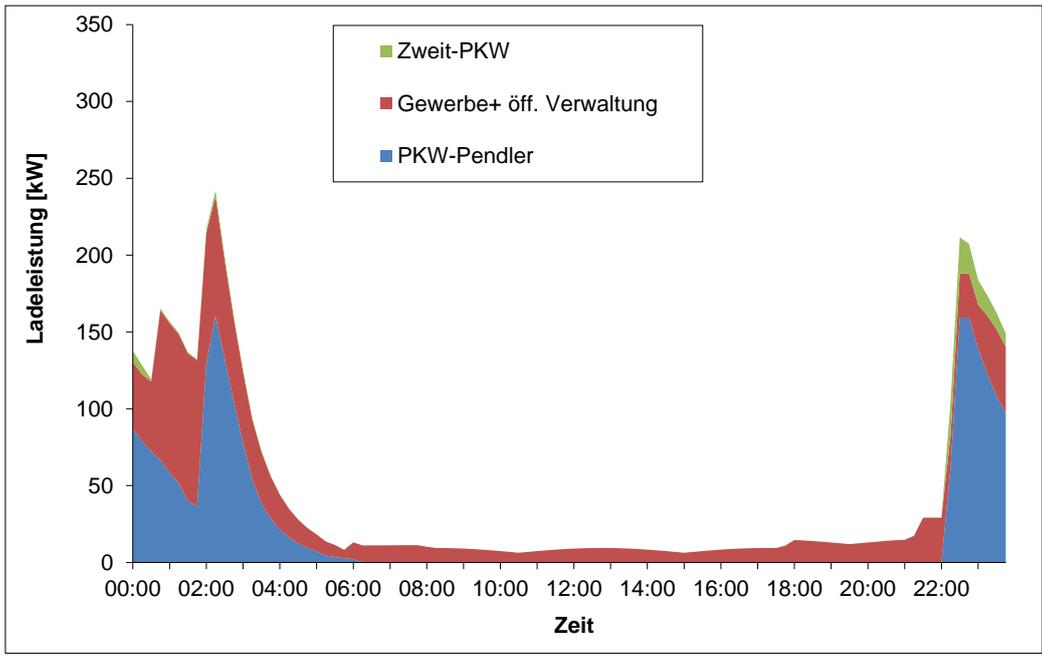


Abbildung 2-10: Großstadt, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, gesteuert

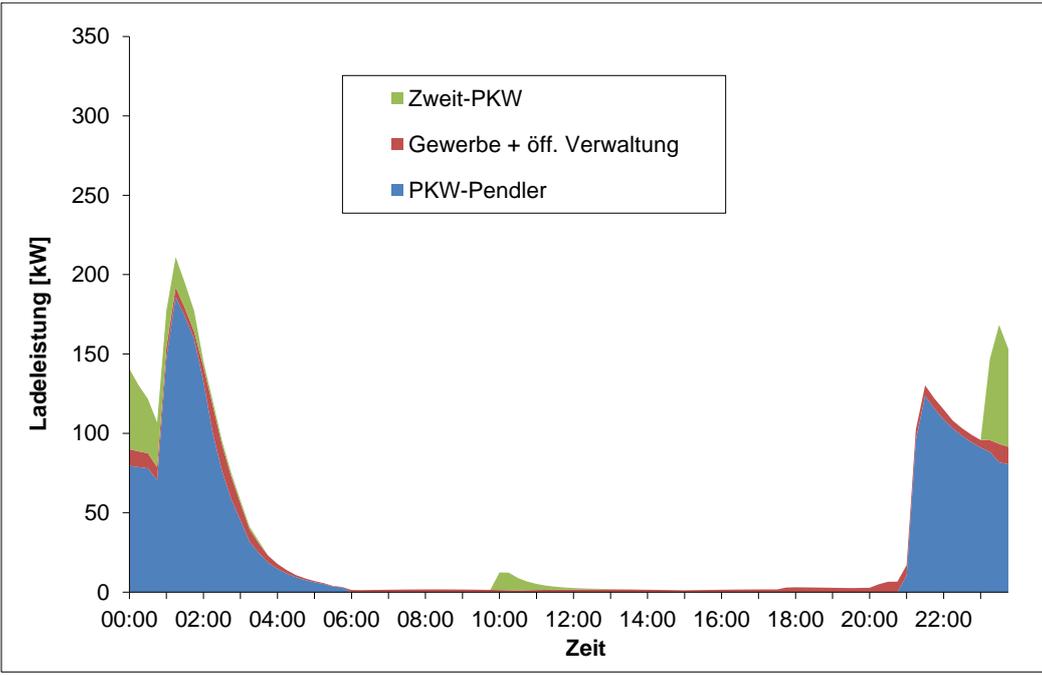


Abbildung 2-11: Kleinstadt, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, gesteuert

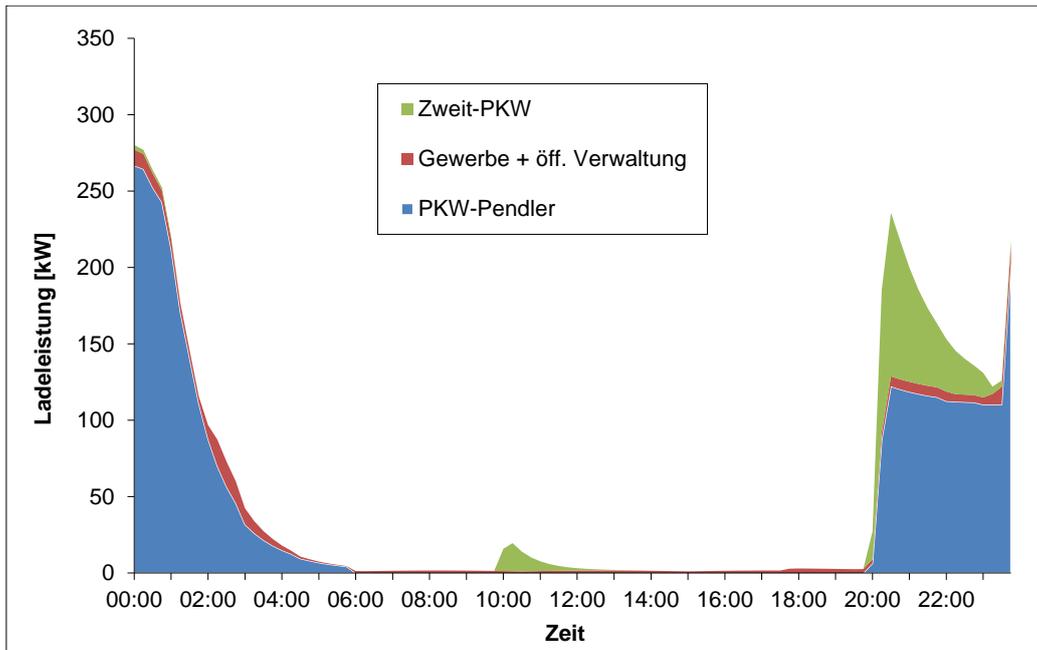


Abbildung 2-12: Landgemeinde, Ladeleistung in 24h, 100 Elektrofahrzeuge, gesteuert

2.6.2 Österreich

In Abbildung 2-13 bis Abbildung 2-15 ist als Ergebnis aus dem Modell „e-drive 1.0“ der zusätzliche Leistungsbedarf durch Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit von der Ladestrategie für die Szenarien „Maximal 2030 - ungesteuert“ (Abbildung 2-13) und „Maximal 2030 - gesteuert“ (Abbildung 2-14) an einem Wochentag dargestellt. Der maximale Leistungsbedarf beim ungesteuerten Laden liegt um 19:30 bei ca. 6.400 MW, beim gesteuerten Laden bei 4.100 MW um 00:00.

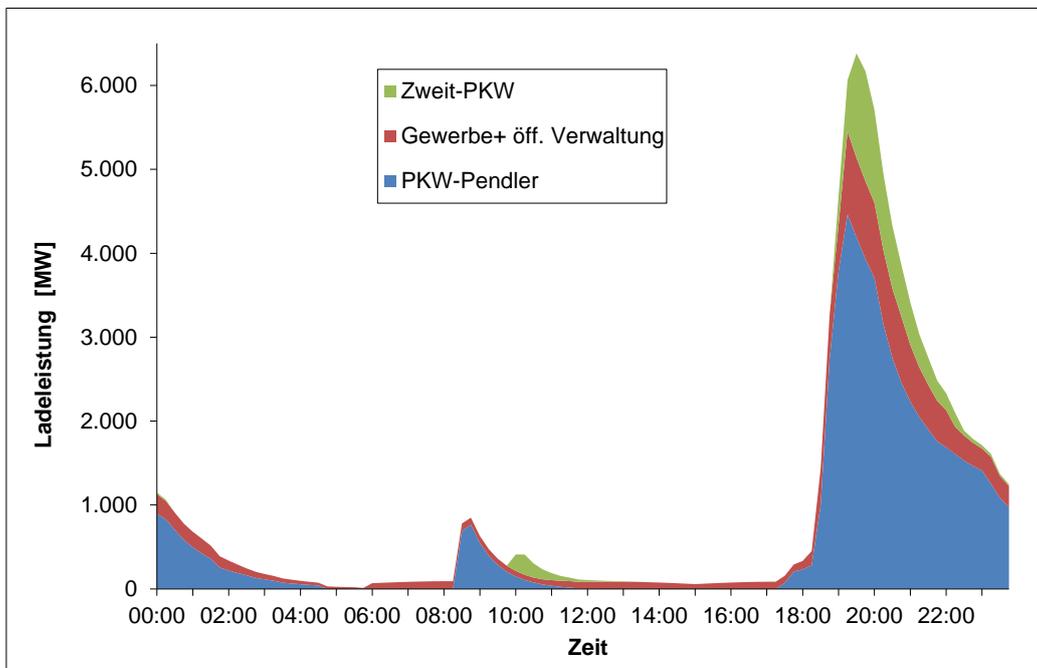


Abbildung 2-13: „Maximal 2030 – ungesteuert“, Ladeleistung in 24h

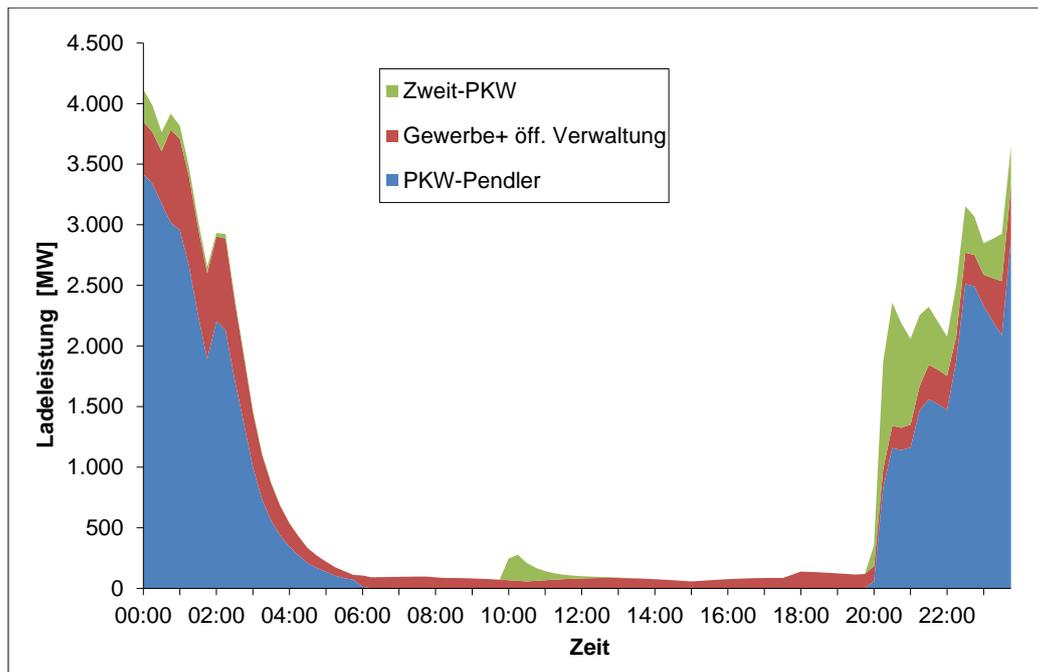


Abbildung 2-14: „Maximal 2030 – gesteuert“, Ladeleistung in 24h

Abbildung 2-15 zeigt den direkten Vergleich der Ladeleistung für die 2 Ladestrategien „ungesteuert“ und „gesteuert“ an einem Wochentag. Es ist zu erkennen, dass beim „gesteuerten“ Laden im Vergleich zum „ungesteuerten“ Laden der zusätzliche maximale Leistungsbedarf in die Nachtstunden verschoben wird.

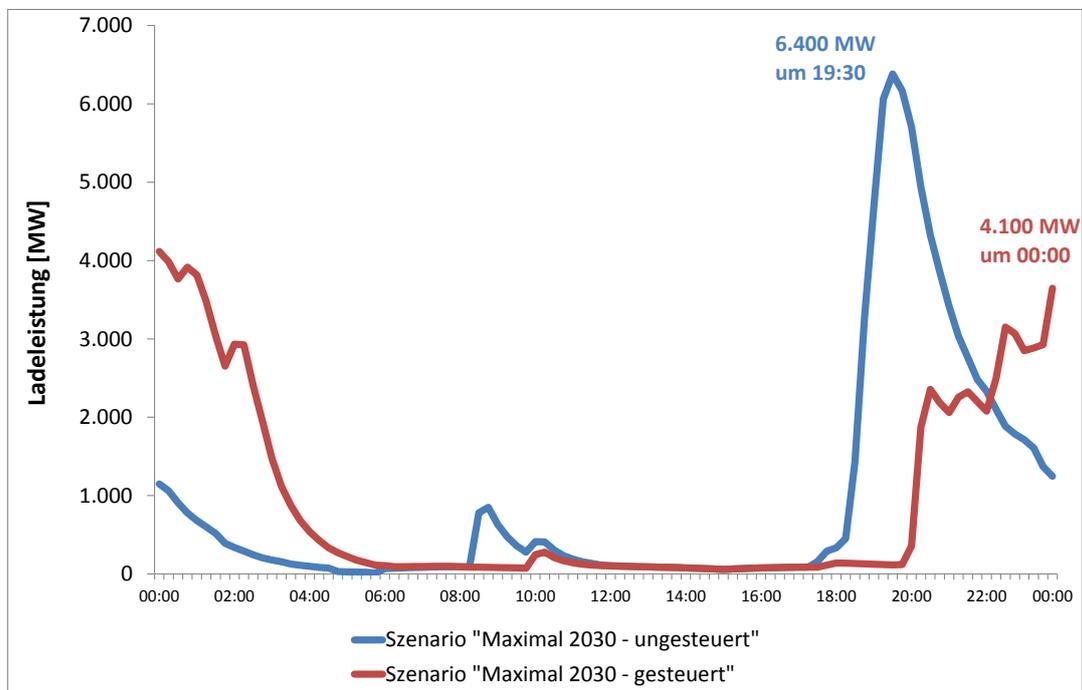


Abbildung 2-15: Vergleich der Ladeleistung im Szenario „Maximal 2030 - ungesteuert“ und „Maximal 2030 – gesteuert“

In [Abbildung 2-16](#) bis [Abbildung 2-18](#) wurde die Ladeleistung für die Elektrofahrzeuge aus dem Modell „e-drive 1.0“ über das Lastprofil des öffentlichen Stromnetzes gelegt. Dabei wurde für das Lastprofil eine typische Woche im Winter herangezogen.

Im Szenario „Ambitioniert 2020 – ungesteuert“ (Abbildung 2-16) liegt zum Zeitpunkt der Lastspitze des öffentlichen Netzes mit 10.440 MW um 17:30 der zusätzliche Leistungsbedarf für die Batterieladung bei 40 MW. Der maximale Leistungsbedarf von Netz und Elektrofahrzeugen liegt um 18:45 bei 10.570 MW und übertrifft damit die Spitze im Netz ohne Elektrofahrzeuge um 130 MW oder um 1,2 %. Bei gesteuertem Laden tritt nur ein minimaler vernachlässigbarer zusätzlicher Leistungsbedarf für die Batterieladung auf.

Im Szenario „Maximal 2030 – ungesteuert“ (Abbildung 2-17) tritt die Lastspitze im Netz mit 11.590 MW um 17:30 auf, der zusätzliche Leistungsbedarf für die Elektrofahrzeuge erhöht zu diesem Zeitpunkt die Gesamtlast um 290 MW. Der maximale Leistungsbedarf von Netz und Elektrofahrzeugen liegt um 19:30 bei 17.070 MW und übertrifft damit die Spitze im Netz ohne Elektrofahrzeuge um 5.480 MW oder um 47 %.

Im Szenario „Maximal 2030 – gesteuert“ (Abbildung 2-18) tritt die Lastspitze im Netz wiederum mit 11.590 MW um 17:30 auf, der zusätzliche Leistungsbedarf für die Elektrofahrzeuge erhöht zu diesem Zeitpunkt die Gesamtlast um 110 MW. Der maximale Leistungsbedarf von Netz und Elektrofahrzeugen verschiebt sich aufgrund der stufenweisen Freigabe des Ladestroms in die Nachtstunden und liegt um 22:30 bei 12.440 MW und übertrifft damit die Spitze im Netz ohne Elektrofahrzeuge um 900 MW oder um 8 %.

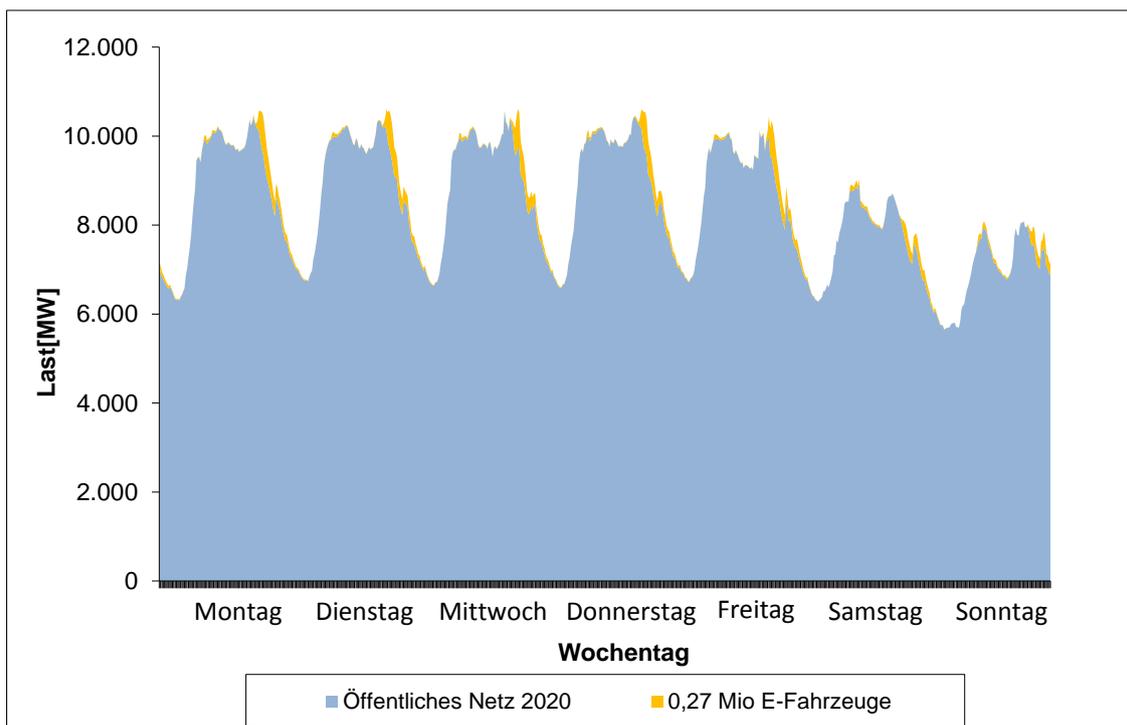


Abbildung 2-16: Last im öffentlichen Netz in einer Winterwoche mit der Ladeleistung Szenario „Ambitioniert 2020 – ungesteuert“

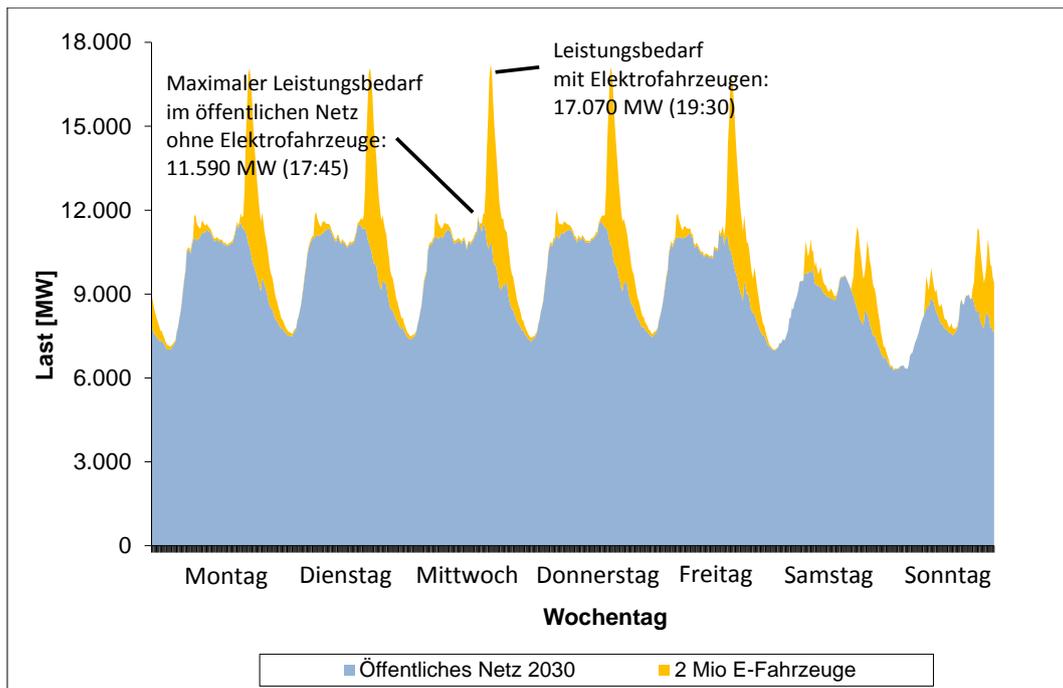


Abbildung 2-17: Last im öffentlichen Netz in einer Winterwoche mit der Ladeleistung Szenario „Maximal 2030 – ungesteuert“

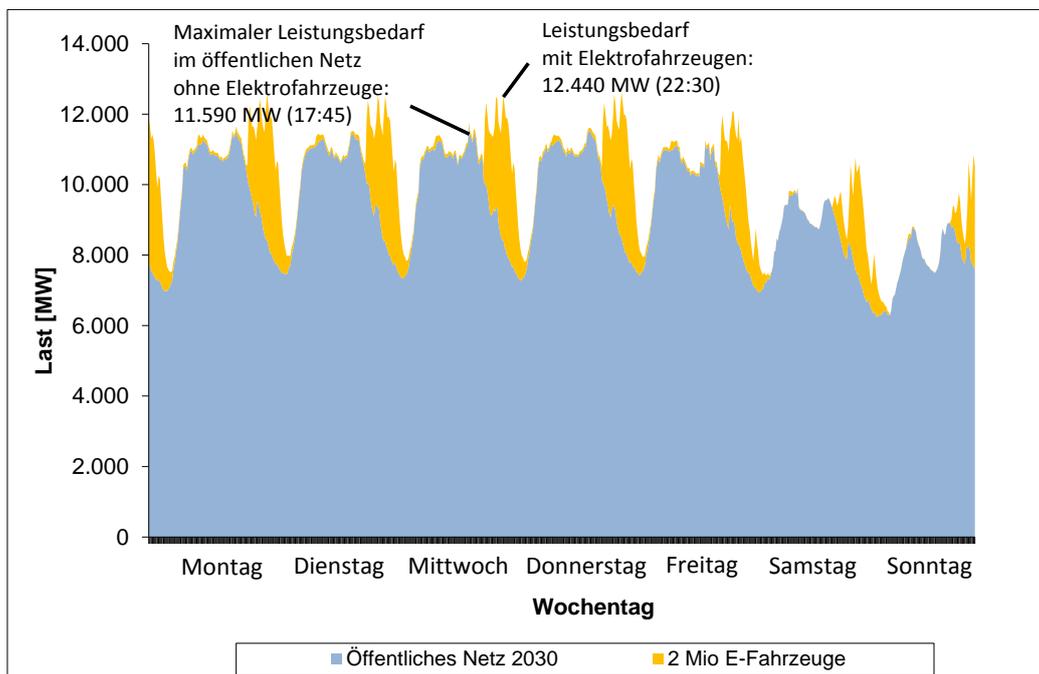


Abbildung 2-18: Last im öffentlichen Netz in einer Winterwoche mit der Ladeleistung Szenario „Maximal 2030 – gesteuert“

In Tabelle 2-16 sind die Ergebnisse des erforderlichen maximalen zusätzlichen Leistungsbedarfs für die Ladung der Elektrofahrzeuge sowie für den zusätzlichen Leistungsbedarf zur maximalen Lastspitze im Netz für alle Szenarien zusammengefasst. Es zeigt sich, dass der zusätzliche maximale Leistungsbedarf bei gesteuertem Laden immer später auftritt und niedriger ist als beim ungesteuerten Laden. Besonders deutlich zeigt sich

der Einfluss der Ladesteuerung gegenüber der ungesteuerten Ladung bei der Erhöhung der maximalen Lastspitze im öffentlichen Netz durch die Ladeleistung für die Elektrofahrzeuge. Im Szenario „Ambitioniert 2030 – ungesteuert“ liegt die Erhöhung bei 19,7 %, im Szenario „Ambitioniert 2030 – gesteuert“ bei 0,5 %. Im Szenario „Maximal 2030 – ungesteuert“ liegt die Erhöhung bei 47,3 %, im Szenario „Maximal 2030 – gesteuert“ nur bei 7,7 %.

Tabelle 2-16: Ergebnisse des Modells „e-drive 1.0“ für den maximalen zusätzlichen Leistungsbedarf und den zusätzlichen Leistungsbedarf während der Lastspitze

Szenario	Zusätzlicher		
	Zusätzlicher Leistungsbedarf [MW] & (Uhrzeit)	Leistungsbedarf zur maximalen Lastspitze im Netz [MW] & (Uhrzeit)	Erhöhung der maximalen Lastspitze im Netz [%]
"Ambitioniert 2020 - ungesteuert"	860 (19:30)	130 (18:45)	+ 1,2%
"Ambitioniert 2020 - gesteuert"	556 (00:00)	11 (17:30)	+ 0,1%
"Ambitioniert 2030 - ungesteuert"	3.190 (19:30)	2.290 (20:30)	+ 19,7%
"Ambitioniert 2030 - gesteuert"	2.058 (00:00)	56 (17:30)	+ 0,5%
"Maximal 2030 - ungesteuert"	6.380 (19:30)	5.480 (20:30)	+ 47,3%
"Maximal 2030 - gesteuert"	4.120 (00:00)	893 (22:30)	+ 7,7%

3 Auswirkungen auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft

In diesem Kapitel werden die Einflüsse einer flächendeckenden Einführung von Elektrofahrzeugen auf das österreichische Elektrizitätssystem untersucht. Das Augenmerk wurde dabei vor allem auf die Veränderung des Brennstoffbedarfs und des damit verbundenen zusätzlichen CO₂-Ausstoßes gelegt. In weiterer Folge wurden Systemerweiterungskosten und Auswirkungen auf den Großhandelspreis für Strom untersucht. Das Kapitel beginnt mit einer einleitenden Erklärung des umfassenden Elektrizitätswirtschaftlichen Modells ATLANTIS. Im zweiten Abschnitt werden die notwendigen Annahmen beschrieben, die zur Ausführung der Simulationen getroffen wurden, sowie die Methodik und Vorgehensweise zur Integration der Elektrofahrzeuge in das Simulationsmodell vorgestellt. Der dritte Abschnitt dient zur Darstellung der Simulationsergebnisse. Teile der folgenden Unterabschnitte wurden dazu aus der im Februar 2012 veröffentlichten Arbeit „Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf das Elektrizitätssystem in Kontinentaleuropa“ (Schüppel, et al. 2012) entnommen, welche im Rahmen dieses Projektes verfasst wurde.

3.1 Modellstruktur ATLANTIS

In diesem Abschnitt werden der grundlegende Umfang und die Funktionsweise des Simulationsmodells ATLANTIS dargestellt, sodass die darauf folgende Beschreibung der Vorgehensweise in diesem Arbeitsabschnitt und die Interpretation der Simulationsergebnisse auf einfache Weise nachvollzogen werden können.

Das Simulationsmodell ATLANTIS bietet eine modellhafte Abbildung der real- und nominalwirtschaftlichen Gegebenheiten der Elektrizitätswirtschaft in Kontinentaleuropa. Dazu wurde eine umfassende Datenbank aufgebaut, welche ständig auf dem aktuellsten Stand gehalten wird. In Zahlen ausgedrückt besteht die Datenbank im Groben aus:

- 29 Staaten der Regionalgruppe „Kontinentaleuropa“ der ENTSO-E (ENTSO-E CE, ehemals UCTE);
- Mehr als 18.300 Datensätze in der Kraftwerksdatenbank (inkl. knapp 8.500 Neubaulprojekte und aggregierte erneuerbare Erzeugung, siehe Abbildung 3-1);
- 30 Kraftwerkstypen mit Wirkungsgraden, spezifischen Kosten, CO₂-Emissionsfaktoren, etc.;
- Mehr als 6.100 Leitungen und Transformatoren des 380/220-kV-Übertragungsnetzes inkl. HVDC- und für den Lastfluss relevante 110-150 kV Leitungen (inkl. rund 900 einzelnen Leitungsprojekten entsprechen ENTSO-E TYNDP¹ 2010, Ten Year Network Development Plan, siehe Abbildung 3-2);
- Rund 2.800 Netzknoten der Spannungsebenen 380 kV und 220 kV (110 kV sofern systemrelevant);

¹ Ten Year Net Development Plan von ENTSO-E. Dabei handelt es sich um den nicht bindenden zehnjährigen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan entsprechend Art. 8 der EU-Verordnung Nr. 714/2009/EG (Amtsblatt der Europäischen Union 2009).

- Etwa 15 verschiedene Brennstofftypen je Land, wovon jeder einer eigenen Preisentwicklung folgen kann;
- Ca. 100 Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen mit den für die nominalwirtschaftliche Simulation wesentlichen Daten wie Anlagenspiegel, Personalaufwand, Kundenanzahl etc.
- Die für dieses Projekt verwendete Datenbasis beinhaltet Ausbauszenarien bis 2030, prinzipiell ist jedoch sogar eine Modellierung bis 2050 möglich.

Basierend auf dieser umfangreichen Datenbank können elektrotechnische und elektrizitätswirtschaftliche Simulationen durchgeführt werden, wobei bei der Modellentwicklung auf eine möglichst flexible und einfach adaptierbare Programmstruktur geachtet wurde, um unterschiedliche Aufgabenstellungen untersuchen zu können. Primäres Ziel des Simulationsmodells ist es, die komplexen systemischen Zusammenhänge der Elektrizitätswirtschaft darzustellen. So können beispielsweise Prognosen der langfristigen Strompreisentwicklung, Investitionsbedarf in die Netz- und Erzeugungsinfrastruktur sowie die Auswirkung selbiger auf die CO₂-Bilanz Europas, die Systemintegration erneuerbarer Energien, mittelfristige Unternehmensentwicklungen, der volkswirtschaftliche Nutzen des Baus von Übertragungsleitungen, Vorab-Wirkungsanalysen neuer Marktsysteme u.v.a.m. ermittelt werden. Speziell für dieses Projekt e-mobility 1.0 wurde ein Submodell entwickelt, welches bei jedem Netzknoten in Europa zusätzlich zum bereits berücksichtigten Verbrauch des öffentlichen Netzes einen weiteren stündlichen Lastgang überlagern kann. Dieses zusätzliche Modell wird gesondert kurz beschrieben.

Beschreibungen des Simulationsmodells wurden bereits in früheren Arbeiten, z.B. (Gutschi, Jagl, et al. 2010) und (Gutschi, Bachhiesl, et al. 2009), veröffentlicht. An dieser Stelle sollen nur die wesentlichsten Eckpunkte des Simulationsablaufs kurz erläutert werden. Abbildung 3-3 zeigt ein Blockflussbild der zugrunde liegenden Algorithmen des Simulationsmodells. Die Datenbank dient als Basis für die simulierten Szenarien. In den Szenariendefinitionen werden das Untersuchungsgebiet und die vorgegebenen Randbedingungen definiert. Solche Randbedingungen können z.B. die zukünftige Entwicklung von Brennstoffkosten, Bedarfszuwachs, Wirtschaftswachstum, Leitungsausbauprojekte, politische Vorgaben wie Emissionshandel u.v.a.m. sein. Nachdem die Ziele und Randbedingungen eines Szenarios festgelegt wurden, beginnt der eigentliche Simulationsablauf.

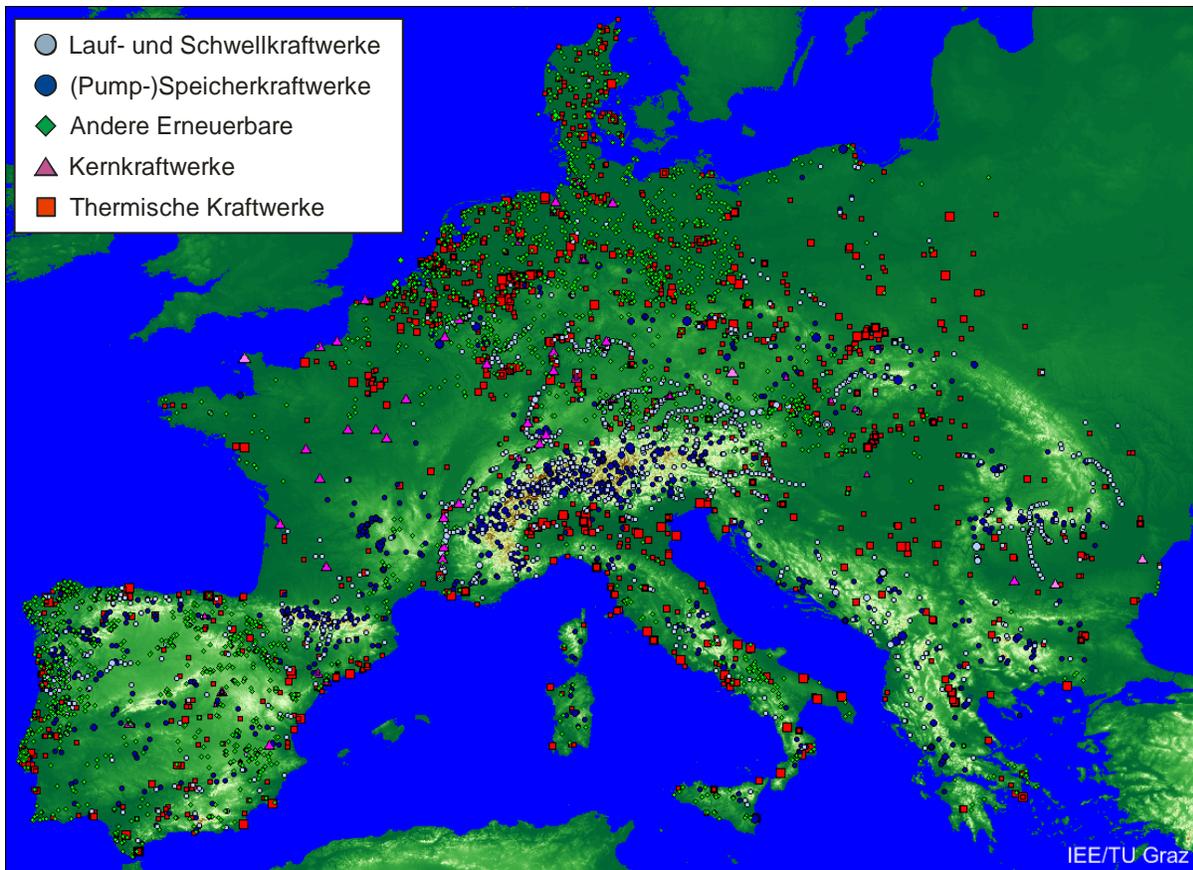


Abbildung 3-1: Im Simulationsmodell ATLANTIS abgebildeter Kraftwerkspark (eigene Darstellung)

Die Simulation findet auf monatlicher Basis statt, wobei jedes Monat in je zwei Peak- und Offpeak-Perioden unterteilt wird (es können prinzipiell beliebig viele Perioden simuliert werden). In rund 10 % der Stunden eines Monats wird ein forcierter Speichereinsatz (Peak-Periode) verfolgt, während in weiteren 10 % (Offpeak-Periode) ein entsprechend forcierter Einsatz der Pumpen erfolgt. Zu Beginn jedes simulierten Jahres wird überprüft, ob im Fall der winterlichen Jahreshöchstlast genügend Kraftwerkskapazitäten zur Deckung des Bedarfs vorhanden sind. In Abbildung 3-1 wird ein Überblick über die Kraftwerksdatenbank von ATLANTIS gegeben. Dabei können Zusammenhänge zwischen Geographie und Erzeugungskapazitäten eindeutig festgestellt werden. In der folgenden DC-Lastflussrechnung werden die geografische Verteilung der Erzeugungskapazitäten sowie Netzengpässe berücksichtigt. Um die von Mittel- und Osteuropa stark abweichende Charakteristik der südeuropäischen Länder mit zu berücksichtigen, wird zusätzlich eine Überprüfung der Spitzenlastdeckung im Sommer (wahlweise Juli oder August) durchgeführt. Ergibt diese jährliche Leistungsdeckungsrechnung, dass nicht alle Netzknoten zu den Spitzenlastzeiten ausreichend versorgt werden können, so schlägt der Algorithmus den Zubau von Kraftwerken an geeigneten Stellen im Netz vor, um diese Versorgungsengpässe beseitigen zu können. Diese Zusatzkraftwerke sind moderne, höchsteffiziente GuD-Anlagen. Alternativ kann in derartigen Fällen oftmals auch ein Netzausbau Abhilfe schaffen. Anschließend erfolgt die monatliche Berechnung des Kraftwerkseinsatzes nach

wirtschaftlichen Kriterien anhand einer Merit Order, wobei der Großhandelsmarkt durch nationale Strombörsen und internationales Market Coupling unter Berücksichtigung vorgegebener NTC-Werte² abgebildet wird.

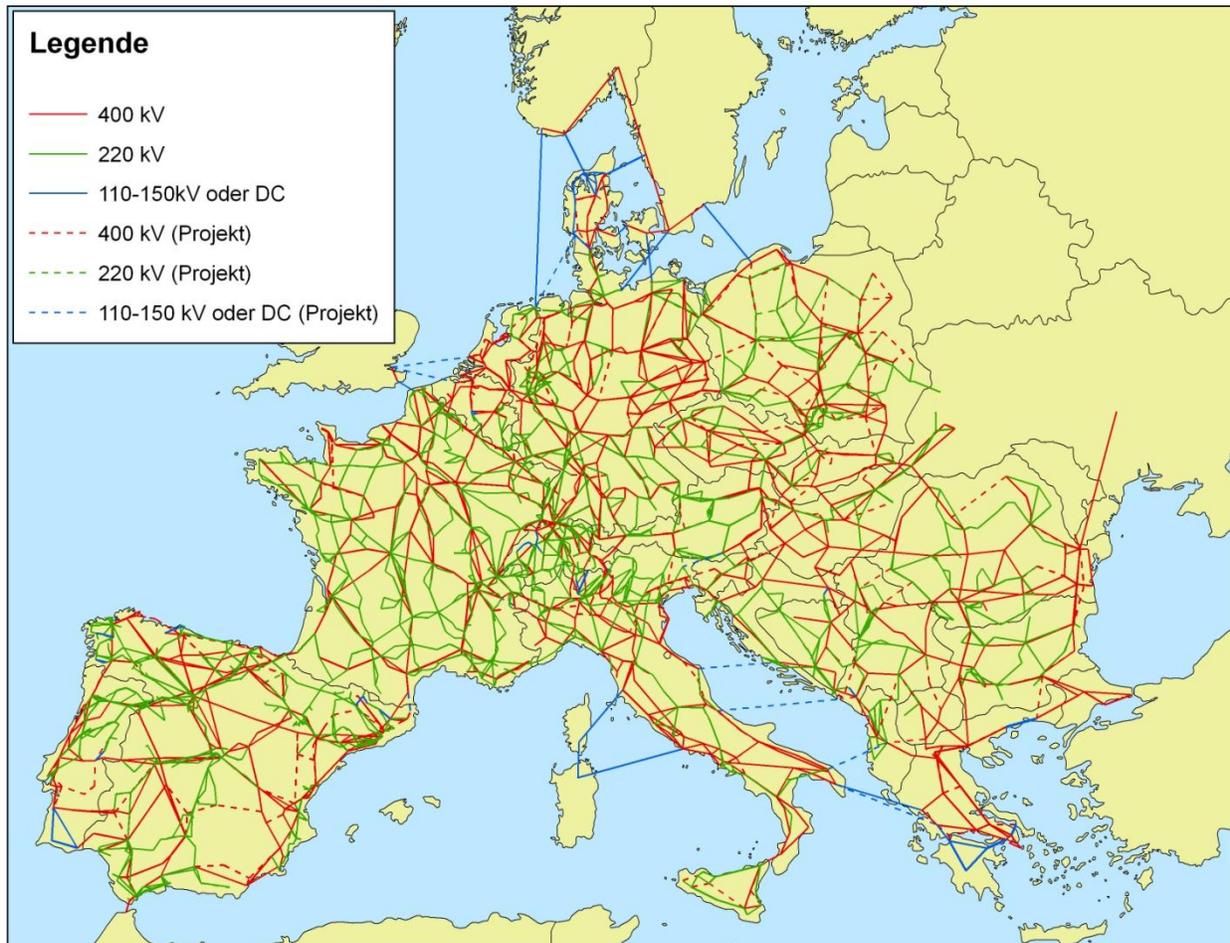


Abbildung 3-2: Im Simulationsmodell ATLANTIS abgebildetes Höchstspannungsnetz (Stand 2011) (eigene Darstellung)

Im nächsten Schritt erfolgt die Berücksichtigung der vom Stromnetz vorgegebenen Restriktionen, wodurch oftmals eine Veränderung des Kraftwerkseinsatzes – ein sog. Redispatch³ – vorgenommen werden muss um Engpässe im Übertragungsnetz zu beseitigen. In Abbildung 3-2 wird schematisch das in ATLANTIS berücksichtigte Netz dargestellt. Nach diesem Schritt steht

² NTC steht für Net Transfer Capacity. Dieser Wert in MW spiegelt die für den Stromhandel zur Verfügung stehende Netzkapazität an den Ländergrenzen dar, welche in Form von marktbasierter Auktionen (implizit und/oder explizit) versteigert wird.

³ Zur Netzentlastung werden teure Kraftwerke hinter einem Engpass hochgefahren, während marktfähige Kraftwerke vor dem Engpass die Erzeugung zurückfahren, wodurch sich der Engpass auflöst. Diese Engpassmanagementmaßnahme ist für den Übertragungsnetzbetreiber mit Kosten verbunden, welche letztendlich vom Stromkunden in Form von Netztarifen bezahlt werden müssen.

der tatsächliche Kraftwerkseinsatz fest und der Brennstoffbedarf und die CO₂-Emissionen je Kraftwerk können berechnet werden. Aufbauend auf den Ergebnissen der physikalischen Modelle wird für jedes Unternehmen oder für eine gesamte nationale Elektrizitätswirtschaft eine vereinfachte wirtschaftliche Bilanzierung durchgeführt, wodurch auch die nominalwirtschaftlichen Auswirkungen von externen Einflüssen (Einbruch im Wirtschaftswachstum, Brennstoffpreisentwicklung etc.) oder Unternehmensentscheidungen (z.B. Kraftwerksausbaustrategien) errechnet werden können. Zusätzlich können innerhalb des Szenario-raumes frei wählbare Extremfälle berechnet werden. Dabei können individuell je Land der Verbrauch sowie die Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugung (Wind, Photovoltaik, Laufwasserkraft) ebenso wie Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke jeweils im Rahmen der technischen Möglichkeiten verändert werden. Zusätzlich kann der Ausfall einzelner Netzelemente sowie Teil- oder Komplettausfälle einzelner Kraftwerke simuliert werden. Damit können innerhalb eines Szenario-raumes bspw. Extremfälle wie Schwachlastperioden mit zeitgleichem Starkwind oder Starklast ohne Photovoltaik- und Windkrafteinspeisung simuliert und mit den Ergebnissen des Szenarios verglichen werden.

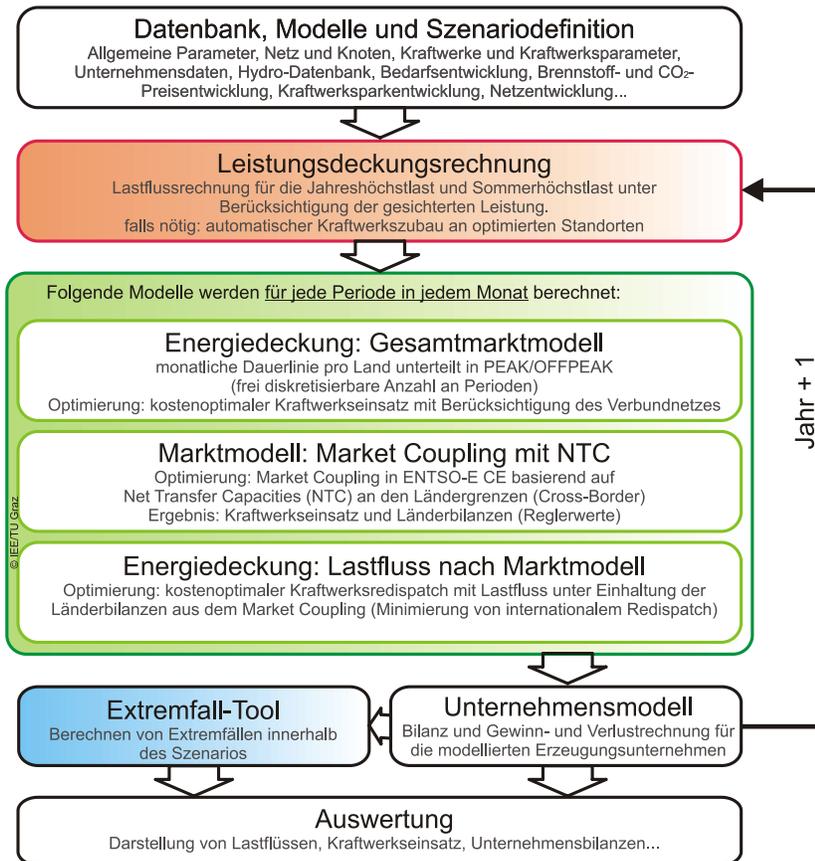


Abbildung 3-3: Vereinfachtes Blockfließbild des Simulationsmodells ATLANTIS (eigene Darstellung)

3.1.1 Einflussparameter der Simulation

Das Simulationsmodell ATLANTIS stellt eine konsistente Abbildung der Realität in der Elektrizitätswirtschaft dar. Dennoch müssen einige vereinfachende bzw. idealisierende Annahmen getroffen werden, um die komplexen Regeln und Zusammenhänge in der europäischen Elektrizitätswirtschaft und Energiepolitik, zudem individualisiert durch nationale Gesetzgebungen, in einem Simulationsmodell darstellen zu können. Es gibt daher gewisse Einflussfaktoren, welche als Unsicherheiten in das Simulationsergebnis einfließen.

Als wichtigste Einflussfaktoren sind einerseits die tatsächliche Entwicklung des Kraftwerksparks sowie die tatsächliche Entwicklung der Preise für die fossilen Energieträger Erdgas, Steinkohle und Heizöl anzusehen. Auch verschiedene energiepolitische Strategien bei Regierungswechseln können den Kraftwerkspark massiv beeinflussen. Daneben gibt es weitere Einflüsse mit ungewisser Zukunftsentwicklung, welche in der Folge erläutert werden.

Als Marktsystem wird ein optimales europaweites Market Coupling angenommen, dessen Einführung bis zum Jahr 2015 als Ziel der europäischen Union erklärt wurde (ACER 2011). Für das Marktmodell gilt zudem, dass bis zum Jahr 2035 das bestehende NTC-System zugrunde gelegt wurde. Dabei handelt es sich um eine Annahme, da eine exakte Prognose der Entwicklung der Engpassmanagementmethoden in Europa bis zum Jahr 2030 nicht möglich ist. In der Simulation wird ein idealer Markt angenommen, in dem Kraftwerke ausschließlich nach den variablen Erzeugungskosten eingesetzt werden. In der Praxis kann es durch langfristige Bindungen an Strom- oder Wärmelieferverträge, politische Forderungen hinsichtlich Arbeitsplatzsicherung im Kohlebergbau und ähnliche Gegebenheiten zu Abweichungen von diesem idealen Markt kommen.

Sollte es bei dem durch das angenommene Marktmodell ermittelten Kraftwerkseinsatz zu Netzengpässen kommen, werden diese in der Simulation durch Phasenschiebereinsatz und im zweiten Schritt durch einen nationalen Redispatch, was einer Änderung des Kraftwerkseinsatzes gegenüber dem Marktergebnis entspricht, aufgehoben. Kann der nationale Redispatch die Engpässe nicht auflösen, wird der Redispatch auf internationaler Ebene durchgeführt. Aktuell wird in der Realität der kostspielige Redispatch eher national bzw. regelzonenintern als international durchgeführt, was dem Modell zusätzliche Realitätsnähe verleiht. Zukünftig wird jedoch zunehmend grenzüberschreitender Kraftwerks-redispatch zur Behebung von Netzengpässen erwartet.

Neben dem Ausbau des Kraftwerksparks stellt die Entwicklung des Netzes eine Unsicherheit für die Simulation dar. Grundsätzlich basiert das Netz auf nationalen und gemeinschaftsweiten Netzausbauplänen, welche jedoch nur eine Prognose dessen sind, was wirklich umgesetzt werden kann. In der Praxis werden nicht alle Leitungen entsprechend dem ersten Entwurf, sondern oft in abgeänderter Form gebaut. Außerdem können Bewilligungsverfahren teilweise mehrjährige Verzögerungen beim Bau hervorrufen. Zudem können sich gewisse Ausbaunotwendigkeiten in der Zukunft ergeben, welche aus heutiger Sicht noch nicht abschätzbar sind. Auch durch veränderte Aufbringungs- und Abnahmesituationen können geplante Leitungen unnötig, jedoch andere nicht bedachte Projekte dringend notwendig werden.

Die Modellierung des Netzes selbst stellt eine gewisse Fehlerquelle dar, da im Simulationsmodell ATLANTIS keine Sonderschaltungen bzw. Schaltzustände des Netzes abgebildet

sind. Dies würde eine immense Vielfalt an Möglichkeiten bieten. So können Überlastungen des Netzes in ATLANTIS durch einen Redispatch verhindert werden, wobei sie in der Realität teilweise durch die Anwendung von Sonderschaltzuständen umgangen werden. Jedoch ist eine so detailgetreue Modellierung nicht möglich, da zum einen die notwendigen Informationen nicht vorliegen und zum anderen sich nur Mutmaßungen über die tatsächliche Anwendung von Sonderschaltungen anstellen lassen. Regeltransformatoren, (querregelfähige Transformatoren und Phasenschiebertransformatoren) als primäre Maßnahme im operativen Engpassmanagement werden jedoch sehr wohl in ATLANTIS berücksichtigt.

Eine weitere Vereinfachung in der DC-Lastflussrechnung ist die Berücksichtigung des „n-1“-Kriteriums für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb (E-Control 2011). Um die „n-1“ Sicherheit in einem vermaschten Netz zu gewährleisten, dürfen einzelnen Leitungen typischerweise mit 50 %-70 % ihrer thermischen Grenzleistung belastet werden. Die restlichen 30 %-50 % der Leitungskapazität gelten als Sicherheitsreserve für Einfachausfälle von Netzelementen. In den getätigten ATLANTIS-Simulationen für e-mobility 1.0 wird eine Sicherheitsmarge (kurz TRM⁴) von 40 % berücksichtigt. Dies bedeutet, dass alle Netzelemente (mit Ausnahme von DC-Leitungen, welche eine TRM von 0 % haben) maximal mit 60 % ihrer thermischen Leistung belastet werden dürfen. Da bei der typischen Sicherheitsmarge von 30 % im Vergleich zu der in ATLANTIS verwendeten TRM von 40 % für alle Netzelemente höhere Auslastungen erlaubt sind, erfolgt eine eher konservative Betrachtung des Netzes.

Im Simulationsmodell ATLANTIS wird der Brennstoffzusatzbedarf im Teillastbetrieb vernachlässigt. Der erhöhte Brennstoffbedarf in diesen Betriebszustand führt zu erhöhten CO₂-Emissionen. Weiters werden nur die direkten CO₂-Emissionen des Kraftwerksbetriebs berechnet, andere freigesetzte Treibhausgase sowie vorgelagerte Emissionen in der Brennstoffbereitstellung und im Anlagenbau jedoch vernachlässigt. Da detaillierte Brennstoffdaten für die meisten thermischen Kraftwerk in Europa nicht zur Verfügung stehen wurden die eingesetzten Brennstoffe mit Standardwerten für CO₂-Emissionen (Kommission der Europäischen Gemeinschaft 2007) bewertet.

3.1.2 Best case – worst case

Der Kraftwerkseinsatz wird im bestehenden kontinentaleuropäischen Marktsystem abhängig von der nachgefragten Energiemenge primär anhand einer so genannten Merit Order bestimmt. Lässt man jene Abweichungen von diesem kostenoptimalen Einsatz außer Acht, welche durch Leitungsengpässe entstehen können (der so genannte "Redispatch" von Kraftwerken), dann führt eine Steigerung der Nachfrage zu einem Abruf der zusätzlichen Einspeisung aus dem preissetzenden Kraftwerk. Hat dieses seine maximal verfügbare Kapazität erreicht, wird die nächst-teurere Erzeugungseinheit abgerufen.

Kraftwerke mit erneuerbaren Energieträgern (ausgenommen Biomasse und Biogas) haben sehr niedrige variable Erzeugungskosten, da der Primärenergieträger kostenlos zur Verfügung steht. Daher speisen diese Anlagen als erste in das Netz ein, noch bevor eine thermische Einheit hochgefahren wird. Anlagen mit geförderten Einspeisetarifen unterliegen einer Abnahmepflicht, so dass diese bei entsprechendem Angebot an Primärenergieträgern

⁴ Transmission Reliability Margin

jedenfalls einspeisen, selbst wenn sie aufgrund der Stromgestehungskosten eigentlich nicht marktfähig wären. Diesen Einspeisevorrang gegenüber allen anderen Technologien haben erneuerbare Energien zur Zeit in den meisten Staaten Kontinentaleuropas.

Die Nachfrage ist auch in Schwachlastzeiten in der Regel groß genug, dass Kraftwerke mit erneuerbaren Primärenergieträgern heutzutage nicht preissetzend werden. Das bedeutet, dass das teuerste laufende Kraftwerk im System mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit ein thermisches Kraftwerk mit fossilen Energieträgern ist. Aus diesen Zusammenhängen lässt sich ableiten, dass die Lieferung des zusätzlichen Ladestroms für Elektrofahrzeuge in jedem Fall einen Abruf weiterer thermischer Kapazitäten zur Folge hat.

Das bestehende Marktsystem und damit auch dessen Abbildung im Modell ATLANTIS stellt daher in Bezug auf zusätzliche CO₂-Emissionen implizit den "worst case" dar.

Im Gegensatz dazu stellt eine vollständige Deckung des zusätzlichen Ladestroms aus erneuerbaren Energien den besten Fall dar, da im Betrieb bei der Generierung der elektrischen Energie gar keine CO₂-Emissionen entstehen. Das bedeutet jedoch einen Ausbau speziell von Wind und Photovoltaik weit über den definierten politischen Rahmen der angenommenen Szenarien hinaus, sowie eine rechtliche Zweckbindung der erzeugten Energie für Elektrofahrzeuge. Die notwendige Kapazität an Windkraftanlagen und PV-Anlagen wird über die durchschnittliche Volllaststundenzahl der jeweiligen Anlage pro Land abgeschätzt. Dadurch kann die Charakteristik der verschiedenen Technologien vor allem in Bezug auf deren Aufstellungsort innerhalb Kontinentaleuropas (und das entsprechende Potential) berücksichtigt werden. Zur sinnvollen geographischen Aufteilung der Anlagen wird angenommen, dass der gesamte Zusatzverbrauch verursacht durch Elektrofahrzeuge mit RES-Erzeugungsanlagen im eigenen Land gedeckt wird.

Während der "best case" einen theoretischen Fall darstellt, handelt es sich beim "worst case" um den praktischen Fall, der durch das zur Zeit vorherrschende Marktsystem bestimmt ist. Die Gegenüberstellung beider Fälle liefert dann die gesamte Bandbreite möglicher CO₂-Emissionseinsparungen, die im Zuge dieser Arbeit dargestellt wird.

3.2 Implementierung von Elektrofahrzeugen

Im Zuge des Projektes "e-mobility 1.0" wird das zuvor beschriebene Simulationsmodell ATLANTIS um ein weiteres Submodell zur Berücksichtigung des Ladestromverbrauchs von Elektrofahrzeugen erweitert. In den folgenden Abschnitten wird darauf eingegangen, wie dieser Ladestrom modelliert wird und welche Schnittstellen zum Modell ATLANTIS definiert werden.

3.2.1 Definition der Ladestrategien

Für das Elektrizitätssystem sind zwei Kriterien bei der Betrachtung der Zusatzlast durch die Ladung von Elektrofahrzeugen entscheidend, und zwar die Höhe der zusätzlichen Leistung sowie der Zeitpunkt des Auftretens der Zusatzlast. Da der reguläre Verbrauch im öffentlichen Netz nicht konstant ist, sondern innerhalb eines Tages bzw. innerhalb einer Woche einen charakteristischen Verlauf aufweist, ist eine Steigerung des Verbrauches zu bestimmten Zeitpunkten kritischer im Vergleich zu anderen Tageszeiten.

Während die Höhe der zusätzlichen Last von der Anzahl der Elektrofahrzeuge und dem Ausmaß der Nutzung dieser abhängt, wird der Zeitpunkt der Ladung hauptsächlich durch die gewählte Ladestrategie beeinflusst. Die einfachste Strategie ist dabei die **ungesteuerte Ladung**, bei der der Ladeprozess in dem Moment gestartet wird, in dem das Fahrzeug an das Stromnetz angeschlossen wird. Das bedeutet, dass der Zeitpunkt des Auftretens einer zusätzlichen Last vollständig durch den Nutzer des Elektrofahrzeuges bestimmt wird, der naturgemäß das Fahrzeug sofort nach Beendigung der Fahrt zum Laden mit dem Stromnetz verbinden wird, wenn die Möglichkeit dafür gegeben ist.

In diesem Fall stechen zwei Zeitpunkte hervor, an denen sich bei ungesteuerter Ladung gleichzeitige Ladevorgänge häufen können. Der erste Zeitpunkt ist am Vormittag, wenn Pendler mit dem Elektrofahrzeug zu ihrem Arbeitsplatz fahren und dort die Möglichkeit haben, das Fahrzeug zu laden. Der zweite Zeitpunkt ist am Abend, wenn viele Leute gleichzeitig z.B. vom Arbeitsplatz nach Hause kommen und ihr Fahrzeug zum Aufladen anschließen.

Die nach Hause kommenden Personen schließen jedoch nicht nur ihr Fahrzeug an das Stromnetz an, sondern schalten danach auch den Fernseher ein, kochen ein Abendessen oder führen weitere Tätigkeiten aus, die elektrische Energie benötigen. Diese Aktivitäten führen bereits heute ohne einen zusätzlichen Ladebedarf von Elektrofahrzeugen dazu, dass die höchste Lastspitze in Österreich fast ausschließlich zwischen 18 Uhr und 20 Uhr auftritt (Abbildung 3-4).

Zur Reduktion der zusätzlichen auftretenden Last durch Elektrofahrzeuge kann mit einer **gesteuerten Ladung** versucht werden, die Ladezeitpunkte (gestaffelt) in die Schwachlastzeit, z.B. in den Zeitraum 3 bis 5 Uhr, zu verlegen. Die einfachste Art einer gesteuerten Ladung ist eine Tonfrequenz-Rundsteuerung, eine Technologie die schon seit Jahren bei der Steuerung der elektrischen Warmwasserbereitung in Haushalten Anwendung findet.

In Kapitel 2.6 wurden je ein Wochenlastgang für die gesteuerte und die ungesteuerte Ladung entwickelt, welche als Grundlage für die Simulation in ATLANTIS herangezogen werden. Um eine gestaffelte Ladung abzubilden, wurde der Lastgang mit gesteuerter Ladung noch etwas angepasst. Die simulierten Lastgänge sind in Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6 dargestellt.

Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des auftretenden Zusatzverbrauchs ist eine intelligente Form der Ladung, bei der der Nutzer des Fahrzeuges lediglich einen Zeitpunkt angibt, zu dem das Elektrofahrzeug spätestens vollständig geladen sein soll. Die dazu notwendige intelligente Ladeinfrastruktur kommuniziert mit dem Stromnetz, beginnend mit dem Transformator der nächstgelegenen Ortsnetzstation, welcher ebenso „intelligent“ ausgeführt sein muss.

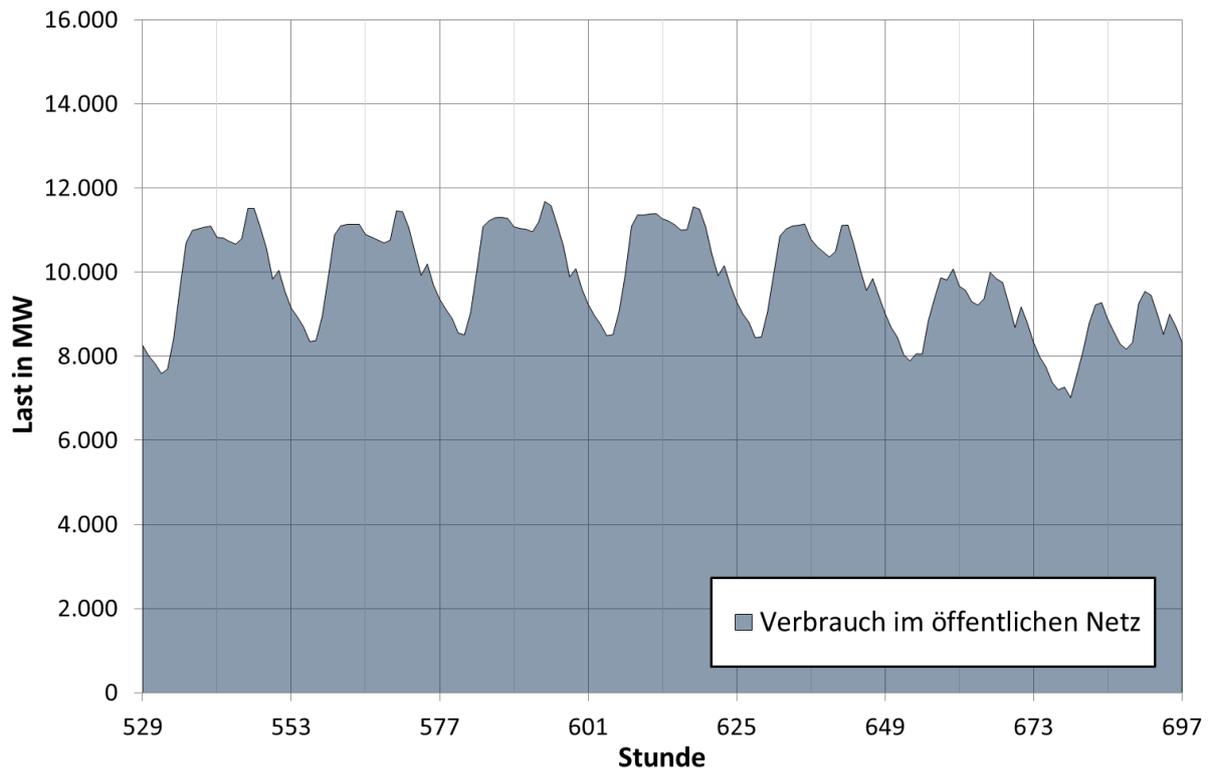


Abbildung 3-4: Angenommener Lastgang des Verbrauchs im öffentlichen österreichischen Netz in der dritten Jännerwoche 2030, ohne Elektrofahrzeuge (eigene Darstellung).

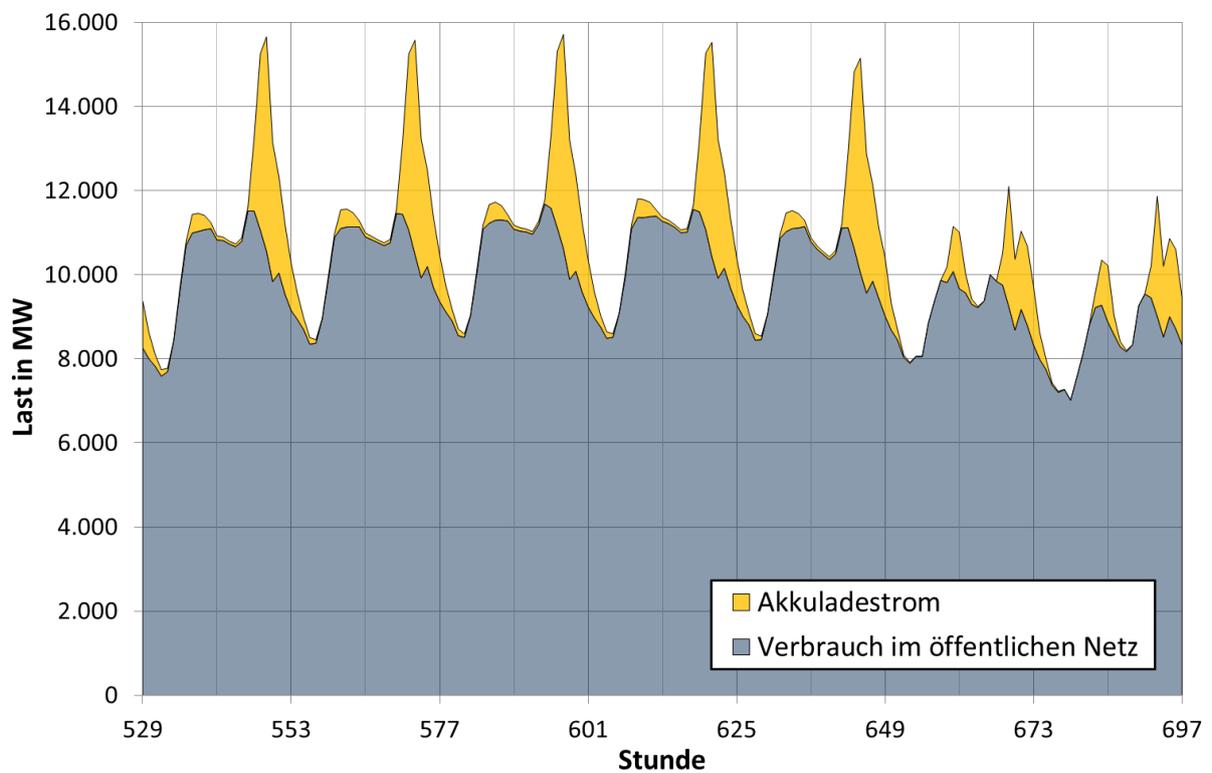


Abbildung 3-5: wie Abbildung 3-4, überlagert mit dem Ladestrom von zwei Millionen Elektrofahrzeugen bei ungesteuerter Ladung (eigene Darstellung).

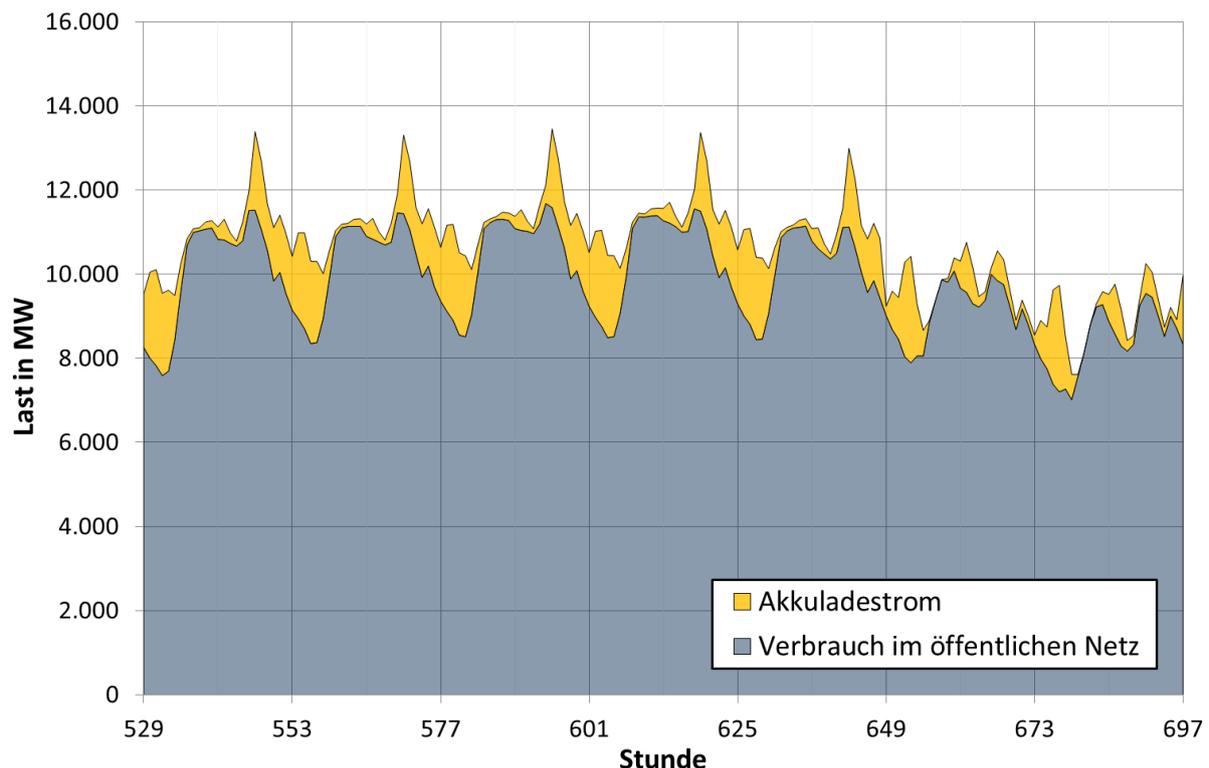


Abbildung 3-6: wie Abbildung 3-4 überlagert mit dem Ladestrom von zwei Millionen Elektrofahrzeugen bei gesteuerter Ladung (eigene Darstellung).

Die Geräte teilen sich untereinander die verfügbaren Kapazitäten so auf, dass alle Ladevorgaben eingehalten werden können und dabei die Netzkomponenten und Erzeugungskapazitäten optimal genutzt werden. Diese Ladestrategie setzt größere Umstrukturierungen im Verteilnetz voraus, welches in ATLANTIS nicht abgebildet wird. Daher kann eine intelligente Ladung, welche auf die Netzgegebenheiten im Verteilnetz in Echtzeit reagiert, mit diesem Modell nicht simuliert werden und ist somit auch nicht Teil der Analyse dieser Arbeit.

3.2.2 Szenarioraum für die Elektrofahrzeuge

Der Fokus dieses Projektes liegt auf Österreich, jedoch muss für eine Simulation des europäischen Elektrizitätssystems auch auf alle anderen Länder Kontinentaleuropas eingegangen werden, in denen Elektrofahrzeuge flächendeckend eingeführt werden soll. Für Österreich wird eine Entwicklung der Fahrzeuganzahl angenommen, die in Kapitel 2.5.1 genau dargestellt ist. Diese Entwicklung dient als Referenz und wird über die Fahrzeuganzahl pro 1000 Einwohner auf die weiteren berücksichtigten Länder in Kontinentaleuropa umgelegt. Abbildung 2-5 in Kapitel 2.5.1 zeigt die Entwicklung der Fahrzeuganzahl in den berücksichtigten Ländern bis 2030.

Der gesamte Stromverbrauch im öffentlichen Netz ist im Modell ATLANTIS knotenscharf auf die Abstützungen im Höchstspannungsnetz aufgeteilt. Für den Zusatzverbrauch durch Elektrofahrzeuge in Österreich wird eine separate Aufteilung vorgenommen, die auf den Eingangsdaten aus Kapitel 2.6 aufbaut.

Zur Zuteilung der Ladeleistung auf die österreichischen Netzknoten wurde in Kapitel 2.3 die Verteilung der Fahrzeuganzahl auf die Bundesländer, kategorisiert nach Großstadt,

Kleinstadt und ländlichem Raum abgeschätzt. Unter Berücksichtigung der Bevölkerungsverteilung (geographische Lage der Ballungszentren) und der Topologie des österreichischen Verteilnetzes, wird der Verbrauch durch die Ladung der Elektrofahrzeuge entsprechend dieser Struktur auf die Netzknoten aufgeteilt.

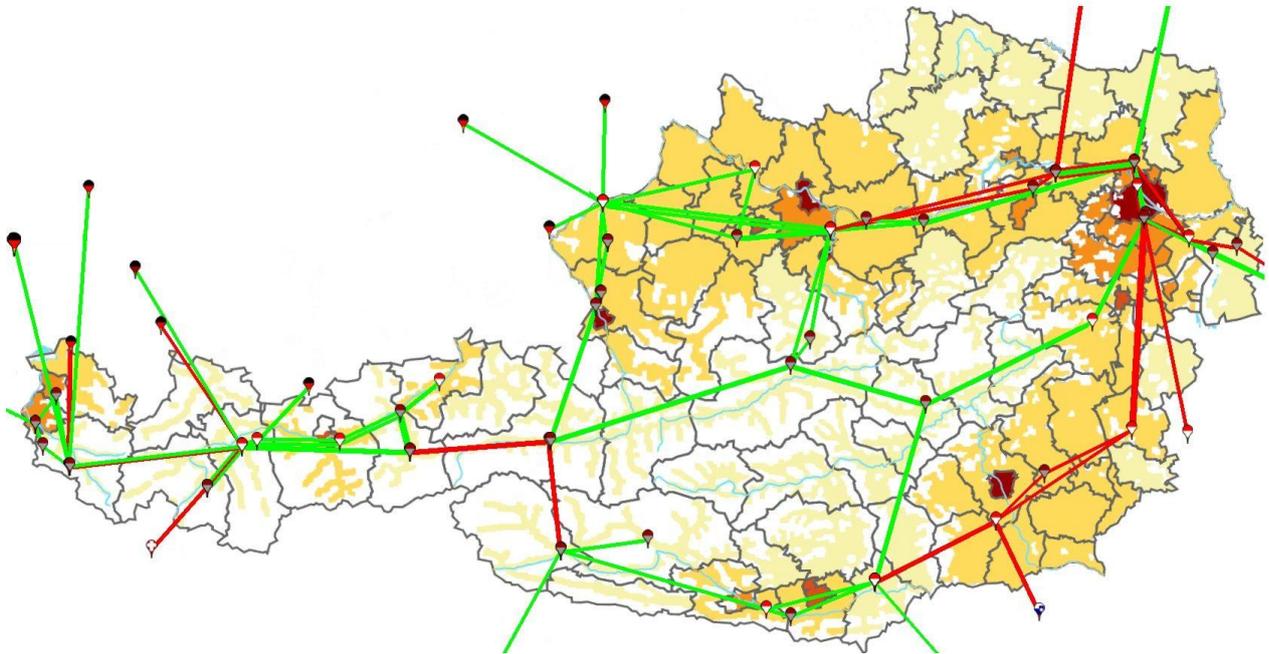


Abbildung 3-7: Bevölkerungsdichte Österreich (Quelle: Statistik Austria, Online Atlas) und das österreichische Höchstspannungsnetz 2011 (eigene Darstellung)

Für alle anderen Länder Kontinentaleuropas ist die genaue Aufteilung der Fahrzeuganzahl auf die einzelnen Regionen nicht bekannt. Es wird daher angenommen, dass sich die Fahrzeugzahlen proportional zur Bevölkerungsdichte entwickeln. Der Zusatzverbrauch durch den Ladestrom dieser Fahrzeuge wird daher der geographischen Verteilung der Bevölkerung entsprechend den Netzknoten zugeordnet.

3.2.3 Realisierung im Modell ATLANTIS

Im Zuge des Projektes wurde ein Submodell entwickelt, das eine Abbildung des Ladestromverbrauchs von Elektrofahrzeugen im Simulationsmodell ATLANTIS erlaubt.

Entsprechend der Eingangsdaten aus Kapitel 2.6 wird aus den Wochenlastgängen der Ladeleistung ein vollständiges Jahr (8760 Stundenwerte) gebildet und in ATLANTIS hinterlegt. Diese Zusatzlastgänge werden mit den bereits in ATLANTIS berücksichtigten stündlichen Lastgängen der Last im öffentlichen Netz überlagert, wobei für Österreich speziell eine Aufteilung der Lasten auf die Netzknoten mit zwei unterschiedlichen Verteilungsschlüsseln erfolgt.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit einer Skalierung des Zusatzlastganges. Diese Skalierung erlaubt es, den Ladestrom-Lastgang so zu formen, dass die Energie, die pro Jahr zum Laden der Elektrofahrzeuge benötigt wird, an die angenommene Entwicklung der Fahrzeugzahl angepasst werden kann.

3.3 Definition der energiepolitischen Szenarien

Die künftige Entwicklung wirtschaftlicher Parameter und politisch beeinflusster Modelldaten, wie beispielsweise der Kraftwerkspark in Zentraleuropa, stellt eine der wesentlichen Unsicherheiten im Modell ATLANTIS dar. Während der Ausbau thermischer Einheiten durch die Entwicklung des Residualverbrauchs (Endkundenverbrauch abzüglich Erzeugung aus volatilen regenerativen Energieträgern) vorgegeben ist um eine ausreichende und sichere Versorgung zu gewährleisten, ist die Entwicklung der Kapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern stark politischen Einflüssen wie z.B. Subventionen unterworfen.

Die Definition von sinnvollen und konsistenten Szenarien ist für eine ordentliche Abschätzung zukünftiger Entwicklungen unerlässlich. Ein Szenario sollte demnach einen Grundtenor für alle Aspekte einer Entwicklung festlegen, der allgemein gültig und zulässig ist.

Für das Projekt „e-mobility 1.0“ werden zwei Szenarien gewählt, welche sich in ihrer Charakteristik stark voneinander unterscheiden: Das konventionelle Szenario und das erneuerbare Szenario. Die beiden verwendeten Szenarien repräsentieren zwei unterschiedliche Entwicklungspfade für die europäische Elektrizitätswirtschaft, wodurch Teilgebiete des ausgesprochen breiten Spektrums an Möglichkeiten für zukünftige Entwicklungen sinnvoll eingegrenzt werden.

Individuelle Kraftwerksprojekte, welche nach heutigem Stand mit ausreichender Wahrscheinlichkeit realisiert werden (Genehmigung bereits erteilt, Umweltverträglichkeitsprüfung eingereicht etc.) oder jene die bereits in Bau sind, werden in beiden Szenarien gleichermaßen berücksichtigt. Da der Fokus des Projektes auf Österreich gerichtet ist, sind die berücksichtigten österreichischen Großkraftwerksprojekte zur vollständigen Dokumentation in Tabelle 3-1 aufgelistet.

Tabelle 3-1: In beiden Szenarien berücksichtigte Großkraftwerksprojekte in Österreich und deren geplante Inbetriebnahme

	P_{netto} in MW	Vollbetrieb
PSKW Limberg 2	480	2012
GDK Mellach	830	2012
PSKW Molln	300	2014
Reisseck II	430	2014
GuD Klagenfurt	420	2015
GuD Wagenham	420	2017
PSKW Jochenstein	300	2018
PSKW Limberg 3	480	2019
GDK Werndorf/Weitendorf	550	2020
Kaunertal 2	920	2020
Kaunertal - Gepratsch	300	2020
PSKW Villach	360	2027
PSKW Obervermuntwerk 2	340	2028
Summe	6130 MW	

3.3.1 Konventionelles Szenario

Das konventionelle Szenario ist so ausgelegt, dass die heutige Energiepolitik bis ins Jahr 2030 fortgeschrieben wird. Es basiert im Wesentlichen auf dem Baseline Szenario der „EU energy trends to 2030“ (European Commission 2009) mit Anpassungen an die aktuellen Gegebenheiten (Kernenergieausstieg in Deutschland, aktuell stark steigender Anteil der Photovoltaik an der Erzeugung, etc.). Diese waren zum Zeitpunkt, als das Baseline-Szenario erstellt wurde, noch nicht abschätzbar.

Das konventionelle Szenario zeichnet sich durch einen Ausbau von sowohl fossilen als auch erneuerbaren Erzeugungseinheiten aus. Um den aktuellen Trends bezüglich nuklearer Erzeugungsanlagen gerecht zu werden, wird für Deutschland ein Kernkraftausstieg gemäß den im Bundestag getroffenen Vereinbarungen implementiert. Ebenso wird die momentan laufende Diskussion in der Schweiz bezüglich eines Kernenergieausstiegs berücksichtigt. Für die restlichen Länder des Netzgebietes des ENTSO-E CE wird angenommen, dass ein gewisser Anteil der bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Laufzeit durch neue Blöcke mit einer höheren installierten Leistung ersetzt werden.

Für den gesamten Betrachtungszeitraum wird für die einzelnen Länder ein konstant steigender Verbrauch angenommen, wodurch sich bei gleichbleibender Reservekapazität ein Ausbaubedarf für den Kraftwerkspark ergibt. Ein Teil des zusätzlichen Bedarfs wird durch einen moderaten Zubau an Gaskraftwerken, im Speziellen Gas-Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Anlagen), gedeckt. Neben dem Zubau an GuD-Anlagen wird ebenso ein schwacher Zubau an sowohl Braun- als auch Steinkohle zugrunde gelegt, was mit dem Argument der Brennstoffdiversifizierung zu begründen ist. Ein reiner Ausbau von Gaskraftwerken bei gleichzeitigem Wegfall von Kohlekraftwerken würde zu einer starken Abhängigkeit vom Brennstoff Erdgas führen. Außerdem ist Kohle der einzige zur Stromerzeugung in brauchbaren Mengen vorkommende Rohstoff in Europa. Der Bestand an Ölkraftwerken wird in diesem Szenario relativ konstant gehalten und dient in den meisten Fällen zur Abdeckung der Spitzenlast.

Die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (inkl. Wasserkraftwerken) erfährt in diesem Szenario ein moderates Wachstum. Bei Wasserkraft werden sowohl große Speicher- und Pumpspeicherprojekte als auch Laufwasserprojekte in jenen Ländern, in denen ein entsprechendes technisch-wirtschaftliches Potential vorliegt bzw. Projektinformationen vorhanden sind, zugebaut. Den stärksten relativen Zubau bei den Erneuerbaren erfahren Windkraft (On- und Offshore) sowie Photovoltaik und Solarthermie (welche in den folgenden Grafiken als Sonnenenergie zusammengefasst sind).

Die gemäß konventionellem Szenario angenommene simulierte Entwicklung des Kraftwerksparks von Kontinentaleuropa bis 2030 ist in Abbildung 3-8 dargestellt, jene des österreichischen Kraftwerksparks zeigt Abbildung 3-9.

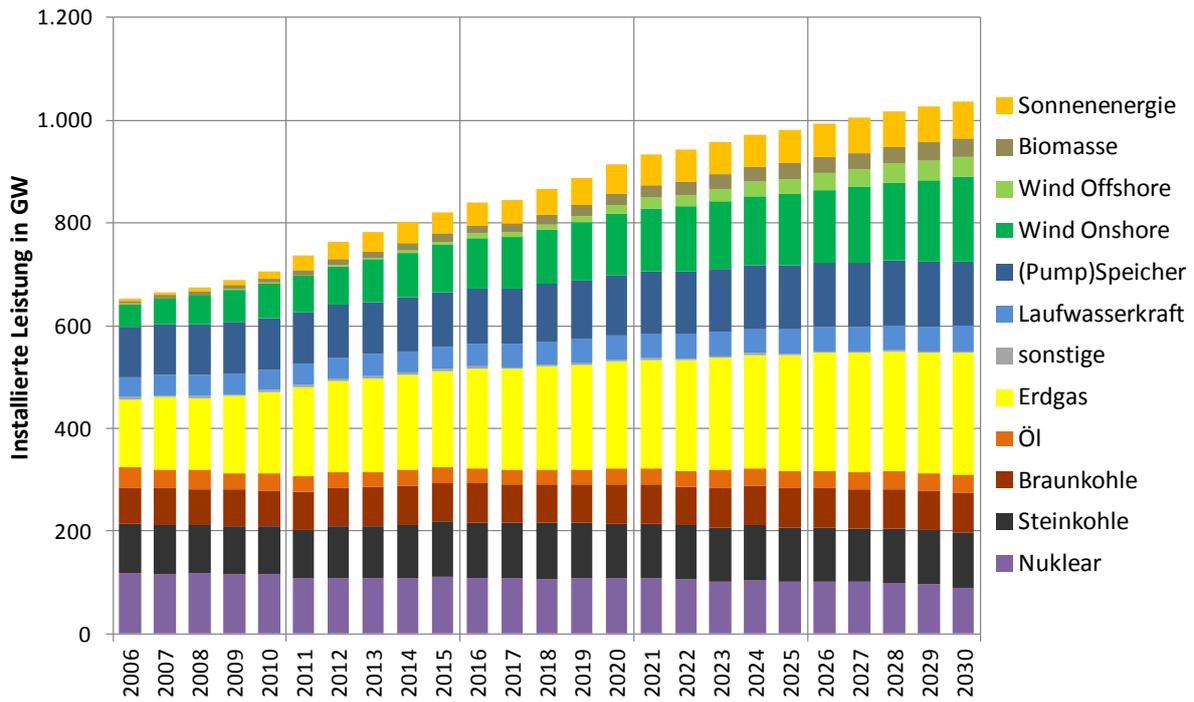


Abbildung 3-8: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Kontinentaleuropa für das konventionelle Szenario.

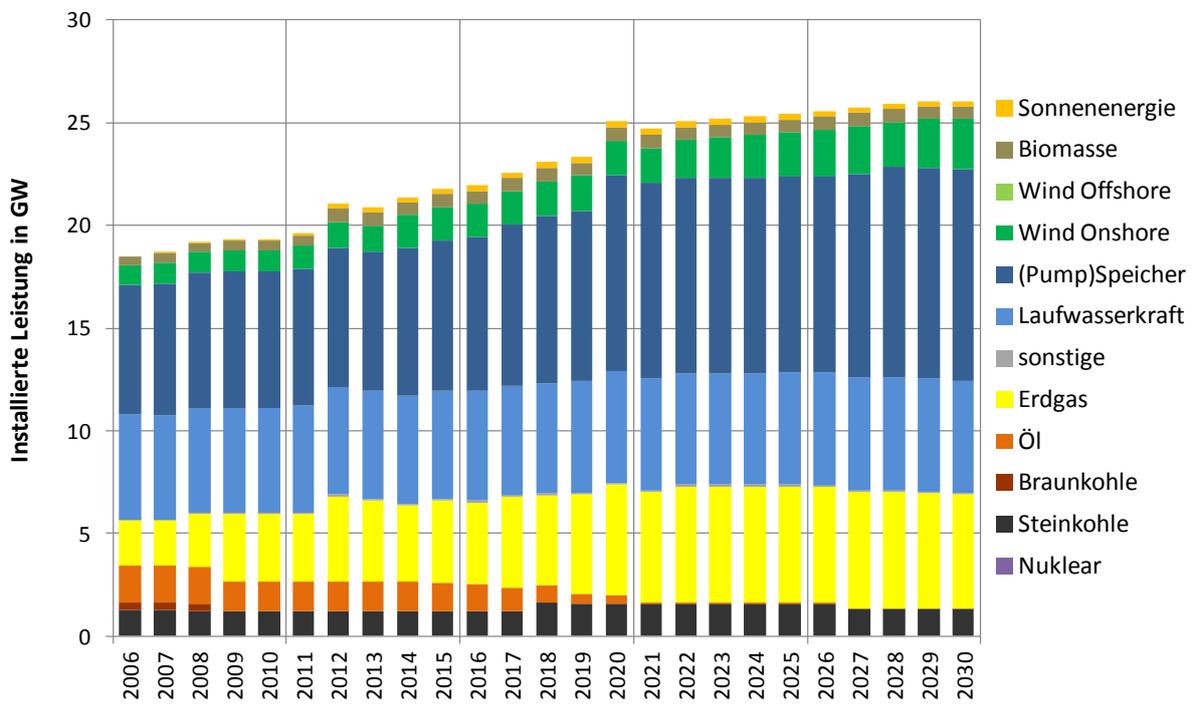


Abbildung 3-9: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Österreich für das konventionelle Szenario

3.3.2 Erneuerbares Szenario

Das erneuerbare Szenario basiert auf einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitig reduziertem Verbrauchszuwachs im öffentlichen Netz. Dieser verminderte Zuwachs an Nachfrage bildet Energieeffizienzmaßnahmen auf der Seite der Endkunden ab. In diesem Szenario wird vorausgesetzt, dass die so genannten 20-20-20-Ziele der EU bis 2020 erreicht werden.

Das Hauptziel dieses Szenarios ist eine möglichst CO₂-emissionsarme Stromerzeugung. Die Erzeugungskapazität aus fossilen Kraftwerken wird ab 2015 zunächst als konstant abgenommen und erfährt längerfristig bis 2030 einen leichten Rückgang. Der Anteil an Kohle- und Ölkraftwerken geht signifikant zurück und wird durch Gaskraftwerke ersetzt. Dies lässt sich dadurch begründen, dass gasbefeuerte Kraftwerke wesentlich niedrigere spezifische Emissionen aufweisen als Kohle- und Ölkraftwerke.

Die Wasserkraft wird im Vergleich zum konventionellen Szenario nur geringfügig stärker ausgebaut. Im Gegenzug wird der Ausbau von Windkraft-, Photovoltaik- und Solarthermieanlagen stark forciert.

Trotz des geringeren Verbrauchs und damit zusammenhängend auch einer niedrigeren Jahreshöchstlast ist die gesamte installierte Kapazität im erneuerbaren Szenario etwas höher als im konventionellen Szenario, wie in Abbildung 3-10 zu erkennen ist. Dies liegt daran, dass die gesicherte Leistung, also jene Leistung, die mit ausreichender Wahrscheinlichkeit abrufbar ist, bei erneuerbaren Erzeugungsanlagen (v.a. Wind, Photovoltaik liefert zur Zeit der Jahreshöchstlast gar keinen Beitrag) weitaus geringer ist als bei thermischen Einheiten. Weiters ist aus dieser Abbildung zu entnehmen, dass der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Gesamtkapazität bis 2030 auf über 50 % ansteigt.

Die angenommene Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks ist in Abbildung 3-11 dargestellt. Im Vergleich zum konventionellen Szenario zeigt die Grafik, dass sich der Anteil der fossilen Energieträger nicht wesentlich unterscheidet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ein Großteil der thermischen Kraftwerke mit einer Kraft-Wärme-Kopplung ausgestattet ist, deren Wärmeauskopplung unabhängig von politischen Entscheidungen bezüglich erneuerbarer Energien nachgefragt wird. Weiters ist ein gewisser Anteil an thermischen Kapazitäten notwendig, um die Deckung der Jahreshöchstlast gesichert decken zu können und einen stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen.

Ein verstärkter Ausbau der Wasserkraft in Österreich wird in diesem Szenario unter Berücksichtigung der verbleibenden Potentiale angenommen, während im konventionellen Szenario nur geringfügig Wasserkraft zugebaut wird. Besonderes Augenmerk wird jedoch auf den Ausbau der Windkraft und der Photovoltaik gelegt.

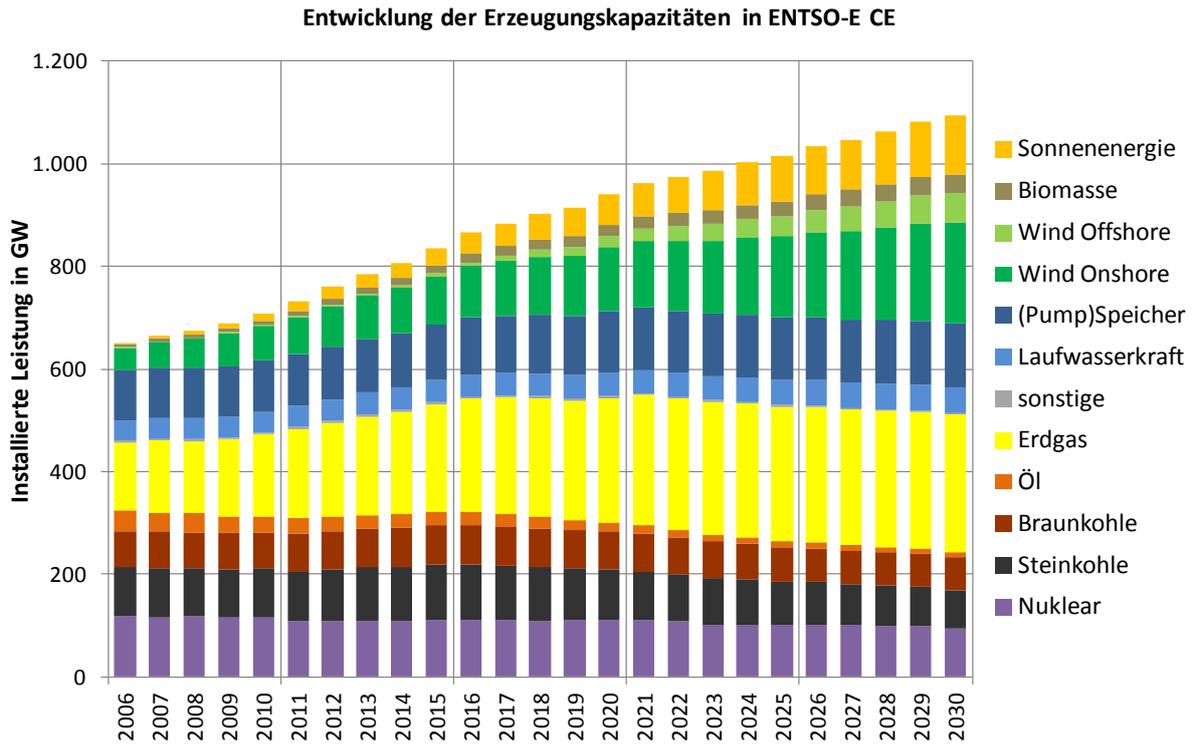


Abbildung 3-10: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Kontinentaleuropa für das erneuerbare Szenario.

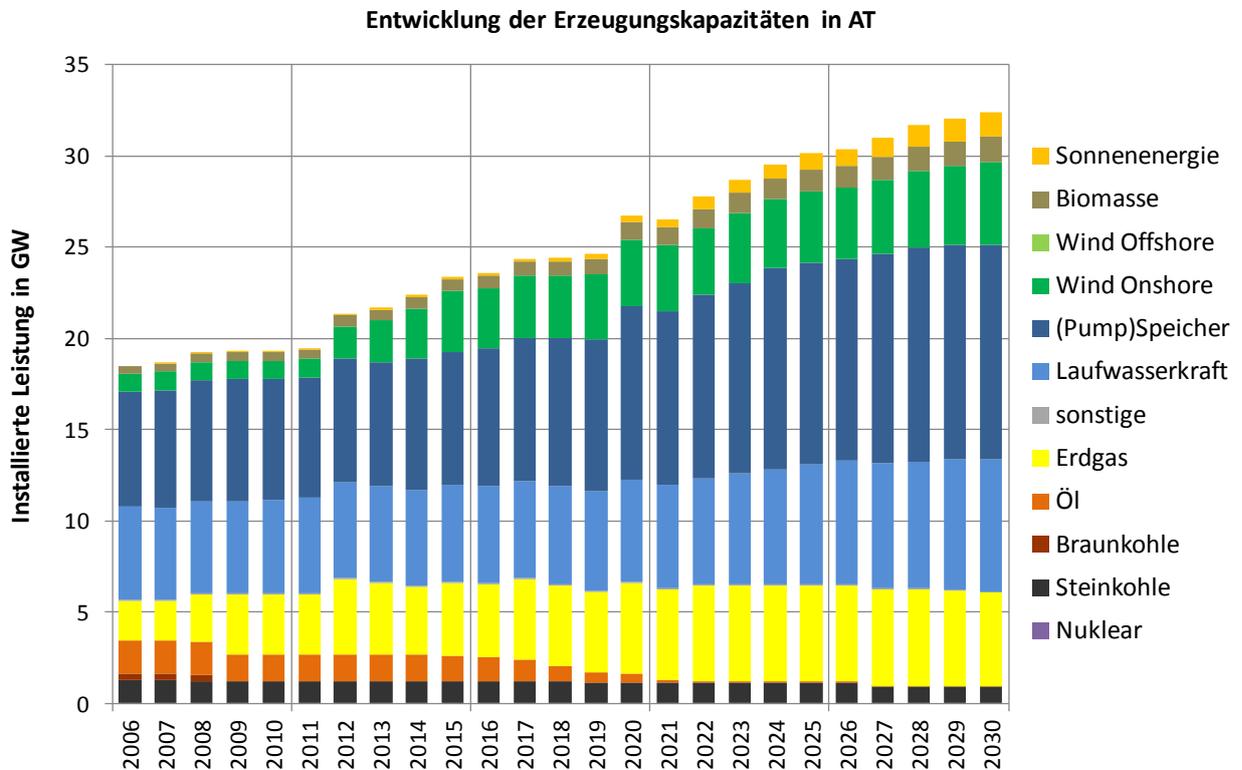


Abbildung 3-11: Simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Österreich für das erneuerbare Szenario

3.3.3 Abschätzung E-Mobility aus 100 % erneuerbaren Energien

Zusätzlich zu den zwei bereits beschriebenen energiepolitischen Pfaden wird noch eine dritte Betrachtung durchgeführt, die jedoch nicht als vollständiges Szenario, sondern vielmehr als eine Abschätzung der Rahmenbedingungen zu sehen ist. Das Ziel dieser Betrachtung ist es mittels Life-Cycle-Analyse zu zeigen, welche spezifischen CO₂-Emissionswerte erreicht werden können, wenn der gesamte Ladestrom der Elektrofahrzeuge aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Dazu wurde der dazu notwendige Kraftwerkspark abgeschätzt. Die Ergebnisse der Abschätzung sind in Kapitel 3.4 zusammengefasst.

3.3.4 Weitere Rahmenbedingungen

Neben den bisher dargestellten Szenarioannahmen, die überwiegend die Entwicklung des Elektrizitätssystems betreffen, sind auch wirtschaftliche Annahmen notwendig um eine konsistente Simulation mit dem Modell ATLANTIS zu ermöglichen. Die wichtigste Annahme ist die zukünftige Entwicklung der Brennstoffpreise, da sich diese direkt auf die Erzeugungskosten und damit auf den Strompreis auswirken.

Abbildung 3-12 zeigt die angenommene Entwicklung der Primärenergiepreise am Beispiel von Erdöl und Erdgas für beide Szenarien. Die Brennstoffpreise des konventionellen Szenario sind angelehnt an das "New Policy"-Szenario des World Energy Outlook (WEO) 2010 (IEA 2010). Für das erneuerbare Szenario wurde angenommen, dass die Brennstoffpreise generell ein höheres Niveau aufweisen. Dadurch werden die erneuerbaren Energieträger auch ohne umfassende Förderungen marktfähiger, was den angenommenen stärkeren Zubau an Erzeugungskapazitäten ermöglicht. Als Grundlage für die Annahme der Brennstoffpreise für das erneuerbare Szenario wurde das "Current Policies"-Szenario des WEO 2010 (IEA 2010) herangezogen.

Ein zweiter wichtiger Faktor ist die Annahme konsistenter Preise für CO₂-Zertifikate. Der angenommene zukünftige Verlauf dieser Preise (siehe Abbildung 3-13) ist an die "EU energy trends to 2030" (European Commission 2009) angelehnt. Durch die geringere Nachfrage an Zertifikaten ist der Preis im erneuerbaren Szenario zunächst niedriger als im konventionellen Szenario, wo ein angeregter Handel mit Zertifikaten angenommen wird.

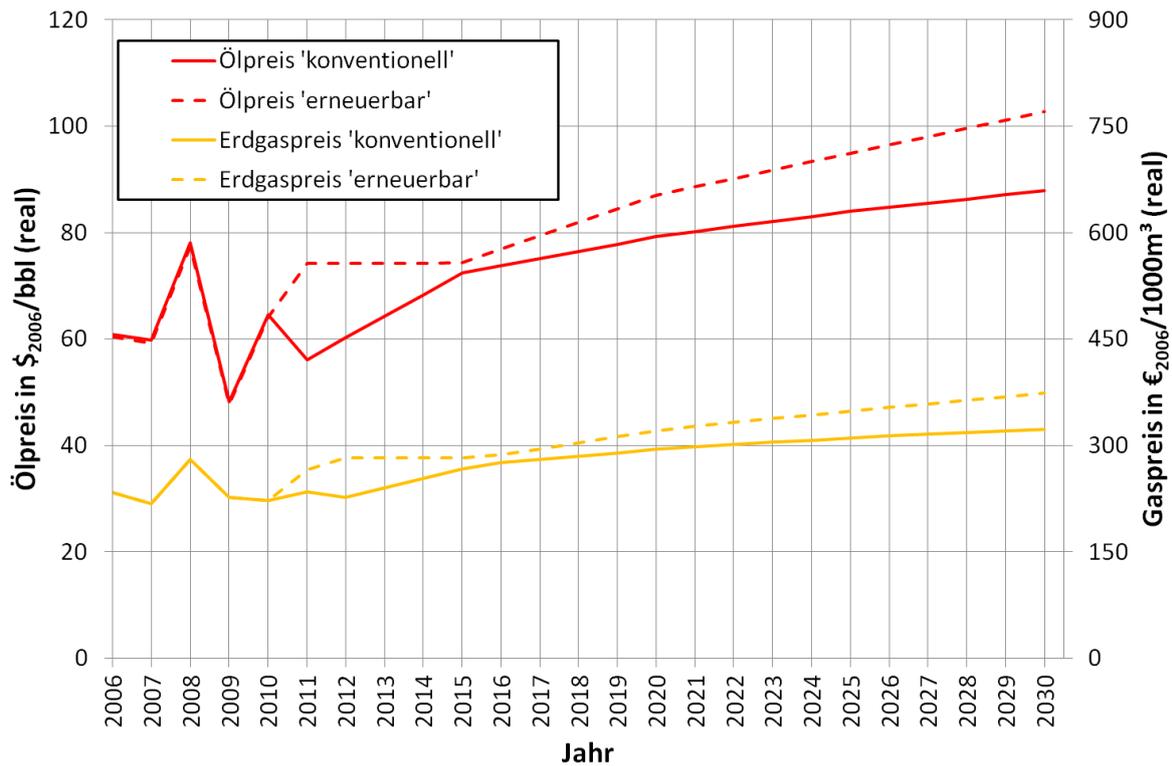


Abbildung 3-12: Angenommene Entwicklung der realen Brennstoffpreise für das konventionelle und das erneuerbare Szenario

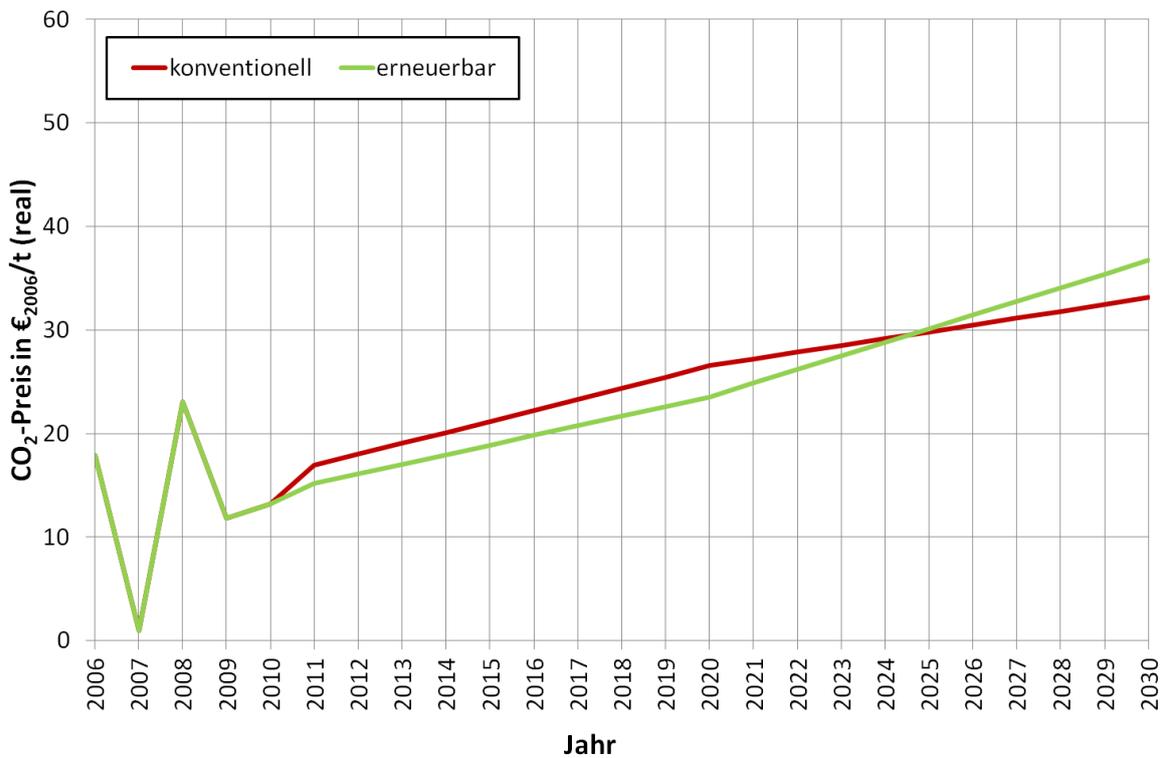


Abbildung 3-13: Angenommene Entwicklung der realen CO₂-Preise für beide Szenarien

3.4 Ergebnisse

Der in den vorangehenden Abschnitten eingeführte Szenarioraum besteht aus zwei Ladestrategien, zwei energiepolitischen Szenarien und den unterschiedlichen Entwicklungsszenarien der Elektrofahrzeuge. Durch die Kombination dieser Variationen entstehen zehn unterschiedliche Simulationen. Die Ergebnisse einer repräsentativen Auswahl aus diesen Simulationen werden in den folgenden Kapiteln dargestellt. Dabei wird nach einer kurzen Analyse der kontinentaleuropäischen Entwicklung speziell auf Österreich eingegangen.

3.4.1 Ergebnisse für das Gesamtsystem Kontinentaleuropa

Für das umfassende Verständnis der durch die flächendeckende Einführung der Elektrofahrzeuge in Österreich auftretenden Effekte ist zunächst eine Betrachtung bestimmter Auswirkungen auf das Gesamtsystem in Kontinentaleuropa sinnvoll. Aufgrund der Gesamtsystemgebundenheit weisen einige Effekte in den Nachbarstaaten um Österreich auch einen Einfluss auf das österreichische Elektrizitätssystem auf. In den folgenden Unterkapiteln werden diese Effekte genauer untersucht.

3.4.1.1 *Notwendige zusätzliche gesicherte Kapazitäten*

Durch den zusätzlichen Ladestromverbrauch, der wie bereits erwähnt auch zu Spitzenlastzeiten auftreten kann, erwächst ein Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten, um die Abdeckung der Lastspitzen sicher gewährleisten zu können.

Aus der Simulation ergibt sich der in Abbildung 3-14 dargestellte zusätzliche Kraftwerkspark für das konventionelle Szenario. In dieser Abbildung ist ein "maximales" Volumen von 89 Millionen Elektrofahrzeugen in Kontinentaleuropa⁵ und ungesteuerter Ladung dargestellt, in dem sich ein Zubau von 103 GW in Kontinentaleuropa ergibt. Bei einer gesteuerten Ladestrategie bei selber Fahrzeuganzahl reduziert sich der Bedarf an zusätzlichen Erzeugungskapazitäten auf 25 GW.

⁵ Entspricht einer Anzahl von 2 Millionen Elektrofahrzeugen in Österreich

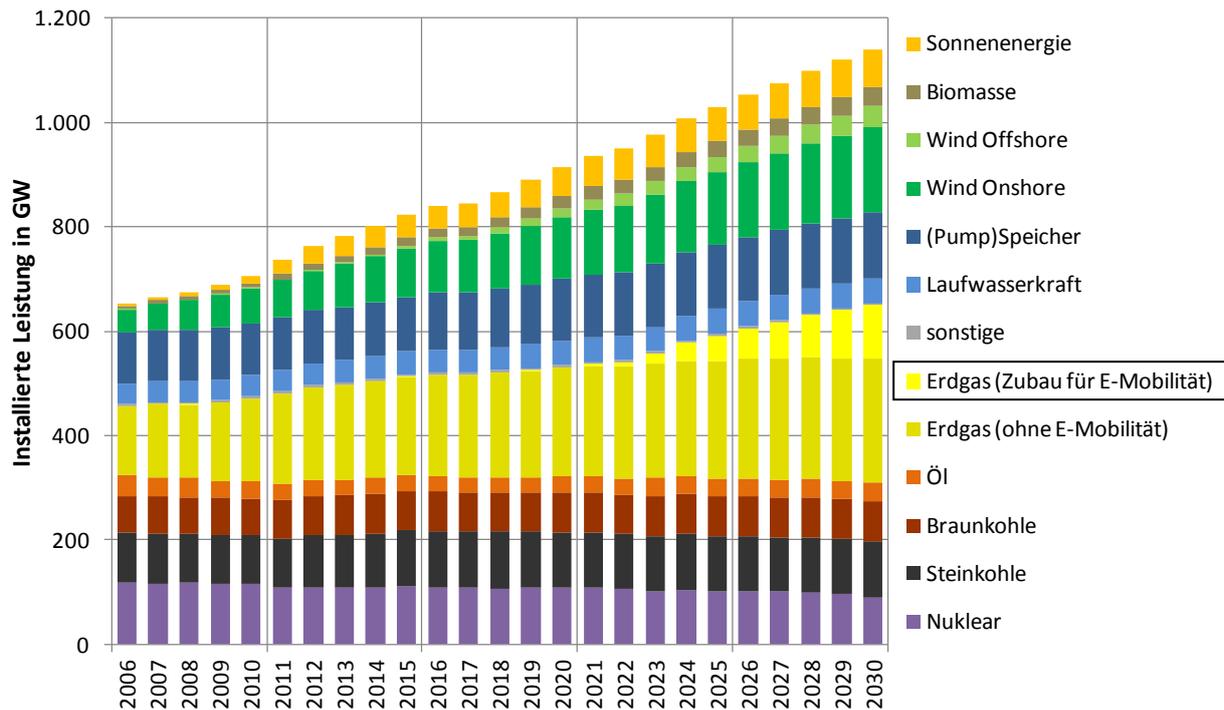


Abbildung 3-14: Simulierter zukünftiger Kraftwerkspark im Szenario "konventionell" für den Netzbereich der ENTSO-E CE bei 89 Millionen Elektrofahrzeuge in Kontinentaleuropa 2030 und ungesteuerter Ladung

Im erneuerbaren Szenario sind durch die politische Vorgabe des stärkeren Ausbaus von Wind und Photovoltaik bereits mehr Kapazitäten vorhanden als im konventionellen Szenario. Daraus ergibt sich ein etwas niedrigerer Bedarf an zusätzlichen Kraftwerken durch E-Mobilität von 86 GW für 89 Millionen Fahrzeuge in Kontinentaleuropa (2 Millionen Fahrzeuge in Österreich) bei ungesteuerter Ladung, was in Abbildung 3-15 dargestellt ist. Bei gesteuerter Ladung verringert sich die notwendige Kapazität auf 14 GW.

Da Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern nur einen geringen Beitrag (Wind) oder gar keinen Beitrag (PV) zur gesicherten Spitzenlastdeckung liefern⁶, sinkt der notwendige Zubau zusätzlicher thermischer Einheiten im Vergleich zum konventionellen Szenario auch nur vergleichsweise geringfügig.

Sowohl im konventionellen als auch im erneuerbaren Szenario entsteht jedoch kein Bedarf an neuen Kraftwerken in Österreich. Darauf wird in Kapitel 3.4.2.1 näher eingegangen.

⁶ Der Beitrag zur gesicherten Leistung (Annahme einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 1 %) von Windkraftanlagen liegt für deutsche Anlagen etwa bei 15 bis 20 % der installierten Leistung (Fath, et al. 2011). Da die Spitzenlast in Kontinentaleuropa im Winter und in der Zeit zwischen 18 und 20 Uhr auftritt, also nach Sonnenuntergang, liefert die Photovoltaik tatsächlich keinen Beitrag zur Deckung der Jahreshöchstlast.

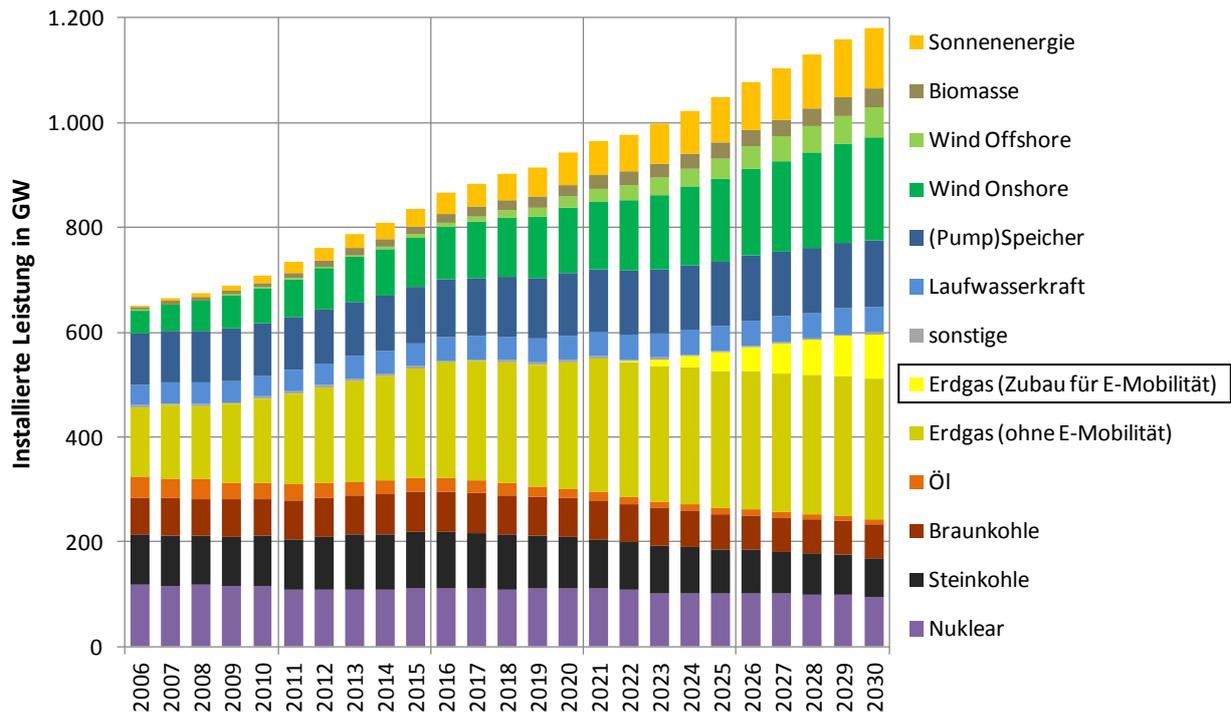


Abbildung 3-15: Simulierter zukünftiger Kraftwerkspark im Szenario "erneuerbar" für den Netzbereich der ENTSO-E CE bei 89 Mio. Elektrofahrzeugen in Kontinentaleuropa und ungesteuerter Ladung

3.4.1.2 CO₂-Emissionen

In Abbildung 3-16 ist die Verbrauchsentwicklung sowie die Entwicklung der CO₂-Emissionen ausgewählter Szenarien in Kontinentaleuropa gegenübergestellt. Es ist ersichtlich, dass die durch den Betrieb von thermischen Kraftwerken entstehenden Emissionen im Elektrizitätssektor im Vergleich zu einem Szenario ohne Einführung von Elektrofahrzeuge erwartungsgemäß ansteigen.

Die Energiepolitik im konventionellen Szenario bringt jedoch schon in den Jahren bis 2020 eine leichte Senkung der Emissionen. Das führt dazu, dass der CO₂-Ausstoß am Elektrizitätssektor im Jahr 2030 trotz der hohen Anzahl an Elektrofahrzeugen im "maximalen" Fall nur etwa das Niveau von 2011 erreicht.

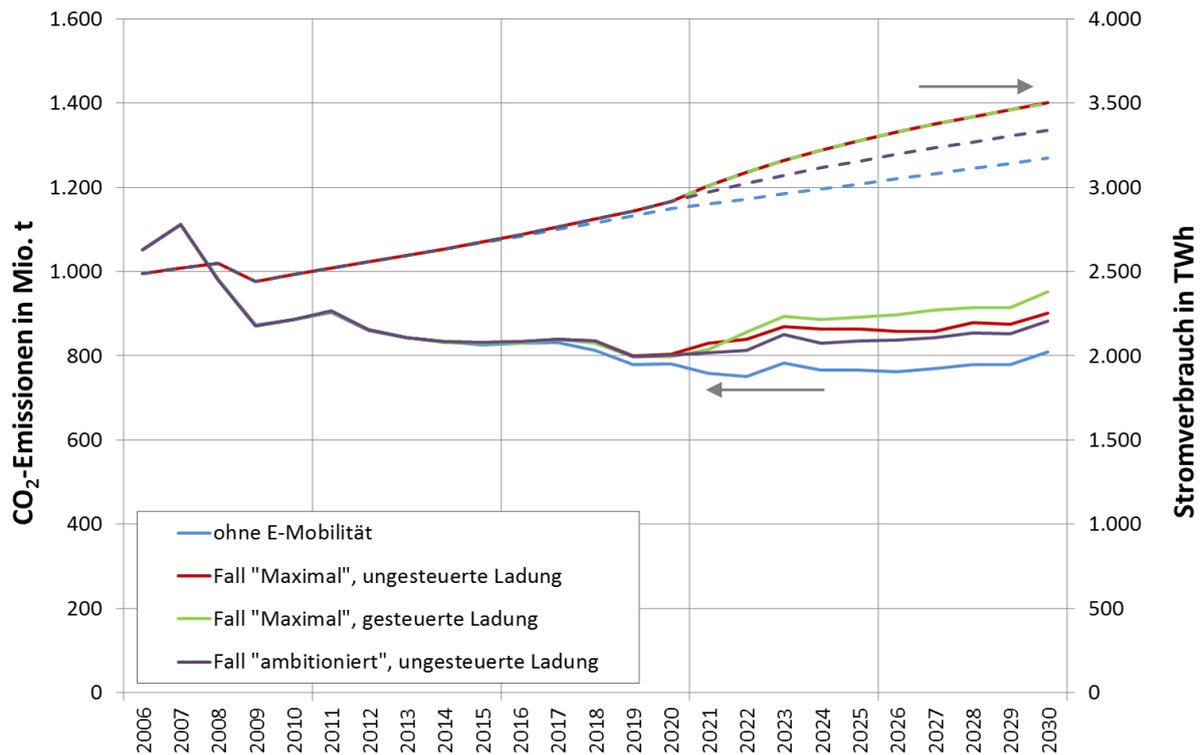


Abbildung 3-16: Simulationsergebnis der Entwicklung der Nachfrage und der CO₂-Emissionen in Kontinentaleuropa im "konventionellen" Szenario. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.

Eine wichtige Erkenntnis aus der Simulation ist, dass die gesteuerte Ladung höhere Emissionswerte aufweist als die ungesteuerte Ladung. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die ungesteuerte Ladung eine wesentlich höhere Lastspitze erzeugt und damit mehr neue, effiziente Kraftwerke gebaut werden müssen. Diese neuen Kraftwerke werden üblicherweise mit Erdgas betrieben, welches bei der Verbrennung deutlich niedrigere spezifische Emissionen aufweist als beispielsweise Kohle oder Heizöl, die in den alten Bestandskraftwerken teilweise noch eingesetzt werden. Die Durchschnittseffizienz des kontinentaleuropäischen Kraftwerksparks wird dadurch angehoben, wodurch dieselbe Energiemenge mit deutlich weniger CO₂-Ausstoß produziert werden kann⁷.

Durch den höheren Anteil an erneuerbaren Energien, welche im Betrieb emissionsfrei sind, sinken die CO₂-Emissionen im erneuerbaren Szenario deutlich und bleiben in jedem der betrachteten Szenarien unter den Werten von 2011 (vgl. Abbildung 3-17). Der Anstieg des Ausstoßes von CO₂ durch die Elektrofahrzeuge fällt relativ dazu gering aus. Der Effekt der Steigerung der durchschnittlichen Effizienz ist auch in diesem Szenario beobachtbar. Die Emissionen im Fall mit gesteuerter Ladung der Elektrofahrzeuge liegen über jenen des Falls mit ungesteuerter Ladung.

⁷ Dieser Effekt reduziert sich allerdings geringfügig, wenn jene Emissionen mitberücksichtigt werden, die beim Hochfahren der thermischen Kraftwerke entstehen.

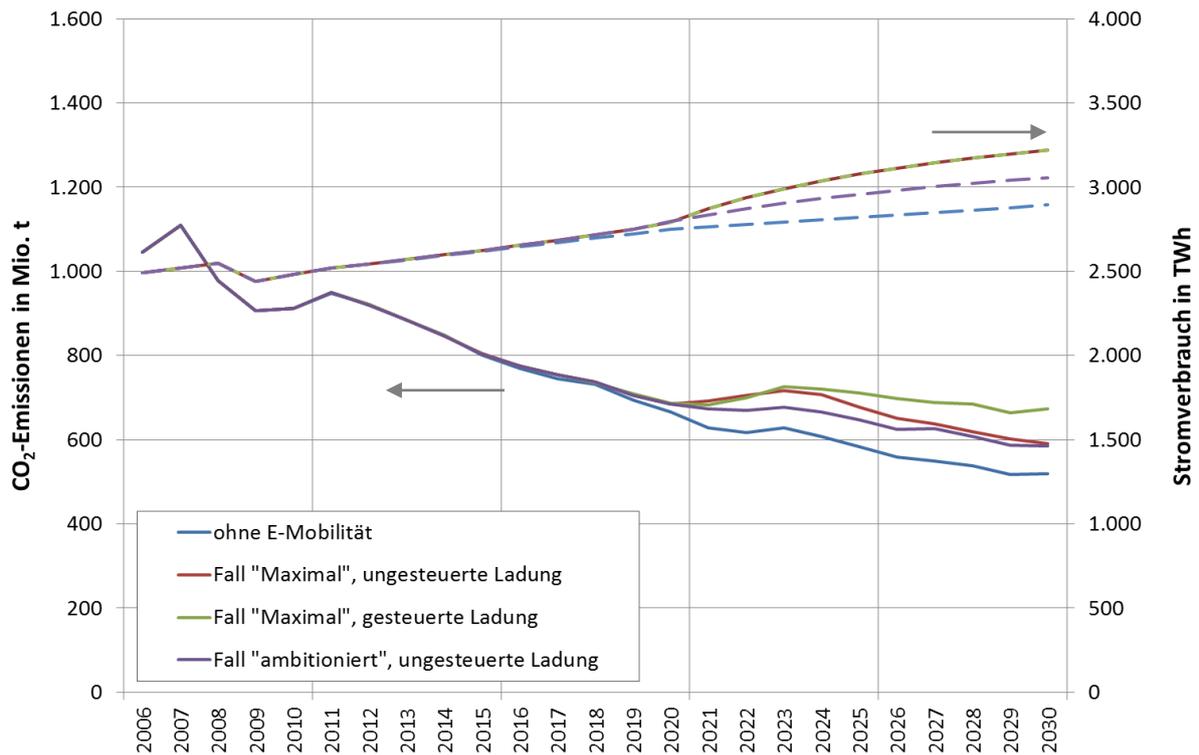


Abbildung 3-17: Simulationsergebnis der Entwicklung der Nachfrage und der CO₂-Emissionen in Kontinentaleuropa im "erneuerbaren" Szenario. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.

Als wichtiges Effizienzkriterium ist auch die Veränderung der spezifischen CO₂-Emissionen, also die absoluten Emissionen bezogen auf die erzeugte Strommenge, von Interesse. Diese sind für die beiden Szenarien in Abbildung 3-18 und Abbildung 3-19 gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass sich die spezifischen Emissionen im konventionellen Szenario langfristig auf etwa 250 bis 270 g/kWh einpendeln, abhängig vom der Anzahl der Elektrofahrzeuge und der gewählten Ladestrategie. Auch hier zeigt sich, wie bereits bei den absoluten Emissionswerten, dass die ungesteuerte Ladung aufgrund des umfangreicheren Kraftwerkszubaues die besseren Emissionswerte erzielen kann.

Im erneuerbaren Szenario sinken die spezifischen Emissionswerte bis zum Jahr 2030 im schlimmsten Fall, also bei gesteuerter Ladung und maximaler Fahrzeuganzahl, kontinuierlich auf knapp über 200 g/kWh, während ohne Einführung von Elektrofahrzeugen Werte von etwa 180 g/kWh erreicht werden können.

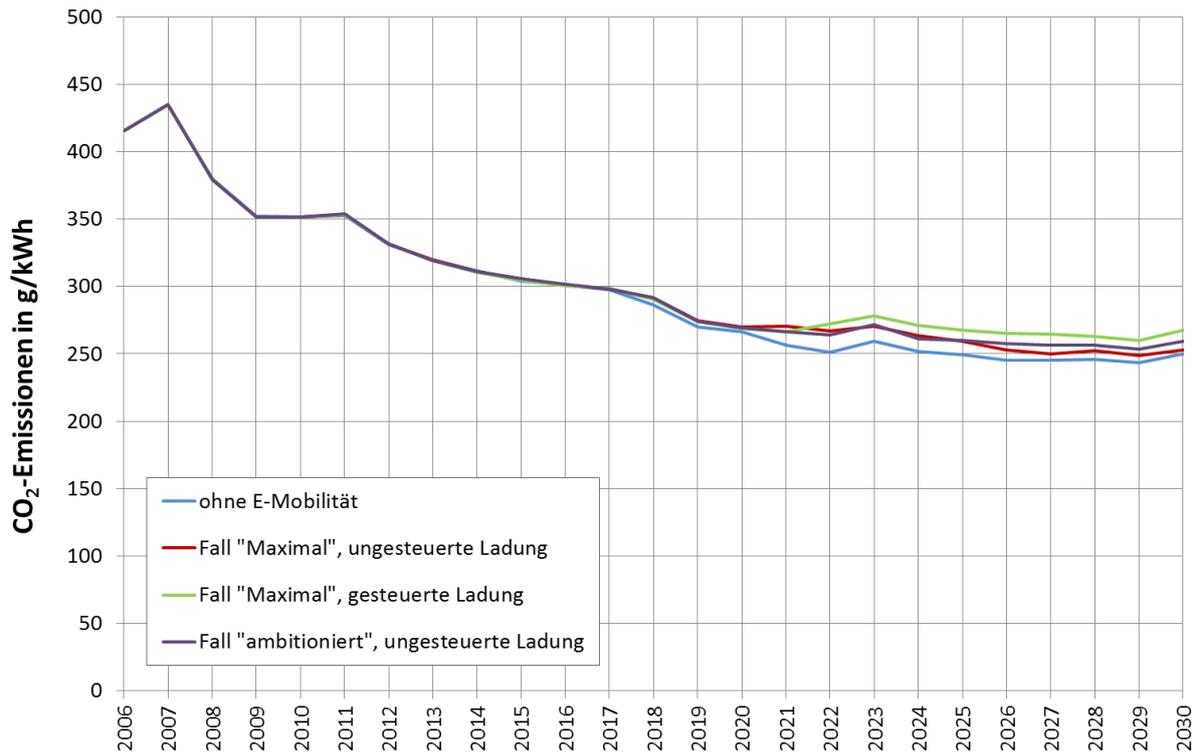


Abbildung 3-18: Simulierte Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen in Kontinentaleuropa für das konventionelle Szenario

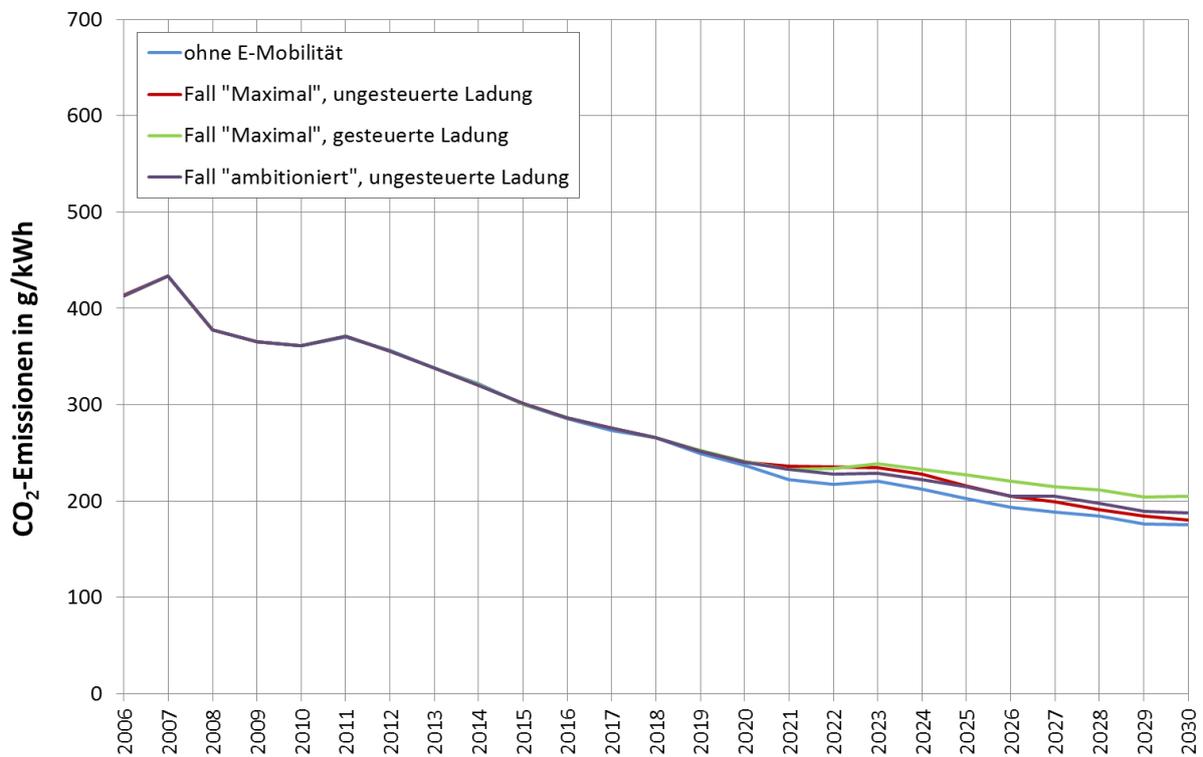


Abbildung 3-19: Simulierte Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen in Kontinentaleuropa für das erneuerbare Szenario

3.4.2 Ergebnisse für Österreich

Ein Hauptziel dieses Projektes ist es, die Auswirkungen einer flächendeckenden Einführung von Elektrofahrzeugen in Kontinentaleuropa auf Österreich zu untersuchen. Die folgenden Unterabschnitte stellen die Ergebnisse dieser Untersuchung dar.

3.4.2.1 Notwendige zusätzliche gesicherte Kapazitäten

In Kapitel 3.4.1.1 wurden die notwendigen zusätzlichen Kapazitäten für Kontinentaleuropa dargestellt, welche im Maximalfall 103 GW betragen. Bei der Betrachtung von Österreich stellte sich heraus, dass (unter den getroffenen Annahmen) **in keinem der simulierten Fälle** ein zusätzlicher Bedarf an Kraftwerkskapazitäten aufgrund der flächendeckenden Einführung von Elektrofahrzeugen zu erwarten ist. Die einleitend beschriebenen bereits geplanten Kraftwerksprojekte **reichen also bis 2030 aus**, um eine Einführung von Elektrofahrzeugen bis 2 Millionen Stück aufnehmen zu können.

3.4.2.2 Veränderungen des Imports und Exports elektrischer Energie

Der internationale Handel mit Strom ist ein wichtiger Wirtschaftsfaktor und ist in der Lage, die Position der österreichischen Volkswirtschaft unter gewissen Bedingungen zu stärken. Daher ist die Betrachtung der Veränderungen von Importen und Exporten elektrischer Energie in die bzw. aus den Nachbarstaaten Österreichs von Interesse.

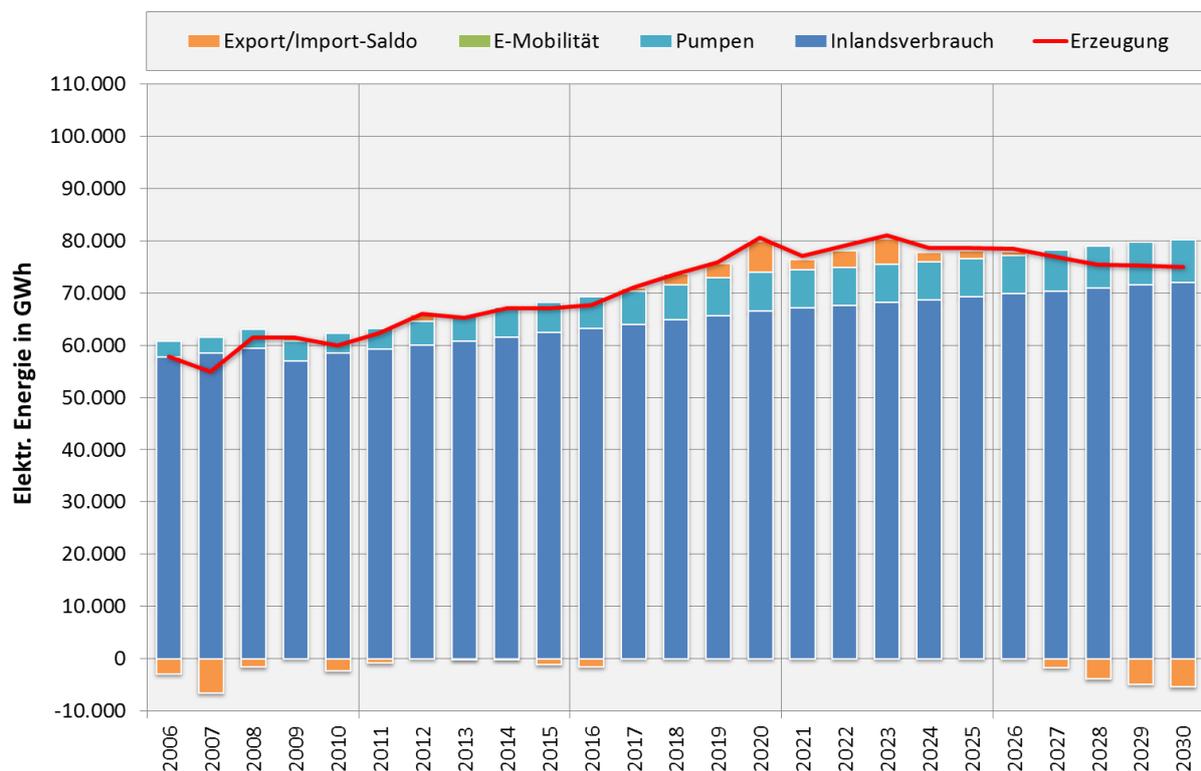


Abbildung 3-20: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das konventionelle Szenario ohne die Einführung von Elektrofahrzeugen

Abbildung 3-20 zeigt den Verlauf von Stromerzeugung und Inlandsverbrauch für das konventionelle Szenario ohne die Einführung von Elektrofahrzeugen. Während sich

Österreich durch den steigenden Verbrauch in den letzten Jahren vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur gewandelt hat, erfährt dieser Trend durch den Bau neuer Kraftwerke, beispielsweise dem GDK Mellach, ab 2012 eine erste Wende. Weitere GuD-Projekte sowie eine gesteigerte Nachfrage in den Nachbarstaaten, die sich unter anderem mit dem Kernkraftausstieg Deutschlands begründen lässt, sorgen dafür, dass Österreich in den Jahren um 2020 wieder mehr Strom exportieren wird. Durch den weiter steigenden Verbrauch und aufgrund der durch fehlende Zubauten im Inland und konkurrierende effizientere neue Kraftwerke im Rest Kontinentaleuropas sinkenden Erzeugung im Inland beginnt Österreich in diesem Szenario ab 2027 wieder zu importieren.

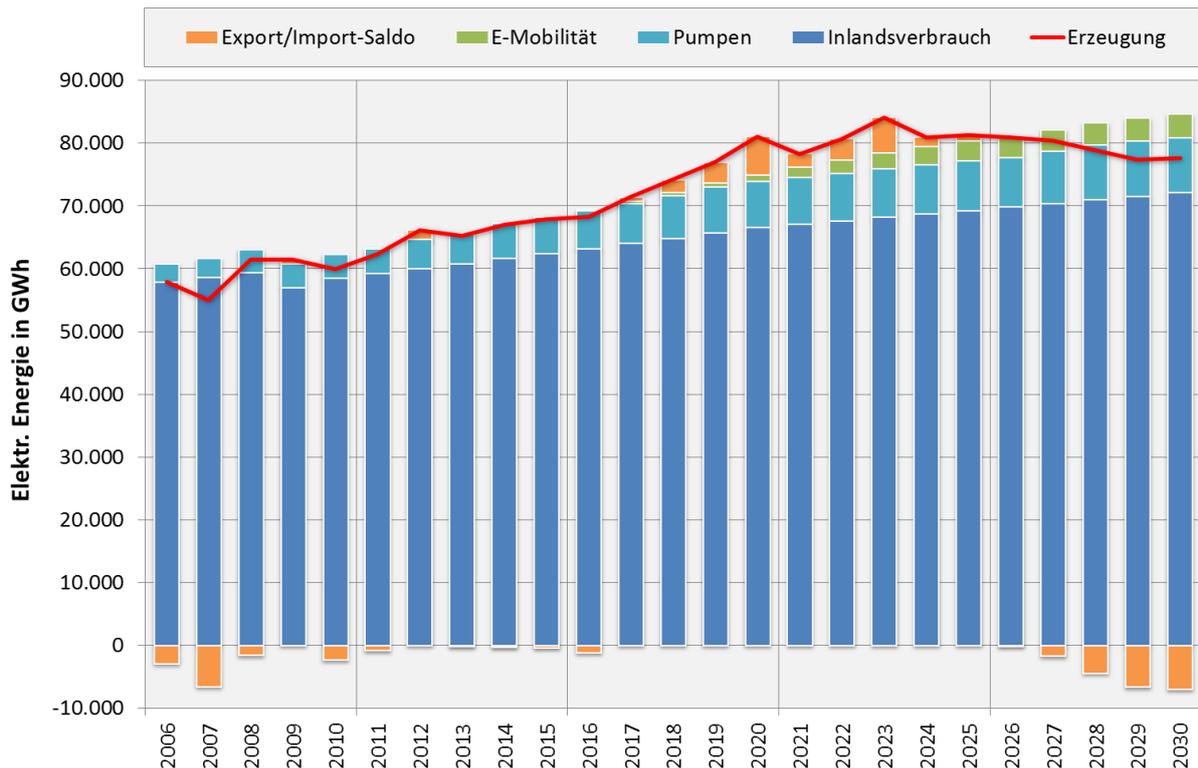


Abbildung 3-21: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das konventionelle Szenario bei einer Million Elektrofahrzeuge 2030 und ungesteuerter Ladung

Durch die „ambitionierte“ Einführung von Elektrofahrzeugen in Österreich (eine Million Fahrzeuge bis 2030) wird diese Situation etwas verstärkt, wie in Abbildung 3-21 dargestellt ist. Zusätzlich zu den gesteigerten Importen steigt auch die für das Pumpen benötigte Energie, was auf den gesteigerten Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken hinweist. Die Eigenerzeugung in Österreich steigt durch die zusätzliche Nachfrage an.

Abbildung 3-22 zeigt ebenfalls die Auswirkungen bei ungesteuerter Ladung im konventionellen Szenario, allerdings bei einer „maximalen“ Anzahl von zwei Millionen Elektrofahrzeugen 2030 in Österreich. Die Importe steigen durch die Verdopplung der Anzahl noch weiter an, jedoch mehr als doppelt so hoch. Vergleicht man die Eigenerzeugung, so kann man erkennen, dass bei der doppelten Fahrzeuganzahl ein sichtbar geringerer Anteil an Eigenerzeugung in Österreich vorhanden ist. Dies ist auf die bereits erwähnte Tatsache zurückzuführen, dass in den Nachbarländern aufgrund der hohen Nachfrage mehr effiziente neue Kraftwerke gebaut werden. Der Import aus den Nachbarländern wird dadurch kostengünstiger als die Erzeugung im eigenen Land.

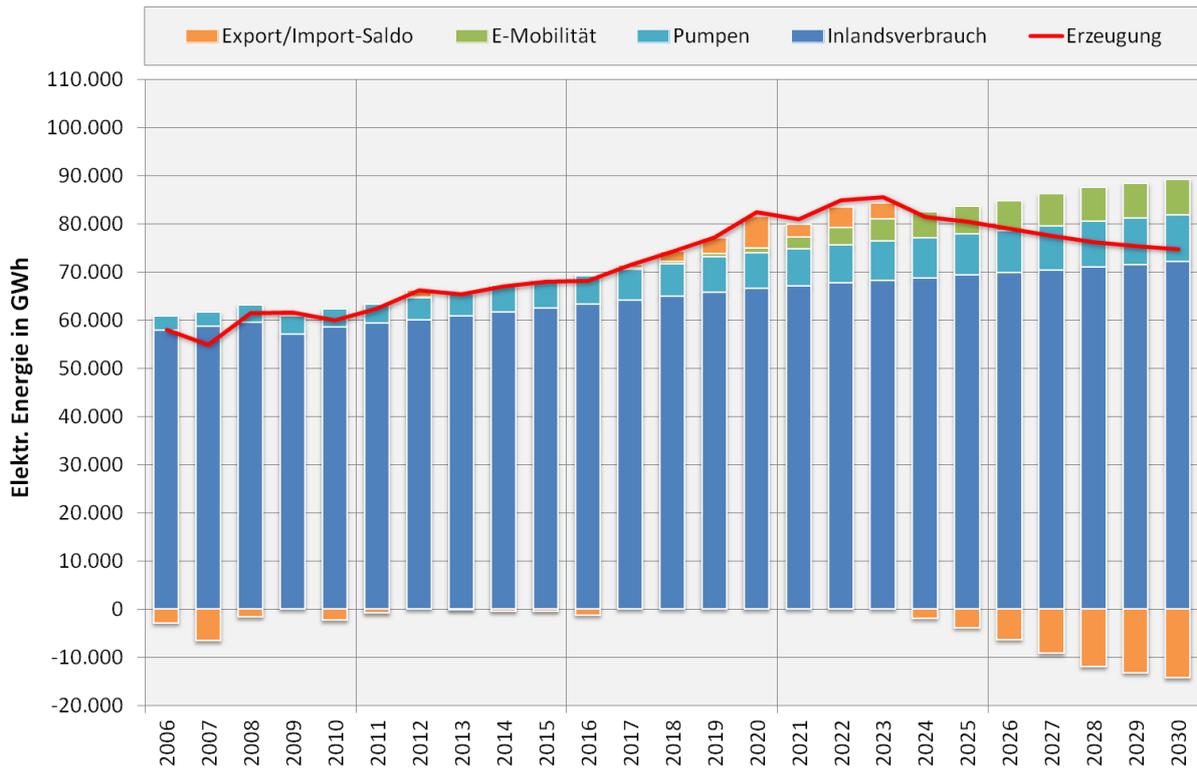


Abbildung 3-22: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das konventionelle Szenario bei zwei Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und ungesteuerter Ladung

In Abbildung 3-23 ist wiederum die Situation mit zwei Millionen Elektrofahrzeugen 2030 dargestellt, diesmal jedoch bei gesteuerter Ladung. Es zeigt sich, dass die Importe durch die Einführung gesteuert geladener Elektrofahrzeuge leicht zurückgehen. Dies ist jedoch auf den Rückgang des Einsatzes von Pumpspeichern zurückzuführen, wie am Pumpverbrauch zu erkennen ist. Das Verpumpen von importierter elektrischer Energie zu günstigen Schwachlastzeiten, welche zu Spitzenlastzeiten wieder in Form von Exporten abgearbeitet wird, entspricht aufgrund der Verluste in Pumpspeichieranlagen in Summe einem Import. Geht nun aufgrund der Elektrofahrzeuge der Einsatz von Pumpspeichern zurück, reduzieren sich auch die Importe.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse, welche aus dem erneuerbaren Szenario gewonnen werden konnten. Zu Beginn ist die Ausgangslage ohne Elektrofahrzeuge in Abbildung 3-24 abgebildet. Die gesteigerte Nachfrage im Ausland um 2020, wie dies im konventionellen Szenario zu sehen war, ist im erneuerbaren Szenario nicht ausgeprägt. Dies lässt darauf schließen, dass die zusätzlichen erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen den Kernkraftausstieg in Deutschland kompensieren.

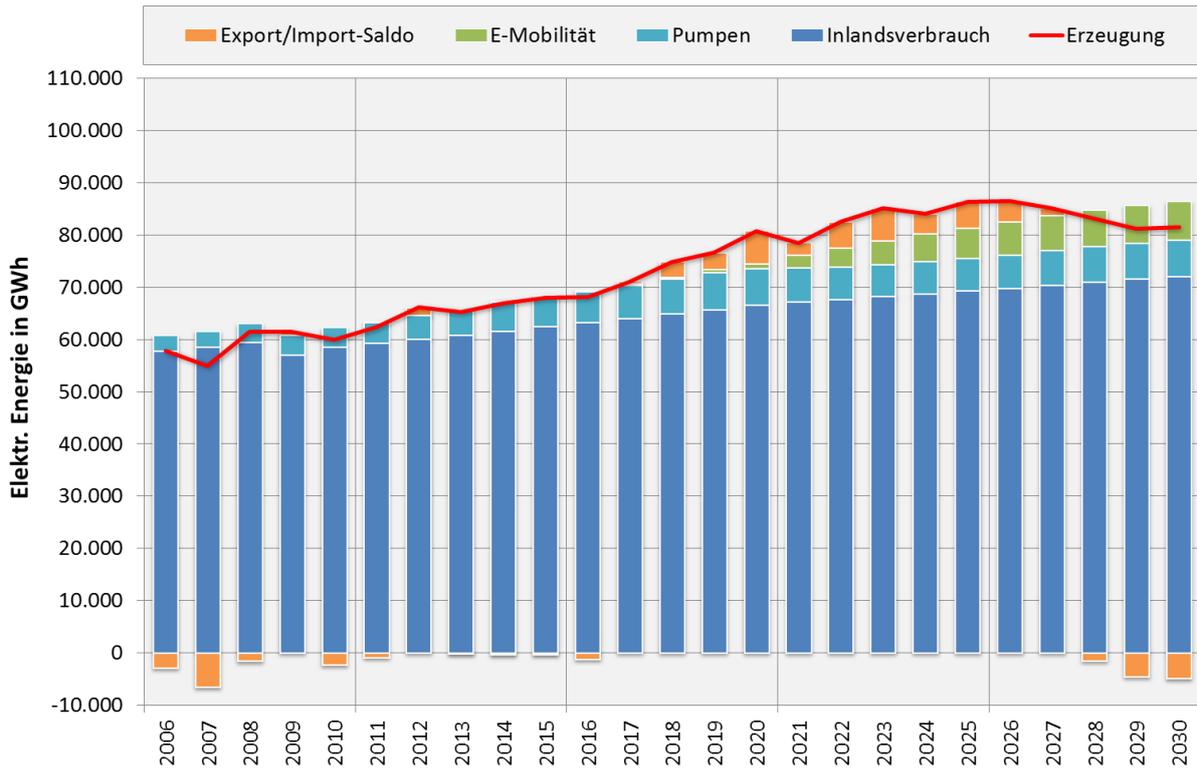


Abbildung 3-23: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das konventionelle Szenario bei zwei Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und gesteuerter Ladung

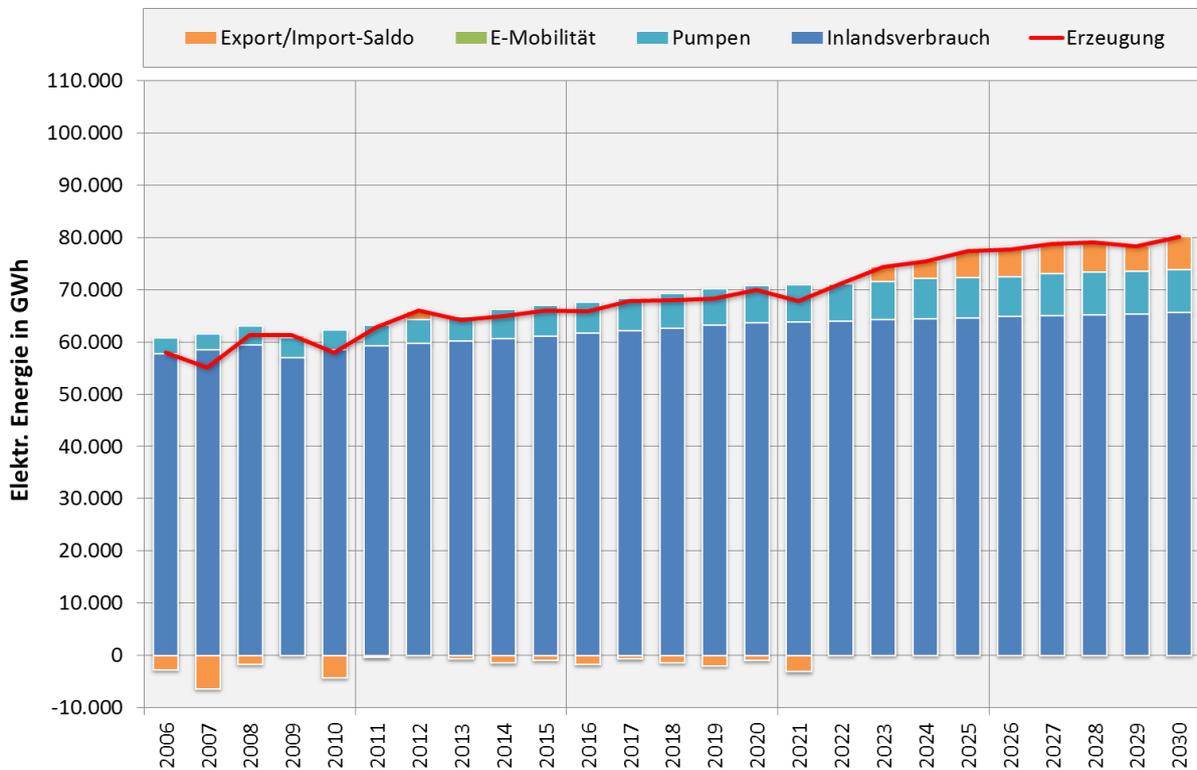


Abbildung 3-24: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das erneuerbare Szenario ohne die Einführung von Elektrofahrzeugen

Der hohe Anteil an erneuerbaren Energieträgern in der Erzeugung führt dazu, dass Österreich im erneuerbaren Szenario ab 2023 zum Nettoexporteur wird und bis 2030 auch bleibt. Die Einführung von Elektrofahrzeugen im „ambitionierten“ Umfang (Abbildung 3-25) lässt die Erzeugung in Österreich stark ansteigen und führt damit auch zu erhöhten Exporten. Der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken steigt ebenfalls leicht an.

Bei Verdoppelung der Fahrzeuganzahl (siehe Abbildung 3-26) steigt die Inlandserzeugung nicht mehr wesentlich an. Auf der Verbraucherseite verschieben sich jedoch die einzelnen Komponenten. Neben dem doppelten Verbrauch zur Ladung der Elektrofahrzeuge steigt auch in diesem Szenario der Pumpspeichereinsatz, beides zu Lasten der Exporte, welche in ähnlichem Maße zurückgehen.

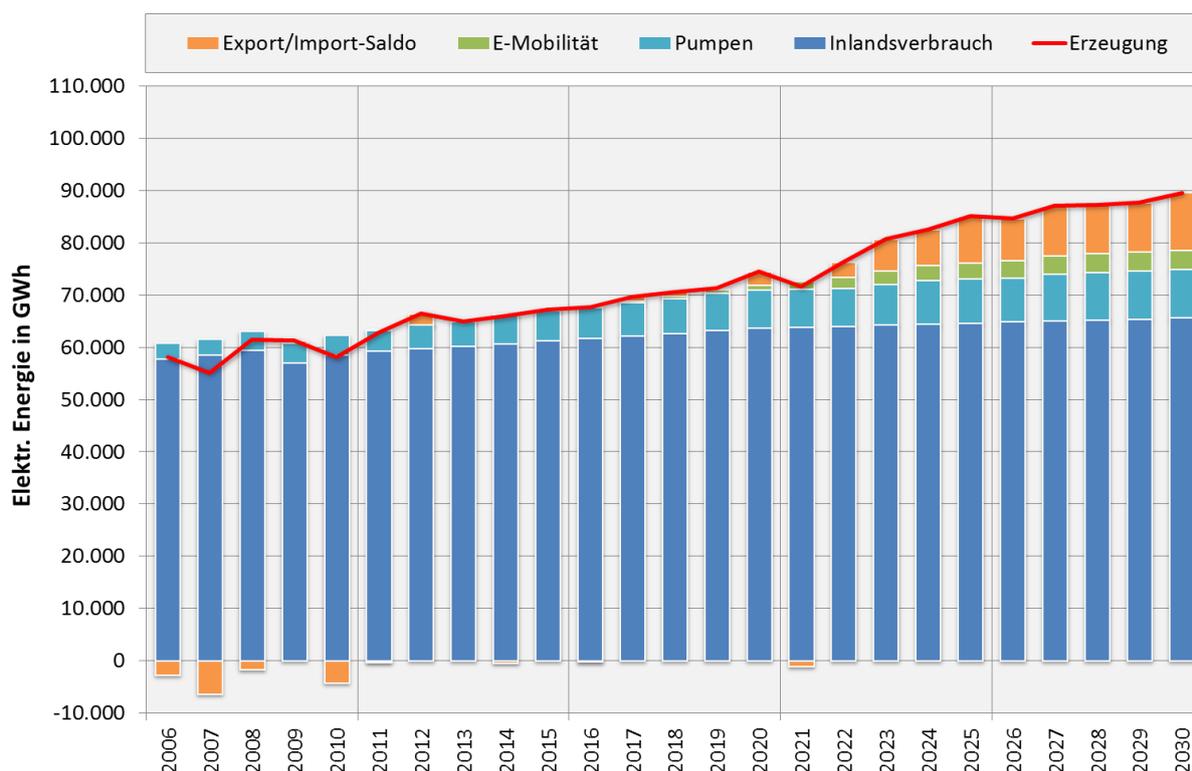


Abbildung 3-25: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das erneuerbare Szenario bei einer Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und ungesteuerter Ladung

Betrachtet man nun den Fall der gesteuerten Ladung bei einer Anzahl von zwei Millionen E-Fahrzeugen 2030, so erkennt man im Vergleich, dass sich auch hier die Inlandserzeugung nur unwesentlich vom „ambitionierten“ ungesteuerten Fall unterscheidet (Abbildung 3-27). Ähnlich wie zuvor, ändert sich nur die Aufteilung auf der Verbraucherseite. Der Einsatz von Pumpspeichern geht wie schon im konventionellen Szenario beobachtet zurück, auch die Exporte sinken leicht. Damit wird der zusätzliche Verbrauch durch die Ladung der Elektrofahrzeuge annähernd kompensiert.

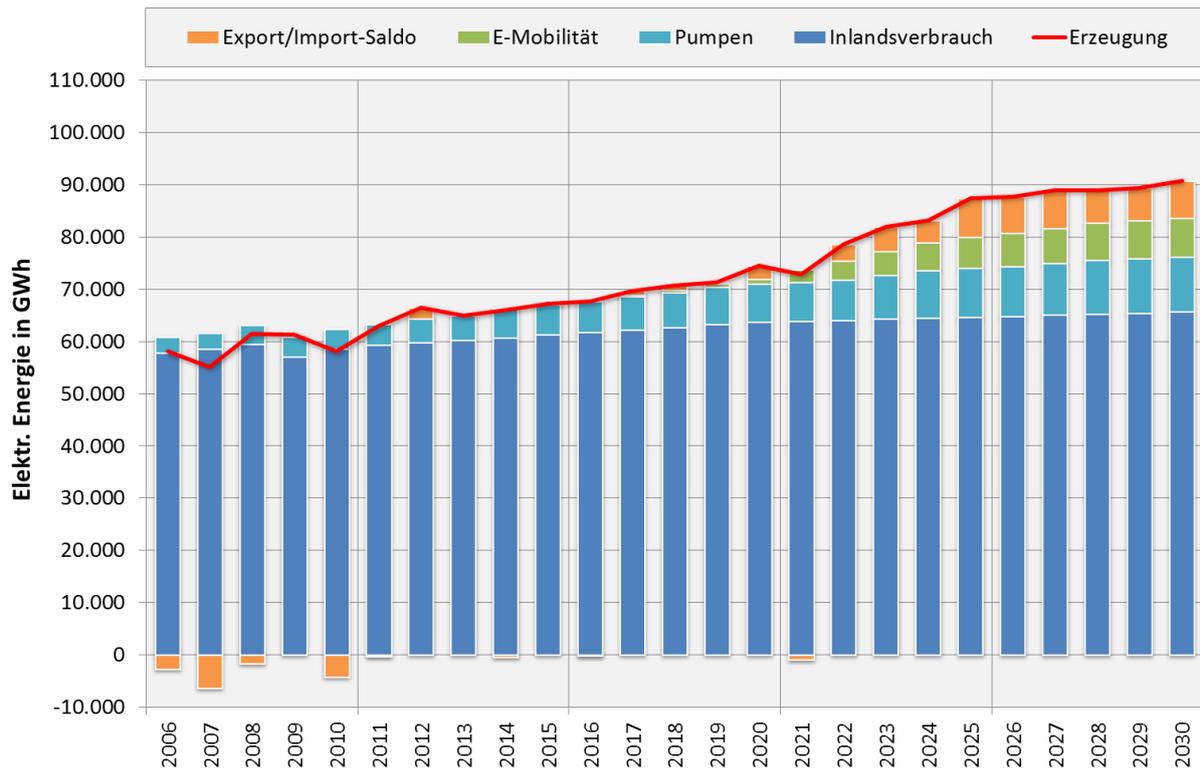


Abbildung 3-26: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das erneuerbare Szenario bei zwei Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und ungesteuerter Ladung

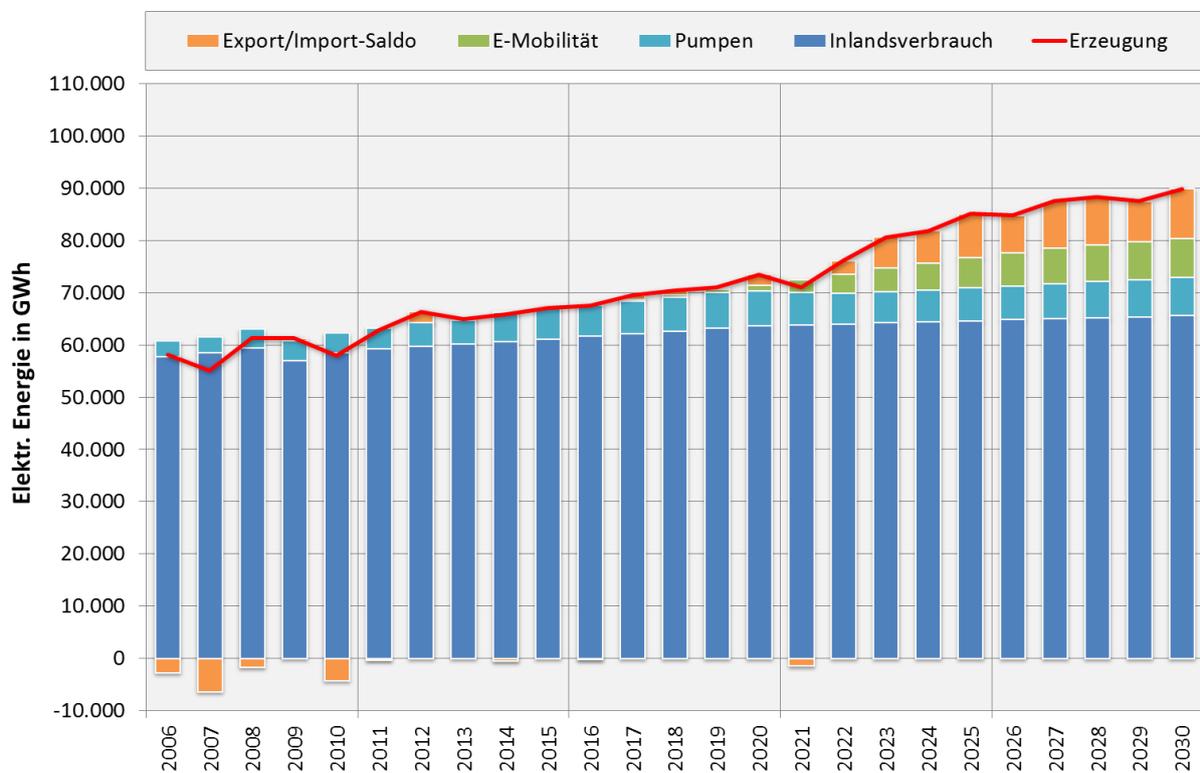


Abbildung 3-27: Simulierte Entwicklung von Energieerzeugung und Inlandsverbrauch sowie internationalem Stromhandel für das erneuerbare Szenario bei zwei Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und gesteuerter Ladung

3.4.2.3 CO₂-Emissionen

Während die Emissionen auf kontinentaleuropäischer Ebene auch im konventionellen Szenario bereits eine durchaus positive Entwicklung zeigen, indem die Emissionswerte nicht über das Niveau von 2010 hinausgehen, zeigt sich bei der selektiven Betrachtung von Österreich ein anderes Bild, wie Abbildung 3-28 zeigt.

Im schlechtesten Fall, den im Beispiel Österreich die gesteuerte Ladung bei maximaler Fahrzeuganzahl darstellt, steigen die Emissionswerte im Zeitraum 2021 bis 2028 über das Niveau von 2006-08 hinaus an. Alle anderen Szenarien steigen zwar ebenfalls auf dieses Niveau an, jedoch nicht darüber hinaus. Die ungesteuerte Ladung sticht bei maximaler Fahrzeuganzahl besonders heraus, da die simulierten Emissionen sogar unter das Niveau des betrachteten Falles ohne Einführung von Elektrofahrzeugen absinken. Durch den Einsatz der effizienteren und damit günstigeren neuen Kraftwerke im Rest Europas werden die CO₂-Emissionen ins Ausland verlagert.

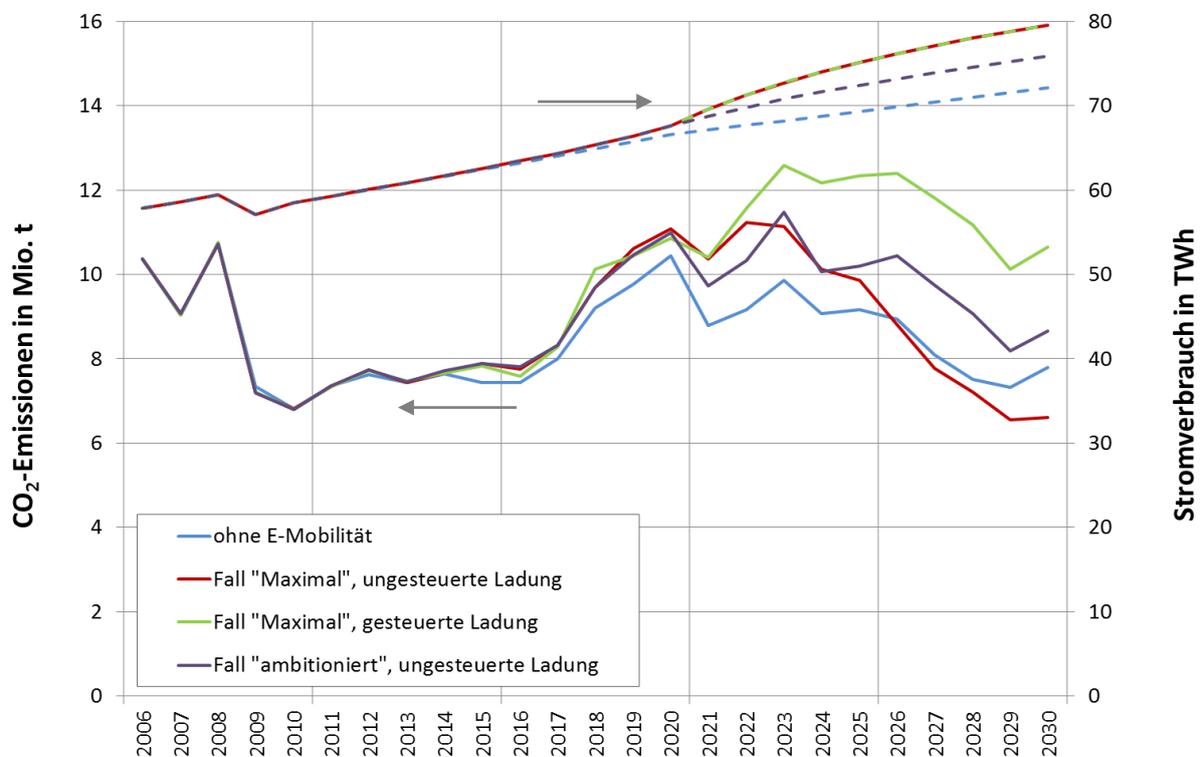


Abbildung 3-28: Simulationsergebnis der Entwicklung von Nachfrage und CO₂-Emissionen im konventionellen Szenario für Österreich. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.

Im erneuerbaren Szenario (Abbildung 3-29) zeigt sich eine deutlich bessere Entwicklung. Unabhängig vom betrachteten Szenario liegen die Emissionswerte alle auf dem Niveau von 2010 oder darunter. Bei maximaler Fahrzeuganzahl stellt die gesteuerte Ladung wieder den schlechtesten und die ungesteuerte Ladung den besten Fall dar, allerdings bei einer im Vergleich zum konventionellen Szenario merklich geringeren Bandbreite.

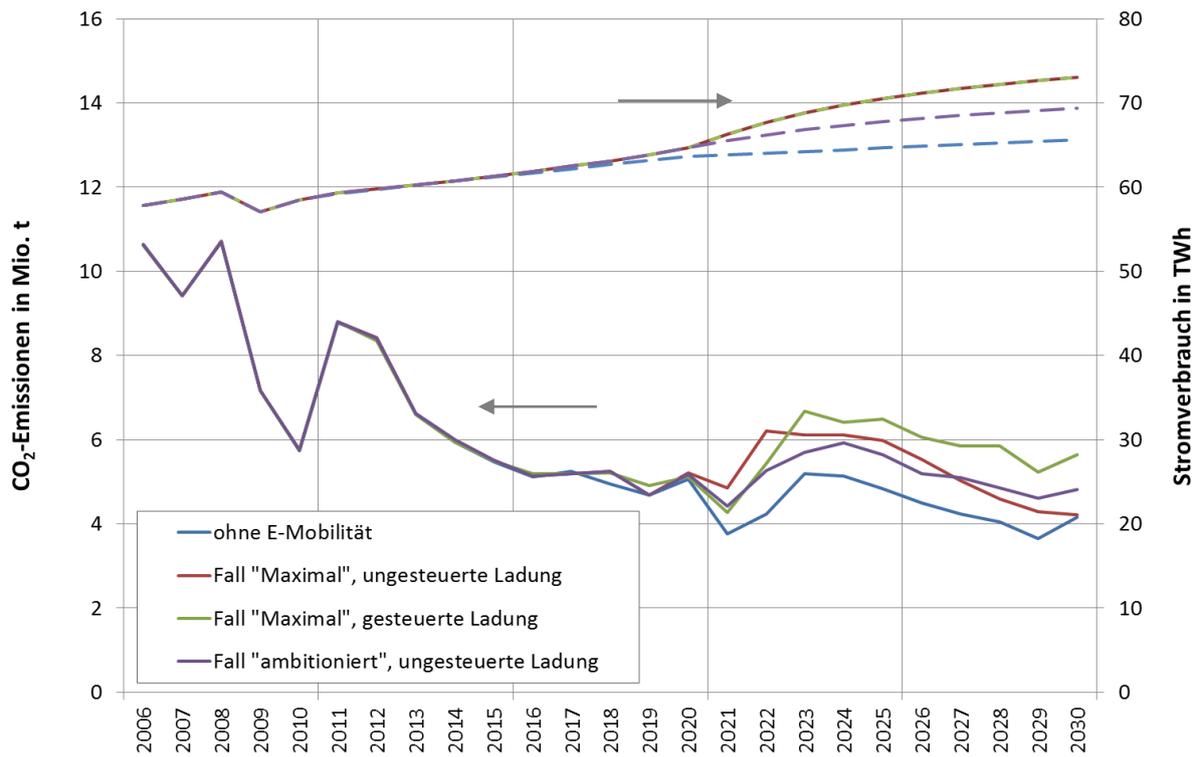


Abbildung 3-29: Simulationsergebnis der Entwicklung von Nachfrage und CO₂-Emissionen im erneuerbaren Szenario für Österreich. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.

4 Errichtung der Ladeinfrastruktur

4.1 Ladekonzepte

Es gibt prinzipiell drei verschiedene Arten von Ladekonzepten und damit zusammenhängend unterschiedliche Ausführungen der Ladestationen. Dies sind die konduktive Ladung, die induktive Ladung und das System des Batteriewechsels.

4.1.1 Konduktives Laden

Die konduktive Ladung entspricht der Verbindung des Elektrofahrzeuges mit der Ladestation über Ladekabel und Stecker und bildet somit die einfachste und in Zukunft wahrscheinlich häufigste Art der Ladung. Neben dem stromführenden Verbindungskabel ist auch eine Verbindung für den Datenaustausch erforderlich. Es gibt verschiedene Ausführungen von Steckverbindungen, welche aus der benötigten Anzahl an Adern für den Energieaustausch (Gleichspannung, einphasiger oder dreiphasiger Wechselspannung) und meist 2 Adern für den Datenaustausch zwischen Fahrzeug und Ladestation bestehen. In Europa ist momentan eine Steckverbindung der Firma Mennekes bei internationalen Gremien zur Standardisierung unter Begutachtung (Mennekes, 2009a). Die Spezifikationen dieses Steckertyps werden im nachfolgenden Kapitel genauer betrachtet. Abbildung 4-1 zeigt ein Elektrofahrzeug inklusive Kabelverbindung hin zur Ladestation.



Abbildung 4-1: Konduktive Ladung (Mennekes, 2009a)

4.1.1.1 Aufbau einer Ladestation für konduktives Laden

Der Aufbau einer Ladestation ist von den Anforderungen durch die jeweiligen Einsatzgebiete abhängig. Bei konduktiven Ladesystemen ist durch den Gebrauch eines Ladekabels zumindest eine Steckdose in die Ladestation eingebaut. Typische Anforderungen denen eine Ladestation möglicherweise gerecht werden muss sind (Mennekes, 2009b).

- Einsatz im Freien und in Gebäuden/Garagen
- Privater oder öffentlicher Gebrauch

- Langsam- oder Schnellladung
- AC- oder DC-Ladung
- Strombereitstellung mit/ohne Kommunikation/Abrechnung
- Fahrzeugerkennung über Kabel oder kabellos

Je nach Einsatzgebiet einer Ladestation (z.B. privat oder öffentlich) gibt es verschiedene Anforderungen an diese. Aufgrund der typischen Anschlussleistungen von Einzelhäusern im niedrigen kW Bereich wird hier meist eine einphasige Langsamladung gewählt werden. Eine Erweiterungsmöglichkeit wäre eine sogenannte Wallbox, mit der die Überwachung des Ladungsvorgangs im Gebäude möglich ist (Mennekes, 2009b).

Die Verwendung von Ladestationen im öffentlichen Bereich erfordert deutlich komplexere Systeme. Die höhere Anschlussleistung an diesen Stationen erfordert strengere Sicherheitsbestimmungen. Die Abrechnung bedarf einer Kommunikation zwischen dem Fahrzeug, der e und deren Betreiber. Außerdem sollte die Ladestation für den Kunden benutzerfreundlich aufgebaut sein. Der Aufbau einer einfachen Ladestation und die wichtigsten Komponenten sind in Abbildung 4-2 dargestellt (Mennekes, 2009b): Der Leistungs- (2) und der FI-Schutzschalter (6) sind vom Kunden von außen bedienbar. Jede Steckdose ist mit einem Leistungs- und FI-Schalter abgesichert. Je nach Anwendung ist die Ladestation mit einer Wallbox (3) oder einem Industrie-PC (7) ausgestattet. Eine Wallbox ist dann sinnvoll, wenn der Datenaustausch nur zwischen Ladestation und -elektronik erfolgt. Sollte zusätzliche Intelligenz durch entstehende Abrechnungsvorgänge notwendig sein, bedarf es eines Industrie-PCs. Optional können die Ladestationen mit einem ISDN-/GPRS-Modem für Datenverbindungen oder mit einem RFID-Modul ausgestattet werden. In puncto Sicherheit erfüllt die Ladesteckdose an der Ladestation im gesteckten Zustand die Schutzklasse IP55, im nicht gesteckten Zustand (mit einer Schutzklappe) IP65 (Mennekes, 2009b).

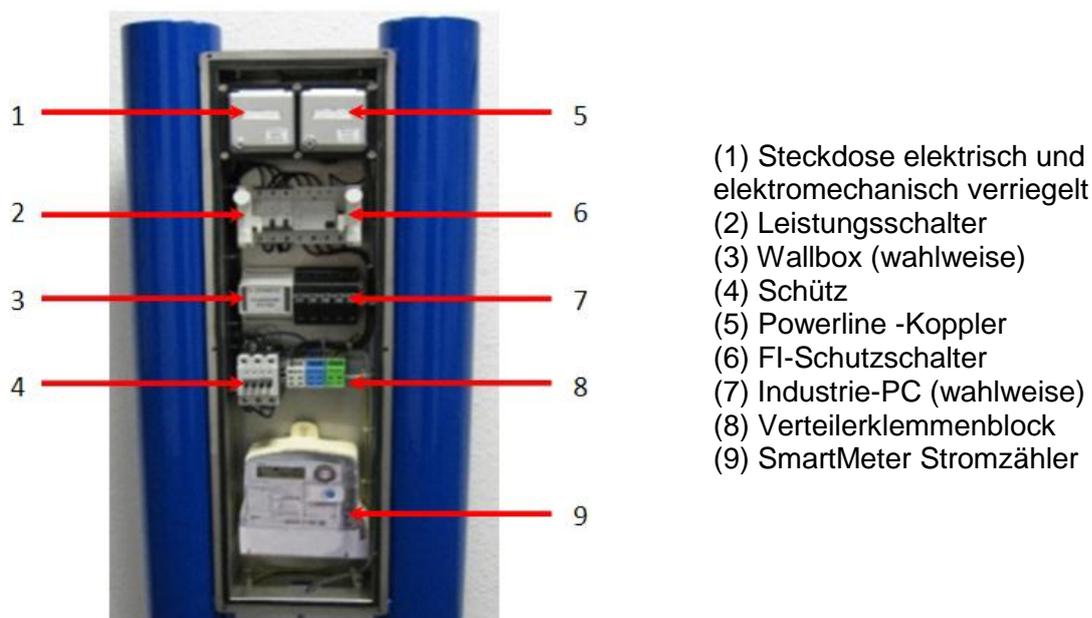


Abbildung 4-2: Innenansicht einer typischen Ladestation

4.1.2 Induktives Laden

Induktive Ladeverfahren bieten gegenüber der herkömmlichen konduktiven Ladung einige Vorteile. Die Übertragung der Energie und des Kommunikationsprotokolles erfordert keine Kabel zur Übertragung, sondern lediglich zwei Spulen. Durch das Prinzip der transformatorischen Kupplung induziert eine stromdurchflossene Spule ein magnetisches Wechselfeld in eine andere Spule. Dabei ist die Primärseite fest im Boden integriert und das Fahrzeug bildet die Sekundärseite des Transformators. Abbildung 4-3 zeigt schematisch dieses kabellose Ladeverfahren. Die Effizienz der Ladung bzw. der Wirkungsgrad hängt vom Abstand der beiden Spulen ab und wird mit geringerem Abstand besser (Wiesspeiner, 2005).

Auch die Datenkommunikation wird über diese induktive Übertragung durchgeführt. Aufgrund der geringen Distanzen können dabei Störsignale von Bluetooth oder W-LAN vernachlässigt werden. Da es sich bei der induktiven Ladung um eine Form der Langsamladung handelt, wird dabei auch die Lebensdauer der Batterie nicht negativ beeinflusst. Diese Technologie befindet sich schon seit einigen Jahren im Testbetrieb mit Bussen in Genua und Turin. Dabei werden Wirkungsgrade bei einem Abstand der beiden Spulen von 150 mm genannt, die im Bereich von bis zu 95 % liegen (Imperia, 2009).



Abbildung 4-3: Induktive Ladung Quelle: (Imperia, 2009)

Bei den Fahrzeugherstellern beschäftigen sich Nissan-Renault und Daimler verstärkt im Forschungsbereich der induktiven Ladung. Die Automobilhersteller wollen ihren Kunden, neben der konduktiven Schnellladung, eine weitere komfortable Möglichkeit zur Ladung ihres Fahrzeuges anbieten. Laut einer Pressemeldung wird die Kostendegression durch Massenfertigung dahingehend geschätzt, dass ein induktives Ladesystem in Zukunft unter € 2000 kosten wird (Pressemitteilung-online, 2009).

4.1.3 Batteriewechsel

Das dritte Konzept, das zur Fahrzeugladung derzeit in Pilotprojekten Anwendung findet, ist der Wechsel der gesamten Fahrzeugbatterie. Hierbei bekommt der Kunde an einer Wechselstation eine vollgeladene Batterie als Ganzes in sein Fahrzeug eingebaut. Eine Art Hebebühne entfernt dabei vom Unterboden aus die Batterie voll automatisch und schließt eine geladene Batterie wieder ans Fahrzeug an. Dieses System soll sowohl für unterschiedliche Fahrzeuge und Batterietypen funktionieren. Der Vorteil dabei ist, dass somit weitere Strecken ohne lange Ladezeiten bewältigbar sind. Insgesamt soll der Vorgang nur wenige Minuten in Anspruch nehmen. Die Firma BetterPlace hat, meist mit Nissan-Renault zusammen, Pilotprojekte in Dänemark, Israel, Japan und weiteren Ländern initiiert, mit denen der praktische Einsatz solcher Wechselstationen getestet werden soll. An den

Hauptverkehrsrouten in den jeweiligen Ländern soll die notwendige Infrastruktur geschaffen werden, um den Normalfahrbetrieb für die Kunden so angenehm als möglich zu gestalten. Die Anlagen in Dänemark und Israel sollen 2011 in den kommerziellen Betrieb übergehen, wenn Nissan-Renault das erste Mal in großen Stückzahlen Elektroautos in diesen Ländern ausliefert. Ähnlich einem Prepaid-Konzept kann der Kunde Kilometerleistungen im Voraus bestellen, welche er dann mittels der vollgeladenen Batterie konsumieren kann. Die Batterie selbst bleibt dabei immer im Besitz von BetterPlace und der Kunde zahlt nur einen Betrag der anteilig seiner Fahrleistung entspricht. Ein relativ großes Hemmnis stellt der derzeitige Preis einer Wechselstation dar, der mit ca. \$ 500.000 angegeben wird. Dadurch ist ein Aufbau einer dichten Infrastruktur kostenintensiv (BetterPlace, 2010) (Teczilla, 2009). Abbildung 4-4 zeigt einen offenen Querschnitt einer Batteriewechselstation.



Abbildung 4-4: Batteriewechselstation Quelle: (Teczilla, 2009)

4.2 Rahmenbedingungen

4.2.1 Rechtlich-normativ

Die Standardisierung und Normierung von Elektrofahrzeugen und der Ladeinfrastruktur ist derzeit in Europa und weltweit ein wesentlicher Meilenstein, der für die erfolgreiche Einführung von Elektrofahrzeugen maßgeblich ist. In diesem Projekt wurde ein Überblick über die unterschiedlichen Normierungsprozesse erarbeitet. Abbildung 4-5 zeigt einen Fahrplan zur Normierung (VDE 2010).

Im Einzelnen sind folgende Aspekte von der Normierung betroffen:

- Errichtung, Anschluss und Betrieb von Ladestationen
- Steckerverbindungen
- Kommunikationsprotokolle



Abbildung 4-5: Normierungsroadmap Elektromobilität (VDE, 2010)

4.2.1.1 Errichtung und Anschluss einer Ladestation

Bei der Errichtung einer Ladestation sind zunächst die baurechtlichen Vorschriften einzuhalten. In diesem Zusammenhang kann abhängig von Größe und Art der Anlage eine Anzeige- oder Bewilligungspflicht notwendig sein. Je nach Aufstellort, müssen weitere Genehmigungen eingeholt werden. Für eine Errichtung an einer Straße wird beispielsweise eine Genehmigung der Gemeinde eingeholt werden müssen. Dabei wird von der Gemeinde in einem Bewilligungsverfahren geprüft, ob die Leichtigkeit, Flüssigkeit oder Sicherheit des Verkehrs beeinträchtigt ist. Keiner dieser Punkte darf gegeben sein bzw. muss mit Mitteln wie Verkehrszeichen oder Verkehrsregelanlagen, die vom Betreiber zu bezahlen sind, entkräftet werden. (Urbantschitsch, 2010).

Eine Besonderheit stellt das Aufstellen einer Ladestation in einer Garage dar. Hierbei kommen regions-landesspezifische Vorschriften wie z.B. das Landesgaragengesetz, Baurecht und verschiedene Verordnungen zur Anwendung. Der §20 Abs. 2 des Wiener Garagengesetzes besagt beispielsweise, dass eine Ladung von Fahrzeug- und Starterbatterien nur dann erlaubt ist, wenn die ausreichende Belüftung sichergestellt ist. Für die elektrotechnischen Anlagenteile ist jedenfalls das Elektrotechnikgesetz (ElektrotechnikG) mit der dazugehörigen Durchführungsverordnung (ElektrotechnikVO) anzuwenden, welche die SNT-Vorschriften⁸ für verbindlich erklärt (Urbantschitsch, 2010). Ein weiteres Beispiel ist das steirische Baugesetz, das zwar eigentlich flüssigkeitsbetriebene Fahrzeuge behandelt, jedoch im Bereich der Ladung, bei der Gase frei werden können, auch auf Elektrofahrzeuge angewandt werden kann. Die Norm DIN EN 50272-3 berücksichtigt die Ladung von eingebauten Fahrzeugakkus. Dabei werden, laut Parkraumservice Graz sowohl die Sicherheitsanforderungen für Antriebsbatterien in Elektrofahrzeugen, als auch die Lüftungsvorschriften für Ladevorgänge in Garagen berücksichtigt.

⁸ Der österreichische Verband für Elektrotechnik gibt die elektrotechnischen Sicherheitsvorschriften und die Vorschriften über Typisierung und Normalisierung heraus, welche per ElektrotechnikVO für verbindlich erklärt werden.

Der Anschluss eines Kunden an das Netz erfolgt prinzipiell immer nach demselben Schema. Es wird dazu ein Netznutzungsvertrag zwischen dem Kunden, welcher in diesem Fall der Betreiber der Ladestation ist, und dem Netzbetreiber abgeschlossen. Da das Netzgebiet im Bereich der Elektrizitätsversorgung ein natürliches Monopol darstellt, ist jeweils der Versorger der geographisch den Ort der Ladestation bedient jener, mit dem der Netznutzungsvertrag abgeschlossen wird. Die Netznutzung ist vom Netzbetreiber in vollem gewünschtem Umfang bereitzustellen. Ist dieser nicht gewillt oder nicht in der Lage dies zu tun, kann bei ersten Unklarheiten die jeweilige Landesregierung eingreifen, oder es kommt zu einem Netzzugangsverweigerungsverfahren der Energie-Control-Kommission (ECK). Die ECK ist für alle eventuellen Unklarheiten oder Streitigkeiten bezüglich des Netzzugangsvertrags zuständig. Mit dem Anschluss nach der jeweils aktuellen Netznutzungstarifverordnung (derzeit SNT-VO 2010) (Energie-Control Austria, 2010a), werden einmalige und laufende Kosten für den Anschluss, abhängig von der Netzebene, fällig. Einmalig ist das Netzzutrittsentgelt und das Netzbereitstellungsentgelt zu zahlen, und laufend sind Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt und Messentgelt je nach Verbrauch zu entrichten.

4.2.1.2 Betrieb einer Ladestation

Im Bereich des Betriebes von Ladestationen kann entweder die Gewerbeordnung (GewO), oder das Elektrizitätsrecht des jeweiligen Landes Anwendung finden. Dies gilt es in den einzelnen Fällen zu prüfen. Jedenfalls hat der Betreiber der Ladestation sowohl einen Netznutzungsvertrag, als auch einen Energieliefervertrag. Er tritt zu jedem Zeitpunkt als Endkunde auf. Der Kunde, der tatsächlich Strom bezieht, braucht keine Verträge mit der Elektrizitätswirtschaft, sondern lediglich eine Übereinkunft mit dem Betreiber der Ladestation.

Wie bereits beim Betrieb der Ladestationen beschrieben, bestehen bei einem Ladevorgang unterschiedliche Verträge von und mit mehreren Partnern. Der Fahrzeughalter, der an einer öffentlichen Ladestation Strom bezieht, hat dabei einen Vertrag mit dem Ladestationenbetreiber. Dieser kann aufgrund eines Abonnements, eines Prepaid-Systems, oder auch durch Direktzahlung zustande kommen. Dabei hat der Kunde keine Möglichkeit die Wahl des Stromlieferanten zu beeinflussen.

Der Ladestationenbetreiber hat wiederum zwei Verträge: einen mit dem Netzanbieter wie in Kapitel 4.2.1.1 beschrieben, und einen weiteren mit dem Energielieferanten. Sollte ein Betreiber aus welchen Gründen auch immer mit mehreren Energielieferanten Verträge beabsichtigen, so muss er jeweils einen Zähler pro Liefervertrag installiert haben. Auch ein Wechsel der Bilanzgruppe ist nach der derzeitigen Rechtslage nicht kurzfristig möglich, hier gelten wiederum zwei Zähler als Mindestvoraussetzung für zwei verschiedene Bilanzgruppen (E-Control GmbH, 2011a).

4.2.1.3 Steckerverbindungen

Derzeit werden verschiedene Normen für die konduktive Ladung von Elektrofahrzeugen im globalen Kontext geprüft. In den USA wurde der ursprünglich für Flur- und Hubwagen angedachte Standard SAE J1772 für Elektrofahrzeuge angepasst. Der eckige Stecker wurde in der überarbeiteten Norm rund ausgeführt. Level 1 dieser Norm ist für den 120 V Hausanschluss in den USA gedacht und Level 2 ist mit bis zu 80 A und 230 V für europäische Kunden geeignet.

In Japan wurde der Standard JARI Level 3 DC eingeführt, welcher im Pilotprojekt CHARGE de MOVE (CHAdEMO) eingesetzt wurde und von den japanischen Automobilherstellern unterstützt wird. Dieser Verbindungsstecker ist im Gegensatz zu den anderen für Gleichstrom ausgelegt.

In Europa wird von den Automobilherstellern sowie Energieunternehmen die Steckervariante von Mennekes in einem internationalen Normierungsverfahren geprüft. Dieser soll in Zukunft die Verwendung des herkömmlichen Schukosteckers für die Ladung von Elektrofahrzeugen ersetzen (Mennekes, 2009a).

Im Annex der Norm IEC 61851 werden insgesamt 4 „Modes“ für verschiedene Steckertypen definiert (Mathoy, 2008):

- Mode 1: häuslich/industrieller Anschluss auf dem Standardsicherheitsniveau; keine Kommunikationsmöglichkeit.
- Mode 2: zusätzlich zu Mode 1 werden Sicherheitsapplikationen integriert.
- Mode 3: beschreibt eine Ladestation mit Kommunikation und bestimmten Voraussetzungen für die Sicherheit; wird mit Wechselstrom gespeist.
- Mode 4: Ladestation für Gleichstromladung mit bis zu 400 A.

In Abbildung 4-6 werden die unterschiedlichen konduktiven Ladesysteme mit ihren dazugehörigen Steckerverbindungen dargestellt.

conductive charging system - compatibility of different modes und cases						
CPL	mode	situation / power*	vehicle inlet / connector	cable and wall / infrastructure	CPL	architecture for mode
no control pilot signal	1	domestic up to 16A 1-phase 3.7kW 3-phase 11kW	none /	resistive coding via Power Indicator national plug and socket systems 	no control pilot provided by wall equipment	power contacts 1 DC-/power AC 1 4/5 2 DC+/power AC 2 4/5 3 power AC 3 5 4 mains 1 1-3 5 mains 2 1-3 6 mains 3 1-3 7 mains 4 1-3 8 GND / EARTH 1-5 signal pins 9 Control Pilot 2-5 10 DATA+ 4-5 11 DATA- 4-5 12 DATA GND 4-5 13 Power Indic. 1 1 14 Power Indic. 2 1
		IEC 309-2 up to 16A 1-phase 3.7kW 3-phase 11kW	none /	IEC 309-2 plug and socket system 		
control pilot according SAE 1772	2	unspecific up to 32A 1-phase 7.4kW 3-phase 22kW	none /	in-cable protection device unspecific outlets (IEC 309-2 32A devices included) provides control pilot 	no control pilot provided	only mains AC 1-3 mains AC and high power DC 1-4 mains AC and high power AC 1-3, 5
	3	dedicated up to 32A 1-phase 7.4kW 3-phase 22kW dedicated up to 63A 1-phase 14.5kW	none /	case B up to 32A AC, DC or / and high power AC charging station 		
90% duty cycle	4	DC up to 400A		mains AC 	control pilot provided	mains AC and high power AC 1-3, 5
	u.c.	high power AC up to 250A		DC quick charging high power AC 		

Abbildung 4-6: Konduktive Ladesysteme Übersicht (Mathoy, 2008)

Schuko/CEE-Stecker

Bei einem normalen Schukostecker [Abbildung 4-7a](#) oder einem CEE-Stecker [Abbildung 4-7b](#) handelt es sich um Stecker vom Typ Mode 1, mit denen eine Langsamladung durchgeführt werden kann. Dabei wird eine maximale Ladeleistung von 3,68 kW erreicht, was in Österreich der Mindestanschlussleistung von Haushalten entspricht⁹. Um die Ladung mit einem Schukostecker durchführen zu können, ist ein Adapterstück zwischen dem Schukostecker und dem Ladekontaktstecker am Fahrzeug erforderlich (Mennekes, 2009b). Eine beschleunigte Ladung oder Semi-Schnell-Ladung kann mit einem CEE Verbindungsstecker gemäß [Abbildung 4-7c](#) (400V, 16-32A) erreicht werden. Diese Steckervariante ermöglicht es, maximale Ladeleistungen von 22,17 kW zu erzielen und fällt unter die Kategorie Mode 2.



(a) (Mennekes, 2009a)



(b) (GutDrauf, 2011) (c) (GutDrauf, 2011)



(d) (Mennekes, 2010b)



(e) (Rema-EV, 2011)



(f) (CHAdeMO, 2010)

Abbildung 4-7: Verschiedene Steckervarianten bei konduktiver Ladung

Stecker Typ MENNEKES

Der Stecker von Mennekes resultiert aus der Einigung der europäischen Energieversorger und Automobilhersteller für eine europaweit einheitliche Steckernorm. Diese Steckervariante, dargestellt in [Abbildung 4-7d](#) und [Abbildung 4-8a](#), erfüllt zahlreiche Sicherheitsstandards und ermöglicht eine vollständige Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug. Damit fällt dieser Stecker in die Kategorie des Typs Mode 3. [Abbildung 4-8b](#) skizziert alle notwendigen Komponenten bei der Verbindung zwischen Fahrzeug und Ladestation. Die entsprechende Pinauslegung erlaubt mehrere Ladeleistungen, beginnend mit der Langsamladung von 3,68 kW (230V, 16A, einphasig) bis hin zur Schnell-Ladung mit maximal 43,65 kW Ladeleistung (400V, 63A, dreiphasig). Von den sieben vorhandenen Pin-Kontakten sind zwei ausschließlich für die Kommunikation reserviert. Über diese Kontakte wird der Signal- und Datenaustausch realisiert. Der Proximity-Kontakt ermöglicht die Aktivierung einer Wegfahrsperrung beim Fahrzeug während des Ladevorgangs, wohingegen der Datenaustausch über den Control-Pilot-Kontakt erfolgt (Mennekes, 2009a). Die Verbindungsstecker zur Ladestation und zum Fahrzeug unterscheiden sich aus Sicherheitsgründen. Um

⁹ Entspricht der Leistung bei 230 V und 16 A

den Normierungsprozess entsprechend voranzutreiben, wurde vom Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) bereits die Anwendungsregel VDE-AR-E 2623-2-2 verabschiedet. Bei der IEC befindet sich der Stecker mit dem Normentwurf 62192- 2-X zur Begutachtung. Dieser ist im Juli 2011 unter dem Pre-release der Norm IEC 62196-2 Typ 2 veröffentlicht worden (Mennekes, 2010b) (IEC, 2011).

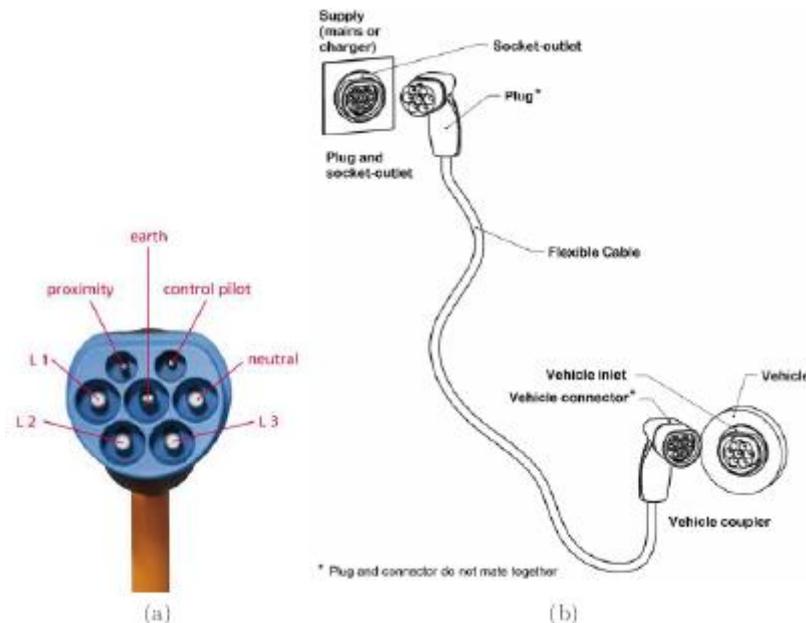


Abbildung 4-8: Mennekes-Steckverbindung (Mennekes, 2009a)

SAE J1772

Der in Japan und in den USA verwendete Stecker nach IEC 62196-2 Typ 1 basiert auf der Einigung von japanischen Energieversorgungsunternehmen mit dem Automobilzulieferer Yazaki. Außerdem wurde der in [Abbildung 4-7e](#) dargestellte Stecker inzwischen durch die amerikanischen Norm SAE J1772 genormt. Diese Steckervariante verfügt über fünf Pin-Kontakte und erlaubt Ladeleistungen der Kategorie AC Level I-II (110V-240V, 80A, einphasig) von maximal 19,2 kW. Wie beim Mennekes-Stecker existieren zwei Signalpins, welche die vollständige Kommunikation ermöglichen. Wiederum kann über den Proximity-Kontakt eine automatische Wegfahrsperre während des Ladevorgangs aktiviert werden, der Control-Pilot-Pin erlaubt zusätzlich den weiteren Datenaustausch zwischen dem Fahrzeug und der Ladestation (SMMT, 2010).

CHAdeMO

Der von Jari/Tepeco in Japan entwickelte Schnell-Ladestecker CHAdeMO (von CHARGE de MOVE) wird in der IEC-Klassifikation als Mode 4 Stecker eingestuft. Die Ladetechnik basiert infolgedessen auf Gleichstrom und erlaubt Ladeleistungen der Klassen DC Level I-II (maximal 200A) von bis zu 90 kW. Eine mögliche Steckervariante ist in [Abbildung 4-7f](#) dargestellt. Diese Schnell-Ladevariante mit den dazugehörigen Ladestationen macht Ladezeiten von weniger als 30 Minuten für 80 % der Batteriekapazität möglich. Ein eigener Kommunikations-PIN ermöglicht wiederum einen vollständigen Daten- und Signalaustausch zwischen dem Fahrzeug und der Ladestation. Schnell-Ladestationen sind hauptsächlich für sehr stark frequentierte Verkehrspunkte, beispielsweise an Autobahnen oder Schnellstraßen, geeignet. Der Preis von etwa € 20.000 pro Ladestation bekräftigt dieses Argument. Die

Automobilhersteller Mitsubishi, Nissan, Peugeot, Protoscar und Subaru bieten derzeit Fahrzeugmodelle an, die mit diesem Standard kompatibel sind (CHAdemo, 2010).

Sicherheitsaspekte

Sicherheitsaspekte und -maßnahmen von konduktiven Ladesystemen sind durch die IEC-Normen 61851-[1, 21, 22, 23] und 62196-[1-3] geregelt und sollen unerwünschte Zwischenfälle während der Ladevorgänge verhindern. Dabei ist die Kommunikation zwischen dem Fahrzeug und der Ladestation ein entscheidender Faktor. Sie regelt die Identifikation des Fahrzeugs, die Schutzleiterüberwachung, die Steuerung des Ladevorgangs und auch die automatische Aktivierung der Wegfahrsperrung, um die Fortbewegung des Fahrzeugs während eines Ladevorgangs zu verhindern. Außerdem muss sichergestellt werden, dass die Steckdose am Fahrzeug und an der Ladestation immer spannungsfrei geschaltet ist, solange kein vollständiger Kontakt zwischen Stecker und Verbindungskabel besteht. Über einen Schütz erkennt die elektrische Verriegelung, ob ein ausreichender Kontakt besteht und verhindert einen Stromschlag für die benutzende Person. Eine elektromechanische Verriegelung unterbindet zusätzlich eine nicht erwünschte Unterbrechung des Ladevorgangs. Dabei wird die Steckerverbindung vom Ladekabel am Fahrzeug und in der Ladestation mechanisch verriegelt, die wiederum nur über ein entsprechendes Signal gelöst werden kann. Das klassische IEC-genormte Ladekabel (Abbildung 4-7a) ist üblicherweise nur an den Kupplungen berührungssicher isoliert, die Stecker selbst (Abbildung 4-7b und c) sind es allerdings nicht. Aus Gründen der Sicherheit sind CEE-Steckerverbindungen daher im öffentlichen Bereich nicht zu empfehlen. Eine Steckerverbindung vom Typ Mennekes (Abbildung 4-7d, Abbildung 4-8a und b) hingegen erfüllt diese Sicherheitsanforderungen (Mennekes, 2009b) (Mennekes, 2010b).

4.2.1.4 Kommunikationsprotokolle

In diesem Abschnitt werden Aufbau und Protokollablauf der Kommunikation des Fahrzeugs mit der Ladestation mittels Power Line Communication (PLC) und Radio-Frequency Identification (RFID) betrachtet. Diese beiden Varianten sind derzeit die Wahrscheinlichsten für eine großvolumige Einführung von Elektrofahrzeugen dar.

PLC-Kommunikationsprotokoll

Die Firmen Daimler und RWE entwickelten in Kooperation ein Datenprotokoll, welches zukünftig der einheitliche Kommunikationsstandard zwischen Elektrofahrzeug (EF) und Ladestation (LS) in Europa werden soll. Derzeit wird dieses Protokoll von den Gremien der ISO und IEC hinsichtlich einheitlicher Normierung geprüft. Um mit diesem Protokoll arbeiten zu können, wird derzeit ein Ladestecker der Firma Mennekes (Abbildung 4-8) benötigt, da dieser über die für die Kommunikation notwendigen PINs (Control Pilot, Proximity) verfügt (Daimler & RWE, 2009).

In Abbildung 4-9 wird ein Überblick über den Ablauf der Kommunikation zwischen EF und LS gegeben. Mit „System Power OFF/ON“ ist die Freischaltung der Verbindung des EF mit dem öffentlichen Netz zu verstehen.

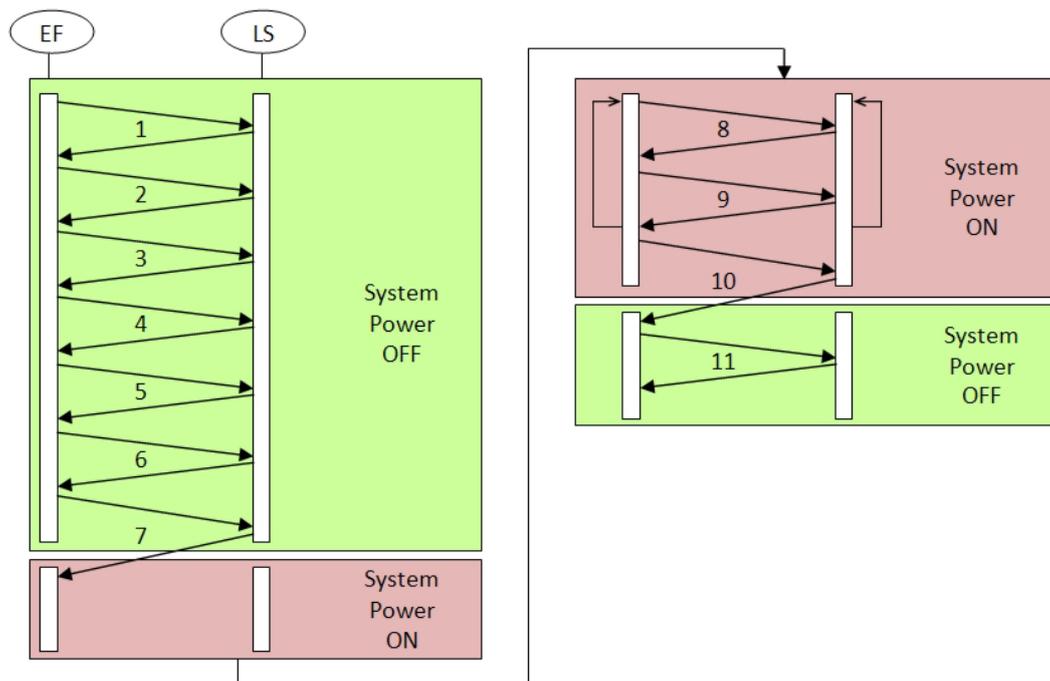


Abbildung 4-9: Ablauf der Kommunikation bei PLC (Daimler & RWE, 2009)

Der folgende Ablauf wird inhaltlich aus der Smart Charging Protocol Specification - Part B von Daimler und RWE entnommen (Daimler & RWE, 2011). Dabei ist das EF der aktive Teilnehmer und die LS reagiert lediglich auf Anfragen. Jede Anfrage die vom EF gesendet wird (Request), muss von der LS entweder mit einem Bestätigungs- oder einem Fehlercode quittiert werden (Response). Nach dem Senden des Bestätigungscode durch die LS folgt der nächste Schritt. Die Schritte eins bis sechs dienen zur Identifizierung, Abfragen des Ladestatus und zur Synchronisierung von EF und LS. Durch Schritt sieben, Power Delivery, wird der Ladevorgang freigegeben. Danach wird in den Schritten acht und neun, welche ständig wiederholt werden, der Ladestatus überprüft. Diese Schleife wird erst vom EF mit der Power-Off-Anfrage beendet und im letzten Schritt das Fahrzeug zum Trennen der Verbindung freigegeben. Weitere Informationen können aus der Smart Charge Protocol Specification entnommen werden (Daimler & RWE, 2011).

Radio-Frequency IDentification

Eine weitere Möglichkeit der Kommunikation stellt die Radio-Frequency IDentification (RFID) dar. Hierbei handelt es sich um eine kontaktlose Übertragungstechnik, welche zur Identifikation von Produkten und auch Lebewesen eingesetzt wird. Mittels RFID kann ein Kunde bzw. ein EF eindeutig an einer LS identifiziert werden. Da die Kommunikation mittels PLC noch nicht ausgereift ist, wird RFID derzeit häufig angewendet (TAGnoloty, 2010).

Ein RFID System besteht grundsätzlich immer aus zwei Komponenten: Einem Datenträger (TAG oder Transponder) und einem Lese-/Schreibgerät (Reader/Writer). Der Transponder kann dabei aktiv oder passiv ausgeführt sein. Bei passiven Transpondern (PT) erfolgt die Energieversorgung über das Magnetfeld vom RFID Reader. Dabei ergeben sich die Vorteile der niedrigen Produktionskosten und der prinzipiell uneingeschränkten Lebensdauer von PT. Negative Auswirkungen hat dies in Form der begrenzten Reichweite des Magnetfeldes zur Sicherstellung der Energieversorgung. Bei aktiven Transpondern (AT) wird mittels eines Akkus oder einer Batterie die Energieversorgung geregelt. Dadurch hat ein AT eine größere

Reichweite als ein PT, wobei jedoch die Produktionskosten erheblich höher sind und die Lebensdauer durch die Energieversorgung begrenzt ist. Die Kommunikation erfolgt bidirektional im Bereich der Radiofrequenzen (100-135 kHz; 13,56 MHz u.a.) und startet sobald sich ein Transponder im Magnetfeld des RFID-Readers befindet (TAGnoloty, 2010).

Im Verkehr- und Transportwesen, sowie bei Gebühren- Zahlungs- und Abrechnungssystemen wird derzeit häufig der passive RFID-Standard MiFare genutzt. MiFare kommuniziert mit 13,56 MHz und hat eine ungefähre Reichweite von 10 cm. MiFare-Karten haben das Format einer Scheckkarte und ihre Speicherkapazität beträgt bis zu 4 kB. Im Bereich der Elektromobilität ist MiFare die derzeit meisteingesetzte Ausführung. Hier identifiziert sich der Kunde an der Ladestation mittels seiner RFID-Karte, welche der Ladestation die Kundennummer übermittelt. Die Ladestation kommuniziert mit dem Energieversorger, welcher nach Überprüfung den Ladevorgang frei gibt. Danach kann der Kunde den Ladevorgang manuell starten und die Abrechnung des Energiebezugs erfolgt anhand der ID des Kunden.

4.2.2 Organisatorisch

4.2.2.1 Abrechnung des Ladestroms

Im Bereich der privaten Ladestationen ist die Verrechnung entweder über die Haushaltsstromrechnung, oder eine separate Verrechnung möglich. Sollten keine bestimmten Bepreisungsstrukturen oder Schalmöglichkeiten für die Ladung der Elektrofahrzeuge notwendig sein, so ist die Verrechnung mittels Ablesen des Energiezählers ausreichend. Um weitere Möglichkeiten, wie beispielsweise Laststeuerung umsetzen zu können, oder eine verursachungsgerechte Verrechnung der Kosten für die Energie zu erreichen, sind Smart Meter für die Heimladung anzuraten. Durch Smart Meter, idealerweise als AMM-System¹⁰ ausgeführt, können sowohl verschiedene Preise untertags und saisonal verrechnet werden, als auch laststeuernde Maßnahmen seitens der Versorgungsunternehmen werden dadurch ermöglicht.

Im öffentlichen Bereich ist die Verrechnung weitaus aufwendiger. Es gibt verschiedene Methoden der Abrechnung, welche im Kapitel 5.2 näher ausgeführt werden. Die Bezahlung der an der Ladestation bezogenen Energiemenge soll für den Kunden möglichst einfach und übersichtlich erfolgen. Grundsätzlich wird zwischen der konventionellen Abrechnung direkt an der Ladestation (über ein bargeldloses Zahlungsmittel) und einer intelligenten Art der Abrechnung mittels Identifikation des Kunden unterschieden. Zu den konventionellen Abrechnungssystemen zählen die Maestro-, Kredit- und Quickkarten sowie die Abrechnung über das Mobiltelefon (Paybox). Eine intelligente Abrechnungsart stellt die Erkennung des Kunden mittels RFID dar. Dabei kann der Kunde entweder eine Chip Karte mit seiner Benutzererkennung besitzen, oder es kann im Ladekabel oder im Fahrzeug solch eine Erkennung integriert sein.

Jede Ladestation ist einer bestimmten Bilanzgruppe zugewiesen. Eine Bilanzgruppe ist ein Zusammenschluss von Erzeugern, Händlern und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, in der Erzeugung und Verbrauch abgerechnet werden. In dieser erfolgt idealerweise mittels

¹⁰ Advanced-Meter-Management beschreibt Smart Meter welche eine bidirektionale Kommunikation unterstützen. Somit kann das Versorgungsunternehmen im Engpassfall steuernd eingreifen, falls sich der Kunde dazu bereiterklärt hat.

Fahrplänen die von den verschiedenen Teilnehmern erstellt werden der Ausgleich zwischen Energieaufbringung und -verbrauch. Innerhalb der Bilanzgruppe gibt es einen Bilanzgruppenkoordinator (BGK) und einen Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV). Der BGK ist die Verrechnungsstelle der Bilanzgruppe, der BGV vertritt die Bilanzgruppe am Markt. In Österreich muss sich jeder Teilnehmer des Elektrizitätsmarktes einer Bilanzgruppe anschließen. Im Zuge des Ladevorgangs kann diese Bilanzgruppe weder von der Ladestation noch vom Kunden kurzfristig verlassen werden, da ein Wechsel der Bilanzgruppe an eine vorgegebene Wechselfrist von 4 Wochen gebunden ist (E-Control GmbH, 2011a). Ein Bilanzgruppenmanagement ist aus diesem Grund nach derzeitiger Rechtslage nicht möglich.

4.2.2.2 Aufstellort der Ladestationen

Im ländlichen und suburbanen Gebiet ist meist genügend Platz für die Infrastruktur für Elektrofahrzeuge vorhanden. Hier kommt noch hinzu, dass die meisten Personen eine Garage besitzen, in welcher der Großteil der Ladevorgänge erledigt werden können. Somit sind in diesen Gebieten keine Probleme in Bezug auf den Aufstellungsort der Ladestation zu erwarten. Speziell in der Stadt, wo das Raummanagement meist schon recht optimal genutzt wird und Parkplätze nicht unbegrenzt zur Verfügung stehen, ist es schwer eine geeignete Infrastruktur aufzubauen. Hier sind oftmals Laternenparker ein Problem. Sie besitzen keinen abgetrennten Bereich um ihr Fahrzeug über Nacht laden zu können, sondern sind auf öffentliche Parkplätze mit Lademöglichkeit angewiesen. Da aber kaum Raum für neue Parkplätze vorhanden ist, müssen Bestehende umgerüstet werden. Auch dies ist nicht ganz einfach zu bewerkstelligen, da verschiedene Fahrzeuge den Anschluss an verschiedenen Stellen haben, und somit die Kabelwege lange werden können. Lange Kabel stellen jedoch ein Sicherheitsrisiko dar und deswegen sollten diese unbedingt vermieden werden. In Abbildung 4-10 wird diese Problematik dargestellt.

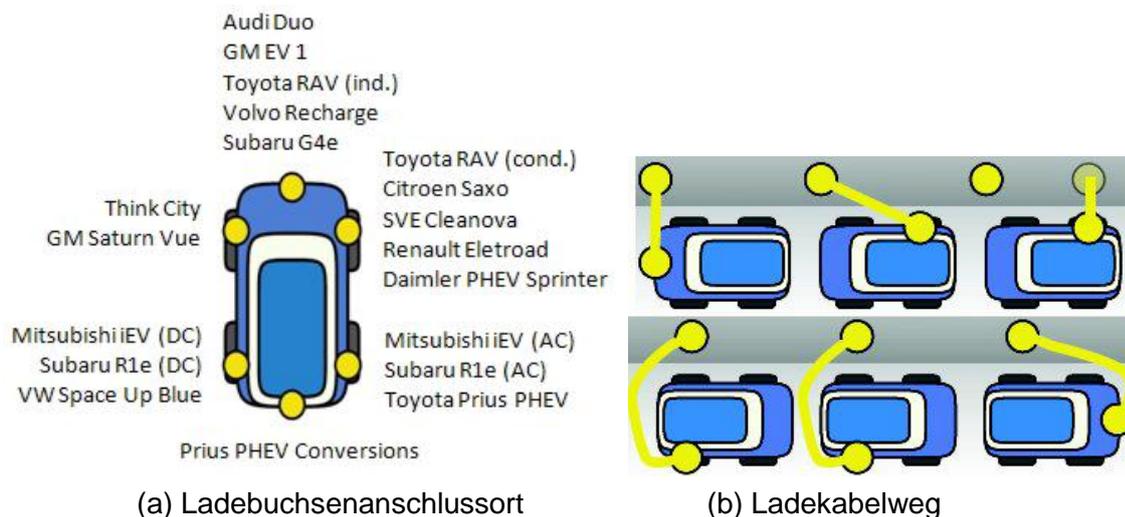


Abbildung 4-10: Ergonomie bei Ladestation und -kabel (DGS, 2009)

In Abbildung 4-10a wird ein Überblick über die Position der Ladebuchse bei verschiedenen Elektrofahrzeugen gegeben. Daraus ist ersichtlich, dass jedes Fahrzeug für eine optimal kurze Verbindung des Fahrzeugs mit der Ladestation eine andere Parkplatzform benötigen würde. In Abbildung 4-10b sind nun Kabelwege bei gleicher Konstellation der Parkplätze und

unterschiedlichen Fahrzeugen dargestellt. Durch dieses Stolperrisiko aufgrund der langen Kabelwege wird die öffentliche Ladeinfrastruktur in der Stadt noch schwieriger zu bewerkstelligen sein.

4.3 Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum

Es ist sinnvoll, den Großteil der Ladestationen für Elektrofahrzeuge im privaten Bereich zu installieren, da die Kosten für eine Wallbox im Vergleich zu einer öffentlichen Ladestation gering sind. Außerdem werden bevorzugt jene Kunden ein Elektrofahrzeug kaufen, welche eine Abstellmöglichkeit für ihr Fahrzeug (z.B. eine Garage) haben. Dort sind keine gesonderten Sicherheitsmaßnahmen und auch kein Verrechnungssystem notwendig, da im Vorhinein feststeht wer lädt. Ein weiterer Aspekt, der die Ladung zu Hause begünstigt, ist die durchschnittliche Wegstreckenaufteilung in Österreich (Herry, Russ, Schuster, & Tomschy, 2003). Diese ist in Abbildung 4-11 dargestellt. Dabei sind die grün eingefärbten Fahrtstrecken, welche insgesamt 78 % betragen, jedenfalls mit einem Elektrofahrzeug zu bewältigen. Die 16 % der Fahrten zwischen 20 und 50 km sind zum überwiegenden Teil mit einem Elektrofahrzeug sicher bewältigbar und die 6 % der Fahrten, die rot gekennzeichnet sind, werden höchstwahrscheinlich ohne Zwischenladung nicht gefahren werden können.

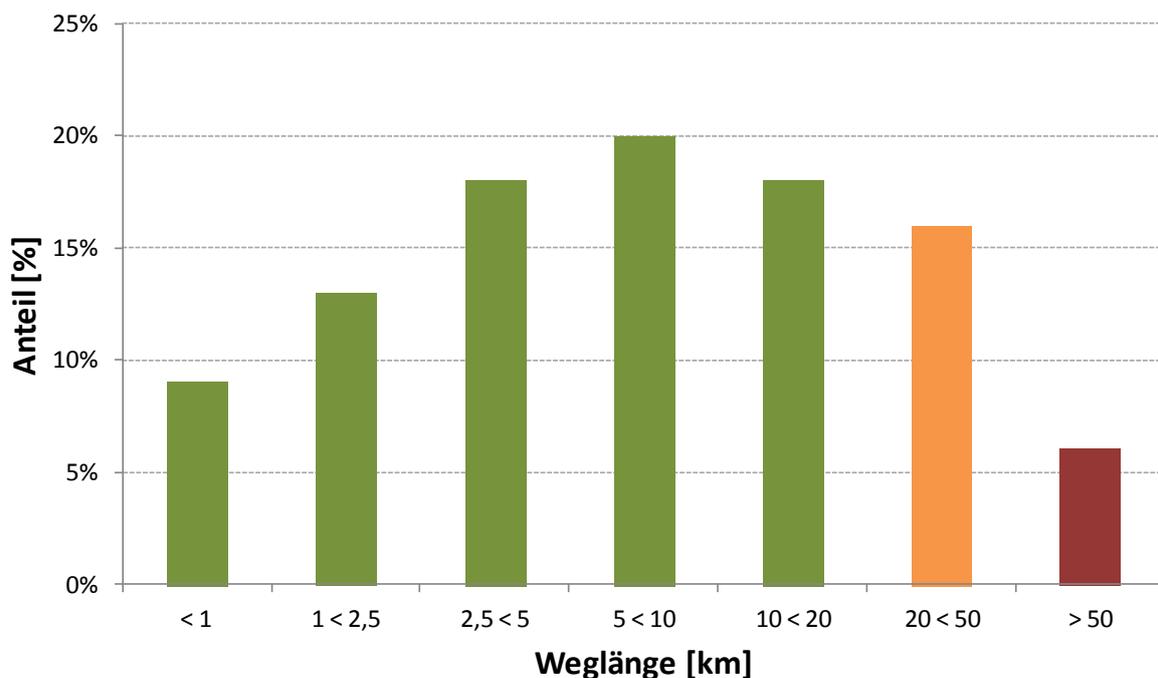


Abbildung 4-11: Durchschnittliche Weglängen an Werktagen (Herry, Russ, Schuster, & Tomschy, 2003)

Daraus folgt, dass mindestens vier von fünf gefahrenen täglichen Strecken ohne eine Zwischenladung mit einem Elektroauto zurückgelegt werden können. Um die verbleibenden Fahrten abzudecken und jenen Personen die Benutzung Elektrofahrzeugs zu ermöglichen, die keine Garage haben, wird auch eine gewisse Menge an öffentlichen Ladestationen benötigt. Außerdem kann diese dann beispielsweise von Taxiunternehmen und Zustelldiensten als Backup für ihre betriebsinternen Lademöglichkeiten genutzt werden.

Da die Infrastruktur nicht willkürlich errichtet werden kann, muss eine Unterscheidung nach geographischen und demographischen Gegebenheiten zur Bestimmung einer möglichst

optimalen Aufteilung erfolgen. In erster Linie wird unterschieden, ob es sich um ein urbanes oder ländliches Gebiet handelt. In zweiter Linie wird auf Parkmöglichkeiten in der Stadt, Bahnhöfe entlang von Hauptverkehrsrouten, Raststätten entlang von Autobahnen und dergleichen untersucht.

4.3.1 Urbane und ländliche Gebiete

In den urbanen Gebieten steht die Ausstattung aller öffentlicher Parkplatz-, Park&Ride- und Garagenanlagen mit Ladestationen an erster Stelle. Anhand der Stadt Graz soll eine mögliche Umsetzung im städtischen Bereich veranschaulicht werden. In Tabelle 4-1 werden die verschiedenen Aufstellmöglichkeiten in Graz mit Zahlen hinterlegt, und in Abbildung 4-12 wird die geographische Übersicht zu diesen Parkanlagen gegeben. Insgesamt gibt es 45 Parkplatzanlagen. Die sieben Park&Ride-Anlagen sind am Stadtrand angesiedelt, die Tiefgaragen sowie die restlichen Parkplatzmöglichkeiten befinden sich in der Regel zentral. In ländlichen Gebieten sollen wiederum alle geeigneten Parkplatzanlagen in den Kleinstädten sowie entlang der Hauptverkehrsstrassen mit öffentlich zugänglichen Ladestationen ausgestattet werden. Das Land Steiermark bietet über das geographische Informationssystem (GIS) eine Übersicht über alle Park&Ride-Anlagen (P&R) im gesamten Landesgebiet an. Insgesamt gibt es landesweit knapp 300 Anlagen, welche in Abbildung 4-14 gezeigt werden. Die P&R-Anlagen in den ländlichen Gebieten sind hauptsächlich entlang des steiermärkischen Eisenbahnstreckennetzes an den Bahnhöfen angesiedelt. In Abbildung 4-13 ist ein Bildausschnitt mit allen P&R-Anlagen in der Großregion um Wien (Nord-Burgenland, Niederösterreich) dargestellt. Die Anlagen sind wiederum entlang des Eisenbahnnetzes an den örtlichen Bahnhöfen angelegt. Diese sollen ebenfalls mit einer entsprechenden Ladeinfrastruktur ausgestattet werden. Eine realistische Umsetzung in den restlichen Bundesländern erfolgt anhand einer Hochrechnung mit den verfügbaren Daten der Bundesländer Burgenland, Niederösterreich, Steiermark und Wien¹¹.

Tabelle 4-1: Parkanlagen in Graz (Parkraumservice-Graz, 2011)

2	Parkplätze
23	Tiefgaragen
12	Parkhäuser
7	Park&Ride-Anlagen
45	Gesamt

¹¹ Wien wurde in der Hochrechnung separat berücksichtigt, da hier nahezu vollständige Daten zur Parkplatzsituation vorlagen.

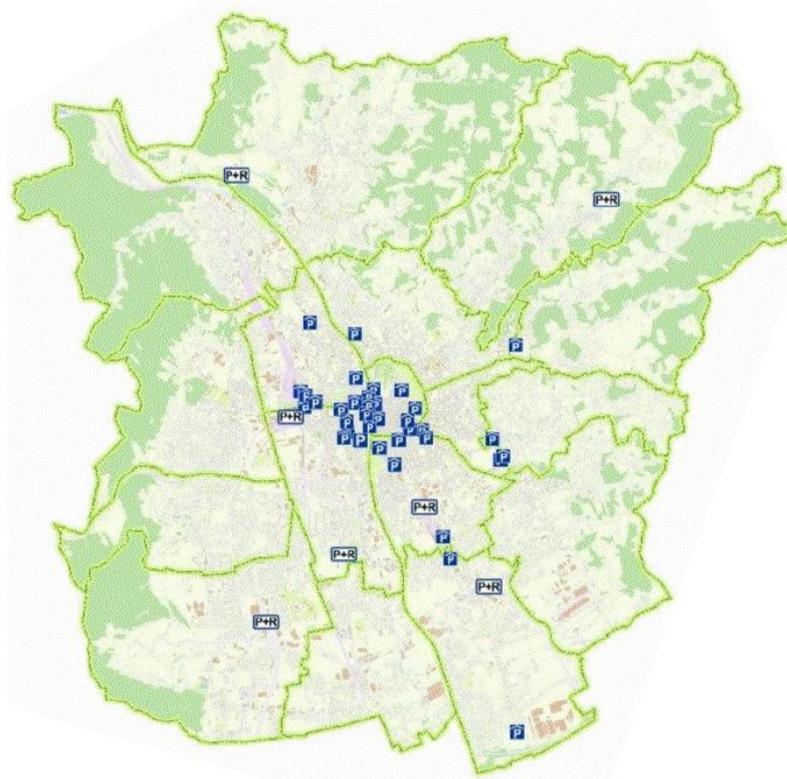


Abbildung 4-12 Parkanlagen in Graz (Parkraumservice-Graz, 2011)

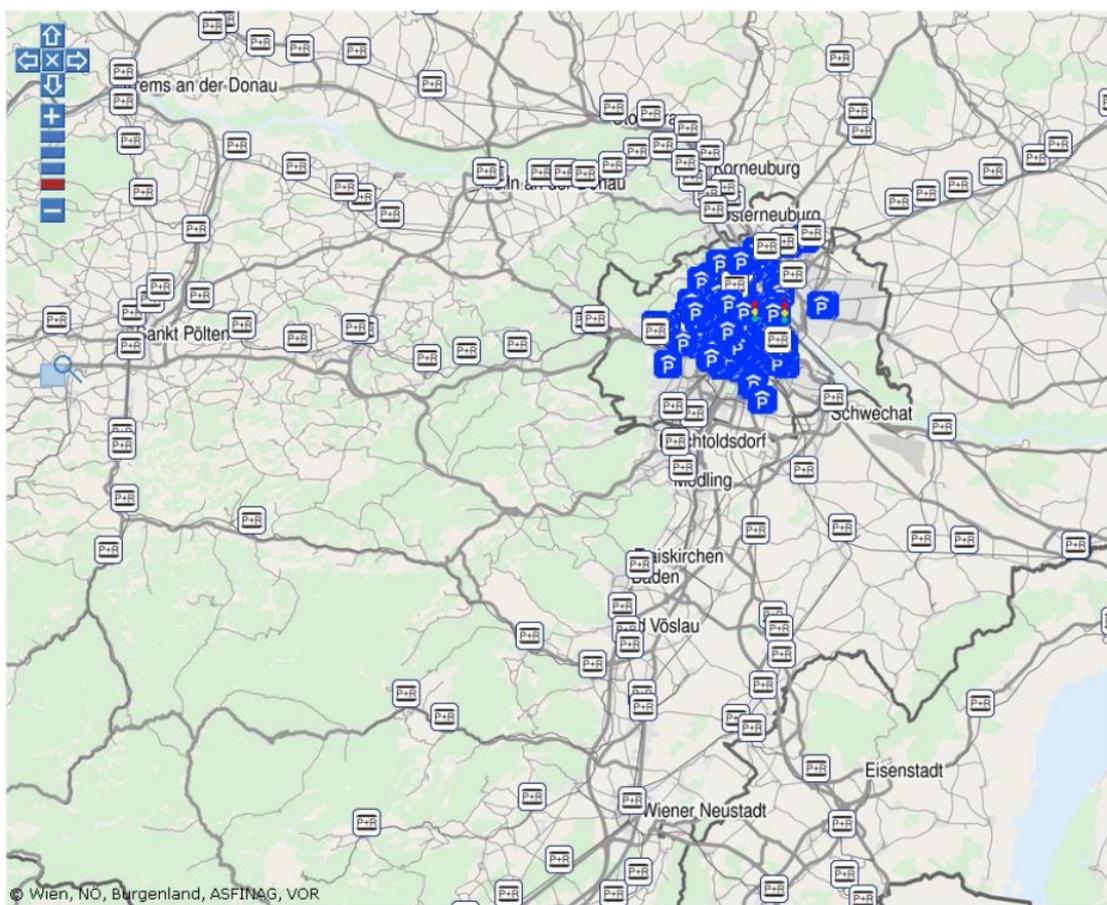


Abbildung 4-13: Übersicht P&R-Anlagen in Burgenland, Niederösterreich und Wien (AnachB, 2011)

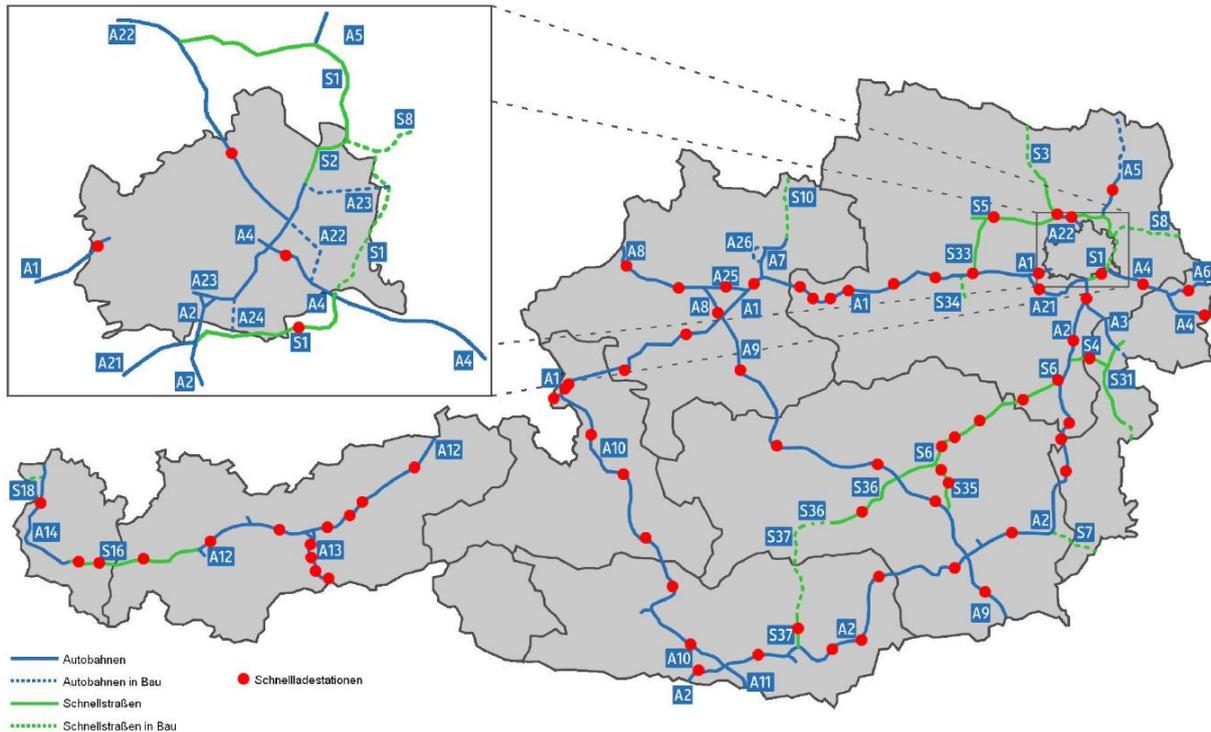


Abbildung 4-15: Aufbau eines möglichen Schnellladekorridors (Karte: Wikipedia, 2011; mit eigenen Ergänzungen)

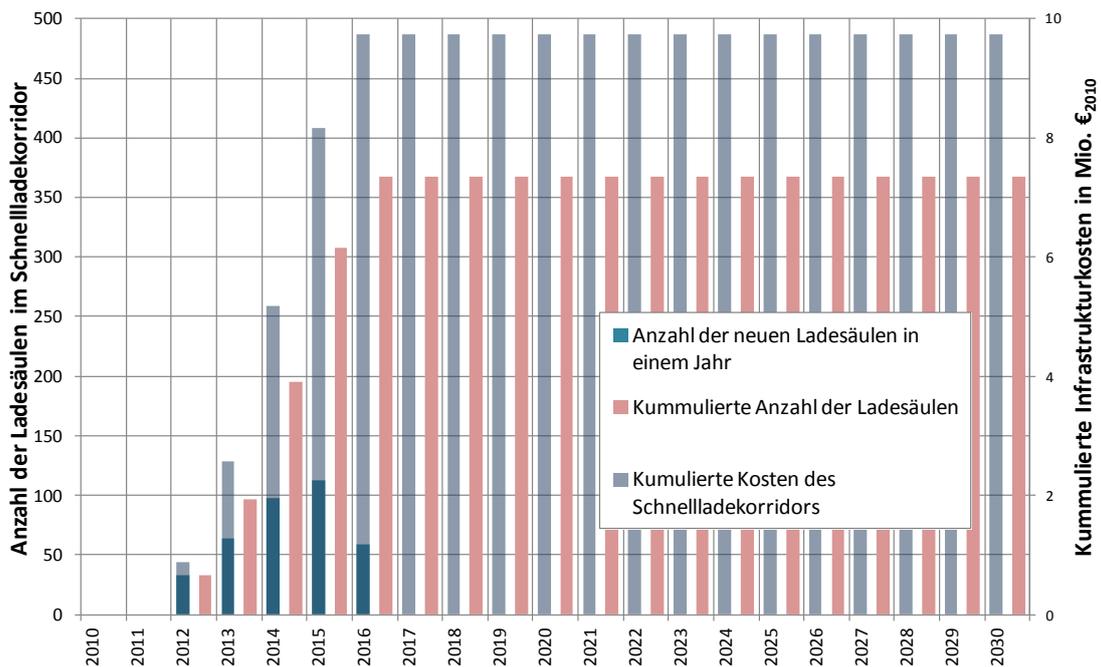


Abbildung 4-16: Minimale Aufbauvariante eines Schnellladekorridors

4.3.3 CarSharing und Car2Go als Alternativen und Erweiterungen der Elektromobilität

Aufgrund des hohen Preises bei der Anschaffung von Elektrofahrzeugen ist für eine optimale Nutzung von Elektrofahrzeugen im urbanen Bereich die Entwicklung neuer Mobilitätskonzepte notwendig. Ein passendes Konzept zur Vernetzung der Elektromobilität mit anderen öffentlichen Verkehrsangeboten bietet das Konzept des CarSharing

(CarSharing, 2011). Dabei können Fahrzeuge an unterschiedlichen definierten Orten für einen gewissen Zeitraum gemietet und genutzt werden. Am Ende des Zeitraums muss das Fahrzeug am ursprünglichen Abholort wieder abgestellt werden. In einem weiteren Ausbauschnitt können diese Standorte, von denen es in Österreich mehr als 200 gibt, mit einer entsprechenden Ladeinfrastruktur ausgestattet werden, um den Kunden auch Elektrofahrzeuge anbieten zu können. Der Ladevorgang am Fahrzeug kann direkt am Vermietungsort erfolgen. Die Dauer der Ladevorgänge, welche von der Anschlussleistung der Ladestation abhängt, schränkt die Zeit der Verfügbarkeit der Fahrzeuge allerdings mehr oder weniger stark ein, da dem Kunden voll aufgeladene Fahrzeuge zur Verfügung gestellt werden sollten (Fraunhofer Institut, 2010). Eine weitere mögliche Anwendung für CarSharing in Verbindung mit Elektromobilität kann es sein, nur für Langstrecken ein konventionelles Fahrzeug zu mieten und die Wege des täglichen Bedarfs elektrisch zu erledigen.

Eine Weiterentwicklung von CarSharing ist das Konzept Car2Go von Daimler. Bei diesem Konzept besitzen die zur Verfügung gestellten Fahrzeuge keinen bestimmten Standort und können innerhalb des Stadtgebiets frei bewegt und auf gekennzeichneten Car2Go-Abstellplätzen/-flächen abgestellt werden. Die Standorte und aktuellen Fahrzeugdaten (Batteriestand und Sauberkeit) können vom Kunden über eine Web-/Smartphone-Applikation abgefragt werden. Diese Art der Kommunikation setzt eine entsprechende Intelligenz beim Fahrzeug voraus. Der Zugang zum Fahrzeug erfolgt, wie bei CarSharing, über eine Kunden-Chipkarte. Das Konzept wird nach einer erfolgreich abgeschlossen Testphase in Deutschland (Neu-Ulm) weiter ausgebaut. Die neuen Standorte sind in Hamburg (Deutschland) und Austin (Texas, USA) (Car2Go, 2011). Wie bereits bei CarSharing könnte auch dieses Konzept für eine effizientere Nutzung sowie einen Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur an Car2Go-Standflächen genutzt werden, sofern Elektrofahrzeuge angeboten werden und sich dieses Konzept durchsetzen kann (Fraunhofer Institut, 2010).

4.4 Lastmanagement durch tarifgesteuerte Batterieladung

Die Stromverbrauchsstruktur in Österreich ist geprägt durch eine dominierende Lastspitze in den Wintermonaten von November bis Februar (siehe auch Kapitel 2.6.2), Diese wird durch einen Mehrverbrauch aufgrund von Heizungen, Beleuchtungsbedarf aufgrund der geringen Sonnenstundenanzahl und weiteren Faktoren verursacht. Gleichzeitig ist in dieser Zeit die Aufbringung gewissen Restriktionen, speziell im Bereich der Wasserführung, ausgesetzt. Deswegen wäre es sinnvoll, eine Differenzierung der Energiepreise zu unterschiedlichen Tageszeiten und zu verschiedenen Jahreszeiten vorzunehmen. Es sollte versucht werden, die Kosten der Erzeugung elektrischer Energie verursachungsgerecht aufzuteilen.

In diesem Kapitel wird inhaltlich auf die Veröffentlichung „Kosten und Bepreisungsmodelle einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für E-Mobilität in Österreich“ (Hütter & Stigler, 2012) verwiesen.

4.4.1 Technische Möglichkeiten

Die einfachste Möglichkeit des Lastmanagements zur Vermeidung zusätzlicher Lastspitzen bieten technische Eingriffe in den Verbrauch. Hierbei hat sich die Rundsteuerung seit vielen Jahren bewährt. Die Rundsteuerung kann in die Teilgebiete Tonfrequenzrundsteuerung und Funk-Rundsteuerung aufgespalten werden.

4.4.1.1 Tonfrequenzrundsteuerung

Bei der Tonfrequenzrundsteuerung, im weiteren TFR genannt, werden der Stromübertragung Signale mit Frequenzen zwischen 100 Hz und 2000 Hz überlagert. Diese Signale werden meist in der Mittelspannungsebene induktiv oder kapazitiv eingespeist. Diese Signale werden dann von einem geeigneten Rundsteuerempfänger ausgewertet und Schalthandlungen einzelner Geräte oder Gerätegruppen werden durchgeführt. Aufgrund der dämpfenden Glieder, welche sich zwischen Einbringung ins Netz und dem Empfänger befinden (Transformatoren, Kompensationsanlagen, Leitungen...), muss das Steuersignal einen hohen Leistungspegel, welcher sich im Bereich von 1 % bis 3 % der Netzleistung bewegt, aufweisen. Es wird dabei ein Steuertelegramm ausgeschickt, welches in kodierter Form Anweisungen erteilt. Dazu wird durch einen Startimpuls versucht alle Geräte in Empfangsbereitschaft zu versetzen, um in weiterer Folge Steuersignale auszusenden. Ein Empfangsgerät wird jeweils auf ein bestimmtes Impulsmuster mit definierter zeitlicher Lage und Länge eingestellt. Dadurch können beispielsweise Boiler in verschiedenen Teilen einer Stadt zu unterschiedlichen Zeiten zur Warmwasseraufbereitung eingeschaltet werden. Ein Nachteil der TFR ist die Ungewissheit darüber, ob die Empfänger die Rundsteuersignale auch tatsächlich empfangen haben. Außerdem kann es in ausgedehnten Netzen durch die hohen Frequenzen der Steuersignale zu Interferenzerscheinungen kommen. Deswegen sollten an geeigneten Stellen überwachte Kontrollempfänger platziert werden. Dadurch kann das Empfangs sicherheitsniveau erhöht werden. (Schwab, 2006)

Eine solche Steuerung ist momentan verbreitet für Straßenbeleuchtungen und Elektrowarmwasserboiler im Einsatz. Im Bereich der Elektromobilität könnte dies ebenso Anwendung finden. Überall dort, wo Niedertarifzähler mit Rundsteuerempfängern geschaltet werden, kann auch ein Schaltkreis für Elektromobilität ohne hohen monetären Aufwand installiert werden. Sollte nur ein Zähler installiert sein (derzeitige Durchschnittspreisverrechnung von Haushalten), dann könnte trotzdem der Kreis des Elektroautos über einen Rundsteuerempfänger geschaltet werden und dem Kunden wird für seine Bereitschaft sich abschalten zu lassen ein gewisser Nachlass bei seiner Energieabrechnung gewährt. Die Technik der Rundsteuerung ist seit Jahrzehnten im Einsatz und hat sich durch die hohe Lebensdauer, Zuverlässigkeit und kostengünstige Implementation bewährt. In naher Zukunft könnten jedoch Mehrtarifzähler bereits eine untergeordnete Rolle spielen, nämlich dann, wenn der in der 3. Binnenmarktrichtlinie (Amtsblatt der Europäischen Union, 2009) geforderte Anteil von 80 % intelligenter Zähler bis zum Jahr 2020 bei den Endverbrauchern installiert werden. Bei solchen intelligenten Zählern können die Preise untertags mehrmals variieren und auch das Ansteuern eigener Kreise, z.B. für das Elektroauto, ist einfach möglich.

4.4.1.2 Funk-Rundsteuerung

Bei der Funk-Rundsteuerung werden Langwellensignale von wenigen, großflächig verteilten Sendeanlagen an die Empfänger geschickt. Die Reichweite solcher Langwellensender beträgt ca. 500 km. Derzeit betreibt die Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH München EFR drei Stationen in Europa (Mainflingen bei Frankfurt am Main, Burg bei Magdeburg und Lakihegy nahe Budapest). Der Vorteil von Langwellensignalen liegt in der Durchdringung der Wellen bis ins Erdreich, wodurch auch die Nutzung in Kellerräumen einwandfrei möglich wäre. Jeder Energieanbieter könnte nun individuelle Befehle über diese drei Langwellensender schicken lassen, um speziell seinen Kunden eine Schalthandlung oder dergleichen

zu befehlen. Die einfachste und verbreitetste Ausführung bei der Funk-Rundsteuerung ist ein Empfänger der über eine Zeitschaltuhr Schalthandlungen ausführt und einmal am Tag durch den Langwellensender zeitsynchronisiert wird. Individuelle Befehle sind zwar möglich, aber mit dementsprechenden Zusatzkosten behaftet. Weiters gibt es keine Informationen über Empfangsqualität in Österreich, da aufgrund der Topologie die Gefahr von Funkschatten oder einer zu geringen Bodenleitfähigkeit besteht.

Vom Prinzip her könnte dieses System aber gleich funktionieren wie die Tonfrequenzrundsteuerung, allerdings liegen weit weniger Erfahrungswerte als bei der TFR vor. (Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH).

4.4.2 Rahmenbedingungen

4.4.2.1 Verbrauchstruktur in Österreich

Derzeit weist die explizite Spitzenlastnachfrage in Österreich zwei charakteristische Züge auf. Zum einen gibt es eine ausgeprägte Winterspitze, was sich durch Leistungshöchstwerte in den Monaten von November bis Februar widerspiegelt, und zum anderen sind untertags vor allem die Abendstunden von 17:00 bis 20:00 Uhr potentiell kritisch, wobei die Stunden zwischen 10:00 und 13:00 Uhr eine Nebenspitze bilden, welche auch nicht außer Acht gelassen werden sollte.

Eine Aufteilung der leistungskritischen Stunden erfolgt anhand der Verbrauchsdaten der ENTSO-E (ENTSO-E) und deren Auswertung hinsichtlich Monat und Uhrzeit des Auftretens. Zur Verdeutlichung des Problems, werden in Abbildung 4-17 die Jahresdauerlinien in Österreich für die Jahre 2006-2010 dargestellt. Im herausgezogenen Bereich links unten in der Abbildung, werden die 50 Höchstlaststunden nochmals genauer dargestellt.

Abbildung 4-18 zeigt die ungleiche Auslastung des Kraftwerksparks innerhalb eines Jahres. Die Last ist hier definiert als Gesamtverbrauch aller Konsumenten inklusive Netzverluste, jedoch ohne den Verbrauch von Pumpen bei Pumpspeicherkraftwerken und ohne Hilfsaggregate für die Stromerzeugung (ENTSO-E).

Im nächsten Schritt erfolgt nun eine Aufteilung der Spitzenlastereignisse nach Monat des Auftretens. Dabei wird auf das 1 %-ige Höchstlastniveau im Jahr in den Abbildungen eingegangen. In diesem Prozent der Jahresstunden (88 h) treten Leistungshübe von Stunde 88 bis Stunde eins von 400 MW bis 600 MW auf.

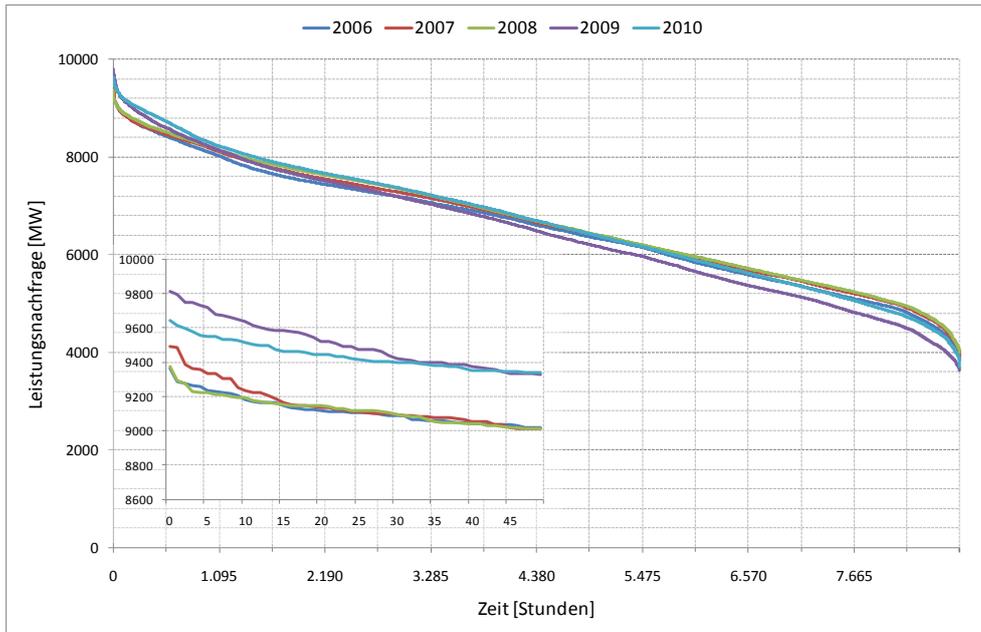


Abbildung 4-17: Jahresdauerlinien 2006-2010 (Quelle: (ENTSO-E); Eigene Darstellung)

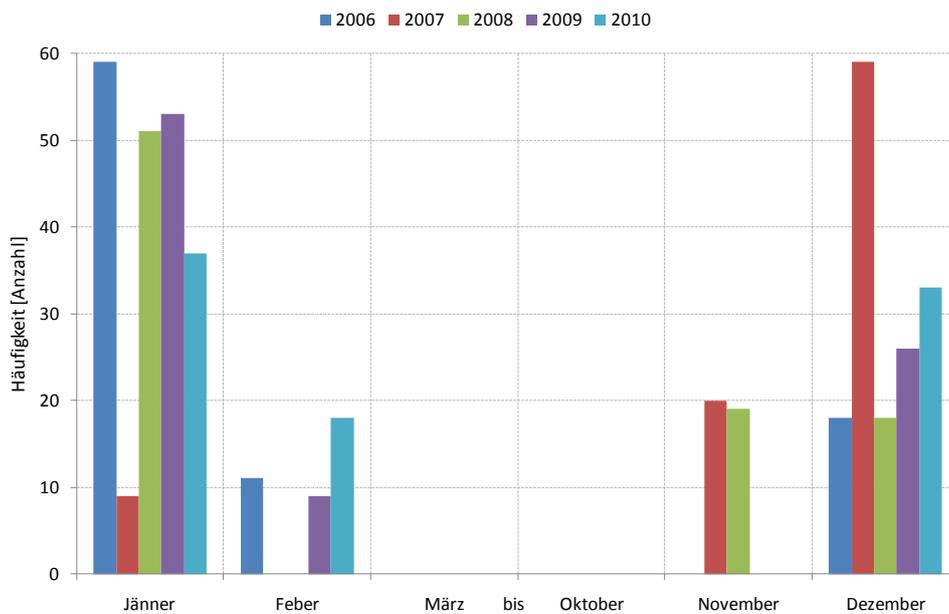


Abbildung 4-18: 88 Höchstlaststunden nach Auftrittsmonat 2006-2010 (Quelle: (ENTSO-E); Eigene Darstellung)

Aus Abbildung 4-18 ist klar ersichtlich, dass die kritische Zeit für die Leistungsbereitstellung in Österreich die Monate November, Dezember, Januar und Februar sind. Untertags ist vor allem das Zeitband von 17:00 bis 20:00 Uhr kritisch, aber auch die Mittagszeit von 10:00 bis 13:00 Uhr ist in ähnlicher Weise kritisch, jedoch kann hier die Erzeugungsseite die notwendige Leistung einfacher aufbringen, da beispielsweise auch im Winter in den Mittagsstunden mit einer gewissen PV Einspeisung zu rechnen ist. Die tageszeitlichen Verhältnisse der Höchstlaststunden werden in Abbildung 4-19 dargestellt.

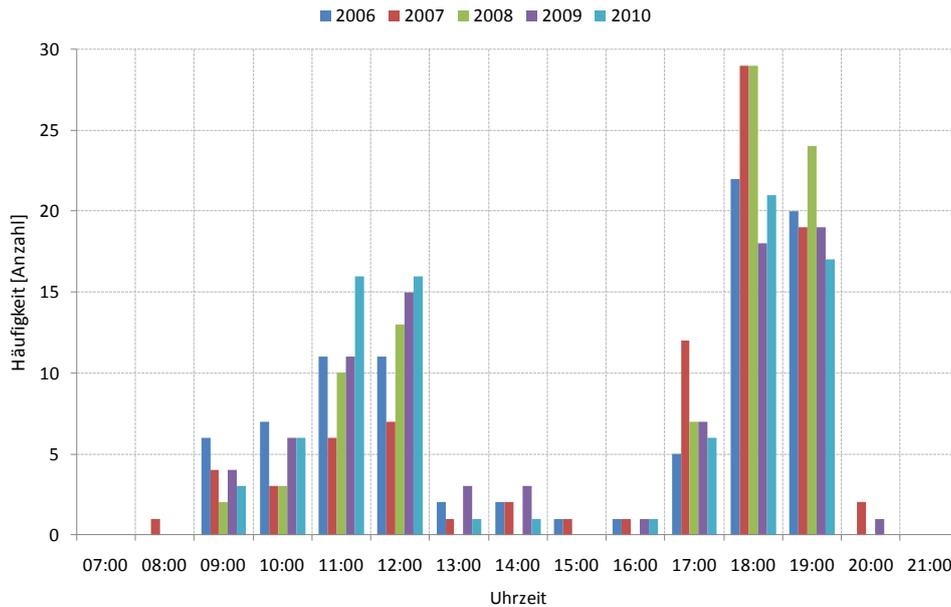


Abbildung 4-19: 88 Höchstlaststunden nach Auftrittszeit 2006-2010 (Quelle: (ENTSO-E); Eigene Darstellung)

Aufgrund der Erkenntnisse aus einer Betrachtung der Leistungsnachfrage für die Jahre 2006 bis 2010 unter Betrachtung verschiedener Zeiträume¹², kann eine Empfehlung für die Ladezeitpunkte und für verschiedenen Preisstrukturen zur indirekten Steuerung der Ladung von Elektrofahrzeugen gegeben werden.

4.4.2.2 Einbindung der Elektrofahrzeuge ins Elektrizitätssystem

Die Energieaufbringung für Elektrofahrzeuge wird in Zukunft kein zentrales Problem darstellen. Jedoch kann aufgrund der Leistungen der Ladestationen ein Problem auftreten. Das österreichische Stromnetz ist auf eine bestimmte Belastung ausgelegt. Wenn Elektrofahrzeuge in großer Zahl angemeldet werden, dann muss das Netz auch die Nachfrage der Elektrofahrzeuge ohne Ausfälle bewältigen können. Dieses leistungsmäßige Problem tritt vor allem bei ungesteuerter Ladung auf. Abhilfe kann entweder durch Laststeuerungsmaßnahmen oder durch preisbasierte Anreize angestrebt werden.

Ungesteuerte Ladung

Ungesteuerte Ladung bedeutet, dass alle Elektrofahrzeuge zu willkürlichen Zeitpunkten geladen werden. Häufungen bei der Ladung treten vor allem um ca. 18:00 Uhr (nach der Arbeit) und um ca. 8:00 Uhr (wenn die Arbeit beginnt) auf. Das Problem dabei ist, dass die Zeit der Spitzenlast ohne Elektrofahrzeuge auch zwischen 17:00 und 20:00 Uhr auftritt. Durch diese Überlagerung kann es zu zwei Problemen kommen. Einerseits ist die Leistungsaufbringung für wenige Stunden sehr schwierig und würde immensen Kapazitätszubau bedingen, und andererseits ist das Verteilnetz (vor allem die Anschlüsse von Mehrparteienhäuser) zu gering dimensioniert, um alle möglichen Elektrofahrzeuge die aufgrund der

¹² Es werden die 2000, 1000, 500 und 88 Höchstlaststunden des Jahres, sowie die 3000 niedrigsten Laststunden des Jahres wochenend- und feiertagsbereinigt analysiert.

Anzahl der versorgten Personen und Haushalte in einen kleinen Netzausschnitt fallen können, gleichzeitig zu laden.

Für den Lastgang wird ein Extremszenario angenommen, um zu verdeutlichen wie drastisch sich eine ungesteuerte Ladung auswirken kann. In diesem Szenario wird angenommen, dass im Jahr 2030 2 Millionen Elektrofahrzeuge am Verkehr teilnehmen. Die Inputparameter werden in Tabelle 4-2 dargestellt.

Tabelle 4-2: Inputparameter zur Berechnung der benötigten Leistung (ungesteuert)

Fahrzeug	Typ 1	Typ 2	Typ 3
Akkukapazität [kWh]	20	30	50
Verbrauch [kWh/100km]	16	20	33
Kilometerleistung je Jahr [km]	15.021	8.939	8.939
Beginn der Ladung	08:00;18:00	08:00;18:00	08:00;18:00
Fahrzeuge gesamt	600000	1000000	400000
Anteil des Typs [%]	30	50	20

In Abbildung 4-20 werden die Verhältnisse im öffentlichen Netz im Jahr 2030 dargestellt. Die rote Linie zeigt die Last im öffentlichen Netz für eine Winterwoche in diesem Jahr. Die Berechnung erfolgt auf Grundlage der realen Daten des Lastgangs aus den Jahr 2006. Bis zum Jahr 2010 wurde ein Verbrauchszuwachs von 2 % unterstellt. 2010 bis 2020 wurde mit einem Zuwachs von 1,7 % gerechnet und 2020 bis 2030 mit 1 %. Dadurch ergibt sich für diese repräsentative Winterwoche eine Last von 12.666 MW im öffentlichen Netz, ohne den Einfluss durch Elektrofahrzeuge. Dieser Höchstwert wird am Donnerstag der betreffenden Woche um 17:00 Uhr erreicht.

Die ungesteuerte Ladung beginnt in diesem vereinfacht betrachteten Fall für alle Personen einmal vormittags um 08:00 Uhr und am Abend um 18:00 Uhr. Durch diese ungesteuerte Ladung wird dann eine Lastspitze am Donnerstag um 18:00 Uhr von 18.825 MW, als Summenlast des Verbrauchs aller Kunden inklusive Elektrofahrzeuge produziert. Dies entspricht einer Belastung von 6.235 MW durch die Elektrofahrzeuge für das Netz. Außerdem wird dementsprechend mehr Erzeugungskapazität benötigt.

Aus der Abbildung 4-20 ist ersichtlich, dass ein ungesteuerter Extremfall von 2 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 eine extreme Belastung für das Netz und zugleich einen immensen Zubau an Kapazitäten für die Spitzenlastdeckung bedeuten würde. Deswegen sind laststeuernde Maßnahmen unabdingbar. Vor allem im Bereich der Verteilnetze ist die Anforderung an das Netz enorm.

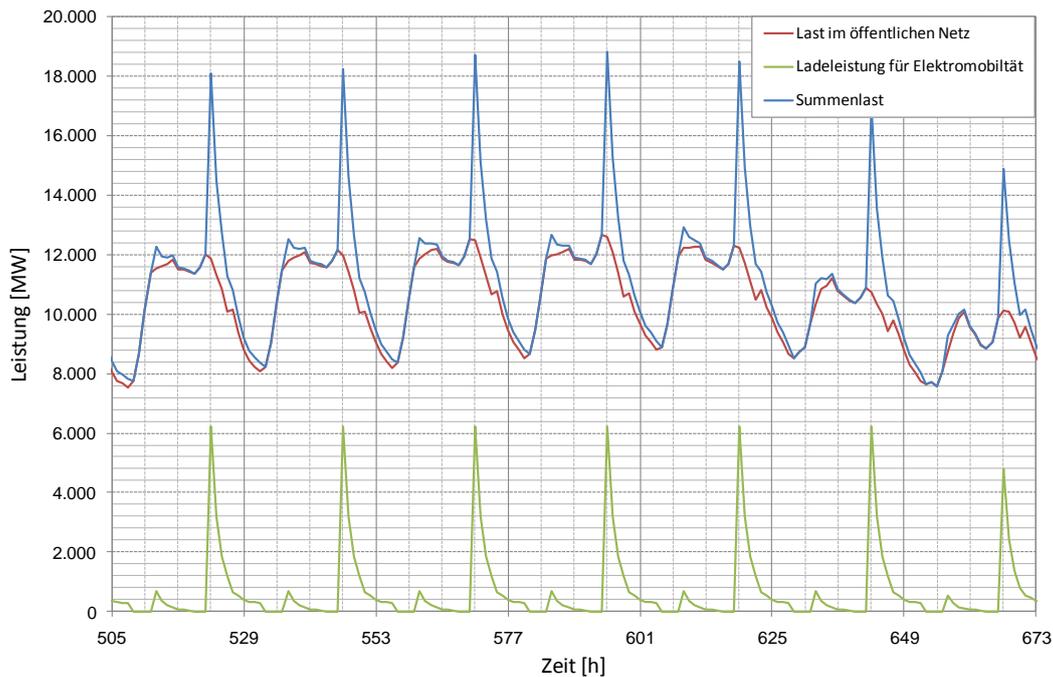


Abbildung 4-20: Lastgang im ungesteuerten Fall 2030 bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen

Gesteuerte Ladung

Eine einfache Möglichkeit der Laststeuerung stellen die Tonfrequenzrundsteuerung und die Funk-Rundsteuerung dar. Die Funktionsweise dieser Methoden werden in Kapitel 4.4.1.1 erklärt. In der Simulation wirkt sich dies durch gestaffelte Zeitpunkte der Ladungen aus. In dieser einfachen Betrachtung werden nur die verschiedenen Fahrzeugklassen mit unterschiedlichen Lade-Startzeitpunkten versehen, um die Erhöhung der Spitzenlast so gering wie möglich zu halten. Betrachtet wird wie bereits beim ungesteuerten Fall wiederum mit 2 Millionen Fahrzeugen im Jahr 2030. Die Parameterdatenänderung wird in Tabelle 4-3 dargestellt.

Tabelle 4-3: Inputparameter zur Berechnung der benötigten Leistung (gesteuert)

Fahrzeug	Typ 1	Typ 2	Typ 3
Akkukapazität [kWh]	20	30	50
Verbrauch [kWh/100km]	16	20	33
Kilometerleistung je Jahr [km]	15.021	8.939	8.939
Beginn der Ladung	09:00;22:00	08:00;01:00	13:00;03:00
Fahrzeuge gesamt	600000	1000000	400000
Anteil des Typs [%]	30	50	20

Wie aus Tabelle 4-3 ersichtlich, verändern sich gegenüber dem ungesteuerten Fall nur die Beginnzeitpunkte der Ladung der verschiedenen Fahrzeugklassen. Diese einfache Methode soll nur die Effizienz einer einfachen Maßnahme wie Tonfrequenzrundsteuerung demonstrieren und ist noch nicht als sinnvoll umsetzbares Konzept anzusehen. Vernachlässigt wird hier beispielsweise, dass öffentliche Ladestationen prinzipiell immer zur Verfügung stehen müssen und werden. Weiters sind keine gestaffelten Ladungen z.B. nach Regionen oder Verteilnetzbereichen möglich.

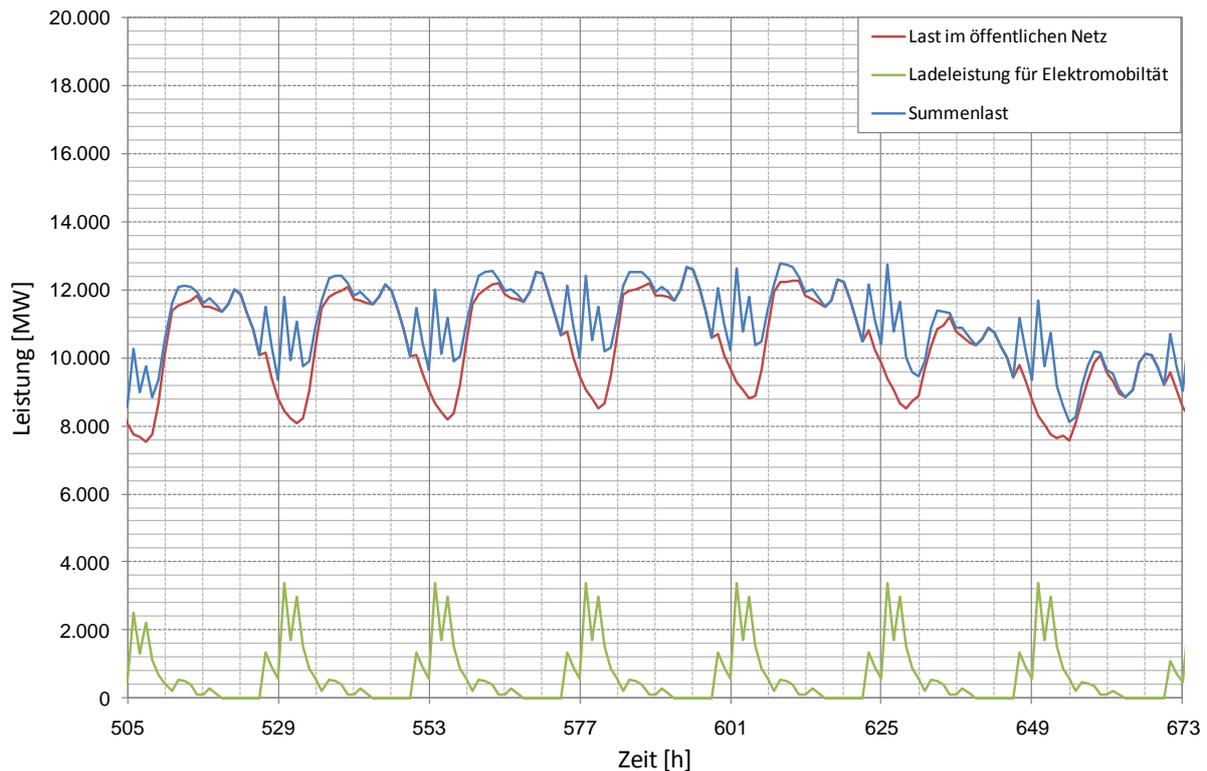


Abbildung 4-21: Lastgang im gesteuerten Fall bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen 2030

Es ist bereits aus [Abbildung 4-21](#) ersichtlich, dass schon diese einfachen Maßnahmen große Auswirkungen auf den Lastgang haben. Die Spitzenlast im öffentlichen Netz ohne den Einfluss durch Elektrofahrzeuge liegt wiederum bei 12.666 MW. Und auch der Auftrittszeitpunkt bleibt mit Donnerstag der betreffenden Woche um 17:00 Uhr gleich. Jedoch sinkt die Spitzennachfrage verursacht durch Elektrofahrzeuge von 6.235 auf 3.373 MW. Die gesamte Spitzenlast sinkt praktisch auf das Niveau der Spitzenlast durch die Nachfrage ohne Elektrofahrzeuge und liegt bei 12.756 MW. Das bedeutet, dass sich die Spitzenlast um lediglich 90 MW erhöht hat, jedoch nun auf Freitag 09:00 Uhr vormittags fällt. Dies kann problemlos durch bestehende Anlagen kompensiert werden, bzw. die Kompensation bedingt im schlechtesten Fall eines minimalen Zubaus an Kapazität.

Intelligente Ladung

Der Unterschied zwischen der gesteuerten Ladung und der intelligenten Ladung ist, dass hier nicht mehr nur auf die Vermeidung einer Erhöhung der Lastspitze geachtet wird, sondern auch auf die Vergleichmäßigung des Lastgangs. Wie in [Abbildung 4-21](#) ersichtlich ist, ist zwar durch eine einfache Staffelung der Ladebeginnzeitpunkte schon eine Einschränkung der Spitzenlasterhöhung möglich, jedoch ist der Verlauf der nachgefragten Leistung durch mehrere Spitzen geprägt. Um diese Spitzen zu vergleichmäßigen wäre es denkbar, verschiedene Kundengruppen zu verschiedenen Zeitpunkten so zu staffeln, dass sich eine Glättung der Tagesdauerlinie einstellt. Eine Milderung dieses Problems im Vorhinein ergibt sich auch aus der Erfahrung, dass die Gesamtheit an Verbrauchern nicht gleichzeitig ans Netz gehen wird. Die intelligente Ladung ist durch dieses einfache Modell der Lastnachfrage allerdings nicht mehr graphisch darzustellen. Eine intelligente Ladung kann vor allem in Kombination mit Smart Metern mit bidirektionaler Kommunikation und zeitvariablen Preisen weit einfacher realisiert werden, als mit einer einfachen

Rundsteuerung. Eine Unbekannte in diesem Zusammenhang ist die Preiselastizität der Nachfrage¹³. Es gibt derzeit noch keine verlässlichen veröffentlichten Zahlen, wann wie viele Kunden ihren Verbrauch aufgrund eines Preissignales ändern würden. Die im Weiteren vorgeschlagenen Preisstrukturen beruhen auf Pilotprojekten und daraus gewonnenen Kenntnissen. Ziel einer intelligenten Ladung wird es sein, den bestehenden Kraftwerkspark so gut wie möglich auszunutzen und die Erhöhung der Spitzenlast zu vermeiden. Sollte der Trend der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energieerzeugung weiter voranschreiten, wird es auch ein Ziel sein die erzeugte Energie solcher Anlagen zum Zeitpunkt des Auftretens zu verbrauchen.

4.4.3 Zeitvariable Preisstrukturen im Überblick

Zeitvariable Preisstrukturen dienen der indirekten Steuerung der Endkundennachfrage. Im Gegensatz zu den technischen Möglichkeiten, die in Kapitel 4.4.1 angeführt wurden, kann hier nicht garantiert werden, dass sich weniger Verbrauch als im Fall einer Durchschnittsbepreisung einstellt. Jedoch kann durch geschickte Wahl der Zeitpunkte, und vor allem der Preisverhältnisse zwischen den Perioden, versucht werden einen möglichst hohen Effekt zu erzielen. Ein Schlüssel für den Erfolg eines Lastenmanagements mit Preisstrukturen ist die einfache Durchschaubarkeit der Struktur. Wenn sich ein Kunde stündlich über den aktuellen Strompreis informieren muss, so wird dies nicht unbedingt einen positiven Einfluss auf sein Verbrauchsverhalten haben. Solche eine immanente Holschuld des Kunden kann aufgrund des notwendigen Zeitaufwandes ohne technische Hilfsmittel nur schwer zu positiven Ergebnissen führen. Ein zweiter wichtiger Faktor für den Erfolg einer zeitvariablen Preisstruktur ist das Verhältnis zwischen Niedertarif und einem oder mehreren Hochtarifen. Besteht zwischen den unterschiedlichen Zeiten kaum ein Unterschied, so werden die Kunden auch nur wenig auf Hochpreise reagieren¹⁴. Es werden folgend die drei einfachsten und wahrscheinlichsten Ausführungen von zeitvariablen Preisstrukturen erklärt.

4.4.3.1 Time-Of-Use (TOU)

Time-Of-Use (TOU) Preisstrukturen wurden bereits seit den 50-iger Jahren in Österreich eingesetzt. Mittels solch einer Preisstruktur hat der Verbund Konzern Energie an die Landesgesellschaften verkauft. Meier hat in seinen Ausführungen (Meier, 1983) ebenfalls solch eine Struktur für die Schweiz in den 70-iger Jahren beschrieben. Diese Preisgestaltungen führen auf Ansätze von Marcel Boiteux (Boiteux in Nelson, J.R., 1964) und Peter Steiner (Steiner, 1957) zurück.

Grundsätzlich besteht eine TOU Preisstruktur aus mindestens zwei verschiedenen Preisen untertags. Je nach Bedarf können aber auch mehr als zwei verschiedene Preisniveaus für einen Tag veranschlagt werden. Die zweite Komponente ist zumeist ein saisonaler Unterschied der Preise. Dabei kann das Jahr auf mehrere Perioden aufgeteilt werden. Diese Preisstruktur soll die Kunden dazu veranlassen, ihren Verbrauch falls möglich in die Niedriglastperiode zu verlegen, und damit einen Ausgleich der Nachfrage untertags herzustellen. Kann kein Ausgleich der Nachfrage erreicht werden, so sollen jene Kunden die

¹³ Preiselastizität der Nachfrage oder des Angebots: $\epsilon_{x,p} = \frac{\partial x}{\partial p} \cdot \frac{p}{x}$ x...Menge; p...Preis

¹⁴ Generell gilt es zu erwähnen, dass es noch keine Studien über Auswirkungen unterschiedlicher Strompreise auf das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen gibt.

in der Hochlastperiode nachfragen auch für den Kapazitätszubau bezahlen. Ein großes Problem hierbei ist die ex ante Bestimmung des Preisniveaus (Earle, Newell, Faruqui, Hajos, & Hledik, 2008). Dabei wird im Vorhinein ein Preis bestimmt, welcher nicht an die momentanen Marktverhältnisse angepasst werden kann. Abbildung 4-22 zeigt eine TOU Preisstruktur mit willkürlichen Zahlenwerten. Dabei wurde bereits beachtet, dass der Preis der Niedriglastperiode zu jenem der Hochpreisperiode mindestens in einem Verhältnis von 1:2 stehen sollte. Mit diesem Verhältnis lässt sich bereits eine Spitzenlastreduktion von 5 % erwirken (Faruqui, 2006).

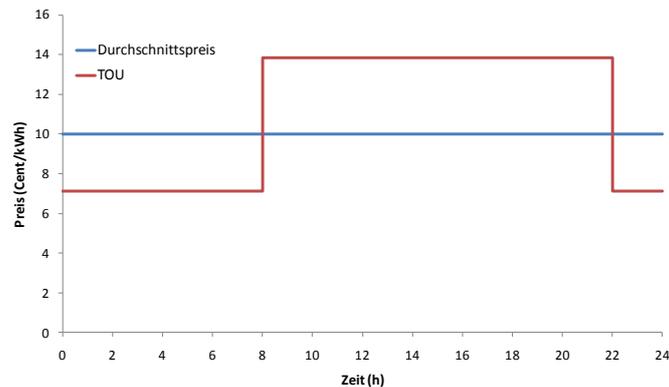


Abbildung 4-22: Beispielhafte Darstellung einer TOU Preisstruktur

4.4.3.2 Critical-Peak-Pricing (CPP)

Critical-Peak-Pricing (CPP) ist momentan noch nicht so verbreitet wie die TOU Struktur. Aber bereits seit 1995 ist eine Abwandlung dieser Struktur in Frankreich als „Tarif Bleu - Option Tempo“ im Einsatz. Grundsätzlich besteht eine CPP Preisstruktur aus einem Unterbau in der Art von TOU, mit einigen Höchstpreisen an wenigen Tagen im Jahr (Earle, Newell, Faruqui, Hajos, & Hledik, 2008). An solchen Tagen wird dann ein Vielfaches vom normalen Peak-Preis verlangt. Abbildung 4-23 zeigt beispielhaft solch eine Preisstruktur mit willkürlichen Zahlenwerten.

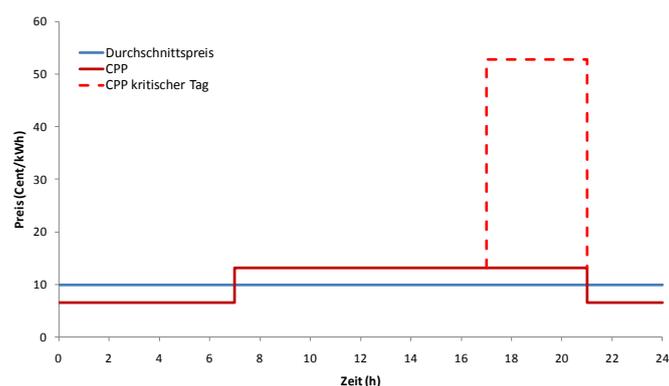


Abbildung 4-23: Beispielhafte Darstellung einer CPP Preisstruktur

Eine derartige Struktur eignet sich für Länder, in denen die Spitzenlast auf wenige Tage im Jahr (ca. 15 bis 25) verteilt ist. Liegt ein solches Nachfrageverhalten vor, so kann der Preis in der Off-Peak und Peak Periode an normalen Tagen etwas vom Niveau gegenüber einer reinen TOU Struktur gesenkt werden. In den wenigen kritischen Stunden bietet dann der Aufschlag ein angemesseneres Abbild der realen Situation am Energiemarkt. Die Kunden

werden in der Regel einen Tag vor Ausübung des kritischen Preises per SMS, e-mail, und anderen zur Verfügung stehenden Medien informiert. Im Falle Frankreichs werden 3 verschiedenen Arten von Tagen definiert. Blaue Tage weisen einen sehr niedrigen Strompreis zur Off-Peak und Peak Zeit auf. Weiße Tage haben ein gehobenes Preisniveau und rote Tage sind in der Off-Peak- Periode doppelt so teuer wie Weiße und in der Peak Zeit fast fünfmal so teuer wie in der Hochpreisperiode von weißen Tagen. Diese Preisstruktur der generell niedrigen Preise in Kombination mit wenigen extrem hohen Preisen wird von den französischen Haushalten sehr gut angenommen. So senken Haushalte, die ihren Strom zu diesem Tarif beziehen, ihren Energieverbrauch an kritischen Tagen um durchschnittlich 45 % gegenüber Niedrigtariftagen ein (Giraud, 2004). Eine sinnvolle Erweiterung für eine CPP Preisstruktur beim Endkunden sind preissensitive Schaltgeräte. Diese schalten bestimmte Stromkreise von Kunden nur dann frei, wenn der Preis unter einem eingestellten Niveau liegt. So wird dem Kunden neben seiner Information nochmals eine Unterstützung zur nicht Nutzung in der kritischen Periode geboten.

4.4.3.3 Peak-Time-Rebate (PTR)

Die dritte, einfach umsetzbare, Art der Bepreisung ist der Peak-Time-Rebate (PTR). Hierbei wird dem Kunden ein Durchschnittspreis für die konsumierte Energie verrechnet der im Bereich des jetzigen oder sogar genau dem jetzigen Preis für elektrische Energie entspricht. Zu Spitzenlastzeiten wird jedoch, wenn der Kunde den Konsum einschränkt, ein Rabatt gewährt (Earle, Newell, Faruqui, Hajos, & Hledik, 2008). Dies wird beispielhaft graphisch mit willkürlich gewählten Zahlen in Abbildung 4-24 dargestellt.

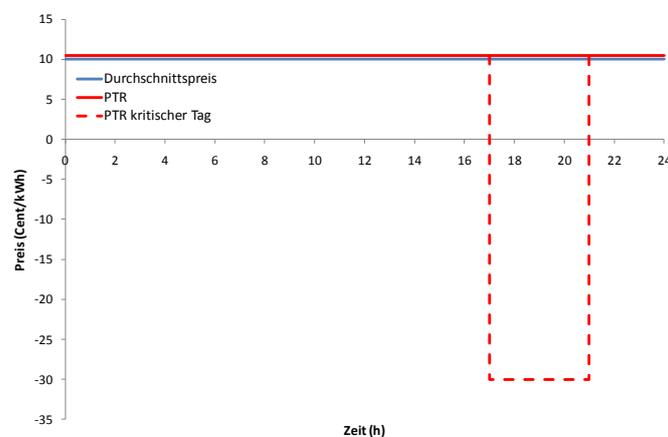


Abbildung 4-24: Beispielhafte Darstellung einer PTR Preisstruktur

Wie auch beim CPP wird eine Rabattperiode ein Tag vorher über diverse Medien bekannt gegeben. An einem kritischen Tag, wird Bezug genommen auf den Durchschnittsverbrauch der fünf vorhergehenden „normalen“ Werktagen und davon wird dann, wenn der Kunde seinen Verbrauch reduziert hat, ein Rabatt gewährt. Dazu ist die Kenntnis des tatsächlichen Lastprofils des Kunden notwendig, da das Niveau des Verbrauchs zur kritischen Zeit über das Standardlastprofil unzureichend ist. Maßgeblichen Einfluss auf das Kundenverhalten hat die Höhe des Rabatts, wobei sich gezeigt hat das für entsprechende Leistungsreduktionen der Nachlass ein Mehrfaches des Preises einer kWh sein sollte (Faruqui & Sergici, 2009).

4.4.3.4 Sonstige Preisstrukturen

Es gibt noch weitere Preisstrukturen die im Endkundenbereich und damit auch für die Elektrofahrzeuge Anwendung finden könnten, wie z.B. Real-Time-Pricing und Peak-Real-Time-Pricing. Diese würden die vorherrschenden Preisverhältnisse für die Beschaffung elektrischer Energie zwar bestmöglich widerspiegeln, jedoch ist damit auch ein dementsprechender Mehraufwand seitens des Kunden verbunden. Dieser müsste sich jede Stunde über den aktuell gültigen Preis informieren, was nicht im Sinne einer einfachen und übersichtlichen Preisstruktur ist. Solch eine Preisstruktur ist nur mehr in Kombination mit preissensitiven Schaltgeräten denkbar.

4.5 Konzepte für zeitvariable Preisgestaltung für Elektrofahrzeuge

Wie in Kapitel 4.4.2.1 bereits beschrieben wurde, wird nicht ständig dieselbe Menge an Energie bzw. Leistung in Österreich nachgefragt. Es gibt Perioden im Jahr, vor allem Winter-Wochentage, welche energie- und leistungsintensiver sind. Die Deckung der Nachfrage muss allerdings zu jedem Zeitpunkt im Jahr gewährleistet sein. Deswegen müssen Kapazitäten installiert werden, welche nur für wenige Stunden im Jahr zum Einsatz kommen. Die Frage nach der grundsätzlichen Herangehensweise für zeitvariable Preisstrukturen bzw. deren Aufbau wurden im vorigen Kapitel besprochen. Im Folgenden sollen diese Strukturen speziell für Elektrofahrzeuge in Österreich angepasst werden.

Dabei gilt es zu beachten, dass die Lastspitze im System im Allgemeinen zwischen 17:00 und 20:00 Uhr auftritt. Diese Periode überschneidet sich mit jenem Zeitfenster, in der die meisten Personen von ihrer Arbeit nach Hause kommen. Würden nun alle gleichzeitig mit ihrer Ankunft zu Hause beginnen ihr Elektrofahrzeug aufzuladen, dann würde die Lastspitze am Abend weiter erhöht werden. Um dies möglichst zu verhindern und in weiterer Folge die Kosten der Stromerzeugung verursachergerecht auf die Kunden aufzuteilen, kann eine der folgenden Preisstrukturen Anwendung finden. Für Elektrofahrzeuge sollte in der Preisstruktur hauptsächlich berücksichtigt werden, dass die Abendspitze nicht weiter angehoben wird. Deswegen ist eine Preisstruktur auch nicht direkt umlegbar auf die herkömmliche Energieabrechnung.

4.5.1 Time Of Use

Die hier dargestellte einfache TOU Struktur differenziert zwischen zwei Perioden im Jahr. Die Sommerperiode weist eine geringe Mittagserhebung mit fast gleichbleibendem Nachmittagsrückens auf. Die Mittagerhebung sollte aufgrund der Förderung der erneuerbaren Energien wie Photovoltaik in Zukunft kein Problem darstellen. Außerdem ist die Erzeugung aus Laufwasserkraft in den Sommermonaten viel höher als im Winter. Generell kann gesagt werden, dass sowohl der Technologiemix, als auch die niedrigere Energiemenge die im Sommer nachgefragt wird, zu niedrigeren Energiegestehungskosten im Sommer führen. Dennoch sollte am späteren Nachmittag bzw. am Abend der Preis höher angesetzt werden, als am Rest des Tages. Dies soll präventiv einer weiteren Lastspitze im Sommer (April bis September) vorbeugen.

Im Winterhalbjahr, also von Oktober bis März, muss aufgrund der vom Sommer verschiedenen Nachfrageverhältnisse, eine andere Verrechnung untertags stattfinden. Hier wird die dreigliedrige Preisstruktur zeitlich und preislich anders aufgeteilt als im Sommer. Es wird ein höheres Mid-Peak Niveau veranschlagt, welches für längere Zeit (bis 17:00 Uhr)

gelten sollte. Die Peak Zeit gilt von 17:00 bis 22:00 Uhr, und sollte zu einem möglichst geringen anheben der Spitzenlast durch Elektrofahrzeuge führen. Abbildung 4-25 zeigt eine mögliche Ausführung einer TOU Preisstruktur für Elektrofahrzeuge. Dabei sind die Zahlenwerte fiktiv, und sollen nur ein Verhältnis darstellen.

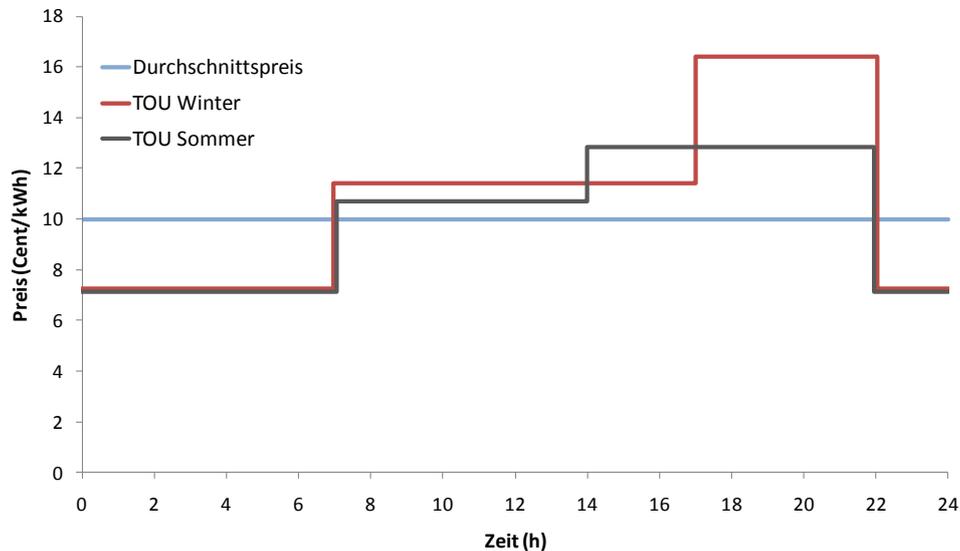


Abbildung 4-25: Mögliche TOU Preisstruktur für Elektrofahrzeuge

In Tabelle 4-4 wird der TOU Tarif für Elektrofahrzeuge in Zahlenwerten angegeben. Dies soll lediglich ein Richtwert für das Verhältnis der reinen Energiepreises zueinander sein.

Tabelle 4-4: Mögliche Preise einer TOU Struktur für Elektrofahrzeuge

Periode	Zeitabschnitt	Durchschnitts- preis Cent/kWh	TOU Sommer Cent/kWh	TOU Winter Cent/kWh
Off-Peak	täglich von 22 bis 7 Uhr, sowie an Wochenenden und Feiertagen	10	7,13	7,13
Winter Midpeak	wochentags von 7 bis 17 Uhr, 1.Oktober bis 31.März	10	-	11,42
Winter Peak	wochentags von 17 bis 22 Uhr, 1.Oktober bis 31.März	10	-	16,41
Sommer Midpeak	wochentags von 7 bis 14 Uhr, 1.April bis 30.September	10	10,7	-
Sommer Peak	wochentags von 14 bis 22 Uhr, 1.April bis 30.September	10	12,84	-

4.5.2 Critical Peak Pricing

Ein Critical-Peak-Pricing für Elektrofahrzeuge im Sinne einer Ausführung, wie sie in Kapitel 4.4.3.2 dargestellt wird, kann die wenigen Spitzenlasttage in Österreich entscheidend beeinflussen. Die 20 bis 25 Tage im Jahr mit der höchsten Nachfrage könnten so von einer enormen Verbrauchssteigerung bewahrt werden, bzw. jede bezogene kWh wird zu einem angemessenen Preis weiterverrechnet, welcher dem Kunden ein eindeutiges Signal eines

erhöhten Börsenpreises vermittelt. Ein Nachteil einer solchen Preisstruktur ist, dass bei hohen Durchdringungsraten auch im Sommer Spitzen auftreten könnten, welche hier nicht gesondert abgefangen werden. Aus Gründen der Überschaubarkeit wird hier jedoch kein kritisches Zeitband für den Sommer vorgesehen.

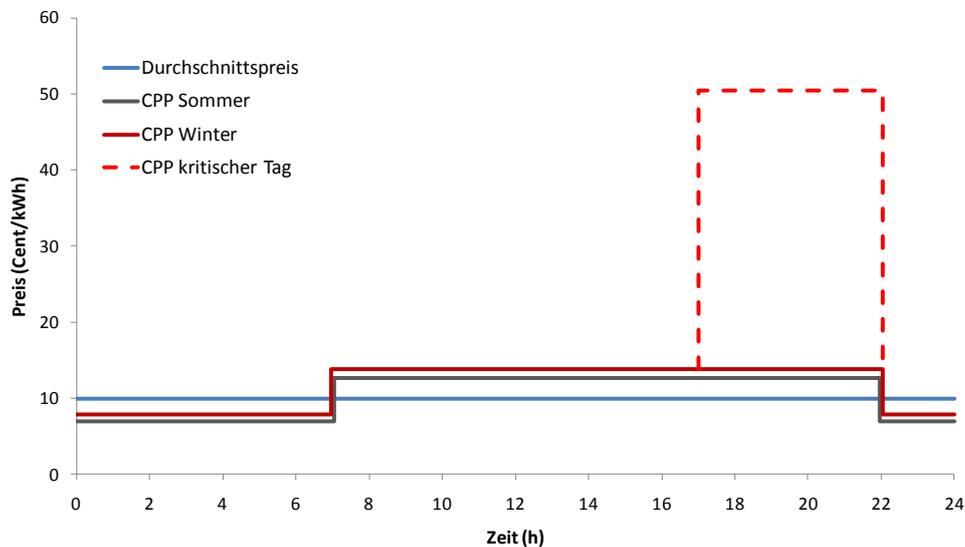


Abbildung 4-26: Mögliche CPP Preisstruktur für Elektromobilität

In Abbildung 4-26 wird das Verhältnis der Preisstruktur im Bezug auf einen derzeitigen Durchschnittspreis dargestellt. Das Verhältnis von Peak zu Critical-Peak wird hier mit 1:4 beziffert. Ein solches Verhältnis scheint recht hoch zu sein, jedoch hat sich bei Pilotprojekten gezeigt (Faruqui & Sergici, 2009), dass es nur wenn der kritische Preis ein Vielfaches vom Peak Preis beträgt eine angemessene Reaktion der Kunden auf das Preissignal gibt.

In Tabelle 4-5 wird der CPP Tarif für Elektrofahrzeuge in Zahlenwerten angegeben. Dabei soll dies einen Richtwert für das Verhältnis des reinen Energiepreises ergeben.

Tabelle 4-5: Mögliche Preise einer CPP Struktur für Elektrofahrzeuge

Periode	Zeitabschnitt	Durchschnitts- preis	CPP Sommer	CPP Winter
	-	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh
Off-Peak	täglich von 22 bis 7 Uhr, sowie an Wochenenden und Feiertagen	10	6,97	7,92
Winter Peak	wochentags von 17 bis 22 Uhr, 1.Oktober bis 31.März	10	-	13,78
Sommer Peak	wochentags von 14 bis 22 Uhr, 1.April bis 30.September	10	12,62	-
Critical-Peak	an ausgerufenen Wochentagen von 17 bis 22 Uhr, 1.Oktober bis 31.März	10	-	50,47

4.5.3 Peak Time Rebate

Eine Ausführung des Peak-Time-Rebate sollte in analoger Weise zur CPP Preisstruktur veranschlagt werden. Hier ist allerdings nicht das Ziel, die Kunden durch hohe Zahlungen auf eine mögliche Engpasssituation aufmerksam zu machen, sondern den Belohnungseffekt auszunutzen und dem Kunden bei eingeschränktem Konsum einen Rabatt zu gewähren (Earle, Newell, Faruqui, Hajos, & Hledik, 2008). Wie auch schon bei CPP, muss auch hier ein kritisches Ereignis einen Tag im Voraus bekannt gegeben werden. Für Elektrofahrzeuge ist diese Preisstruktur eher schwierig umsetzbar, da bei PTR normalerweise ein Grundniveau des Verbrauchs beim Kunden ermittelt wird, und je nach Einsparung eine Gutschrift ausgegeben wird. Da aber das Elektrofahrzeug entweder lädt oder nicht, ist das Niveau die Anschlussleistung und die Ersparnis die normalerweise in der Zeitspanne geladenen Energie. Für den Kunden ist dies sicherlich die einfachste Preisstruktur wenn rein die Ladung des Elektrofahrzeugs mit diesem Tarif zusammenhängt. Allerdings sind hier nur die ausgeprägten Spitzen im Fokus und nicht eine verursachergerechte Aufteilung der Energieerzeugungskosten. Abbildung 4-27 zeigt eine mögliche Ausführung einer PTR Preisstruktur. Der Durchschnittspreis ist dabei der gleiche oder ein marginal höherer als bei derzeitigen Stromtarifen. An jenen kritischen Tagen, die wie beim CPP per SMS, Internet und anderen Medien publiziert werden, wird dann ein Rabatt gewährt. Der Rabatt sollte sich im Bereich des dreifachen der Kosten einer kWh bei Bezug oder darüber bewegen (Faruqui & Sergici, 2009).

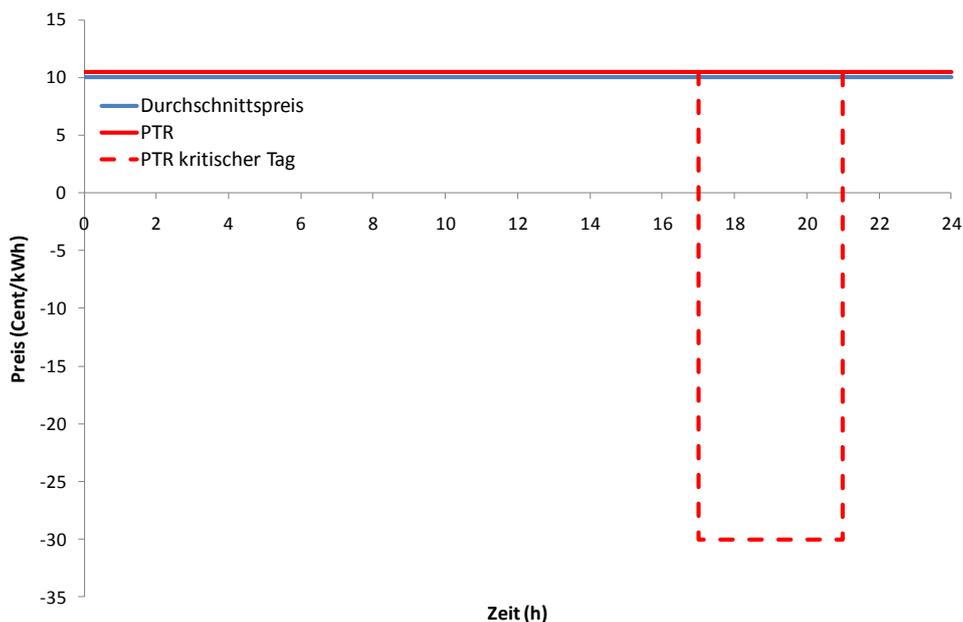


Abbildung 4-27: Mögliche PTR Preisstruktur für Elektrofahrzeuge

4.5.4 Schlussfolgerung

Die Ausführung einer Preisstruktur als Optimum zu wählen wird nicht zielführend sein. Die Kombination aus Time-Of-Use (TOU) und Critical-Peak-Pricing (CPP) wird sowohl für Elektrofahrzeuge, als auch für das Standard-Endkundengeschäft die beste Lösung sein. In diesem Fall kann die erhöhte Winterspitze des TOU reduziert werden, da für die kritischen Tage die Spitze ähnlich dem CPP steuernd wirkt. Ebenfalls denkbar ist die Spitze des TOU in diesem Maße zu belassen und an den kritischen Tagen den Rabatt zu gewähren. Aus

Gründen der übersichtlicheren Darstellung und der geringeren Relevanz, wird in Abbildung 4-28 auf den möglichen Rabatt in der Grafik verzichtet. Diese Preisstruktur ist sowohl auf die Herausforderungen seitens der Elektrizitätswirtschaft hinsichtlich der Kosten der Energieerzeugung durch die zeitliche Differenzierung ausgelegt, als auch auf die Bedürfnisse der Langsamladung der Fahrzeuge, da ein 9 Stunden langes Off-Peak Band genügend Zeit für die Ladung bietet. Dadurch kann jedes derzeit am Markt erhältliche Elektrofahrzeug in der Off-Peak Zeit geladen werden, und jene Kunden die sich für einen beliebigen anderen Zeitpunkt der Ladung entscheiden, zahlen einen Anteil für den verursachten Kapazitätszubau.

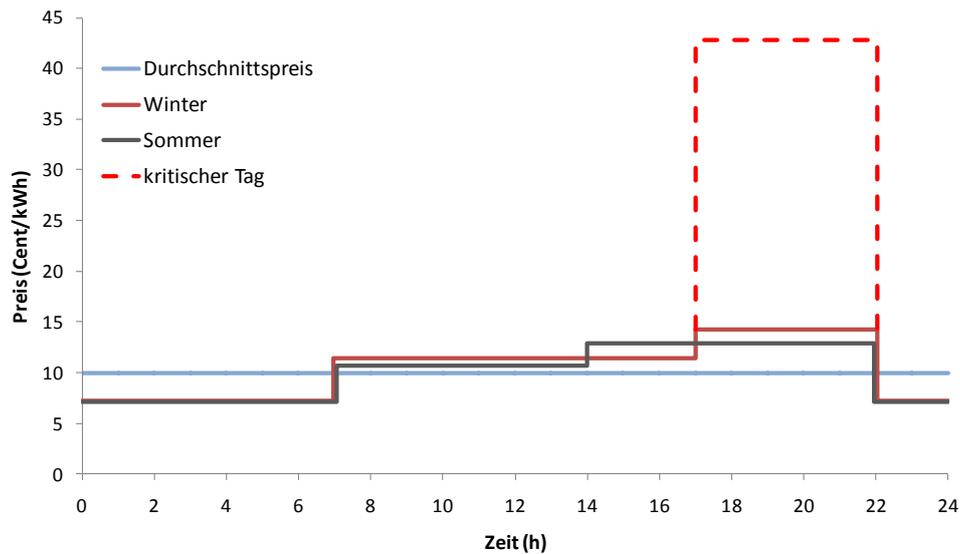


Abbildung 4-28: Vorschlag einer Preisstruktur für Elektrofahrzeuge in Österreich

In Tabelle 4-6 wird diese Preisstruktur noch einmal mit Zahlenwerten dargestellt. Diese sind wiederum nur ein Verhältnis und nicht als endgültiger Preis pro kWh zu sehen.

Diese Struktur ist einfach aufgebaut und berücksichtigt die vorherrschenden Bedingungen am Energiemarkt bzw. die hohen Preise der Spitzenlast an der Energiebörse. Diese Preisstruktur spiegelt jedoch nur die österreichischen Strommarktbedingungen wider und kann deshalb nicht unbedingt auf andere Länder umgelegt werden. Die schematische Analyse des Verbraucherverhaltens wäre für jedes beliebige Land erneut durchzuführen um dadurch immer für maßgeschneiderte Preisstrukturen zu sorgen.

Ein Problem, dass es bei reiner Beeinflussung durch zeitvariable Preisstrukturen zu erwähnen gilt, ist die Möglichkeit einer Anhebung der Spitzenlast um 22:00 Uhr. Dies könnte geschehen, da beispielsweise bei preissensitiven Schaltgeräten alle ans Netz angeschlossenen Elektrofahrzeuge gemeinsam zu laden beginnen würden, was wiederum suboptimal wäre.

Tabelle 4-6: Mögliche Ausführung einer Gesamtpreisstruktur für Elektrofahrzeuge

Periode	Zeitabschnitt	Durchschnittspreis	TOU Sommer	TOU Winter
	-	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh
Off-Peak	täglich von 22 bis 7 Uhr, sowie an Wochenenden und Feiertagen	10	7,13	7,13
Winter Midpeak	wochentags von 7 bis 17 Uhr, 1.Oktober bis 31.März	10	-	11,42
Winter Peak	wochentags von 17 bis 22 Uhr, 1.Oktober bis 31.März	10	-	14,27
Sommer Midpeak	wochentags von 7 bis 14 Uhr, 1.April bis 30.September	10	10,7	-
Sommer Peak	wochentags von 14 bis 22 Uhr, 1.April bis 30.September	10	12,84	-
Critical Peak	an ausgerufenen Wochentagen von 17 bis 22 Uhr, 1.Oktober bis 31.März	10	-	42,81
Rabatt	an ausgerufenen Wochentagen von 17 bis 22 Uhr, 1.Oktober bis 31.März	10	-	-42,81

5 Kostenanalyse

Eine Voraussetzung für die breite Markteinführung von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr ist deren wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gegenüber Benzin- und Diesel-Fahrzeugen. Der Kostenvergleich der unterschiedlichen Fahrzeuge erfolgt auf Grundlage der Kapital- und Betriebskosten. Bei den Betriebskosten für Elektrofahrzeuge werden aufgrund der Schwerpunktsetzungen in diesem Projekt die Stromkosten und Kosten für die Batterieladung bzw. für den Aufbau der Ladeinfrastruktur ausführlicher behandelt. Ausgehend vom aktuellen Stand der Kosten wird auch der Einfluss unterschiedlicher zukünftiger Entwicklungen der Kostenkomponenten untersucht.

5.1 Stromerzeugung

Die Auswirkungen der in ATLANTIS modellierten flächendeckenden Einführung von Elektrofahrzeugen auf die Elektrizitätswirtschaft zeigen eine deutliche Abhängigkeit von der Struktur des Elektrizitätssystems des jeweiligen Landes. Da Österreich in Kontinentaleuropa aus Elektrizitätswirtschaftlicher Sicht einige Besonderheiten aufweist, werden die Effekte der auch mit anderen Ländern verglichen, um die wesentlichsten Unterschiede aufzuzeigen.

Die angesprochenen Besonderheiten Österreichs sind hauptsächlich auf die geographische Lage am Alpenbogen zurückzuführen. Durch die topographischen Gegebenheiten ist Österreich für die Nutzung der Wasserkraft prädestiniert. Die Tatsache, dass etwa 60 % des heimischen Stromverbrauchs aus Wasserkraft gedeckt werden kann, und das verhältnismäßig große Potential für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke stellen für die österreichische Elektrizitätswirtschaft große Vorteile dar. Diese machen sich auch bei der Betrachtung der Einführung von Elektrofahrzeugen bemerkbar.

Die Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft lassen sich anhand des Eigenwirtschaftlichkeitspreises (EWP) gut erklären. Der EWP ist jener Endkundenpreis, der für die abgegebene Menge an elektrischer Energie vom jeweiligen Unternehmen mindestens verlangt werden muss, damit es unter der Annahme einer definierten Gewinnspanne positiv bilanziert. Eine Senkung des EWP ist daher mit einer Steigerung der Wirtschaftlichkeit und Konkurrenzfähigkeit des betrachteten Unternehmens gleichzusetzen. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass ein Anstieg des EWP bedeutet, dass das Unternehmen höhere Kosten als zuvor aufweist, die vermutlich durch die Anhebung des Endkundenpreises ausgeglichen werden müssen.

In Abbildung 5-1 ist als Ergebnis aus dem ATLANTIS Modell die absolute und relative Änderung des EWP für die gesamte österreichische Elektrizitätswirtschaft dargestellt. Es ist erkennbar, dass die Einführung von Elektrofahrzeugen keine signifikanten Änderungen des EWP hervorruft. Daraus lässt sich ableiten, dass auch der Endkundenpreis von den Elektrofahrzeugen vom wirtschaftlichen Standpunkt aus gesehen weitestgehend unbeeinflusst bleiben wird. Weiters zeigt die Simulation, dass in Österreich die Wahl der Ladestrategie entscheidend ist, ob die Elektrizitätsunternehmen konkurrenzfähiger werden oder nicht.

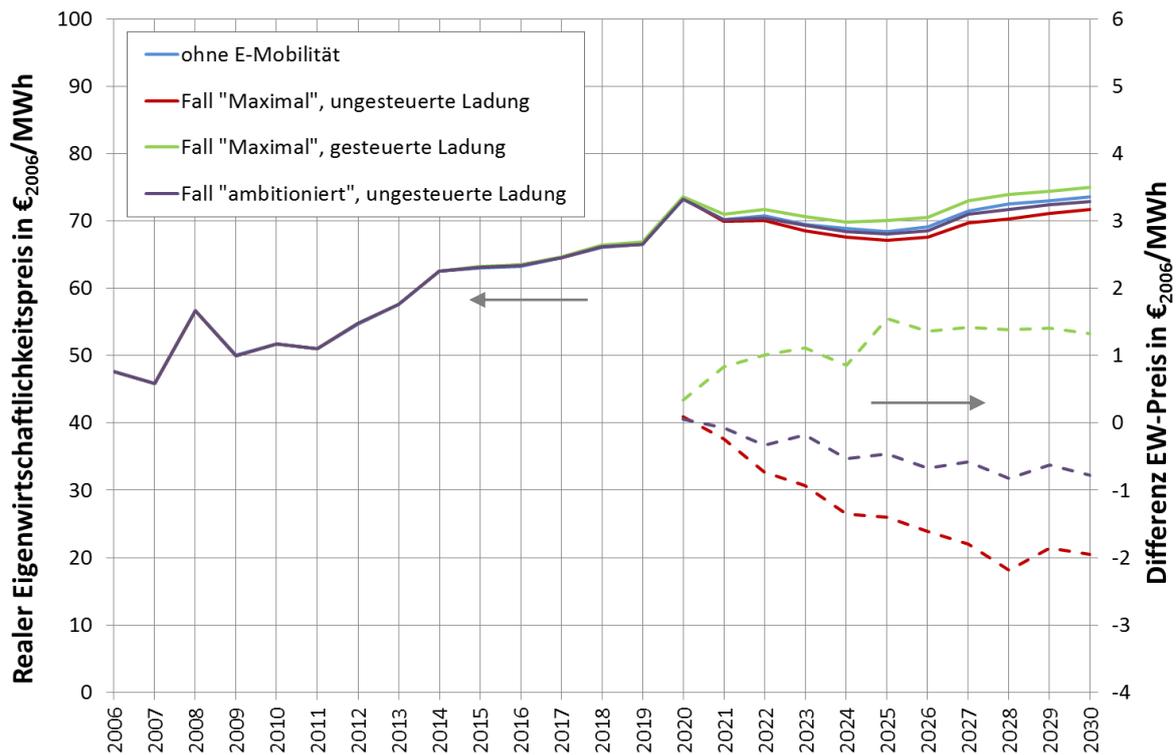


Abbildung 5-1: Simulierte absolute und relative Veränderung des realen EWP für die österreichische Elektrizitätswirtschaft im konventionellen Szenario. Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.

Zur Erklärung dieses Effektes muss zunächst die Entwicklung des mittleren Marktpreises sowie dessen Schwankungsbreite als weiteres wichtiges Kriterium untersucht werden. Diese sind in Abbildung 5-2 graphisch dargestellt. Während sich der Großhandelspreis im Mittel nur wenig verändert, ist eine deutliche Tendenz bei der Preisspanne zu verzeichnen. Bei ungesteuerter Ladung und maximaler Fahrzeuganzahl steigt der maximale Marktpreis, der in der Hochlastperiode auftritt, stark an, während das Minimum (Schwachlastperiode) sich nicht verändert. Durch entsprechenden Einsatz kann der Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken durch diesen Effekt gesteigerte Erträge mit sich bringen. Da in Österreich aufgrund der geographischen Lage im Vergleich zur Gesamtgröße des Elektrizitätssystems ein hohes Potential an Pumpspeicherkraftwerken besteht, erklärt dies teilweise die gesteigerte Wirtschaftlichkeit der österreichischen Elektrizitätswirtschaft. Im Gegensatz dazu steigt der Schwachlastpreis (Minimum) bei gesteuerter Ladung an, da die nächtliche Senke des Lastganges aufgefüllt wird. Der Preis in der Hochlastperiode steigt nur gering, dadurch sinkt die Preisspanne und die Erlöse aus Pumpspeicherkraftwerken sinken.

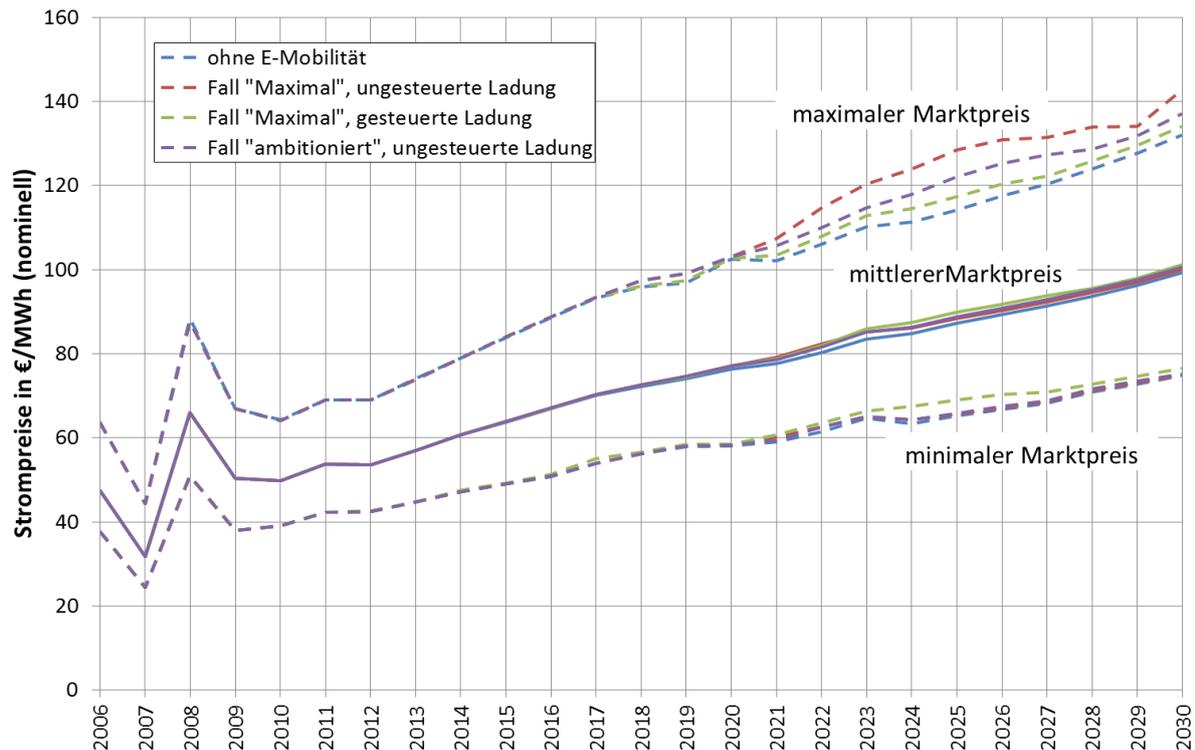


Abbildung 5-2: Simulierte Entwicklung des mittleren Marktpreises (Großhandel) für elektrische Energie sowie dessen Minima und Maxima für Österreich im konventionellen Szenario.

Wie bereits erwähnt, führt der aus der Simulation resultierende Zubau neuer, effizienter Kraftwerkskapazitäten rund um Österreich bei ungesteuerter Ladung dazu, dass mehr Strom importiert wird. Im gesteuerten Fall bleiben die älteren, weniger effizienten Kraftwerke innerhalb Österreichs marktfähig und werden eingesetzt. Durch den niedrigeren Wirkungsgrad sind die Stromerzeugungskosten der inländischen Kraftwerke höher als der importierte Strom aus den hocheffizienten, neuen Gaskraftwerken im Ausland.

Zusammenfassend zeigt sich, dass durch den internationalen Stromhandel und den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke die Konkurrenzfähigkeit der österreichischen Elektrizitätswirtschaft im konventionellen Szenario bei ungesteuerter Ladung steigt, während bei gesteuerter Ladung leichte Einbußen zu erwarten sind.

Im erneuerbaren Szenario sind ähnliche Effekte beobachtbar, mit dem Unterschied, dass die österreichische Elektrizitätswirtschaft von Erlösen aus Exporten profitieren kann, die durch den verstärkten Zubau erneuerbarer Energien ausgelöst werden. Dadurch werden auch die sinkenden Erlöse der Pumpspeicher bei gesteuerter Ladung aufgewogen, so dass sich die Konkurrenzfähigkeit der österreichischen Elektrizitätswirtschaft bei jeder der simulierten Ladestrategien gegenüber dem Fall ohne Elektrofahrzeuge verbessert (siehe Abbildung 5-3).

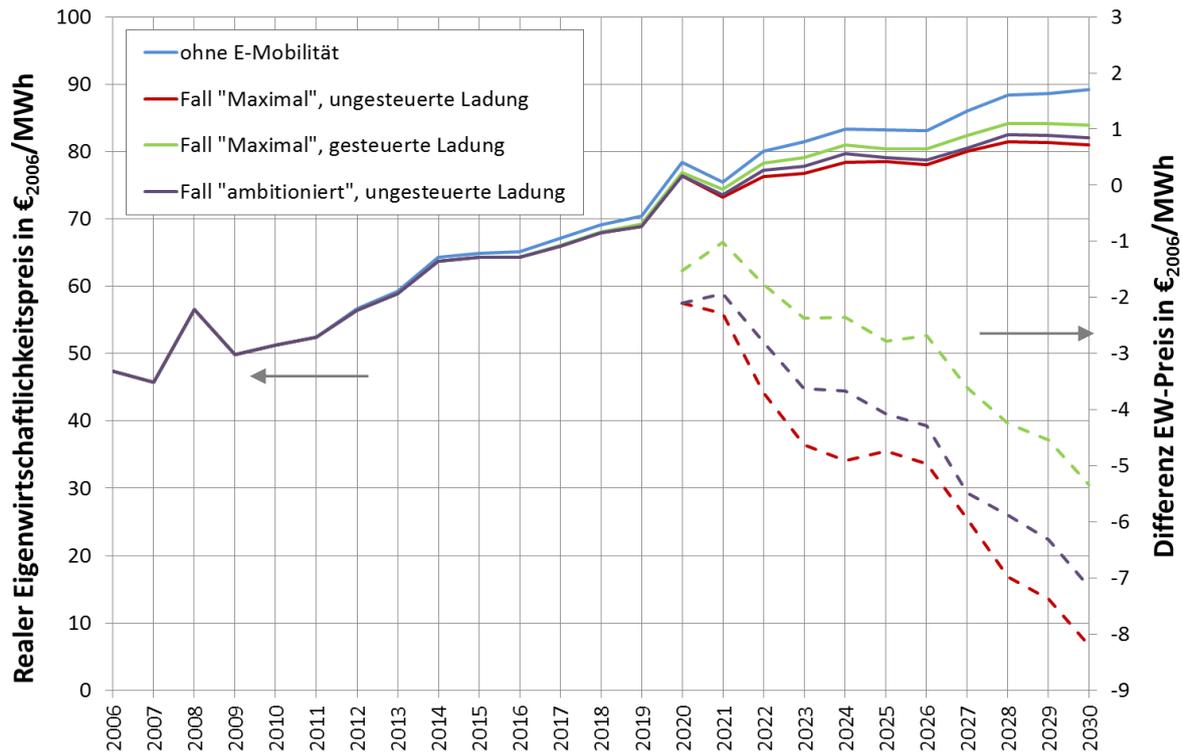


Abbildung 5-3: Simulierte absolute und relative Veränderung des realen EWP für die österreichische Elektrizitätswirtschaft im erneuerbaren Szenario Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.

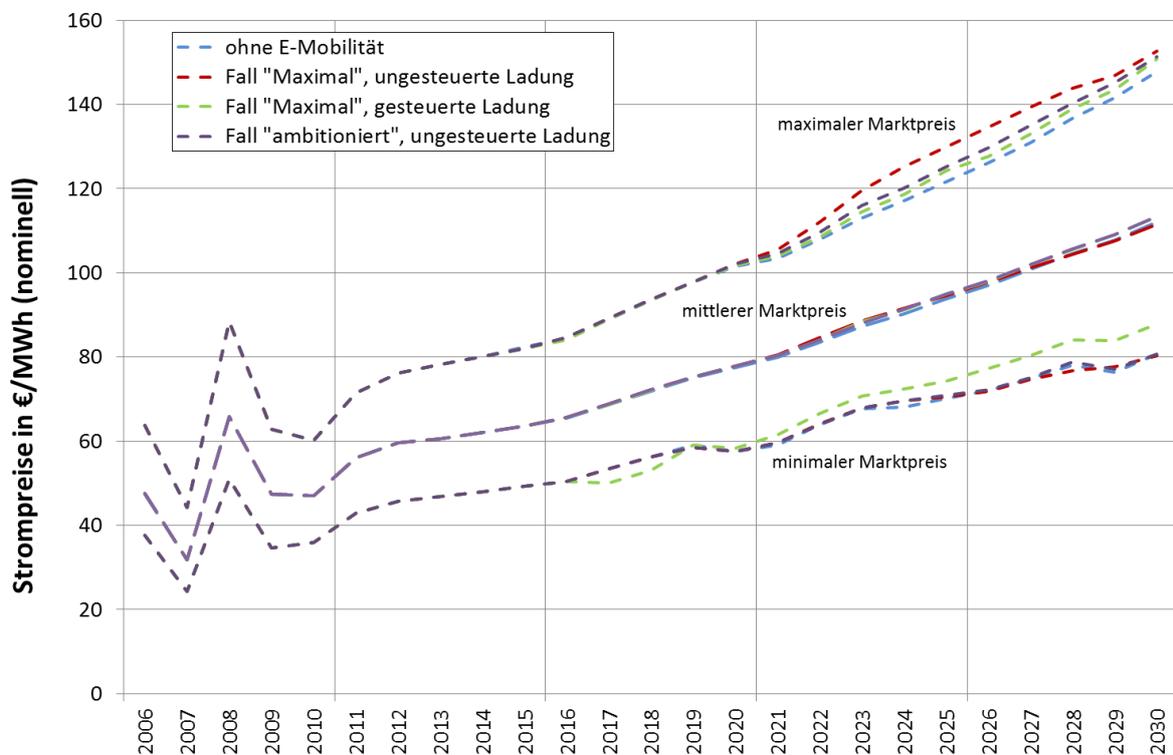


Abbildung 5-4: Simulierte Entwicklung des mittleren Marktpreises (Großhandel) für elektrische Energie sowie dessen Minima und Maxima für Österreich im erneuerbaren Szenario

Der in Abbildung 5-4 dargestellte Verlauf des minimalen, maximalen und mittleren Großhandelspreises zeigt dieselbe Tendenz wie im konventionellen Szenario. Die beiden Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen nur dadurch, dass im erneuerbaren Szenario das Niveau des mittleren Marktpreises höher ist, was vor allem auf die Annahme höherer Primärenergiepreise zurückzuführen ist. Dadurch werden vor allem in Hochlastzeiten trotz des starken Zubaus von erneuerbaren Energien ältere, teurere Kraftwerke preissetzend. Auch die stärkere Anhebung des minimalen Preises im Fall der gesteuerten Ladung lässt sich darauf zurückführen.

Wie bereits erwähnt, stellt Österreich einen Sonderfall dar, der auf die besondere Erzeugungsstruktur des österreichischen Elektroenergiesystems beruht. Durch den hohen Anteil an Wasserkraft und (Pump-)Speicherkraftwerken und durch die Tatsache, dass in Österreich auch genügend Kraftwerkskapazitäten rechtzeitig zugebaut werden, können die vorhin beschriebenen Effekte beobachtet werden.

Zum Vergleich soll nun ein Land herangezogen werden, welches eine völlig andere Erzeugungsstruktur aufweist. Am Beispiel des simulierten Unternehmens „EDF“ werden folgend die Ergebnisse für Frankreich dargestellt. Dieses Land zeichnet sich durch seinen hohen Anteil an Grundlastkraftwerken aus, welche in der Mehrheit Strom aus nuklearer Energie erzeugen, und besitzt nur wenige ineffiziente und teure Spitzenlastkraftwerke. Aufgrund der Größe des Landes und dem dementsprechend hohen Potential für Elektrofahrzeuge wird in Frankreich der Zubau neuer Spitzenlastkraftwerke notwendig, was eine Erhöhung der Fixkosten für das investierende Unternehmen bedeutet. Das Potential an Pumpspeichern ist, bezogen auf die Größe beider Energiesysteme, auch nicht im selben Maß vorhanden wie in Österreich. Dies führt dazu, dass sich der EWP der simulierten „EDF“ deutlich unterschiedlich verhält als jener der österreichischen Elektrizitätswirtschaft, wie in Abbildung 5-5 dargestellt ist.

Da Österreich in Bezug auf die Elektrizitätswirtschaft im europäischen Vergleich einige Besonderheiten aufweist, ist das Beispiel Frankreich der repräsentativere Fall. Länder wie Deutschland, Italien, und Polen weisen von der Struktur des Kraftwerksparks und dem Potential an Speicherkraftwerken eher Ähnlichkeiten mit Frankreich auf. In diesem Zusammenhang kann man daher ableiten, dass sich im kontinentaleuropäischen Kontext aus volkswirtschaftlicher Sicht die Strategie der gesteuerten Ladung durchsetzen wird, da diese weitaus weniger Kraftwerkszubauten und damit weniger Kosten verursacht, als die ungesteuerte Ladung.

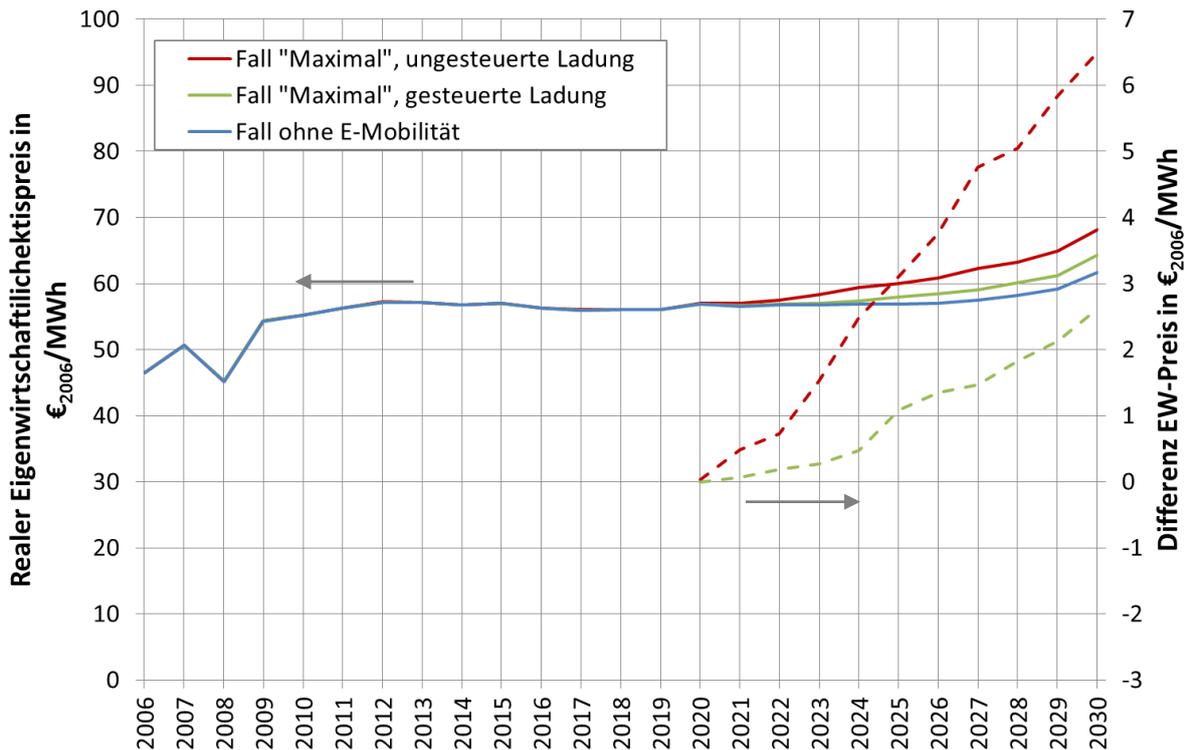


Abbildung 5-5: Simulierte absolute und relative Veränderung des realen EWP für das Unternehmen „EDF“ in Frankreich im konventionellen Szenario Die Pfeile weisen auf die zugehörige Achse.

5.2 Ladestation und Verrechnung

5.2.1 Kostenzusammensetzung von Ladestationen

Die Ladestationen im öffentlichen und privaten Bereich unterscheiden sich in ihrer Kostenstruktur. Jedoch können vier Punkte verallgemeinert angegeben werden. Die Kosten für Ladestationen setzen sich in der weiteren Berechnung aus folgenden Komponenten zusammen:

- Netzentgelte
- Kosten der Ladestation
- Arbeiten an/für die Ladestation
- Benötigte Extras

5.2.1.1 Netzentgelte

Das Netzzutrittsentgelt und das Netzbereitstellungsentgelt sind einmalig anfallende Kosten. Weiters gibt es laufende Kosten, dies sind die Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt und Messentgelt je nach Verbrauch. Für die Kosten der Infrastruktur sind in erster Linie die einmaligen Zahlungen wichtig, da die laufenden Zahlungen ohnehin vom Kunden über die Energieabrechnung abgegolten werden. Die Netzzutrittsentgelte liegen laut Auskunft

mehrerer Verteilnetzbetreiber (EStAG, et al., September - Oktober 2010) zwischen 1.500 und 5.000 €.

Die zweite Fixkomponente bei den Netzkosten ist das Netzbereitstellungsentgelt. Dieses wird von jedem Netzbetreiber regional und nach Spannungsebenen unterschiedlich veranschlagt. Die Preise werden in der System-Nutzungs-Tarifverordnung genehmigt und auf der Homepage der Energie-Control Austria veröffentlicht (Energie-Control Austria, 2010a). Die Tarife für die Netzebene 7, in der sich die meisten Ladestationen befinden werden (bis 100 kW Anschlussleistung), werden mit Preisen von 166,74 €/kW bis 293,63 €/kW veranschlagt. In der Netzebene 6 (von 100 bis 400 kW Anschlussleistung), variieren die Kosten von 106,83 €/kW bis 208,48 €/kW je Netzanbieter. In dieser Netzebene finden sich große öffentliche Ladepunkte, wie der Schnellladekorridor entlang der Autobahnen wieder. In der weiteren Berechnung wurde der Durchschnitt über alle Netzgebiete gebildet und mit diesem die Berechnung der Netzkomponente der Ladestationskosten ermittelt. In der Netzebene 7 sind dies 219,29 €/kW und in der Netzebene 6 belaufen sie sich auf 143,34 €/kW.

Tabelle 5-1: Übersicht über die Netzentgelte der Ebenen 5,6 und 7 (Energie-Control Austria, 2010a)

Netzbereich	Netzebene, Betrag in €/kW Anschlussleistung		
	5 (< 5.000 kW)	6 (< 400 kW)	7 (< 100 kW)
Burgenland	107,00	152,00	238,00
Kärnten	76,12	152,24	239,15
Niederösterreich	101,48	132,27	210,65
Oberösterreich	97,50	150,00	208,00
Salzburg	136,86	152,69	293,63
Steiermark	90,50	133,80	198,90
Tirol	133,00	173,00	193,00
Vorarlberg	79,00	107,00	167,00
Wien	90,26	113,81	235,47
Graz	90,50	139,00	202,40
Innsbruck	105,87	141,10	176,42
Linz	113,32	171,01	226,63

5.2.1.2 Ladestation

Die Kosten für Ladestationen variieren hauptsächlich aufgrund ihres Aufstellungsortes und der notwendigen Sicherheitsanforderungen. Im privaten Bereich, bei Montage einer Wallbox in der Garage, belaufen sich die Kosten auf ca. 800 €¹⁵. Wenn sich die Elektrofahrzeuge in den nächsten Jahren durchsetzen, wird dies nicht nur in Österreich, sondern in ganz Europa der Fall sein. Dann ist zu erwarten, dass mit einer großzahligen Einführung in Europa die Kosten solch einer ordinären Wallbox noch deutlich sinken werden, da es zur Massenproduktion kommt.

¹⁵ Hierbei sind keine Sicherheitseinrichtungen oder dergleichen inkludiert, da diese im Heimbereich nicht notwendig sind. Auskunft KELAG Herr Stefan Forst 11.10.2010

Im öffentlichen Bereich liegen die Kosten deutlich über jenen des privaten Bereichs. Dabei sind die Hauptkomponenten die diese Ladestationen verteuern, die höheren Sicherheitsanforderungen im öffentlichen Bereich und die Beständigkeit gegenüber den verschiedenen Witterungsverhältnissen welchen eine Ladestation standhalten muss. In weiterer Folge muss auch eine Benutzererkennung und Verrechnung im öffentlichen Bereich möglich sein, welche im Privatbereich entfällt. Auf diese Komponente wird im Verlauf noch eingegangen. Die Kosten der Ladestation ohne Verrechnungsmöglichkeit im öffentlichen Bereich belaufen sich auf ca. 5.000 €.

5.2.1.3 Arbeiten an der Ladestation

Zu den Arbeiten an der Ladestation zählen vorwiegend die Grabungsarbeiten für einen neuen Netzanschluss. In der Berechnung wird berücksichtigt, dass nicht alle Ladestationen neue Netzanschlüsse benötigen werden. Außerdem wird zwischen privaten/gewerblichen und öffentlichen Ladestationen unterschieden. Im privaten Bereich sind in der Regel die Grabungskosten niedriger z.B. aufgrund der besseren Zugänglichkeit und auch der geringeren Kabelquerschnitte die notwendig sind. Hier werden die Kosten mit 1000 € pro Ladestation veranschlagt. Jedoch wird nicht jeder private oder gewerbliche Kunde für seine Ladestation einen neuen Anschluss legen müssen, da speziell für Haushalte die nur eine einphasige Ladung in Anspruch nehmen mit ihrem Hausanschluss auskommen werden. Im privaten Bereich wird die Quote für Neuanschlüsse für Elektrofahrzeuge mit ca. 2 % der errichteten Wallboxen angenommen. Im gewerblichen und öffentlichen Bereich ist diese Quote praktisch 100 %.

Im öffentlichen Bereich sind die Kosten aus Gründen der Zugänglichkeit oder der zu verlegenden Kabel höher. Sie werden hier mit 4000 € pro Ladestation angenommen und gelten in diesem Fall für alle aufgestellten Ladestationen.

5.2.1.4 Extras an Ladestationen

Im privaten Bereich sind keine Extras an den Ladestationen vorgesehen. Hier wird vorwiegend derselbe Kunde tanken, bzw. der jeweilige Kunde weiß darüber Bescheid, wer bei seiner Wallbox tankt.

Im öffentlichen Bereich werden unterschiedliche Kunden an einer Ladestation tanken. Deswegen sind eine Tankanleitung, womöglich in mehreren Sprachen, sowie Hinweise über die Art und die Möglichkeiten der Abrechnung oder andere Informationen notwendig. Für diese Extras, wie beispielsweise einen Infoscreen, werden Pauschal 5000 € pro Ladestation angenommen.

In Abbildung 5-6 werden die Kosten von Ladestationen mit verschiedenen Anschlussleistungen dargestellt (EStAG, et al., September - Oktober 2010). Hierbei sind die Werte für 90 kW und 240 kW, welche für Gleichstromladung gedacht sind, als am wenigsten realistisch anzusehen. In den weiteren Betrachtungen bezüglich der Kosten werden keine Gleichstromladestationen berücksichtigt, da der europäische Trend in erster Linie in Richtung Wechselstromladung geht.

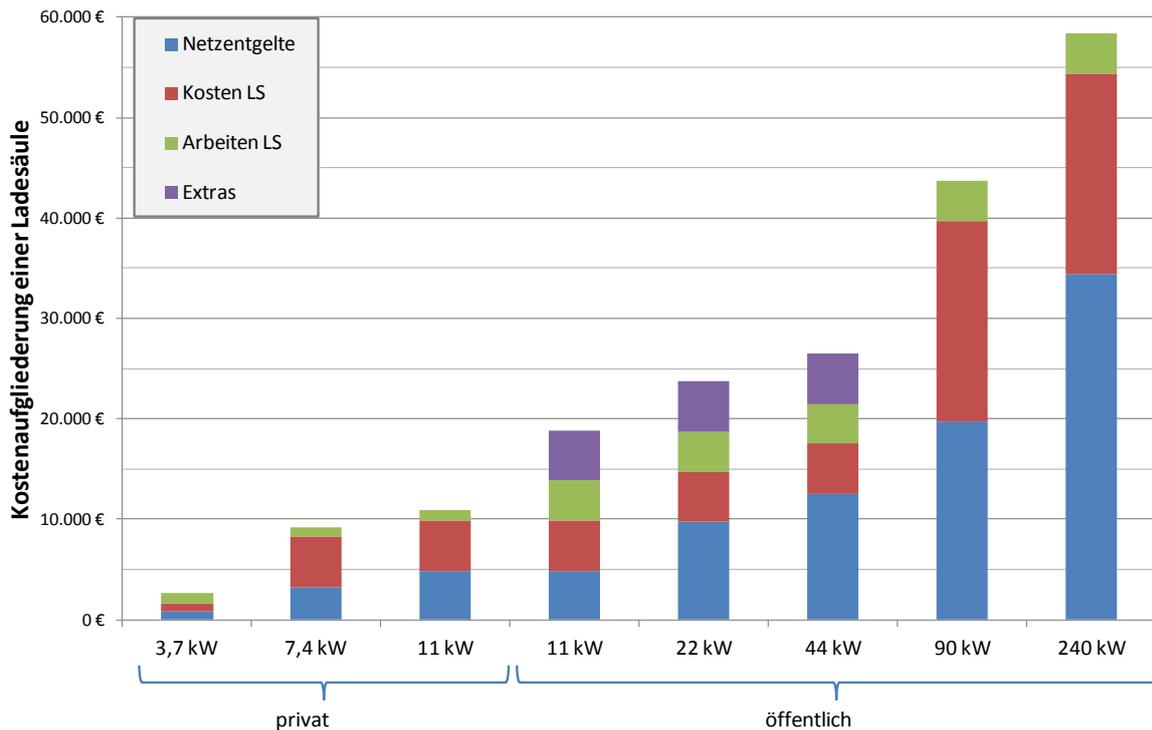


Abbildung 5-6: Kostenaufstellung von Ladestationen nach Leistung gegliedert

5.2.2 Verrechnung

Die Bezahlung der an der Ladestation bezogenen Energiemenge soll für den Kunden möglichst einfach und übersichtlich erfolgen. Grundsätzlich wird zwischen der konventionellen Abrechnung direkt an der Ladestation über ein bargeldloses Zahlungsmittel und einer intelligenten Art der Abrechnung durch Identifikation des Kunden unterschieden. Zu den konventionellen Abrechnungssystemen zählen die Maestro-, Kredit- und Quickkarte sowie die Abrechnung über das Mobiltelefon (Paybox). Zu der Kategorie der intelligenten Abrechnung zählen Systeme wie Roaming, RFID oder die Stromrechnung. Der Kunde wird bei diesen Systemen eindeutig über eine Kundennummer identifiziert. Die Rechnungslegung erfolgt in der Regel am Monatsende. Nach erfolgter Identifikation des Kunden, welche über die Kommunikationspins des Ladekabels erfolgt, werden beim bereits aus der Mobilfunkbranche bekannten Roamingsystem, wie auch bei der Abrechnung mit Stromrechnung, die Rechnungsdaten zwischen den EVUs ausgetauscht. Beim bereits in Kapitel 4.2.1.4 vorgestellten RFID-System wird der Kunde über einen RFID-Chip identifiziert. Die Abrechnung erfolgt über ein Kundenkonto, das bereits vor dem ersten Tankvorgang bei der Registrierung angelegt werden muss.

5.2.2.1 Kostenaufstellung für verschiedene Verrechnungssysteme

Jedes Verrechnungssystem ist mit unterschiedlichen Kosten verbunden. Eine Kostenübersicht zu den einzelnen Systemen bietet Tabelle 5-2. In der Regel fallen einmalige Kosten für die Anschaffung des Systems, sowie laufenden Kosten für die Transaktion, die Abschreibung (AfA) und die Datenübertragung an. Die Transaktionskosten T errechnen sich aus einem fixen (prozentual zum Rechnungsbetrag) und einem transaktionsabhängigen Disagio (Abschlagsentgelt).

$$\text{Transaktionskosten } T; i = Q \cdot p \cdot df, i + L \cdot dv, i$$

Q... geladene Energiemenge p.a.

p... Preis je kWh

$d_{f,i}$... fixes Disagio

L... Anzahl an Ladungen p.a.

$d_{v,i}$... transaktionsabhängiges Disagio

Die Berechnung der Kapitalkosten K (Kosten K,i) erfolgt mit den Anschaffungskosten und der Nutzungsdauer der Ladestation. Zur einfachen Aufteilung der Kosten wird die Annuität des Verrechnungssystems mit 3 % Realverzinsung für das Kapital mit dem Basisjahr 2010 gerechnet.

Die Gesamtkosten sind somit die Summe aller allen anfallenden Teilkosten je Abrechnungssystem i. Dabei sind die Kosten für die Datenübertragung die monatlich anfallen, hochgerechnet auf ein Jahr.

$$\text{Gesamtkosten}_i = \text{Kosten}_{T,i} + \text{Kosten}_{D,i} + \text{Kosten}_{K,i}$$

Ein Vergleich der jährlichen anfallenden Gesamtkosten sollen zwei in Abbildung 5-7 und Abbildung 5-8 dargestellte Szenarien bieten. Auf der linken Ordinate sind die anfallen Kosten pro Jahr dargestellt. Auf der rechten Ordinate sind die Kosten pro Jahr pro kWh an der Ladestation geladener Energie angegeben. Diese Kosten je kWh geladener Energie, hervorgerufen durch das spezifische Verrechnungssystem, müssen auf die kWh Strom aufgeschlagen werden, damit das EVU keinen Verlust macht. Den Ladestationen mit 11,09 kW / 22,17 kW Anschlussleistung wurde eine geladene Energiemenge von 27.980 kWh / 38.943 kWh p.a.¹⁶, und eine Nutzungsdauer von 10 Jahren unterstellt. Aufgrund der anfallenden Transaktionskosten (Disagio je Transaktion) entstehen beim Maestro-, Kreditkarten- sowie Payboxsystem zusätzliche Kosten, wodurch das System Quick sowie RFID aufgrund der deutlichen geringeren Kosten zu bevorzugen sind. In der Berechnung nicht enthalten sind durch Störfälle anfallende Kosten. Die Kelag beziffert diese beispielsweise mit € 100 pro Störfall. Aufgrund der niedrigen Deckungsbeiträge je kWh geladene Energie, können solche Störfälle die Wirtschaftlichkeit von Ladestationen deutlich beeinflussen¹⁷. In Kapitel 5.2.4 werden diese Störkosten berücksichtigt, indem eine Wartungsvertrag für die Ladestation angenommen wird

¹⁶ Der Energiedurchsatz pro Jahr errechnet sich aus einer Nutzungsdauer von 2920 h (8 h/Tag) und der jeweilig möglichen Anzahl der Ladungen je Ladestationstyp. Bei 11,09 kW sind dies 402 Ladungen und bei 22,17 kW sind dies 548 Ladungen pro Jahr.

¹⁷ Auskunft der Kelag per e-mail (EStAG, et al., September - Oktober 2010)

Tabelle 5-2: Kosten von Verrechnungssysteme bei Ladestationen (WKO, 2011)

Methode	Anschaffungs- kosten	Disagio		Datenübert- ragungs- kosten
		fix	Transaktion	
	[€]	[%]	[€]	[€] p.a.
Maestro*	1425,00	0,30	0,15	220,00
Kreditkarte*	1425,00	1,40	0,10	220,00
Quick	500,00	0,00	0,50**	5,40
Paybox	200,00	2,50	0,10	60,00
RFID***	500,00	0,00	0,00	0,00

*System „Hobex“ (WKO, 2011)

**Disagio in % je Transaktion

***RFID-Lesegerät_ PROMAG GP-90-A LR

5.2.2.2 Datenübertragung

Die Kosten für die Datenübertragung liegen derzeit bei 220 € bei Maestro/Kreditkarte und bei allen anderen Verrechnungssystemen bei 141,60 € (Datentransfer von 300 MByte pro Monat) pro Jahr (Elektrodrive Salzburg, 2011). Es wird angenommen, dass diese Zahlungen per Vertrag real gleichbleibend (Basis 2010) in die Zukunft abgeschlossen werden.

5.2.2.3 Anschaffung des Verrechnungssystem

Die Kosten für die Installation des Verrechnungssystems liegen zwischen 200 € für das Paybox System und 1425 € für Maestro/Kreditkarte. Wie bereits beschrieben, erfolgt die Aufteilung der Kosten annuitätisch mit einer Realverzinsung von 3 % mit dem Basisjahr 2010.

5.2.2.4 Verrechnung

Die Kosten für die Verrechnung, die aufgrund der Benutzung des Systems anfallen, werden bereits in Kapitel 5.2.2.1 dargestellt. Für die Verrechnung wurde ein Strompreis von 18 cent je kWh zu Grunde gelegt. Einen Strompreis zu hinterlegen ist notwendig, da für den variablen Teil der Verrechnung ein gewisser Prozentsatz des Rechnungsbetrags vom jeweiligen Anbieter eingehoben wird. Dieser Wert beeinflusst in weiterer Folge den Kostenaufschlag je kWh geringfügig, was vernachlässigt werden kann.

5.2.2.5 Darstellung der Kosten

In [Abbildung 5-7](#) und [Abbildung 5-8](#) werden die Kosten der einzelnen Verrechnungssysteme gegenübergestellt. Auf der linken Ordinate sind die jährlichen Kosten für das Verrechnungssystem¹⁸ in realen € für das Jahr 2010 (€_{2010}) aufgetragen. Die Nutzungsdauer beträgt 10 Jahre. Auf der rechten Ordinate sind die spezifischen Kosten je kWh aufgetragen, die auf eine verkaufte kWh aufgeschlagen werden müssten, damit das Unternehmen bei der angenommen verkauften Energiemenge die Kosten für das Verrechnungssystem direkt vom

¹⁸Datenübertragung, Verrechnungssystem und Kosten die an den Betreiber des Verrechnungssystems aufgrund der Ladungsannahmen pro Jahr bezahlt werden müssen

Kunden abgebolten bekommt. Diese sind wiederum als reale Cent mit Basisjahr 2010 aufgetragen. Die Höhe der Balken der Gesamtkosten entspricht denen der spezifischen Kosten. Im Falle der 22 kW Ladestation werden knapp 11 MWh mehr pro Jahr geladen als bei einer Ladestation mit 11 kW Anschlussleistung. Dadurch kommt es zu mehr Ladevorgängen und höheren Verrechnungssummen. Dies führt dazu, dass der Anteil des Verrechnungssystembetreibers steigt. Da jedoch die jährlichen Kosten auf mehr geladene Energie aufgeteilt werden kann, sinken die spezifischen Kosten die auf die einzelne kWh aufgeschlagen werden müssen. Solch eine Skalierung gilt für niedrigere bzw. höhere Leistungen ebenfalls. Die Verluste die bei der Ladung auftreten werden hier mit berücksichtigt. Diese bewegen sich in einem Bereich von 20 bis 25 % und können somit nicht vernachlässigt werden.

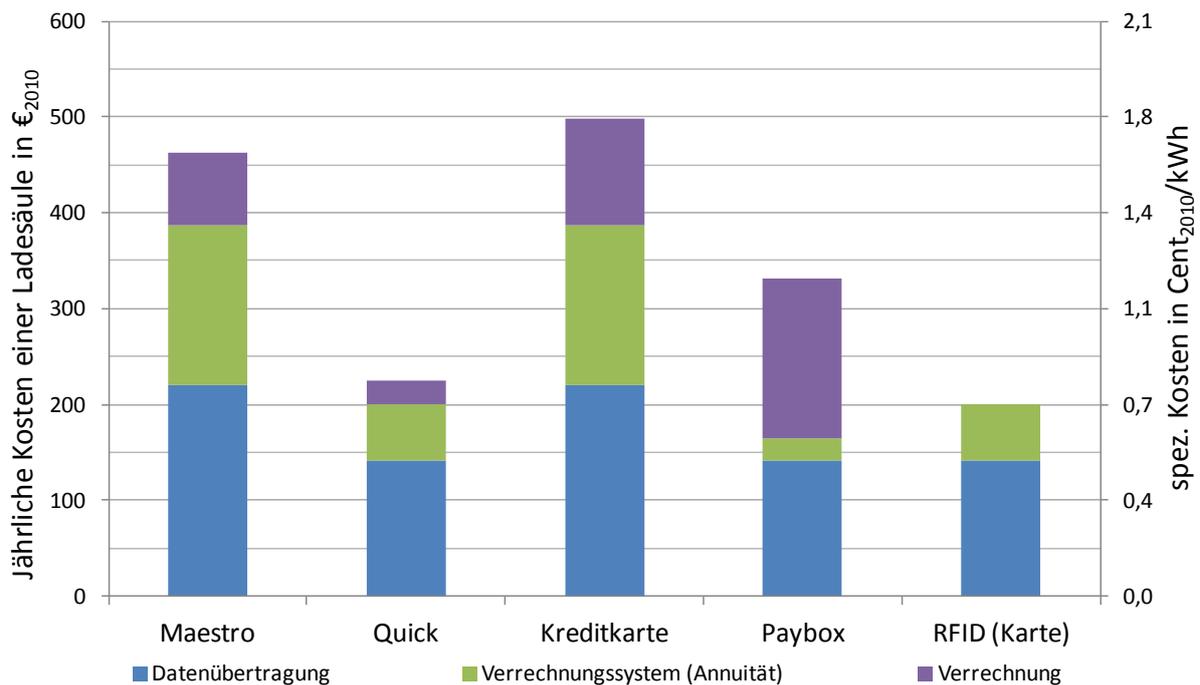


Abbildung 5-7: Kostenverteilung von Verrechnungssystemen an öffentlichen Ladestationen (11,09 kW)

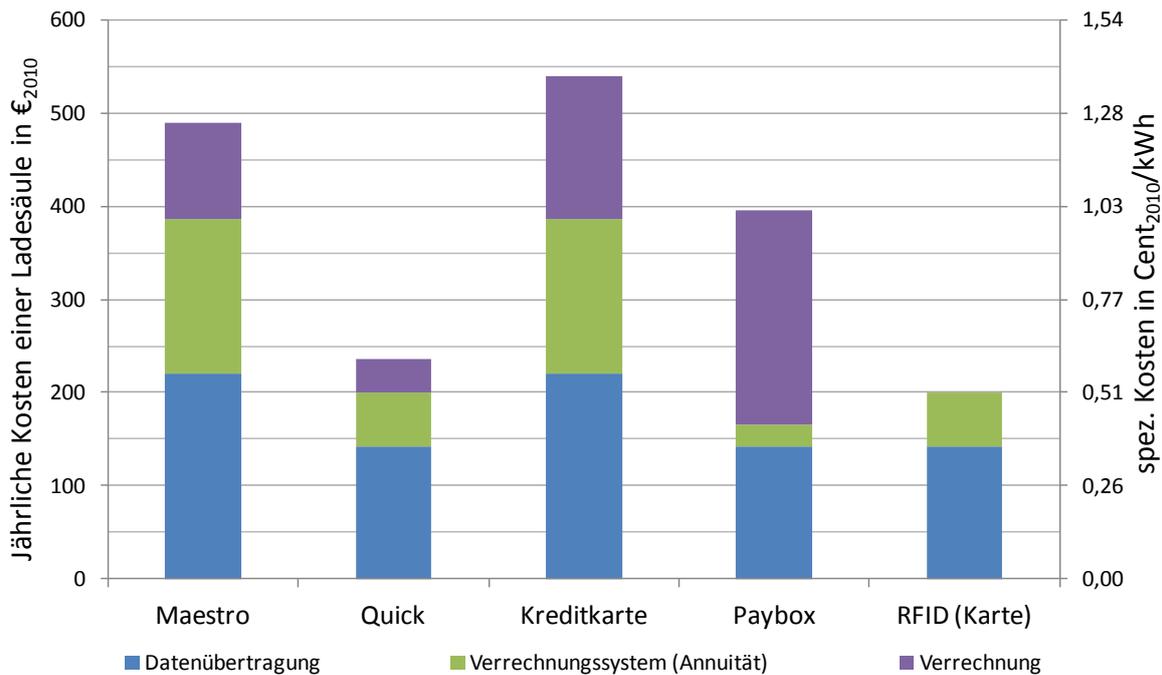


Abbildung 5-8: Kostenverteilung von Verrechnungssystemen an öffentlichen Ladestationen (22,17 kW)

Tabelle 5-3: Übersicht über die Kosten von Verrechnungssystemen

	Maestro	Quick	Kreditkarte	Paybox	RFID
11kW					
Datenübertragung [€]	220,00	141,60	220,00	141,60	141,60
Verrechnungssystem (Annuität) [€]	167,08	58,66	167,08	23,45	58,66
Verrechnung [€]	75,33	25,18	110,66	166,06	0,00
Kosten je kWh [cent/kWh]	1,65	0,81	1,78	1,18	0,72
22kW					
Datenübertragung [€]	220,00	141,60	220,00	141,60	141,60
Verrechnungssystem (Annuität) [€]	167,08	58,66	167,08	23,45	58,66
Verrechnung [€]	103,15	35,05	152,89	229,99	0,00
Kosten je kWh [cent/kWh]	1,26	0,60	1,39	1,01	0,51

In Tabelle 5-3 werden die Werte der obigen Abbildungen in Zahlen dargestellt. Dabei gilt es speziell die Kosten für die Verrechnung zu beachten, da hier die größten Unterschiede bestehen. In weiterer Folge kommen noch die Kosten für die Ladestation selbst, und jene der Wartung für die Ladestation mit in die Betrachtung.

5.2.3 Kosten der Verrechnung inklusive Ladestation

In der ersten Betrachtung, werden die Kosten für die Ladestation selbst vernachlässigt. Da diese aber einen entscheidenden Einfluss auf das wirtschaftliche Betreiben einer Ladestation haben, werden diese mit in die Berechnung einfließen. Angenommen werden die Kosten für

die Ladestation, und die Kosten für die notwendigen Extras an den Ladestationen. Für eine öffentliche Ladestation müssen aufgrund des Mehraufwands an Sicherheit und der notwendigen robusteren Ausführung gegenüber einer privaten Ladestation Kosten von 5.000 € je Ladestation veranschlagt werden. Dieser Wert ist unabhängig davon, ob die Ladestation eine Anschlussleistung von 11 oder 22 kW aufweist. Ein weiterer Faktor sind die notwendigen Extras an den öffentlichen Ladestationen. So muss aufgrund der Benutzung durch verschiedene Personen eine dementsprechend einfache Erklärung des Ladevorgangs an sich, sowie die Möglichkeiten der Bezahlung usw. klargestellt werden. Auch diese Kosten werden mit 5.000 € angenommen. Zur einfachen Aufteilung der Kosten wird die Annuität der Kosten der Ladestation mit einer Realverzinsung von 3 % gerechnet und als reale Euro 2010 €₂₀₁₀ dargestellt. Die Nutzungsdauer für die Ladestation entspricht zehn Jahren. In Abbildung 5-9 und Abbildung 5-10 werden die dadurch errechneten Kostenverhältnisse an einer 11 und 22 kW Ladestation dargestellt. Als Zahlen sind diese Werte in Tabelle 5-4 angeführt.

Tabelle 5-4: Übersicht über die Kosten von Verrechnungssystemen inkl. Aufstellung der Ladestation

	Maestro	Quick	Kreditkarte	Paybox	RFID
11KW					
Verrechnungssystem gesamt [€]	462,41	225,44	497,74	331,11	200,26
Ladestation plus Extras [€]	1172,33	1172,33	1172,33	1172,33	1172,33
Kosten je kWh [cent/kWh]	5,84	5,00	5,97	5,37	4,91
22kW					
Verrechnungssystem gesamt [€]	490,23	235,31	539,97	395,04	200,26
Ladestation plus Extras [€]	1172,33	1172,33	1172,33	1172,33	1172,33
Kosten je kWh [cent/kWh]	4,27	3,61	4,40	4,02	3,52

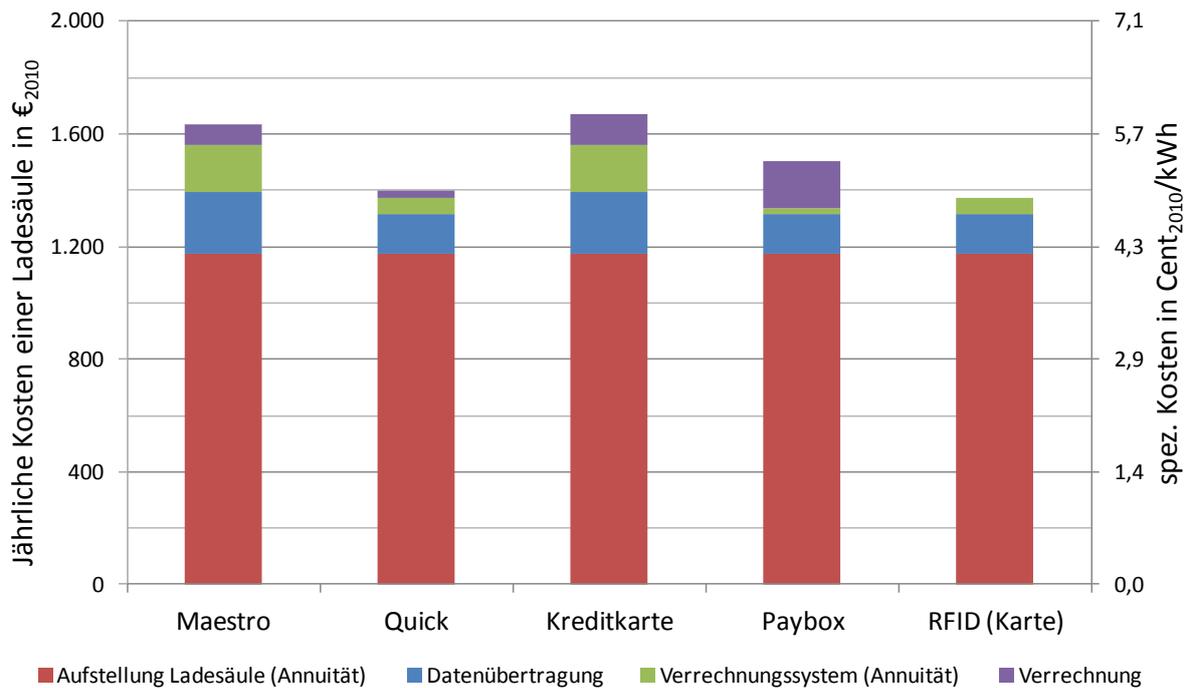


Abbildung 5-9: Kostenübersicht einer öffentlichen Ladestation mit Verrechnung, Ladestationskosten und Extras (11,09 KW)

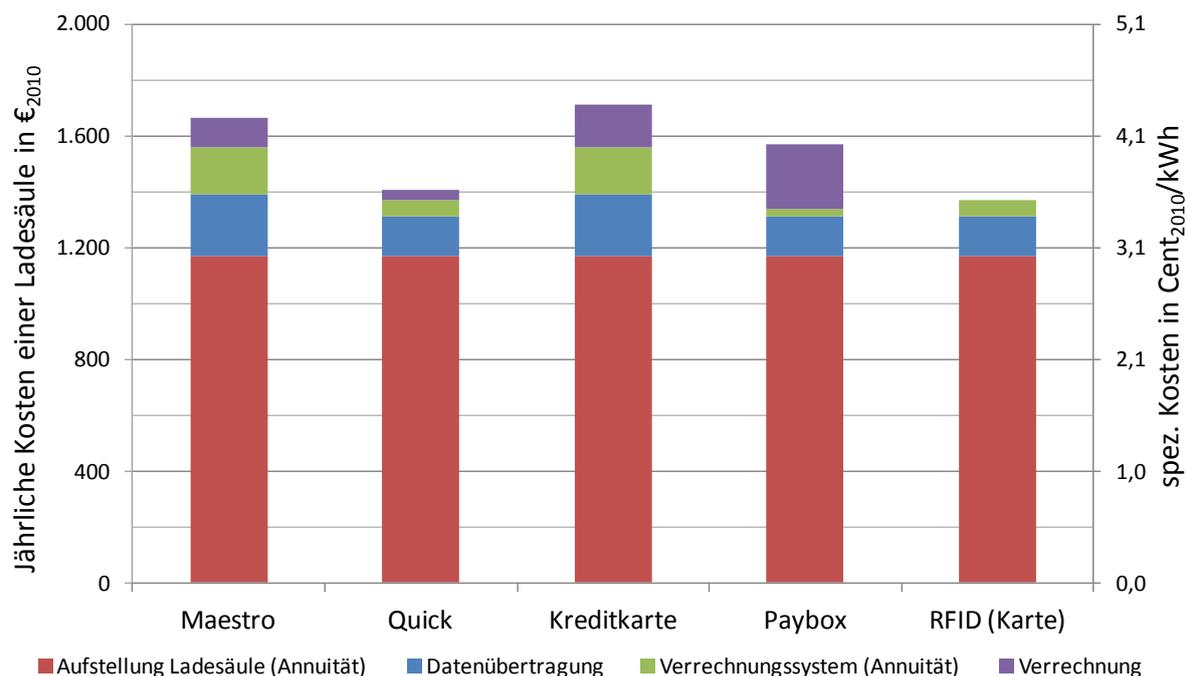


Abbildung 5-10: Kostenübersicht einer öffentlichen Ladestation mit Verrechnung, Ladestationskosten und Extras (22,17 KW)

5.2.4 Gesamtkostenaufteilung einer Ladestation

Bei der Kostenaufstellung der Ladestationen fehlen noch die Kosten für die Wartung bzw. Störkosten der Anlage. Generell werden hauptsächlich Dienstleistungsfirmen für die Wartung von Anlagen herangezogen. Solche Wartungsverträge haben unterschiedliche Ausführungs-

formen. Je nach geforderter Reaktionszeit für die Wartung, variieren die Kosten für eine Ladestation zwischen ca. 100 € und 500 € (Elektrodrive Salzburg, 2011). Die Kosten für die Wartung werden mit einem Inflationsindex von 2 % pro Jahr in die Betrachtung der jährlichen Kosten einer Ladestation mit einbezogen. Ausgegangen wird von 200 € pro Monat im Jahr 2010. Die Kosten für die Wartung machen den Großteil der jährlichen Kosten einer Ladestation aus, was in Abbildung 5-11 und Abbildung 5-12 sowie der Tabelle 5-5 ersichtlich ist.

Tabelle 5-5: Gesamtkosten von öffentlichen Ladestationen

	Maestro	Quick	Kreditkarte	Paybox	RFID
11KW					
Verrechnung und Ladestation [€]	1634,74	1397,77	1670,07	1503,44	1372,59
Wartungskosten [€]	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00
Kosten je kWh [cent/kWh]	14,42	13,57	14,54	13,95	13,48
22kW					
Verrechnung und Ladestation [€]	1662,56	1407,64	1712,30	1567,37	1372,59
Wartungskosten [€]	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00
Kosten je kWh [cent/kWh]	10,43	9,78	10,56	10,19	9,69

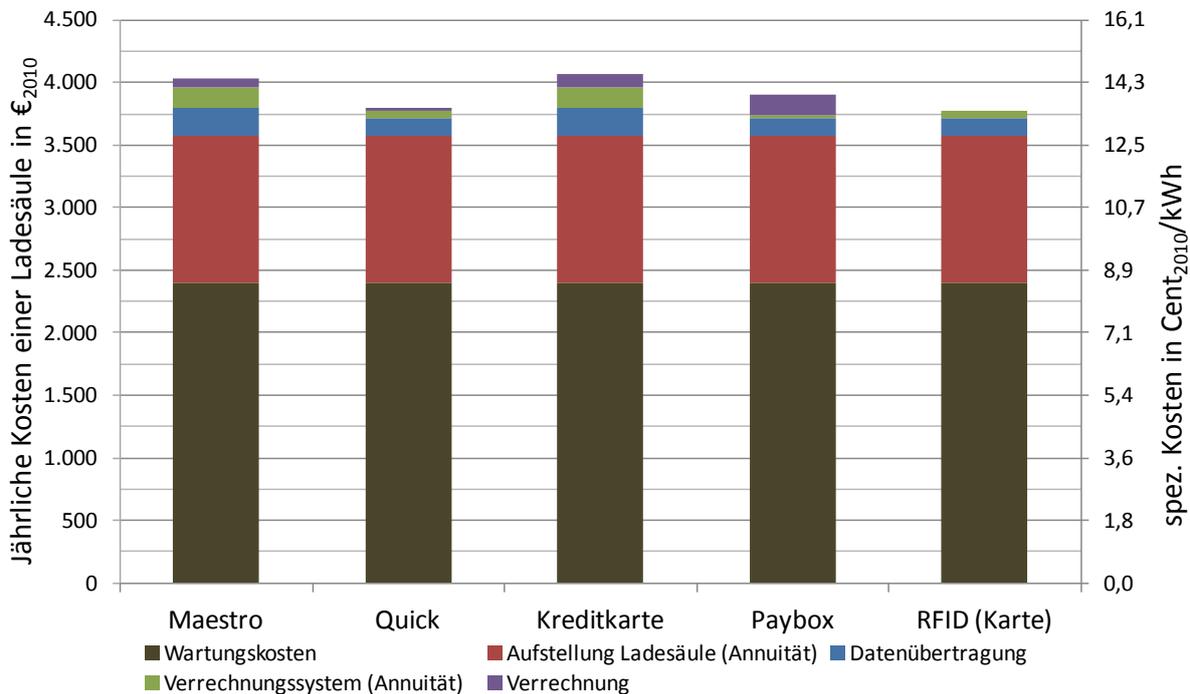


Abbildung 5-11: Gesamtkosten einer öffentlichen Ladestation (11,09 KW)

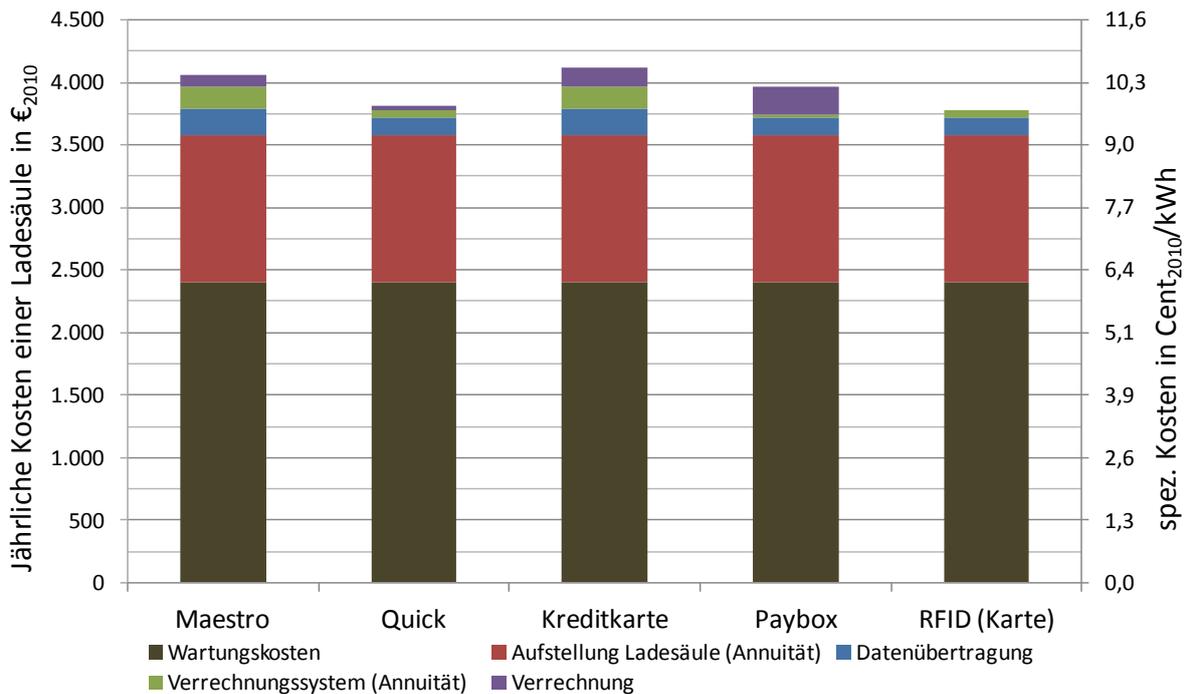


Abbildung 5-12: Gesamtkosten einer öffentlichen Ladestation (22, 17 KW)

5.2.5 Zusammenfassender Überblick über die Kosten von Ladestationen

Öffentliche Ladestationen bedingen einen weit höheren Aufwand als jene, die für private oder gewerbliche Zwecke¹⁹ aufgestellt werden. Die erforderliche robustere Ausführung, sowie die Sicherheitsstandards, die Wartung und die Bedienoptionen verteuern öffentliche Ladestationen immens, da die Benutzung im Außenbereich, sowie durch verschiedene Personen, dementsprechend mit aufwendigeren Sicherheitsmaßnahmen verbunden ist.

Weiters muss im öffentlichen Bereich ein Verrechnungssystem installiert werden, welches den Kunden identifizieren kann und eine genaue und sichere (Datenkommunikation) Verrechnung ermöglicht. Die Unterschiede der einzelnen Verrechnungssysteme werden in Kapitel 5.2.2.3 erläutert. Auf den ersten Blick scheint es doch gravierende Unterschiede bei den Kosten der verschiedenen Typen zu geben, welche sich jedoch in der weiteren Gesamtkostenbetrachtung wieder egalisieren. Sinngemäß müssen Erfahrungswerte gesammelt werden, welches dieser Systeme das Zuverlässigste ist. Die relativ geringen Unterschiede in den Kosten können bedingt durch Einnahmengang und Wartungsaufwand schnell dazu führen, dass sich ein grundsätzlich günstiges Verrechnungssystem stark verteuert. Deswegen muss getestet werden, welches System unter welchen Bedingungen (Aufstellungsort, Kundenfrequenz,...) am besten geeignet ist.

Aus den Darstellungen in den Kapiteln 5.2.3 und 5.2.4 ist klar ersichtlich, dass die Fixkosten bei Ladestationen stark überwiegen. Die Kosten für die Ladestation mit den entsprechenden Extras, und die Kosten für die Wartung überwiegen eindeutig über die Kosten der Verrechnung. Vor allem die Wartung wird der wichtigste Faktor werden. Dabei ist es entscheidend ob ein Wartungsvertrag an eine Drittfirma vergeben wird, und wie schnell die Reaktionszeit für diese definiert wird. Unter Umständen können solche Wartungskosten auch

¹⁹ Kosten der Energie werden vom Aufsteller übernommen

im großen Stil²⁰ entscheidend günstiger werden. Die zu definierenden Wartungskosten und die Auslastung bzw. der Energieumsatz einer Ladestation sind die beiden entscheidenden Faktoren für die Wirtschaftlichkeit einer Ladestation. In diesem Sinne wäre es sinnvoll die Leistung einer Ladestation dementsprechend zu vergrößern, wodurch sowohl die Anzahl der Ladungen, als auch der Energieumsatz gesteigert werden könnten. Kritisch ist dabei die Netzsituation zu betrachten. Es ist jeweils darauf zu achten, ob die Verteilnetzstruktur hohe Leistungen für eine Vielzahl von Ladestationen in einem Gebiet zulässt. In jedem Fall sind intelligente Transformatoren anzudenken, welche je nach Netzauslastung bzw. verfügbarer Kapazität einzelne Ladepunkte in ihrer Leistungsabgabe regeln können.

5.3 Ladeinfrastruktur in Österreich

Die Kosten für die Infrastruktur setzen sich durch die wie in Kapitel 5.2.1 beschriebenen und in Abbildung 5-6 dargestellten Kosten der einzelnen Ladestationen zusammen. Ausgehend davon, werden nun verschiedene mögliche Ausführungen einer Infrastruktur berechnet. Alle Kosten und Diagramme sind reale Euro für das Jahr 2010 (€₂₀₁₀). Die Kosten für die Ladestation und die benötigten Extras wurden dabei nominell gleich belassen, das heißt sie werden in die Zukunft durch eine Inflation von 2 % dividiert. Dies wurde deswegen so gewählt, da nicht zu erwarten ist das diese Produkte in großer Zahl produziert teurer, oder auch nur real gleichbleibend sein werden. Im Gegensatz dazu werden die Netzentgelte und die Arbeiten an den Ladestationen hier real gleichbleibend behandelt, da hier wiederum nicht zu erwarten sein wird, dass der Faktor Arbeit, oder die Kosten für die Erhaltung und Ausbau der Netze günstiger werden.

5.3.1 Szenariendefinition

Um einen Korridor für die verschiedenen möglichen Kostenverläufe aufspannen zu können, werden zwei Wachstumsverläufe für die Einführung von Elektrofahrzeugen angenommen, welche unter- und oberhalb vom Wachstumsverlauf des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt, 2010) liegen (siehe Abbildung 5-13; Tabelle 5-6).

²⁰ Mehrere hundert oder tausend Verträge eines einzelnen Kunden

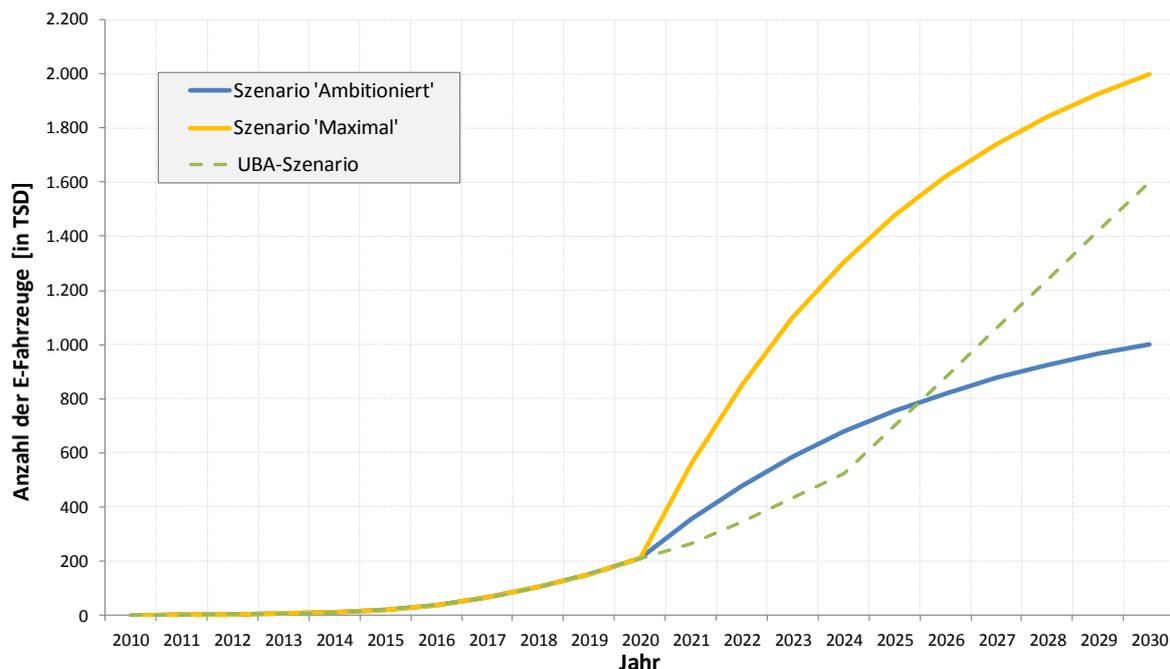


Abbildung 5-13: Darstellung der Fahrzeugentwicklungspfade

Eine Frage die sich angesichts der Entwicklungspfade stellt ist, ob die Fahrzeugindustrie solch rapide Verkaufsanstiege wie sie im Szenario „Maximal“ oder auch beim UBA sind bewältigen kann. Fahrzeugzuwächse von ca. 200.000 Fahrzeugen alleine für Österreich sind sicherlich nicht vernachlässigbar. Vor allem da anzunehmen ist, dass in Ländern wie Deutschland, Frankreich oder Italien die Entwicklung in ähnlicher Weise vorangehen wird, nur mit höheren absoluten Zahlen. So ist zu erwarten, dass in einem Jahr in dem in Österreich 100.000 Elektrofahrzeuge hinzukommen, beispielsweise in Deutschland knapp 1.000.000 Fahrzeuge zugelassen werden. Die europaweiten Produktionszahlen müssten bei solchen Gradienten dementsprechend hoch sein, was eine Herausforderung für die Automobil-, Elektrokomponenten und Akkumulatorenindustrie darstellen wird. Eine genauere Aufgliederung des Fahrzeugzuwachses in Europa aufgrund von Elektrofahrzeugen wird bei der Beschreibung der Simulationen gegeben.

Tabelle 5-6: Fahrzeugentwicklungspfade in Zahlen

Jahr	Szenario		
	Ambitioniert	UBA	Maximal
2010	365	365	365
2011	1392	1392	1392
2012	3157	3157	3157
2013	5831	5831	5831
2014	9426	9426	9426
2015	20761	20761	20761
2016	38224	38224	38224
2017	66022	66022	66022
2018	104100	104100	104100
2019	152874	152874	152874
2020	209333	209333	209333
2021	355370	266100	558515
2022	479935	344866	851305
2023	586179	434531	1096809
2024	676799	521437	1302665
2025	754090	699342	1475274
2026	820014	878811	1620007
2027	876243	1058281	1741365
2028	924202	1237750	1843124
2029	965108	1417220	1928449
2030	1000000	1596689	2000000

5.3.1.1 Beschreibung des Auswertungsablaufes

In den folgenden Kapiteln wird einmalig die Berechnung der Kosten einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge erklärt. Dabei wird zuerst schematisch auf den Aufbau der privaten/gewerblichen und dann auf die öffentliche Infrastruktur eingegangen. Die Beschreibung erfolgt anhand des Falles von 2 Mio. Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 und der Bedingung, dass sich 3 Fahrzeuge virtuell einen Ladepunkt teilen. Die weiteren Fälle (siehe Tabelle 5-7) werden als Ergebnisse im Anhang 10.1 dargestellt.

Tabelle 5-7: Übersicht über die verschiedenen behandelten Fälle

Fahrzeuge je Ladepunkt	Ambitioniert	Maximal
5	Anhang 10.1	Anhang 10.1
3	Anhang 10.1	In Kapitel 5.3
1	Anhang 10.1	Anhang 10.1

5.3.2 Aufbau und Kosten der privaten/gewerblichen Infrastruktur

Die Gliederung der Kosten erfolgt nach Leistung der Ladestation, und ob für die Ladung eine Erweiterung des bestehenden Anschlusses vorgenommen werden muss. Eine Erweiterung der Anschlussleistung ist mit Netzentgelten, Arbeiten für den Anschluss etc. verbunden und kostet dementsprechend mehr als das alleinige Aufstellen einer Ladestation oder einer Wallbox.

Im privaten Bereich sind in diesem Fall 570.000 Wallbox Systeme mit einer Anschlussleistung von 3,68 kW vorgesehen. Dabei wird für 70.000 eine Erweiterung des bestehenden Hausanschlusses unterstellt. Dies entspricht einer Quote von 1,7 % der gesamten Haushalte in Österreich. Zudem kommen je 20.000 Ladesstationen mit zwei Anschlüssen für den gewerblichen Bereich mit 7,36 und mit 11,09 kW Leistung. Für die gewerblichen Ladesstationen wird in der Berechnung ausgegangen, dass immer eine Erweiterung des Anschlusses bzw. ein Neuanschluss stattfindet.

Es ist aufgrund der ständigen Kaufbereitschaft der Kunden mit einem kontinuierlichen Aufstocken von Wallboxen speziell im privaten Bereich zu rechnen. Anders als im öffentlichen Bereich muss hier die Infrastruktur nicht vorlaufend sein. In Abbildung 5-14 werden die Kosten und der Ausbauperlauf der privaten/gewerblichen Infrastruktur dargestellt. Dabei wird erwartet, dass die Vorreiter der Elektromobilität jedenfalls eine Wallbox kaufen werden. Im weiteren Verlauf sinkt die Zahl dieser mit den Neuzulassungen wieder ab, da die dementsprechende öffentliche Infrastruktur verstärkt genutzt wird.

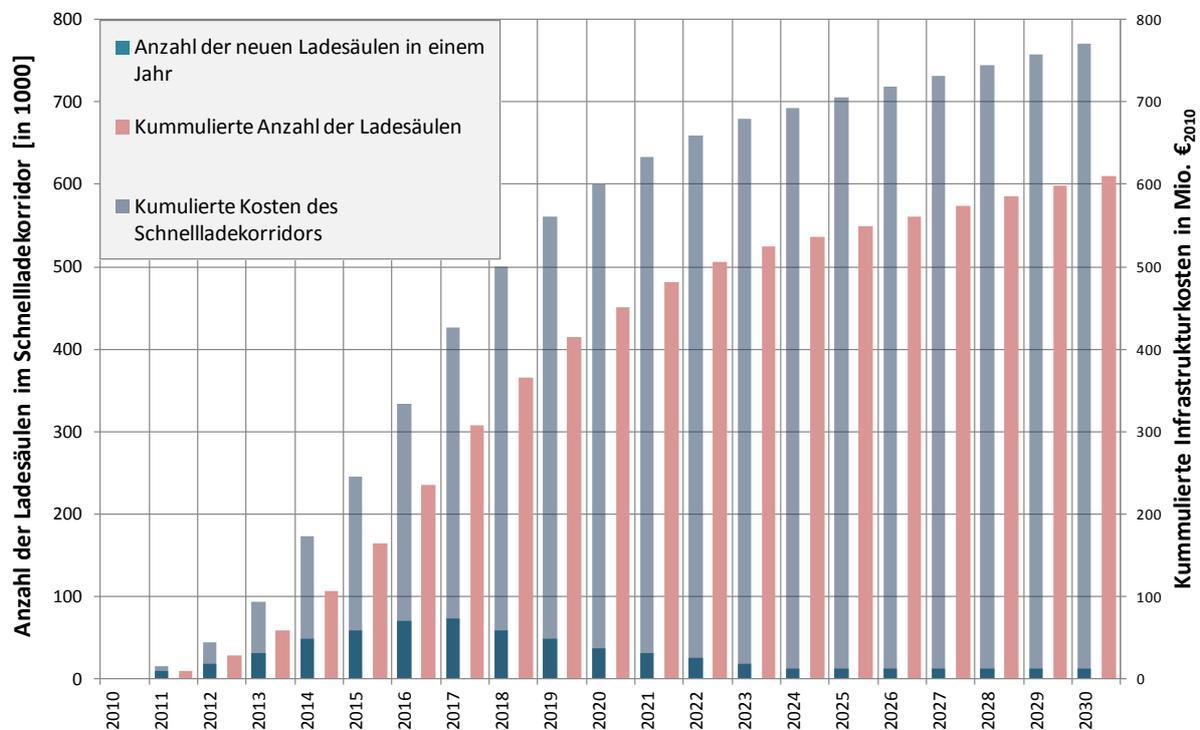


Abbildung 5-14: Aufbauverlauf der privaten/gewerblichen Infrastruktur bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen und 3 Fahrzeugen je Ladepunkt

5.3.3 Aufbau und Kosten der öffentlichen Infrastruktur

Auch bei der öffentlichen Infrastruktur erfolgt die Gliederung der Kosten aufgrund der Leistung der Ladestation, wobei hier für die Ladung immer ein Neuanschluss vorgenommen werden muss. Ein Neuanschluss ist wiederum mit Netzentgelten, Arbeiten für den Anschluss etc. verbunden und kostet abhängig von der Leistung einen bestimmten Betrag (siehe Tabelle 5-1).

Im beschriebenen Fall mit 2 Mio. Elektrofahrzeugen bedeutet dies, dass 30.000 öffentliche Ladestationen in Österreich aufgestellt werden. Von diesen entfallen 1.156 auf den Schnellladekorridor, 5.300 auf Tankstellen und 23.544 auf Parkplätze jeglicher Art.

Um eine erhöhte Akzeptanz bei den Kunden für Elektrofahrzeuge zu schaffen, ist es notwendig die öffentliche Infrastruktur insgesamt vorlaufend aufzubauen. Wie bereits beschrieben, wird der Schnellladekorridor in der Berechnung bereits 2016 fertig installiert sein. Aber auch die weiteren öffentlichen Ladestationen mit niedrigeren Anschlussleistungen werden bereits 2022 zum Großteil errichtet sein. Jedoch erfolgt anders als beim Schnellladekorridor bei den anderen Ladestationen ein kontinuierlicher Zubau an Ladestationen bis 2030 statt. Der Verlauf des Zubaus, mit den dazugehörigen Kosten, wird in Abbildung 5-15 dargestellt.

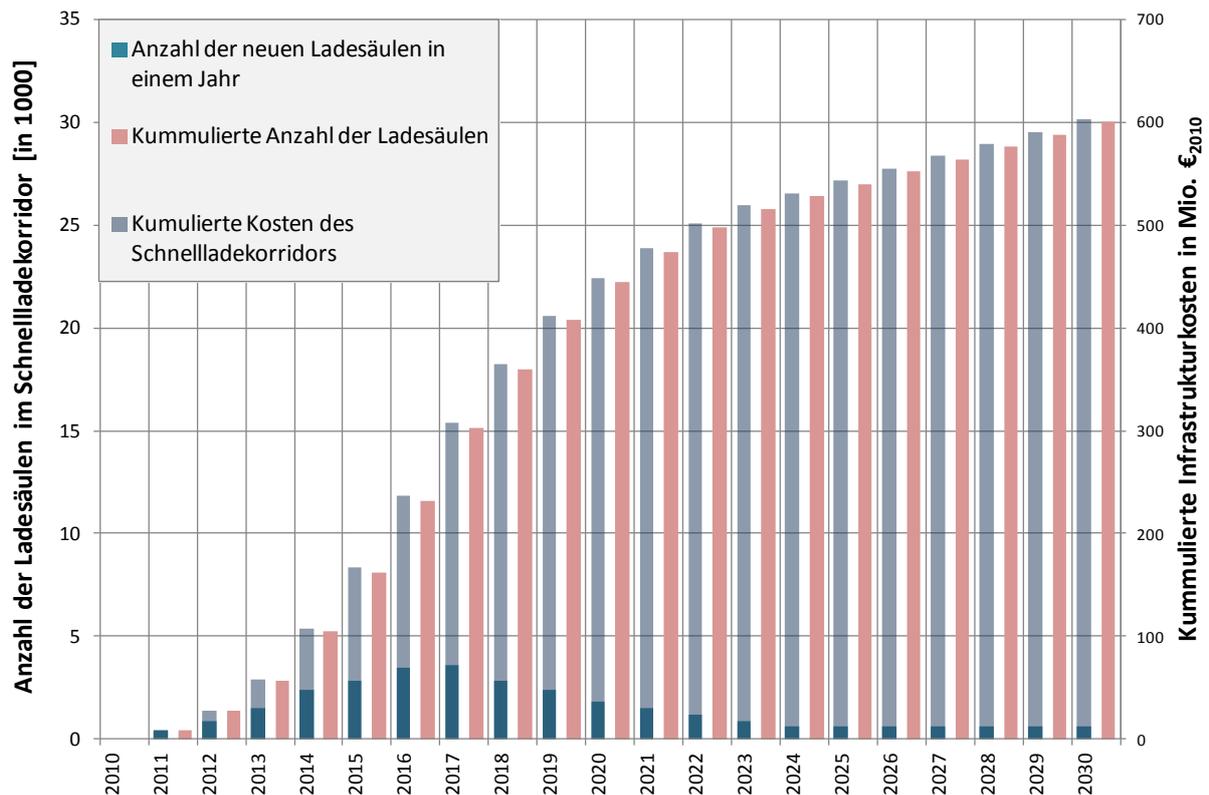


Abbildung 5-15: Aufbauverlauf der öffentlichen Infrastruktur bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen und 3 Fahrzeugen je Ladepunkt

5.3.4 Gesamtübersicht der Infrastrukturkosten für Elektrofahrzeuge

Aus der Zusammensetzung der öffentlichen und privat/gewerblichen Kosten kann ein möglicher Kostenverlauf für die Ladeinfrastruktur bei großzahliger Einführung von Elektrofahrzeugen geboten werden.

5.3.4.1 Beschreibung der angenommenen Kostendegression

Wie in Kapitel 5.3 bereits erwähnt, werden insbesondere die Kosten für die Ladestation selbst bzw. jene für eine Wallbox bei Massenproduktion günstiger werden. Deswegen wird neben den „Normalkosten“ parallel eine mögliche Art der Kostendegression gerechnet. Dabei kostet eine Wallbox von 2010 bis 2015 nominell 800,00 €, von 2015 bis 2020 nominell 600,00 € und ab 2020 nominell nur mehr 500,00 €. Die Kosten für eine Ladestation ab 7,36 kW sinken von nominell 5.000,00 € für die Jahre 2010 bis 2015 auf 2.500,00 € von 2015 bis 2020 und weiter auf 1.000,00 € ab 2020. Daraus ergeben sich in den Kostenverlaufsdarstellungen die helleren Balken als Verlauf der Kostendegression. Die

dunkleren Balken repräsentieren die Kosten nach heutigem Stand, extrapoliert in die Zukunft.

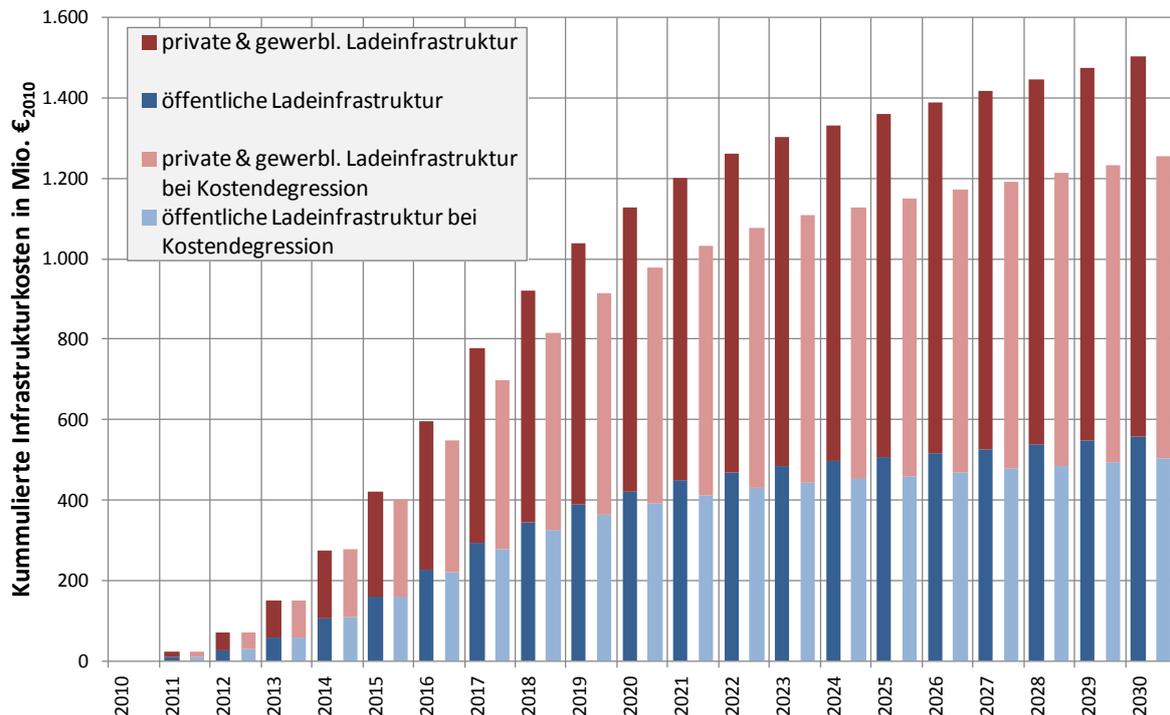


Abbildung 5-16: Kostenverlauf für eine Infrastruktur bei 2 Mio. Elektrofahrzeugen 2030 und 3 Fahrzeugen je Ladepunkt (mit degressivem Kostenverlauf)

5.3.4.2 Darstellung des Szenario Korridors für die Infrastruktur von Elektrofahrzeugen

Die verschiedenen angenommenen Ausbauvarianten weisen eine breite Streuung bezüglich der Kosten für eine Ladeinfrastruktur auf. Die geringstmöglichen Kosten entstehen im Fall für nur eine Million Elektrofahrzeuge bis 2030, mit einem Fahrzeug zu Ladepunkt Verhältnis von 5:1. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass dies bedeutet, dass ein Großteil der Elektrofahrzeugbesitzer an einer herkömmlichen Steckdose laden muss. Dies hat zur Folge, dass keine gesonderten Preisstrukturen für Elektrofahrzeuge zur Anwendung kommen können bzw. die Möglichkeit der Laststeuerung ebenfalls entfällt. Somit stellt dies die untere Grenze des Korridors dar (bei Kostendegression), bei dem wenig investiert werden muss, jedoch einige mögliche Vorteile von Elektrofahrzeugen, wie das Herbeiführen einer Vergleichmäßigung des Lastgangs, verloren gehen.

Die obere Grenze des Korridors wird durch den Fall mit 2 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2030 und je ein Fahrzeug pro Ladepunkt erreicht. Jedoch kann beobachtet werden, dass in diesem Fall, bei der zehnfachen Anzahl an Ladestationen, nur ca. die 7 fachen Kosten für die Infrastruktur entstehen. Die Begründung dafür liegt in der Aufteilung der Ladestationen. So wird bei solch immensem Zubau vermehrt privat installiert, da im öffentlichen Bereich der Platz beschränkt ist. Die Heimladung ist, wie bereits gezeigt, dementsprechend günstiger als die öffentliche Struktur, was zu niedrigeren Gesamtkosten führt. In [Abbildung 5-17](#) werden die zwei Extrema bei den Fallunterscheidungen hinsichtlich der Kosten für die Ladeinfrastruktur gegenüber gestellt. Die weiße Linie beschreibt dabei die minimalen Kosten für den Fall von 1 Mio. Elektrofahrzeugen und 5 Fahrzeugen je Ladepunkt mit

Kostendegression. Mit den Kosten für die Infrastruktur bei 2 Mio. Fahrzeugen und einem Fahrzeug-Ladepunktverhältnis von 1:1 ohne Berücksichtigung der Kostendegression schließt das Diagramm oben ab. Es ist zu erwarten, dass die Gesamtkosten für die Ladeinfrastruktur in Österreich in diesem Bereich liegen werden, wenn ein bis zwei Millionen Elektrofahrzeuge zugelassen sind. Dabei hängen die Kosten hauptsächlich davon ab, wie viele Fahrzeuge je Ladepunkt²¹ angestrebt werden. Je näher das Verhältnis hin zu einer 1:1 Aufteilung geht, desto teurer wird die Ladeinfrastruktur.

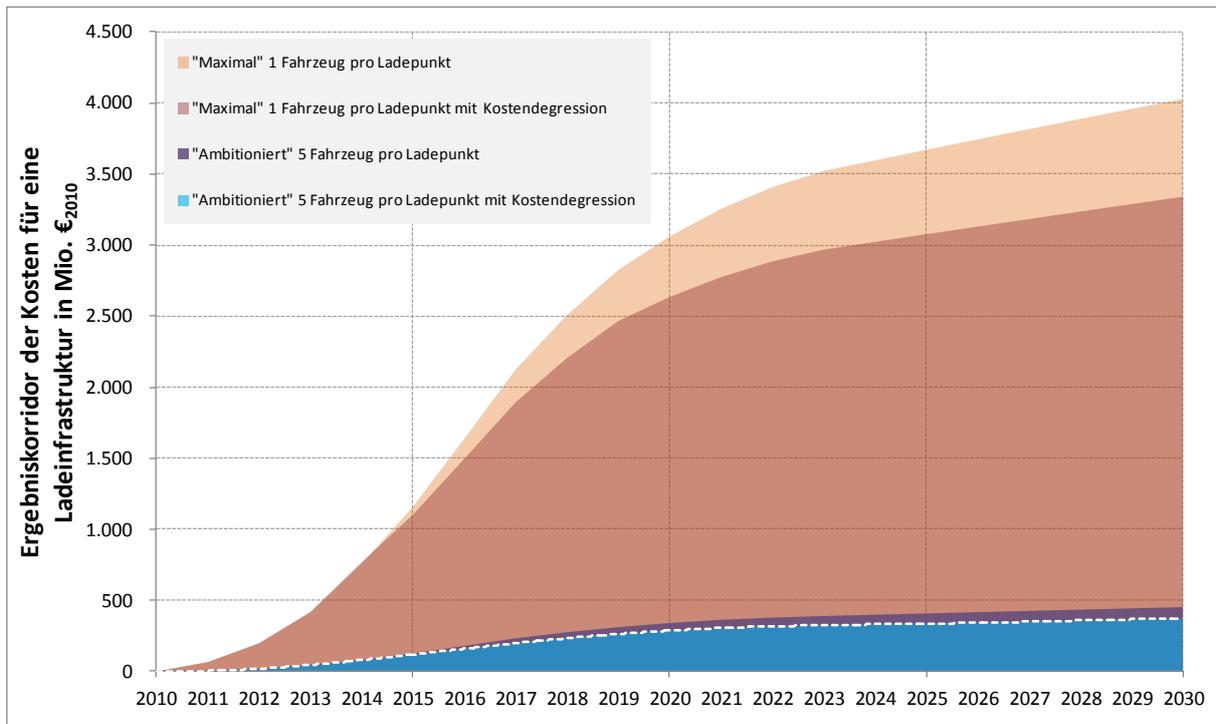


Abbildung 5-17: Ergebniskorridor der Kosten für die verschiedenen Möglichen Ausführungen einer Ladeinfrastruktur

5.4 Transportdienstleistung

5.4.1 Methodik

Die Berechnung der Gesamtkosten für die Transportdienstleistung eines Elektrofahrzeuges wurde von Joanneum Research durchgeführt. Bei der Ermittlung der Kosten der Transportdienstleistung pro Fahrzeugkilometer wurden sämtliche für den Vergleich der Fahrzeuge erforderlichen Betriebs- und Kapitalkosten berücksichtigt. Abbildung 5-18 stellt die Berechnungsmethode der Fahrzeugkilometerkosten dar. Die Kapitalkosten der Investitionen wurden mit der Annuitätenmethode berechnet. Den Betriebskosten (Stromkosten und den Kosten der Batterieladung) wurden Ergebnisse aus den Kapiteln 5.1 und 5.2 zugrunde gelegt.

²¹ Gemeint ist dabei ein fiktives Verhältnis von Fahrzeugen und ausgewiesenen Ladepunkten. Die Ladung kann selbstverständlich immer an einer herkömmlichen Steckdose erfolgen. Es gehen dann allerdings die Möglichkeiten zur Steuerung und Anwendung von speziellen Preisstrukturen für die Ladung von Elektrofahrzeugen verloren.

In der Kostenanalyse wurde die derzeitige Steuersituation (Mineralölsteuer, Energieabgaben für Strom, MWSt auf Investition und Betriebskosten) nicht berücksichtigt.

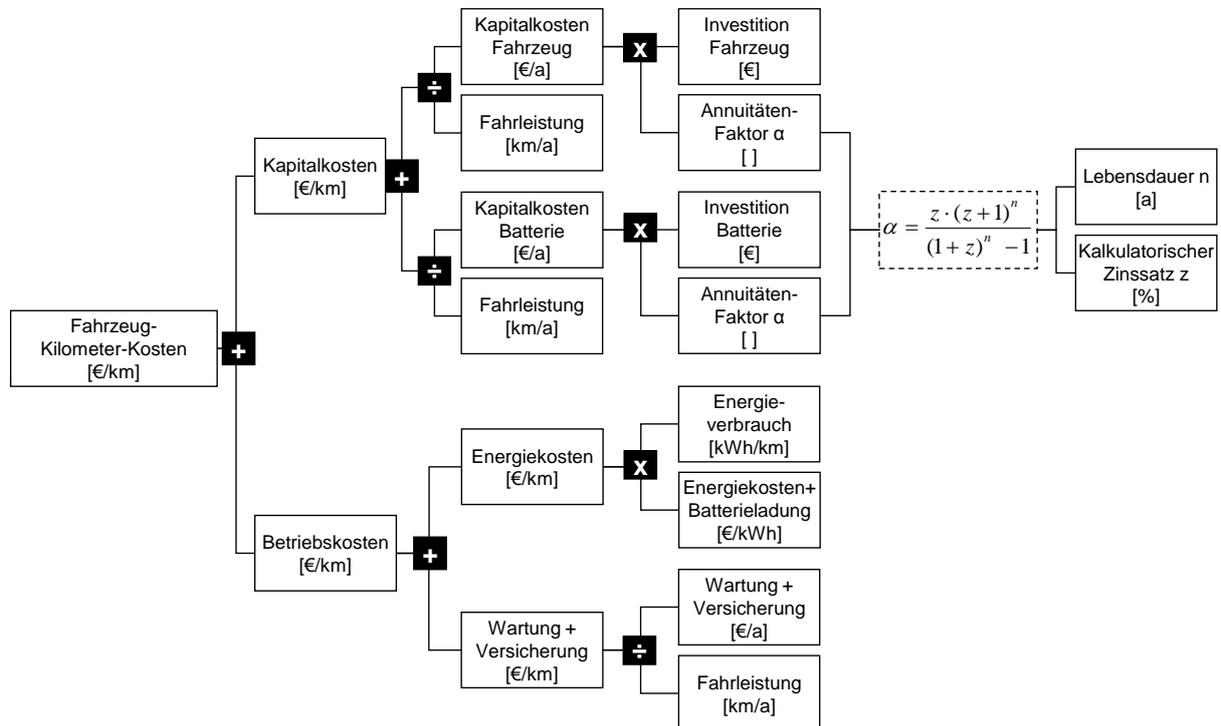


Abbildung 5-18: Berechnungsmethode der Fahrzeug-Kilometer-Kosten (ohne Steuern)

Folgende Fahrzeuge mit fossilem bzw. elektrischem Antrieb wurden in Tabelle 5-8 betrachtet. Die jährliche Fahrleistung der PKW und Lieferwagen sind 15.000 km/a. Die Lebensdauer aller Fahrzeuge wurde mit 10 Jahren angenommen. Der Zinssatz für die Berechnung des Annuitätenfaktors wurde mit 5 % angenommen.

Tabelle 5-8: Fahrzeugklassen und technische Parameter

Fahrzeuge mit fossilem Antrieb	PKW-Klein		PKW-Mittel		Lieferwagen	
	Diesel	Benzin	Diesel	Benzin	Diesel	Benzin
Gesamtgewicht [kg]	960	925	1471	1420	2502	2414
Leistung [kW]	50	50	75	75	80	80
Verbrauch [l/100km]	4,7	6,2	6,0	7,7	10,7	13,7
Verbrauch [kWh/km]	0,46	0,53	0,59	0,66	1,05	1,18
Batterie-Elektrofahrzeuge	PKW-Klein		PKW-Mittel		Lieferwagen	
Gesamtgewicht [kg]	994		1739		2868	
Batteriekapazität [kWh]	20		30		50	
Leistung [kW]	50		75		80	
Verbrauch [kWh/km]	0,20		0,27		0,36	
Strombedarf inkl. 25%	0,25		0,34		0,45	
Ladeverluste [kWh/km]						

5.4.2 Betriebskosten

5.4.2.1 Energiekosten

In Abbildung 5-19 sind die derzeitigen Energiekosten pro kWh dargestellt. Die Energiekosten für Benzin und Diesel wurden auf Basis von Brutto-Tankstellenpreisen von 1,5 €/l Benzin und 1,4 €/l Diesel berechnet (davon Mineralölsteuer MÖSt: Benzin: 0,482 €/l; Diesel: 0,397 €/l;

Mehrwertsteuer MWSt 20 %). Den Energiekosten für Strom liegt ein durchschnittlicher Handelspreis für Haushalte von 18 Cent/kWh zugrunde, davon sind 8 Cent/kWh Energiekosten, 4 Cent/kWh Netzkosten und je 3 Cent/kWh Energieabgaben und MWSt (e-control 2012). Die Energiekosten beinhalten die Verteilung der Energie bis zur Tankstelle bzw. Ladestation.

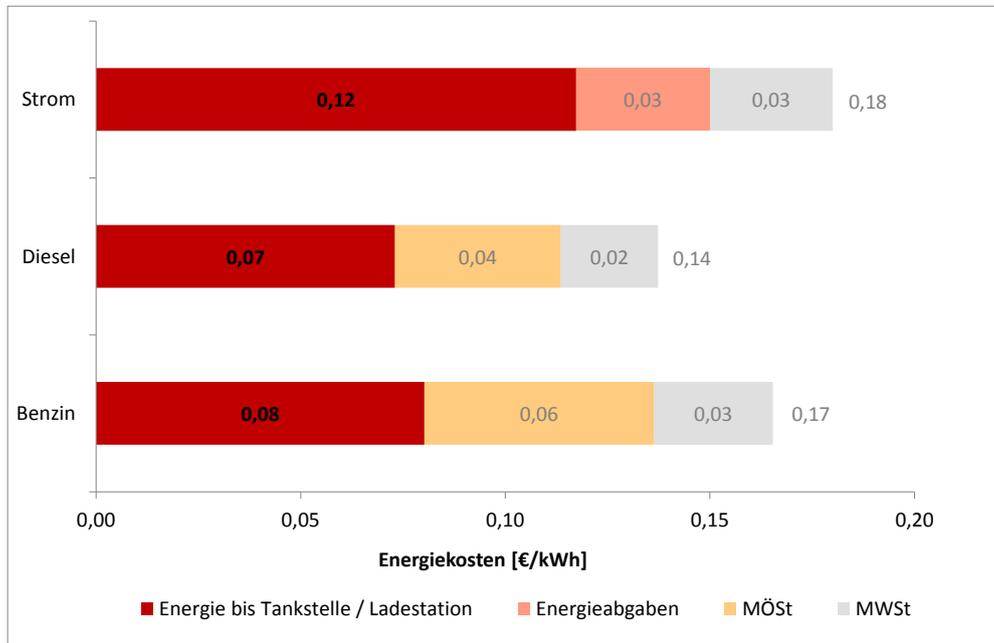


Abbildung 5-19: Kostenaufteilung für Strom, Benzin und Diesel (2011)

5.4.2.2 Kosten für Batterieladung und Betankung

Die Tankstellenmargen lagen 2010 in Österreich bei durchschnittlich ca. 5 Cent/l Diesel bzw. 8 Cent/l Benzin (Statista 2012), das sind weniger als 1 Cent/kWh Benzin und Diesel als Kosten für die Betankung. Bei den Kosten für Ladestation und Abrechnung des Ladevorgangs sind auf Grundlage der Ergebnisse aus Kapitel 5.2 verschiedene Varianten von Ladeort und Ladeleistung in Tabelle 5-9 und Abbildung 5-20 dargestellt. Der Energiebedarf unterschiedlicher berücksichtigter Fahrzeugklassen ist in Tabelle 5-9 dargestellt, die Fahrleistung wurde mit 15.000 km im Jahr angenommen. In den Varianten „Haushalt 3,5 kW“ und „Gewerbe 11 kW“ erfolgt die Abrechnung direkt mit bestehenden Stromlieferanten über die Stromrechnung, in den Varianten „Öffentlich 11 kW“ und „Öffentlich 22 kW“ über in Kapitel 5.2.2 dargestellte Abrechnungssysteme. Die Betriebskosten der Batterieladung liegen bei den dargestellten Varianten zwischen 2 Cent/kWh („Haushalt 3,5 kW“) und 14 Cent/kWh („Öffentlich 11 kW“).

Tabelle 5-9: Betriebskosten von Ladestationen abhängig von Ort und Ladeleistung am Beispiel des PKW-Klein

	"Haushalt 3,5 kW"	"Gewerbe 11 kW"	"Öffentlich 11 kW"	"Öffentlich 22 kW"
Ort der Ladestation	Privat	Gewerbe	Öffentlich	Öffentlich
Ladeleistung [kW]	3,5	11	11	22
Anzahl Fahrzeuge pro Ladestation	1	3	3	3
Fahrzeugklasse	PKW-Klein	PKW-Mix **	PKW-Mix **	PKW-Mix **
Ladeleistung [kW]	3,5	11	11	22
Investition * [€]	800	10.500	18.000	24.000
Kosten für Batterieladung / Betankung [Cent/kWh]	2	7	14	10

* 10 Jahre Lebensdauer

** PKW-Mix: PKW-Klein, PKW-Mittel, Lieferwagen

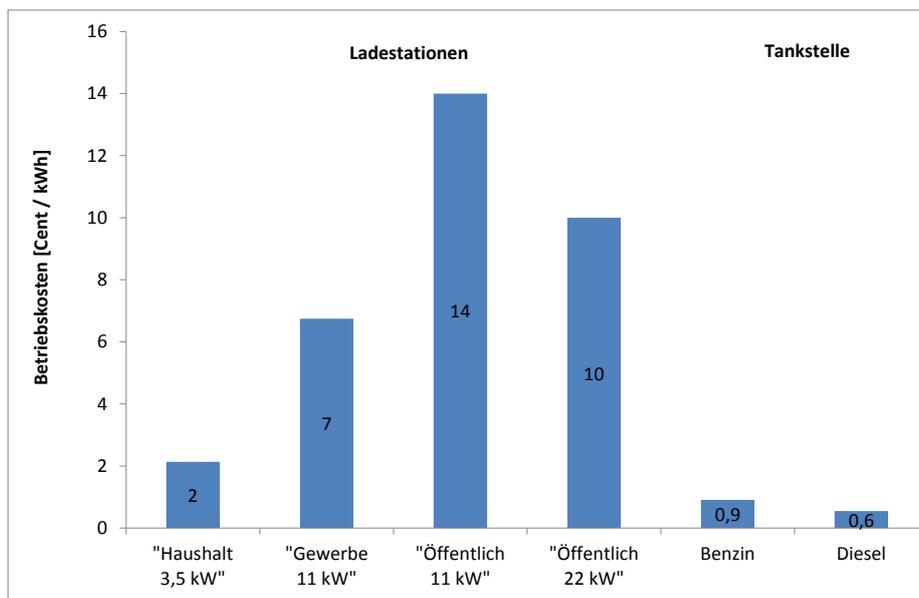


Abbildung 5-20: Kosten für Tankstelle und Ladestationen

5.4.2.3 Wartung und Versicherung

Wartungskosten wurden mit 5 % der Investition bei Benzin- und Dieselfahrzeugen bzw. 2,5 % bei Elektrofahrzeugen angenommen, Versicherungen mit 1 % der Investition.

5.4.3 Kapitalkosten

Die Investitions- und Kapitalkosten für die Elektrofahrzeuge sowie Benzin- und Dieselfahrzeuge sind in Tabelle 5-10 zusammengestellt. Die Investitionskosten für das Elektrofahrzeug ohne Batterie orientieren sich am Benzinfahrzeug der gleichen Fahrzeugklasse. Die spezifischen Investitionskosten der Batterie wurden mit 700 €/kWh festgelegt.

Tabelle 5-10: Investitions- und Kapitalkosten der unterschiedlichen Fahrzeugklassen

	PKW-Klein			PKW-Mittel			Lieferwagen		
	Strom	Benzin	Diesel	Strom	Benzin	Diesel	Strom	Benzin	Diesel
Investitionskosten									
Fahrzeug [€]	10.000	10.000	12.000	19.000	19.000	22.000	30.000	30.000	34.000
Batterie [€]	14.000	-	-	21.000	-	-	35.000	-	-
Gesamt [€]	24.000	10.000	12.000	40.000	19.000	22.000	65.000	30.000	34.000
Kapitalkosten									
Fahrzeug [€/km]	0,09	0,09	0,10	0,16	0,16	0,19	0,26	0,26	0,29
Batterie [€/km]	0,12	-	-	0,18	-	-	0,30	-	-
Gesamt [€/km]	0,21	0,09	0,10	0,35	0,16	0,19	0,56	0,26	0,29

5.4.4 Fahrzeug-Kilometerkosten

In Abbildung 5-21 sind die Kosten der Transportdienstleistung pro 100 km als Summe der Betriebs- und Kapitalkosten am Beispiel des PKW-Klein mit den unterschiedlichen Varianten von Ladeort und Ladeleistung (Abbildung 5-20, Tabelle 5-11) für das Jahr 2010 dargestellt.

Die Kosten für den Elektro-PKW-Klein liegen je nach Ladeort und Ladeleistung zwischen 27 und 29 Cent/km und damit 43 % bis 60 % über den Gesamtkosten des Benzinfahrzeugs und 33 % bis 48 % über dem Dieselfahrzeug. Die Kilometerkosten für PKW-Mittel und Lieferwagen sind in Tabelle 5-12 und Tabelle 5-13 dargestellt.

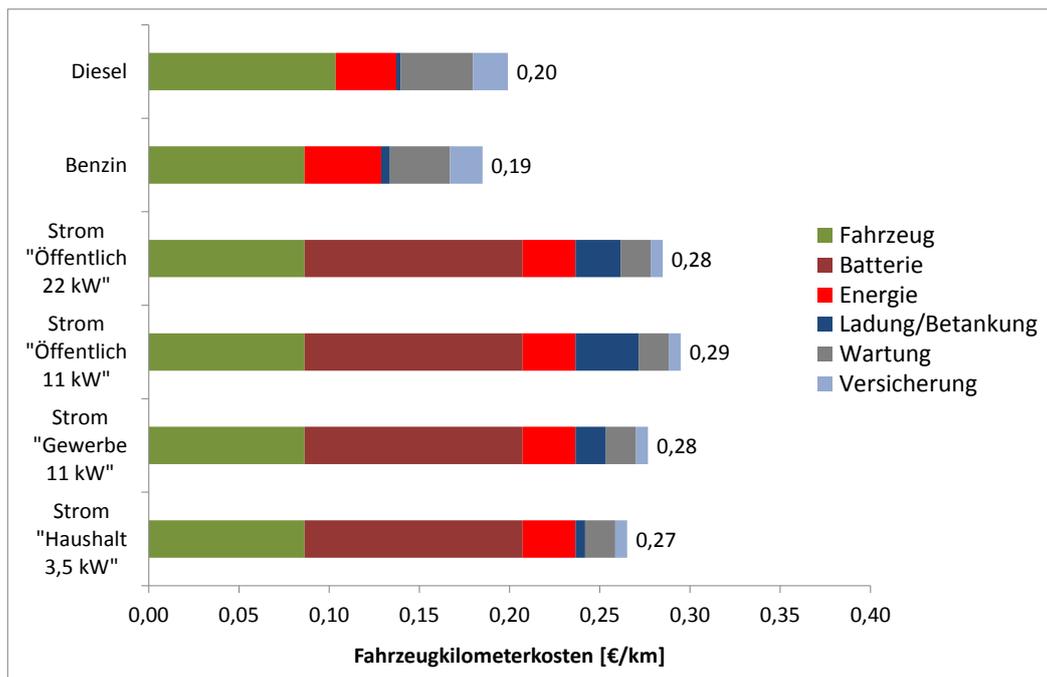


Abbildung 5-21: Fahrzeug-Kilometerkosten, 2010, PKW-Klein (ohne Steuern)

Tabelle 5-11: Fahrzeug-Kilometerkosten, 2010, PKW-Klein (ohne Steuern)

PKW-Klein		Strom "Haushalt 3,5 kW"	Strom "Gewerbe 11 kW"	Strom "Öffentlich 11 kW"	Strom "Öffentlich 22 kW"	Benzin	Diesel
Fahrzeug	[€/km]	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10
Batterie	[€/km]	0,12	0,12	0,12	0,12	-	-
Energie	[€/km]	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03
Ladung/Betankung	[€/km]	0,01	0,02	0,04	0,03	0,005	0,003
Wartung	[€/km]	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,04
Versicherung	[€/km]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
Gesamtkosten	[€/km]	0,27	0,28	0,29	0,28	0,19	0,20

Tabelle 5-12: Fahrzeug-Kilometerkosten, 2010, PKW-Mittel (ohne Steuern)

PKW-Mittel		Strom "Haushalt 3,5 kW"	Strom "Gewerbe 11 kW"	Strom "Öffentlich 11 kW"	Strom "Öffentlich 22 kW"	Benzin	Diesel
Fahrzeug	[€/km]	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,19
Batterie	[€/km]	0,18	0,18	0,18	0,18	-	-
Energie	[€/km]	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04
Ladung/Betankung	[€/km]	0,01	0,02	0,05	0,03	0,006	0,003
Wartung	[€/km]	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,04
Versicherung	[€/km]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
Gesamtkosten	[€/km]	0,42	0,43	0,46	0,44	0,27	0,30

Tabelle 5-13: Fahrzeug-Kilometerkosten, 2010, Lieferwagen (ohne Steuern)

Lieferwagen		Strom "Haushalt 3,5 kW"	Strom "Gewerbe 11 kW"	Strom "Öffentlich 11 kW"	Strom "Öffentlich 22 kW"	Benzin	Diesel
Fahrzeug	[€/km]	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,29
Batterie	[€/km]	0,30	0,30	0,30	0,30	-	-
Energie	[€/km]	0,05	0,05	0,05	0,05	0,09	0,08
Ladung/Betankung	[€/km]	0,01	0,03	0,06	0,05	0,011	0,006
Wartung	[€/km]	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,04
Versicherung	[€/km]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
Gesamtkosten	[€/km]	0,65	0,67	0,70	0,68	0,42	0,44

5.4.5 Sensitivitätsanalyse

Ausgehend von den in Kapitel 5.4.4 dargestellten Kosten wird in diesem Kapitel der Einfluss unterschiedlicher zukünftiger Entwicklungen und Rahmenbedingungen auf die Fahrzeug-Kilometerkosten untersucht. Damit können die Bedingungen dargestellt werden, bei denen die Kilometerkosten eines Elektrofahrzeugs im Bereich der Kosten eines Benzin- oder Dieselfahrzeugs liegen.

5.4.5.1 Stromkosten

Die Darstellung in Abbildung 5-22 bezieht sich auf Ergebnisse zur Entwicklung des zukünftigen nominellen mittleren Strom-Marktpreises im Großhandel (Kapitel 5.1, Abbildung 5-2). Es wurde der gleiche relative Anstieg für die zukünftigen Stromkosten von Privatkunden angenommen.

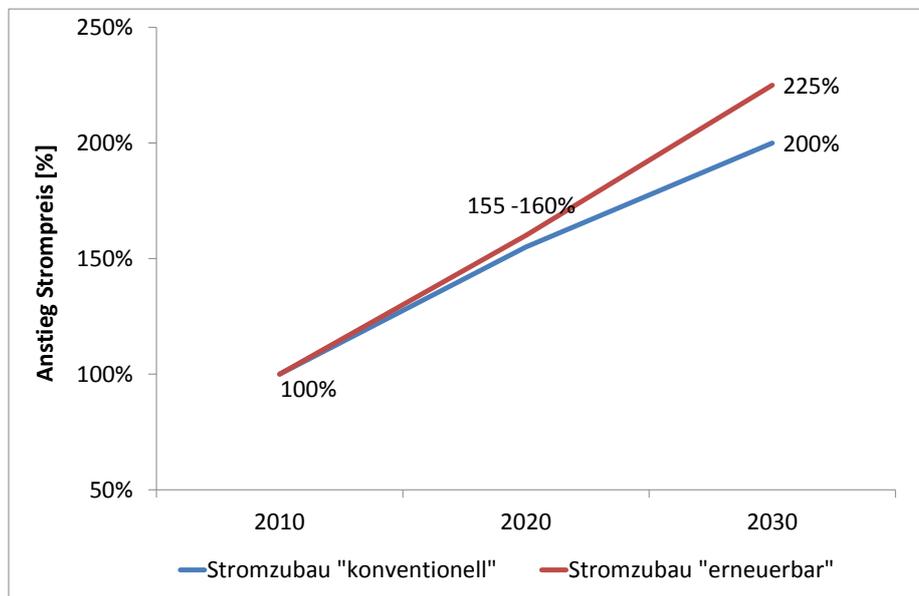


Abbildung 5-22: Anstieg der Stromkosten aus Modell ATLANTIS (eigene Darstellung Joanneum Research)

Die Stromkosten werden neben den spezifischen Stromkosten je kWh auch über den spezifischen Energiebedarf je km beeinflusst. Weitgehend ungeklärt ist beispielsweise der Strombedarf für Innenraumheizung und -kühlung im Fahrzeug-Betrieb. Ebenfalls erwartet wird, dass die Ladeverluste insbesondere bei Schnell-Ladung erheblich sein werden. Dies sind Faktoren, die den Strombedarf erhöhen können. Im Gegenzug kann aber auch im Rahmen der Technologie- (z.B. Leistungselektronik) und Fahrzeugentwicklung (z.B. Leichtbau, Fahrzeugintegration) eine Reduktion des spezifischen Strombedarfs erwartet werden.

5.4.5.2 Ölpreis

Für die Darstellung der Bedingungen, bei denen die Fahrzeug-Kilometerkosten eines Elektro-Fahrzeugs im Bereich der Kosten eines Benzin- oder Dieselfahrzeugs liegen, wurde für die Treibstoffkosten des Benzin- und Diesel-PKW eine Verdoppelung des Ölpreises (von derzeit 100 auf 200 \$ pro Barrel) angenommen. Die Treibstoffkosten ohne Steuern würden dann bei 1,38 €/l (0,16 €/kWh) Benzin bzw. 1,45 €/l (0,15 €/kWh) Diesel liegen. Bei gleichbleibenden Steuern entspricht das einem Benzin- und Diesel-Bruttopreis von 2,3 €/l.

5.4.5.3 Batteriekosten und -lebensdauer

Zur Kostenentwicklung von Lithium-Ionen-Batterien gibt es zahlreiche Studien und Schätzungen mit großen Bandbreiten. Derzeit liegen die spezifischen Kosten für ein Lithium-Ionen „battery pack“ bei ca. 700 €/kWh. Unter Voraussetzung entsprechender Stückzahlen sind spezifische Kosten von 300 bis 400 €/kWh erreichbar (z.B. Sauer 2007, BCG 2009,

McKinsey 2009). Aufgrund der Technologieentwicklung ist eine Erhöhung der Zyklenzahl erwartbar und damit eine Reduktion der Kapitalkosten für die Batterie über die Fahrzeuglebensdauer.

5.4.5.4 Batterieladung

Wie in Kapitel 5.2 dargestellt, ist bei den Kosten für Ladestation und Verrechnung mit Kostenreduktionen zu rechnen. Es wurde angenommen, dass die Kosten bis 2020 um 25 % reduziert werden.

5.4.5.5 Besteuerung

Unter der Voraussetzung einer breiten Markteinführung von Elektrofahrzeugen wird eine große Anzahl von derzeit betriebenen Benzin- und Dieselfahrzeugen ersetzt und damit der Ertrag aus der Mineralölsteuer entsprechend reduziert. In Abbildung 5-23 ist der Einfluss der derzeitigen Steuersituation auf die Fahrzeug-Kilometerkosten am Beispiel des PKW-Klein dargestellt. In Tabelle 5-14 bis Tabelle 5-16 sind für alle betrachteten Batterie-Elektrofahrzeuge und Benzin- und Dieselfahrzeuge die Fahrzeugkilometerkosten zum Vergleich ohne und mit Steuern dargestellt.

Die Möglichkeit einer Einführung einer Straßenbenutzungsabgabe für Elektrofahrzeuge ist eine politische Entscheidung und wird deshalb in dieser Kostenanalyse nicht quantitativ bewertet.

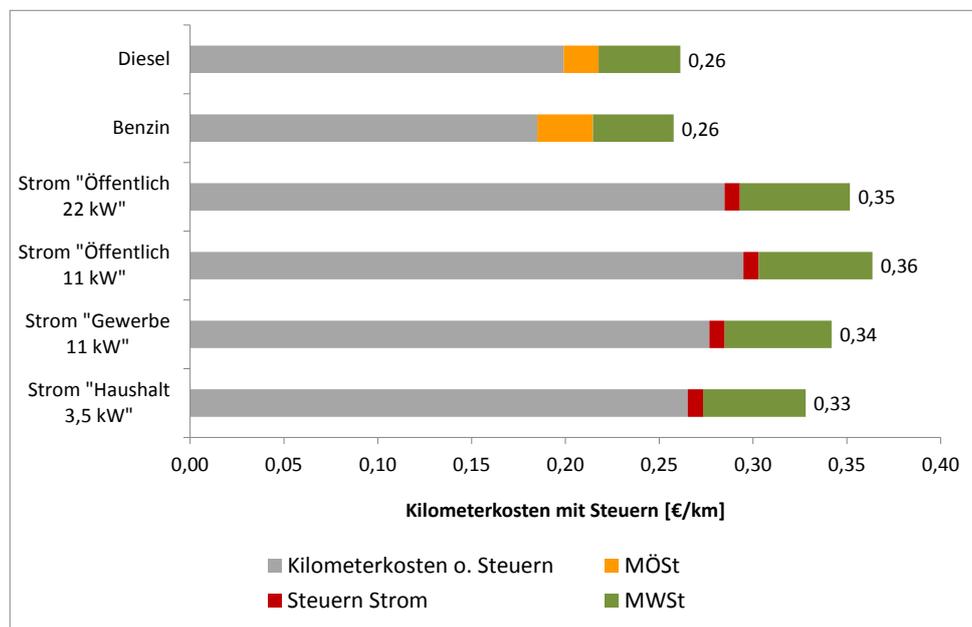


Abbildung 5-23: Fahrzeug-Kilometerkosten mit derzeitigen Steuern am Beispiel PKW-Klein

Tabelle 5-14: Fahrzeug-Kilometerkosten mit derzeitigen Steuern, 2010, PKW-Klein

PKW-Klein		Strom "Haushalt 3,5 kW"	Strom "Gewerbe 11 kW"	Strom "Öffentlich 11 kW"	Strom "Öffentlich 22 kW"	Benzin	Diesel
Kilometerkosten o. Steuern [€/km]		0,27	0,28	0,29	0,28	0,19	0,20
MÖSt [€/km]		-	-	-	-	0,03	0,02
Steuern Strom [€/km]		0,01	0,01	0,01	0,01	-	-
MWSt [€/km]		0,05	0,06	0,06	0,06	0,04	0,04
Kilometerkosten m. Steuern [€/km]		0,33	0,34	0,36	0,35	0,26	0,26

Tabelle 5-15: Fahrzeug-Kilometerkosten mit derzeitigen Steuern, 2010, PKW-Mittel

PKW-Mittel		Strom "Haushalt 3,5 kW"	Strom "Gewerbe 11 kW"	Strom "Öffentlich 11 kW"	Strom "Öffentlich 22 kW"	Benzin	Diesel
Kilometerkosten o. Steuern [€/km]		0,42	0,43	0,46	0,44	0,27	0,30
MÖSt [€/km]		-	-	-	-	0,04	0,02
Steuern Strom [€/km]		0,01	0,01	0,01	0,01	-	-
MWSt [€/km]		0,08	0,09	0,09	0,09	0,06	0,06
Kilometerkosten m. Steuern [€/km]		0,51	0,53	0,56	0,54	0,37	0,38

Tabelle 5-16: Fahrzeug-Kilometerkosten mit derzeitigen Steuern, 2010, Lieferwagen

Lieferwagen		Strom "Haushalt 3,5 kW"	Strom "Gewerbe 11 kW"	Strom "Öffentlich 11 kW"	Strom "Öffentlich 22 kW"	Benzin	Diesel
Kilometerkosten o. Steuern [€/km]		0,65	0,67	0,70	0,68	0,42	0,44
MÖSt [€/km]		-	-	-	-	0,07	0,04
Steuern Strom [€/km]		0,01	0,01	0,01	0,01	-	-
MWSt [€/km]		0,13	0,14	0,14	0,14	0,10	0,10
Kilometerkosten m. Steuern [€/km]		0,79	0,82	0,86	0,84	0,58	0,57

5.4.5.6 Ergebnisse

Die Sensitivitätsanalyse wurde am Beispiel des Elektrofahrzeugs PKW-Klein durchgeführt. Das Ziel war, Bedingungen darzustellen, unter denen Kostenparität mit Benzin- und Dieselfahrzeugen erreicht werden können. Folgende Annahmen wurden zusammengefasst getroffen:

- Energiekosten Strom: 160 % von 2010
- Energiekosten Benzin/Diesel: 200 % von 2010
- Batterie Kapitalkosten: 50 % von 2010
- Batterieladung: 75 % von 2010

Die anderen Kosten (Fahrzeug Kapitalkosten, Betankung, Wartung, Versicherung) wurden nicht verändert. Wie in Abbildung 5-24 gezeigt, liegen die Kilometerkosten für

Elektrofahrzeuge mit 22 bis 24 Cent/km auf gleicher Höhe mit den Benzin- und Dieselfahrzeugen mit 23 Cent/km.

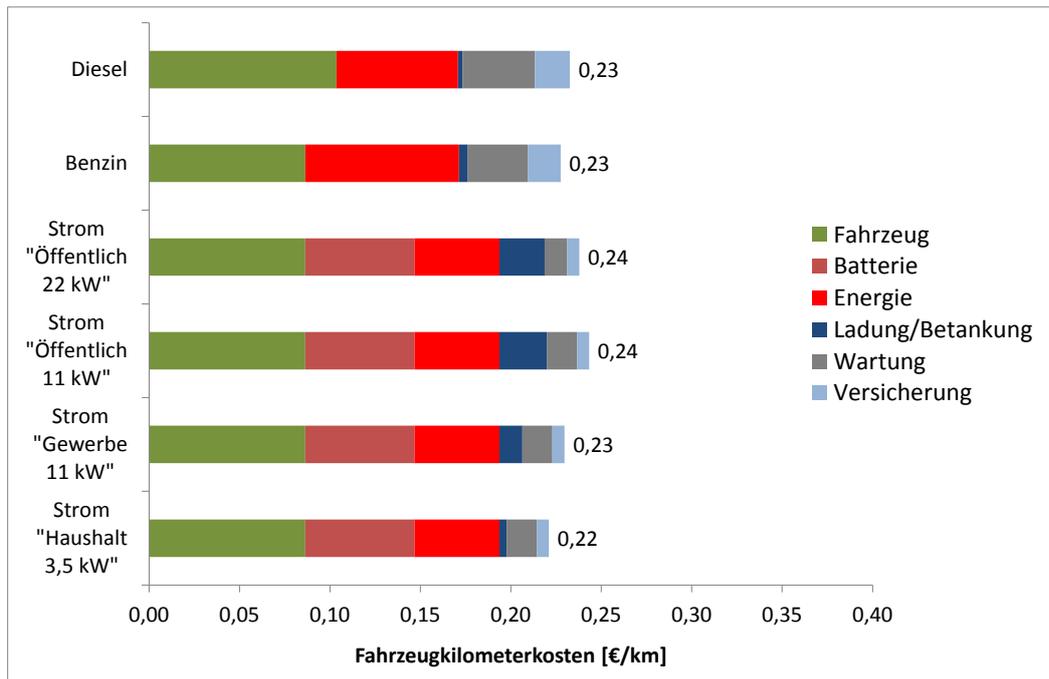


Abbildung 5-24: Sensitivitätsanalyse der wichtigsten Einflussfaktoren auf die Fahrzeug-Kilometerkosten PKW-Klein (ohne Steuern)

6 Umweltbewertung

6.1 Methodik

Auf Basis einer Lebenszyklusanalyse wurde ein Vergleich der Umweltwirkungen der Transportdienstleistung von Elektrofahrzeugen mit Benzin- und Dieselfahrzeugen durchgeführt.

Nach ISO 14040 ist die Lebenszyklusanalyse eine Methode zur Abschätzung der Umweltauswirkungen eines Produktes (z.B. wie in der vorliegenden Untersuchung der Transportdienstleistung), wobei Umweltaspekte im Verlauf des Lebensweges eines Produktes (d.h. „von der Wiege bis zur Bahre“) von der Rohstoffgewinnung, über die Produktion, Anwendung bis zur Entsorgung untersucht werden. In der Lebenszyklusanalyse werden alle beteiligten Hilfsstoffe und Prozesse berücksichtigt. Bei Analysen von Transportdienstleistungen wird auch der Begriff „Well-to-Wheel“ (WTW) verwendet. Aufgrund der Schwerpunktsetzung in diesem Projekt wurde die Bewertung der Stromerzeugung im Rahmen der Lebenszyklusanalyse besonders genau durchgeführt.

Die Bewertung wurde für

- die Treibhausgas (THG)-Emissionen der Transportdienstleistung und
- den kumulierten Primärenergieverbrauch (KEV) als Maß für die Energieeffizienz im Lebenszyklus und für den erneuerbaren bzw fossilen Anteil der Transportdienstleistung

durchgeführt. In einer Sensitivitätsanalyse wurde der Einfluss der wesentlichen Faktoren, wie z. B. Energieeffizienz und Stromerzeugung, auf die THG-Emissionen ermittelt.

Es werden die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) betrachtet. Als Maß für die Treibhauswirkung dieser Gase wird das THG-Potential (GWP – Global Warming Potential) verwendet, das den Beitrag verschiedener Gase zu einer möglichen Erwärmung der Erdatmosphäre in Form einer äquivalenten Menge Kohlendioxid ausdrückt. Das Konzept des Treibhauspotentials wurde entwickelt, um die Beiträge der Gase auf die Erwärmung der Erdatmosphäre vergleichbar und damit summierbar zu machen. Die Treibhauswirkung eines Kilogramms des Gases wird als Vielfaches ("Äquivalenzfaktor") der Treibhauswirkung von einem Kilogramm CO₂ angegeben. Mit den Äquivalenzfaktoren werden die Gasmengen von CH₄ und N₂O in äquivalente CO₂-Mengen (CO₂-Äq) umgerechnet.

Äquivalenzfaktoren der Emissionen mit Beitrag zum Treibhauseffekt [IPCC]:

- CO₂ = 1 CO₂-Äquivalent
- CH₄ = 25 CO₂-Äquivalent
- N₂O = 298 CO₂-Äquivalent

Die Gesamtheit des primärenergetischen Aufwands, hier für die Transportdienstleistung (kWh/km), wird als kumulierter Primär-Energieverbrauch (KEV) bezeichnet. Folgende Primärenergieträger werden erfasst:

- die fossilen Energieträger Kohle, Erdgas und Rohöl,
- die erneuerbaren Energieträger Biomasse, Sonne, Wasserkraft und Wind und
- sonstige Energieträger wie Abfälle (z.B. Müllverbrennung) und Atomkraft

Die Ergebnisse der LCA wurden auf die Transportdienstleistung „1 PKW-Kilometer“ bezogen, also z.B. g CO₂-Äq / PKW-km. Zur Berechnung der Treibhausgas-Emissionen in der Lebenszyklusanalyse wurde das Computerprogramm GEMIS V4.7 (<http://www.oeko.de/service/gemis>, Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme) eingesetzt, wobei der verfügbare Datensatz GEMIS Österreich (UBA 2011) und „ELEKTRA“ (Haas et al. 2009) verwendet werden.

6.2 Untersuchte Systeme

Die Basis für die Lebenszyklusanalyse bilden Prozessketten, die für jedes untersuchte Transportsystem modelliert wurden. Eine Prozesskette beschreibt den gesamten Lebenszyklus von der Rohstoffbereitstellung bis zur Transportdienstleistung.

In Abbildung 6-1 sind die untersuchten Prozessketten zu den Elektrofahrzeugen dargestellt. Als Referenzsystem werden Prozessketten für benzin- und dieselbetriebene Fahrzeuge gegenübergestellt. Für den Vergleich aller Systeme werden die Umweltwirkungen für einen Fahrzeug-Kilometer ermittelt.

Wie in Kapitel 3.3 dargestellt, folgt die Entwicklung der Stromerzeugung in der EU im Modell ATLANTIS zwei Szenarien – „Konventionell“ und „Erneuerbar“. Die Modellierung ergab, dass der Zusatzbedarf an Strom für die Elektrofahrzeuge in Spitzenlastzeiten in der EU in beiden Szenarien mit zusätzlichen Erdgaskraftwerken (Strom-Mix „Konv“, „Erneu“) gedeckt wird. Als zusätzliches Szenario wurde die Abdeckung des Zusatzbedarfs an Strom mit PV- und Windkraftanlagen (Kapitel 3.3.3) abgeschätzt (Strom-Mix „Wind-PV“).

Die Berechnung der Umweltwirkungen der Transportdienstleistung wurden am Beispiel eines PKW-Klein untersucht, wobei für die Stromerzeugung auf Grundlage der Ergebnisse aus Kapitel 3.4 insgesamt 36 Szenarien in Abhängigkeit von der Entwicklung des Kraftwerks-Mixes (Kapitel 3.3), der Deckung des zusätzlichen Strombedarfs für die Elektrofahrzeuge, der Ladestrategie (Kapitel 2.5.2) und der Fahrzeuganzahl (Kapitel 2.5.1) in den Jahren 2010, 2020 und 2030 berechnet wurden (Tabelle 6-1).

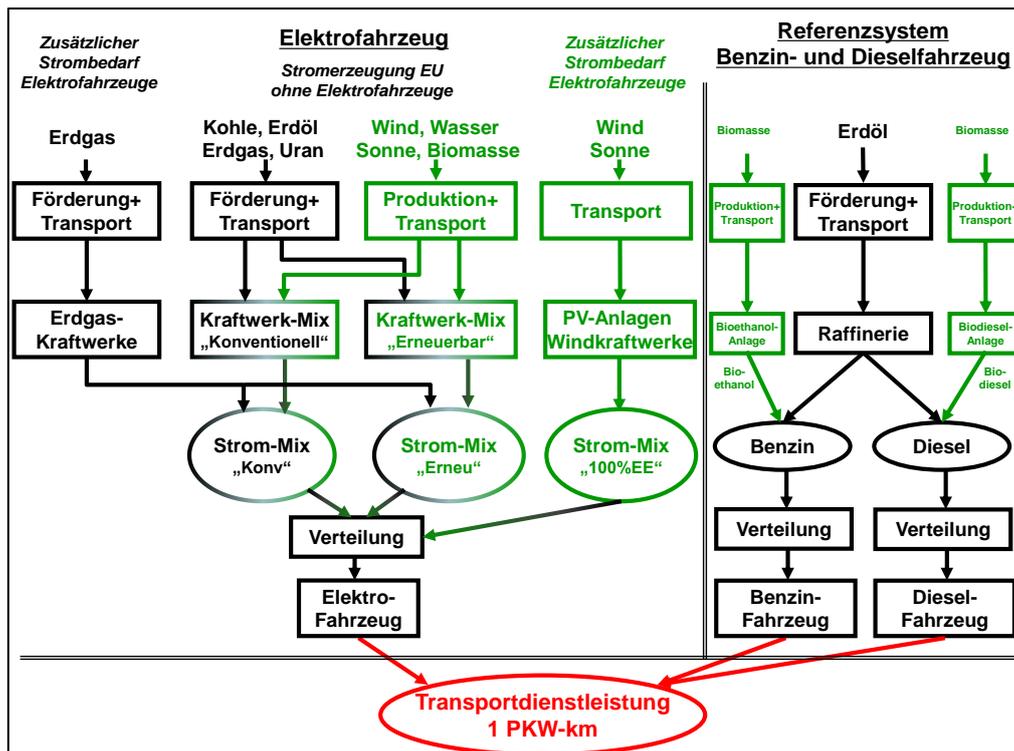


Abbildung 6-1: Untersuchte Systeme – Prozessketten

Tabelle 6-1: Festlegung der untersuchten Szenarien

Szenario	Entwicklung Kraftwerks-Mix			Zusätzlicher Strombedarf E-Fahrzeuge aus	Ladestrategie	Anzahl Elektrofahrzeuge AT		
	2010	2020	2030			2010	2020	2030
"Konv-o EF"	Konventionell			-	-	0	0	0
"Konv-ambi-ungest"	Konventionell			Erdgas	Ungesteuert	500	270.000	1.000.000
"Konv-maxi-ungest"	Konventionell			Erdgas	Ungesteuert	500	270.000	2.000.000
"Konv-maxi-gest"	Konventionell			Erdgas	Gesteuert	500	270.000	2.000.000
"Erneu-o EF"	Erneuerbar			-	-	0	0	0
"Erneu-ambi-ungest"	Erneuerbar			Erdgas	Ungesteuert	500	270.000	1.000.000
"Erneu-max-ungest"	Erneuerbar			Erdgas	Ungesteuert	500	270.000	2.000.000
"Erneu-max-gest"	Erneuerbar			Erdgas	Gesteuert	500	270.000	2.000.000
"100%EE-konv"	Konventionell			40% PV, 60%Wind	Ungesteuert	500	270.000	1.000.000
"100%EE-erneu"	Erneuerbar			60% PV, 40%Wind	Ungesteuert	500	270.000	1.000.000

6.3 Stromerzeugung

6.3.1 Strom-Mix in Österreich und EU

Die Umweltwirkungen der Stromerzeugung wurden für unterschiedliche Technologie-Mixe in Österreich und in der EU berechnet. In jedem Szenario_{1,m} (Tabelle 6-1) wurden im ATLANTIS Modell als Eingangsparameter für die ökologische Analyse für jedes Land_{1,n}, jedes Jahr (2010, 2020, 2030) und für jede Technologie_{1,x} die erzeugte Jahresstrommenge (GWh/a), der Brennstoffeinsatz (GWh/a), die Kraftwerksleistung und die Anzahl der Kraftwerke berechnet.

Damit wurden nicht nur die länderspezifischen Strommixe, sondern auch die länderspezifischen Brennstoffe und Technologienutzungsgrade in der ökologischen Analyse berücksichtigt. Abbildung 6-2 stellt als Beispiel die spezifischen THG-Emissionen (g CO₂-Äq/kWh) von Stromerzeugungstechnologien in Österreich (Nuklear in Deutschland) dar.

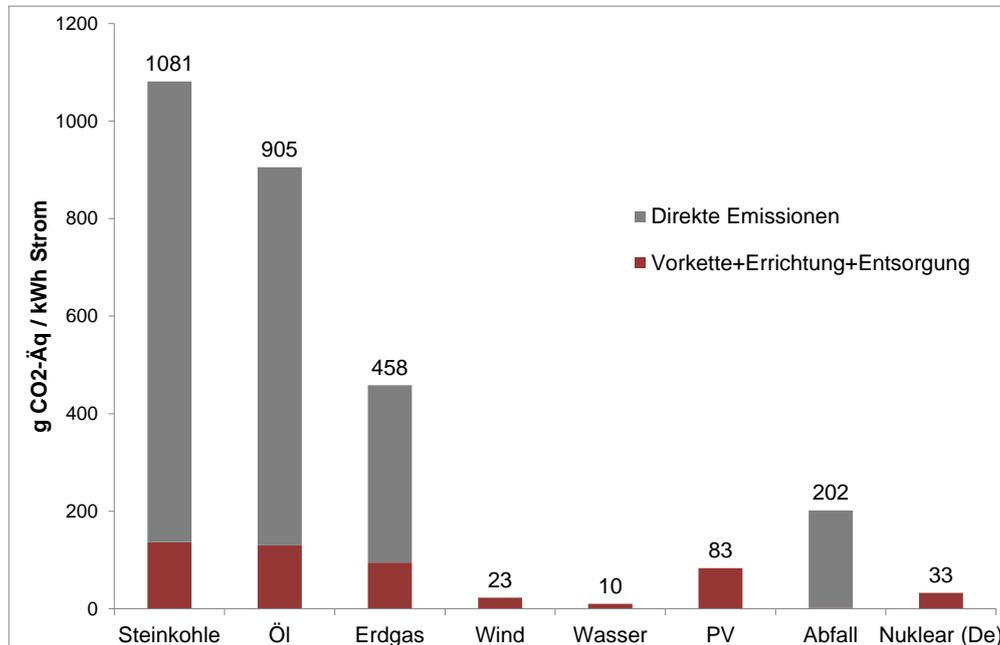


Abbildung 6-2: THG-Emissionen von Stromerzeugungstechnologien in Österreich

In den folgenden Abbildungen wird die Ausgangssituation der Kraftwerksleistung für die Szenarien ohne Elektrofahrzeuge „Konv-oEF“ und „Erneu-oEF“ in Österreich dargestellt.

Im konventionellen Ausbau des Kraftwerksparks nimmt die installierte Leistung der fossilen Kraftwerke v.a. durch Ersatz alter Kraftwerke durch neue Erdgaskraftwerke mit höherer Leistung von ca. 5.800 MW (2010) auf ca. 8.600 MW (2020) bzw. 8.200 MW (2030) zu. Die Leistung erneuerbarer Kraftwerke wird v.a. im Bereich der Speicherkraftwerke und der Windkraftwerke von 13.300 MW (2010) auf 17.600 MW (2020) bzw. 19.100 MW (2030) erhöht. Der Anteil der fossilen bzw. erneuerbaren Kraftwerksleistung bleibt zwischen 2010 und 2030 mit ca. 30 % bzw. 70 % nahezu unverändert (Abbildung 6-3).

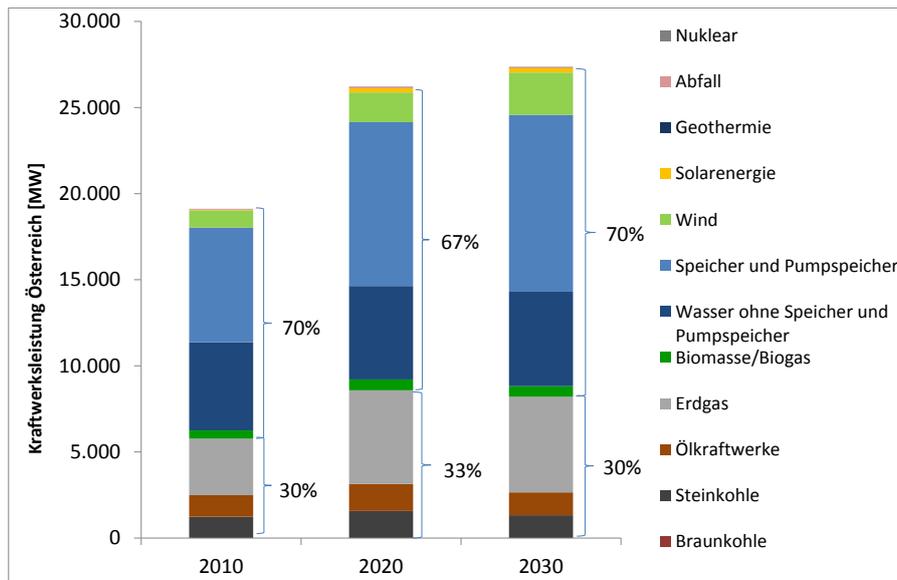


Abbildung 6-3: Kraftwerksleistung „Konv-oEF“ Österreich

Im erneuerbaren Ausbau des Kraftwerksparks nimmt die installierte Leistung der fossilen Kraftwerke v.a eine geringere Anzahl neuer Kraftwerke mit höherer Leistung von ca. 5.800 MW (2010) auf ca. 7.300 MW (2020) bzw. 7.000 MW (2030) zu. Die Leistung erneuerbarer Kraftwerke wird v.a. im Bereich der Wasserkraftwerke (Laufkraft und Speicherkraft) und der Windkraftwerke durch massiven Ausbau von 13.300 MW (2010) auf 20.100 MW (2020) bzw. 26.300 MW (2030) erhöht. Der Anteil der fossilen bzw. erneuerbaren Kraftwerksleistung verändert sich zwischen 2010 und 2030 von ca. 30 % bzw. 70 % auf 21 % bzw. 79 % (Abbildung 6-4).

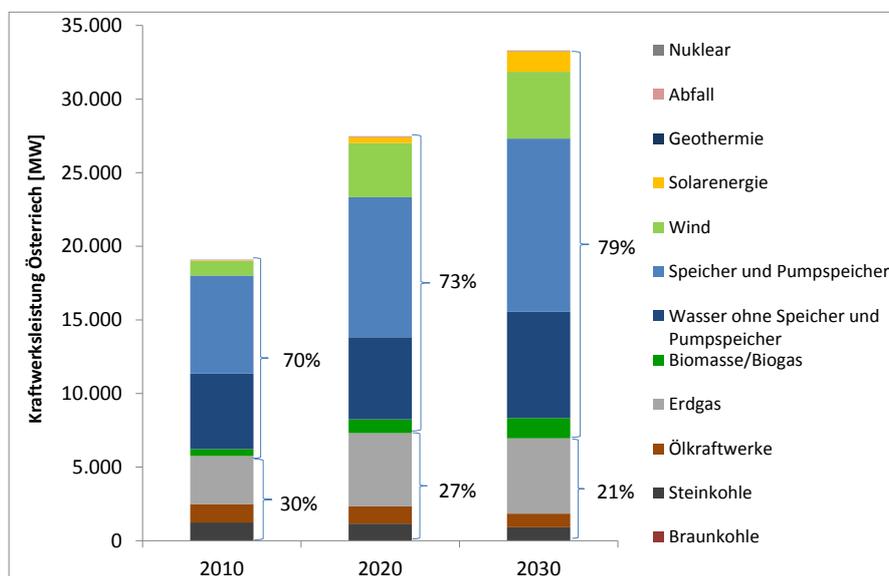


Abbildung 6-4: Kraftwerksleistung „Erneu-oEF“ Österreich

In den folgenden Abbildungen wird die Ausgangssituation des Strom-Mixes auf Basis der erzeugten Jahresenergiemengen für die Szenarien ohne Elektrofahrzeuge „Konv-oEF“ und „Erneu-oEF“ in Österreich und in der EU dargestellt.

Im konventionellen Szenario in Österreich steigt der fossile Anteil der Strommenge ausgehend von 26 % (2010) auf 36 % (2020) bzw. 27 % (2030) (Abbildung 6-5). Im erneuerbaren Szenario in Österreich sinkt hingegen der fossile Anteil der Strommenge ausgehend von 26 % (2010) auf 23 % (2020) bzw. 19 % (2030) (Abbildung 6-6).

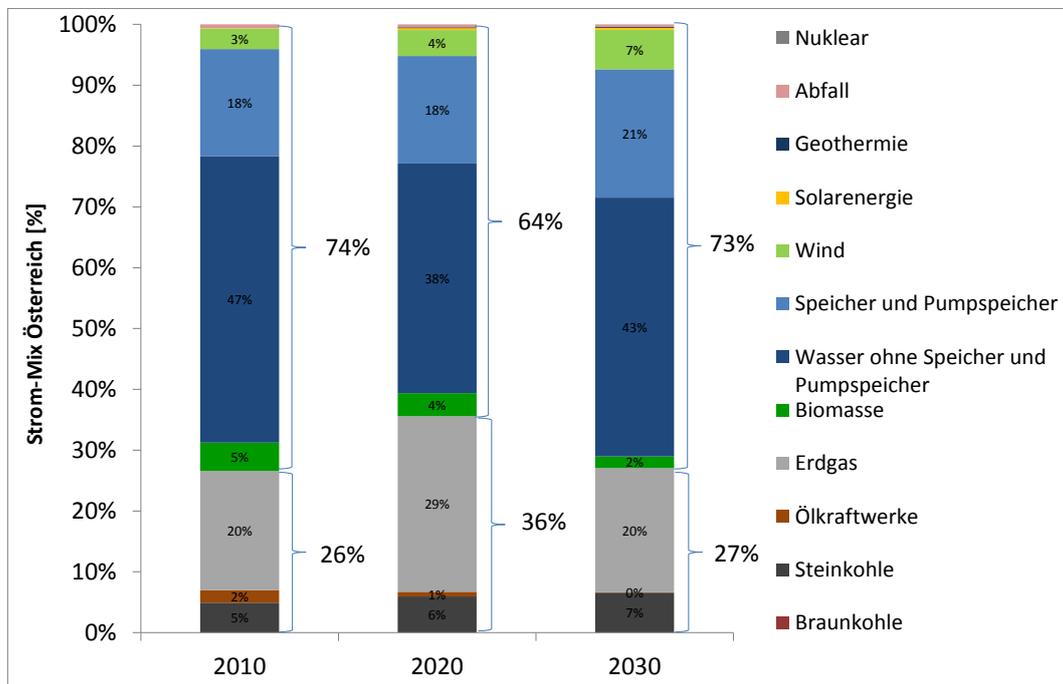


Abbildung 6-5: Strom-Mix „Konv-oEF“ Österreich

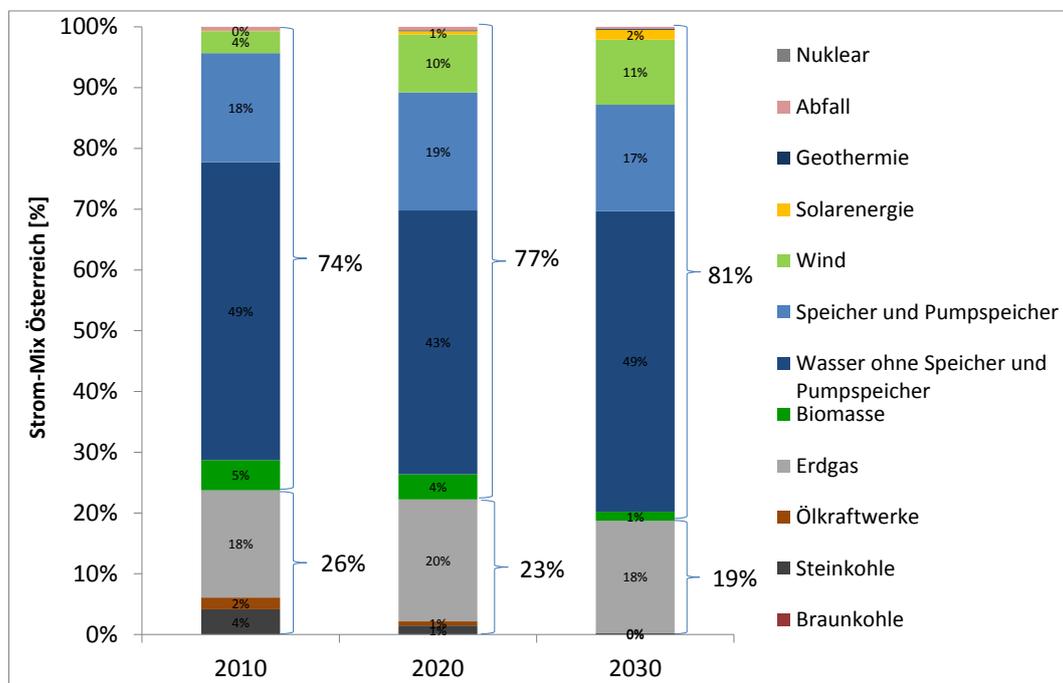


Abbildung 6-6: Strom-Mix „Erneu-oEF“ Österreich

Im konventionellen Szenario in der EU sinkt der fossile Anteil der Strommenge leicht ausgehend von 45 % (2010) auf 44 % (2020) bzw. 44 % (2030) (Abbildung 6-7). Der erneuerbare Anteil steigt von 22 % (2010) auf 30 % (2020) bzw. 37 % (2030). Im erneuerbaren Szenario in der EU sinkt der fossile Anteil der Strommenge ausgehend von

46 % (2010) auf 40 % (2020) bzw. 33 % (2030) (Abbildung 6-8). Der erneuerbare Anteil steigt von 22 % (2010) auf 33 % (2020) bzw. 46 % (2030).

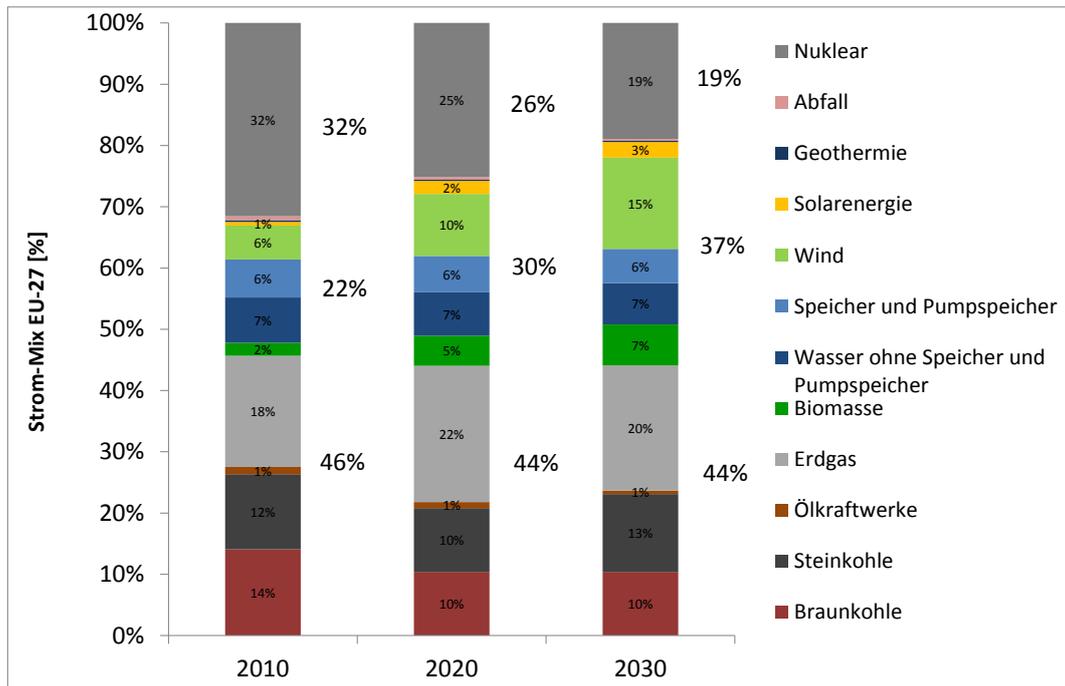


Abbildung 6-7: Strom-Mix „Konv-oEF“ in der EU

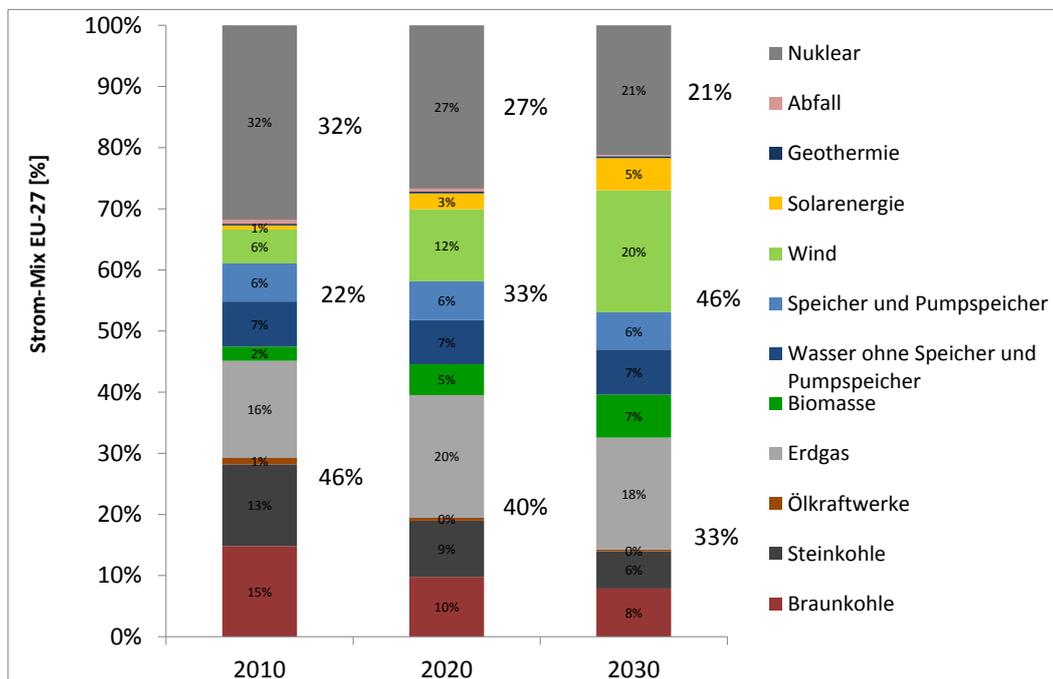


Abbildung 6-8: EU-Strom-Mix „Erneu-oEF“

Der Strom-Mix der Szenarien mit Elektrofahrzeugen ist im folgenden Kapitel gemeinsam mit den zugehörigen Treibhausgasemissionen dargestellt.

6.3.2 Treibhausgas-Emissionen

Für die Treibhausgas- (THG-) emissionen der Transportdienstleistung eines Elektrofahrzeuges in Österreich sind für den benötigten Strom die THG-Emissionen des Strom-Mixes im österreichischen Netz inklusive Import/Export Saldo relevant. In diesem Kapitel sind die spezifischen THG-Emissionen (g CO₂-Äq/kWh) des Strom-Mixes in der EU sowie des Strom-Mixes Österreich für die untersuchten Szenarien (Tabelle 6-1) dargestellt. Dem Saldo aus der jährlichen Import-/Exportbilanz im österreichischen Netz wurden bei Importüberschuss die spezifischen THG-Emissionen vom EU-Strom-Mix zugeordnet, bei Exportüberschuss vom Österreich-Mix.

In Abbildung 6-9 sind die THG-Emissionen des EU-Strom-Mixes in den Szenarien ohne Elektrofahrzeuge mit konventionellem bzw. erneuerbarem Ausbau des Kraftwerksparks dargestellt. Diese sinken im Szenario „Konv-oEF“ ausgehend von 414 g CO₂-Äq/kWh (2010) auf 320 (2020) bzw. 314 g CO₂-Äq/kWh (2030). Im Szenario „Erneu-oEF“ sinken die THG-Emissionen deutlich stärker auf 291 (2020) bzw. 223 g CO₂-Äq/kWh (2030).

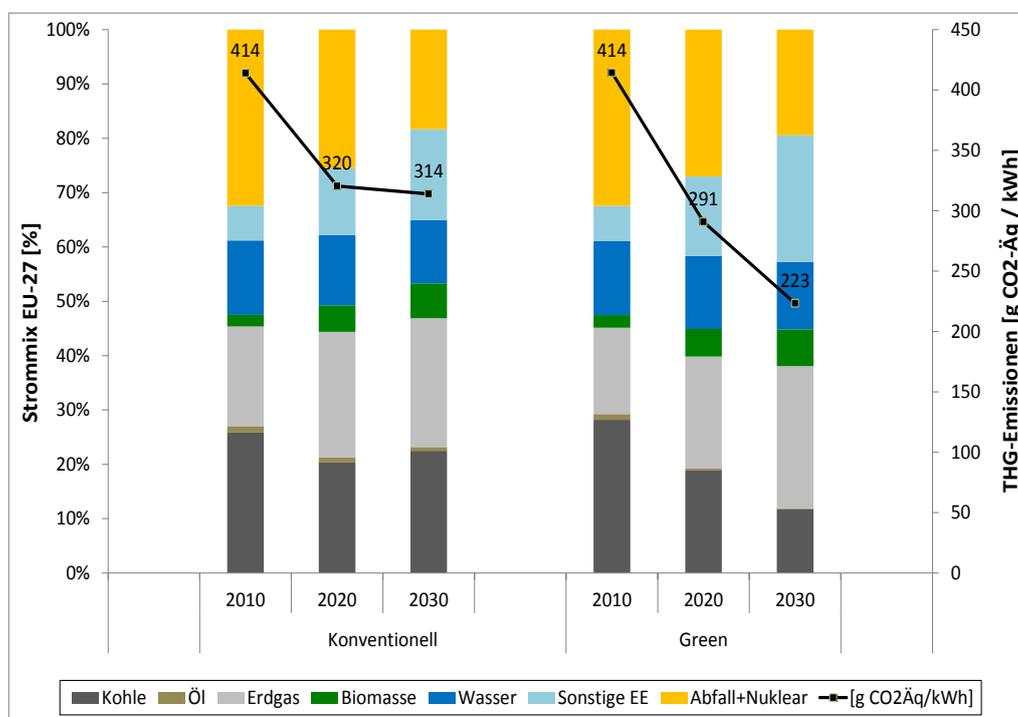


Abbildung 6-9: THG-Emissionen Strom-Mix EU in Szenarien „Konv-oEF“ und „Erneu-oEF“

In Abbildung 6-10 sind die THG-Emissionen des Strom-Mixes Österreich in den Szenarien ohne Elektrofahrzeuge mit konventionellem bzw. erneuerbarem Ausbau des Kraftwerksparks dargestellt. Diese steigen im Szenario „Konv-oEF“ ausgehend von 181 g CO₂-Äq/kWh (2010) auf 194 (2020) bzw. 184 g CO₂-Äq/kWh (2030). Im Szenario „Erneu-oEF“ sinken die THG-Emissionen deutlich von 172 g CO₂-Äq/kWh (2010) auf 111 (2020) bzw. 85 g CO₂-Äq/kWh (2030). Nachdem das Basisjahr der ATLANTIS Modellierung das Jahr 2006 ist, unterscheiden sich die Emissionen im Jahr 2010 bereits geringfügig.

In Abbildung 6-11 sind die THG-Emissionen des EU-Strom-Mixes der Szenarien „Konv-oEF“, „Konv-ambi-ungest“, „Konv-maxi-ungest“ und „Konv-Maxi-gest“ dargestellt, die den Einfluss der Einführung von Elektrofahrzeugen in allen EU-Ländern sowie der Ladestrategie auf die

THG-Emissionen zeigen. Sichtbar ist der Einfluss v.a. im Vergleich der THG-Emissionen in den Szenarien „Konv-maxi-ungest“ und „Konv-Maxi-gest“ jeweils im Jahr 2030, in dem im Szenario mit gesteuerter Ladung die Emissionen mit 312 g CO₂-Äq/kWh höher sind als bei ungesteuerter Ladung mit 307 g CO₂-Äq/kWh. Wie bereits in Kapitel 3.4 erläutert, werden bei ungesteuerter Ladung aufgrund des höheren zusätzlichen Leistungsbedarfs mehr alte Kraftwerke durch größere neue Kraftwerke mit besserem Nutzungsgrad ersetzt, die niedrigere THG-Emissionen aufweisen. Im Jahr 2030 sind die Emissionen in den Szenarien mit Elektrofahrzeugen (geringfügig) höher als im Szenario ohne Elektrofahrzeuge. Im Jahr 2020 ist keine Beeinflussung der Emissionen durch die Einführung von Elektrofahrzeugen festzustellen.

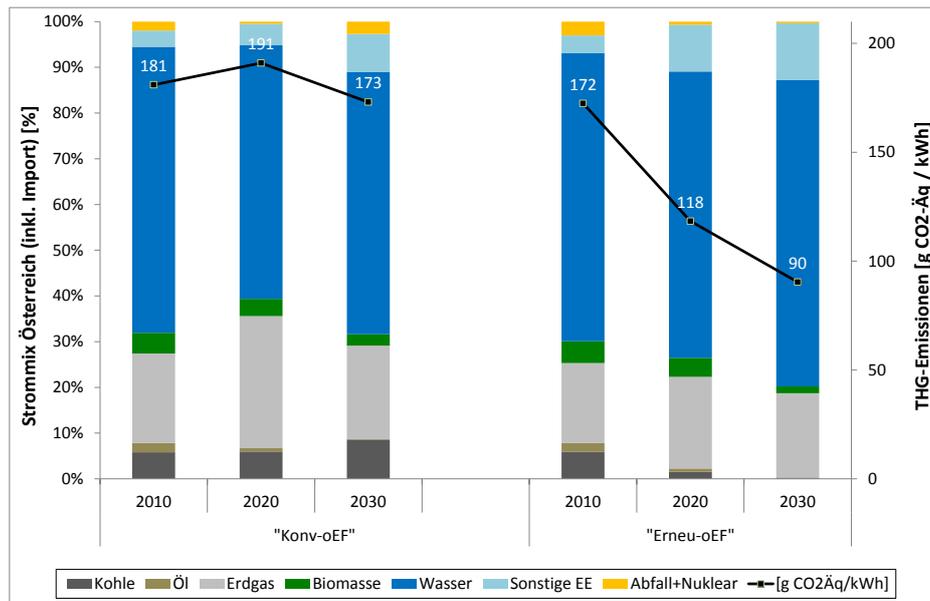


Abbildung 6-10: THG-Emissionen Strom-Mix Österreich in Szenarien „Konv-oEF“ und „Erneu-oEF“

In Abbildung 6-12 sind die THG-Emissionen des Strom-Mixes Österreich der Szenarien „Konv-oEF“, „Konv-ambi-ungest“, „Konv-maxi-ungest“ und „Konv-Maxi-gest“ dargestellt, die den Einfluss der Einführung von Elektrofahrzeugen in Österreich sowie der Ladestrategie auf die THG-Emissionen zeigen. Sichtbar ist der Einfluss wiederum v.a. im Vergleich der THG-Emissionen in den Szenarien „Konv-maxi-ungest“ und „Konv-Maxi-gest“ jeweils im Jahr 2030, in dem im Szenario mit gesteuerter Ladung die Emissionen mit 203 g CO₂-Äq/kWh höher sind als bei ungesteuerter Ladung mit 171 g CO₂-Äq/kWh. Wie bereits in Kapitel 3.4 erläutert, werden bei ungesteuerter Ladung aufgrund des höheren zusätzlichen Leistungsbedarfs mehr alte Kraftwerke durch größere neue Kraftwerke mit besserem Nutzungsgrad ersetzt, die niedrigere THG-Emissionen aufweisen. Bei gesteuerter Ladung ist der zusätzliche Leistungsbedarf und damit der Bedarf für neue Kraftwerke geringer, und der zusätzliche Strombedarf wird mehrheitlich mit dem bestehenden älteren Kraftwerkspark mit geringeren Nutzungsgraden und höheren THG-Emissionen gedeckt. Im Jahr 2030 sind die Emissionen in den Szenarien mit Elektrofahrzeugen außer im Szenario „Konv-maxi-ungest“ höher als im Szenario ohne Elektrofahrzeuge. Im Jahr 2020 ist eine nur geringe Beeinflussung der Emissionen durch die Einführung von Elektrofahrzeugen festzustellen.

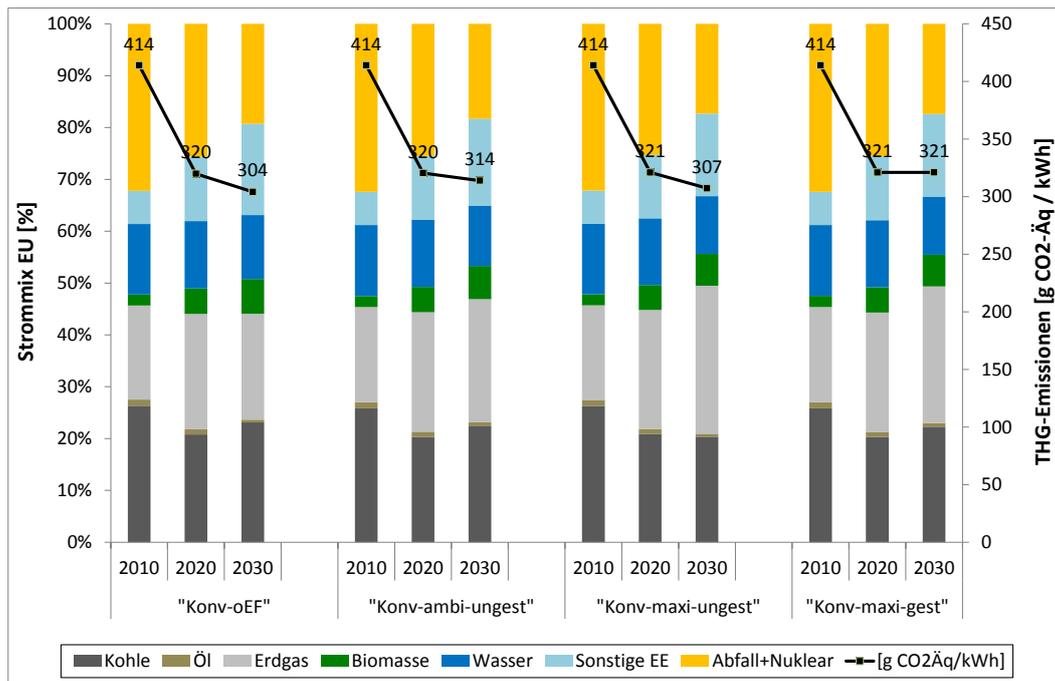


Abbildung 6-11: THG-Emissionen Strom-Mix EU in Szenarien „Konv-oEF“, „Konv-ambi-ungest“, „Konv-maxi-ungest“ und „Konv-maxi-gest“

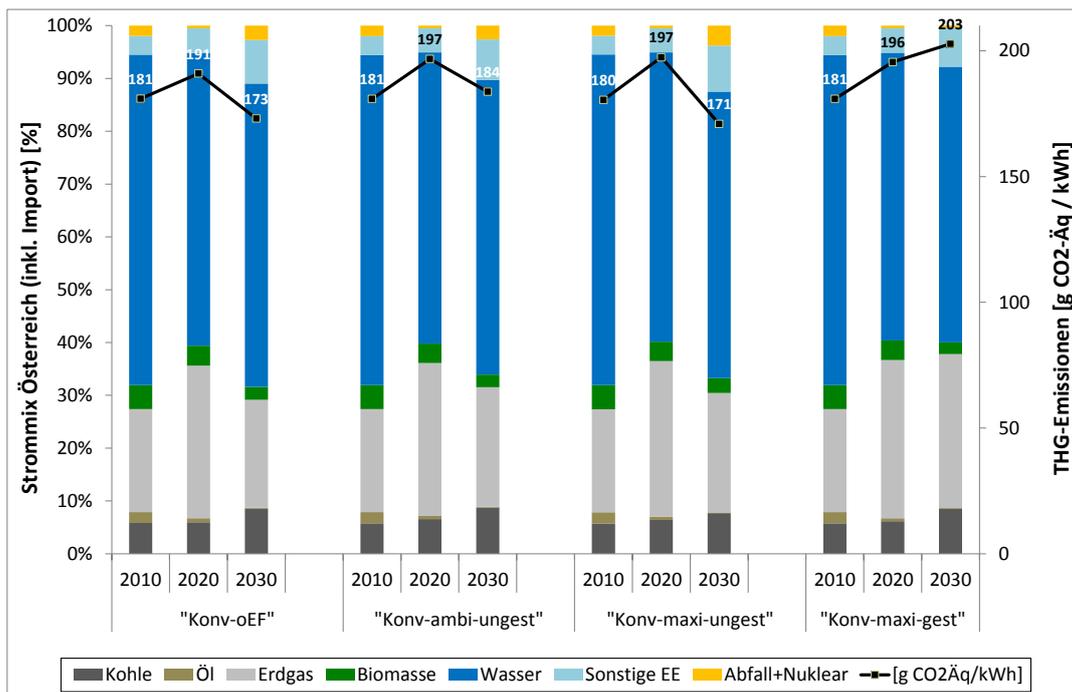


Abbildung 6-12: THG-Emissionen Strom-Mix Österreich in Szenarien „Konv-oEF“, „Konv-ambi-ungest“, „Konv-maxi-ungest“ und „Konv-maxi-gest“

In Abbildung 6-13 sind die THG-Emissionen des EU-Strom-Mixes der Szenarien „Erneu-oEF“, „Erneu-ambi-ungest“, „Erneu-maxi-ungest“ und „Erneu-maxi-gest“ dargestellt. Der Einfluss der Einführung von Elektrofahrzeugen in allen EU-Ländern sowie der Ladestrategie auf die THG-Emissionen stellt sich vergleichbar mit den konventionellen Szenarien dar. Sichtbar ist der Einfluss wieder v.a. im Vergleich der THG-Emissionen in den Szenarien „Erneu-maxi-ungest“ und „Erneu-maxi-gest“ jeweils im Jahr 2030, in dem im

Szenario mit gesteuerter Ladung die Emissionen mit 248 g CO₂-Äq/kWh höher sind als bei ungesteuerter Ladung mit 223 g CO₂-Äq/kWh (Begründung siehe konventionelle Szenarien). Im Jahr 2030 sind die Emissionen in den Szenarien mit Elektrofahrzeugen etwas höher als im Szenario ohne Elektrofahrzeuge. Im Jahr 2020 sind die Emissionen in den Szenarien mit Elektrofahrzeugen etwas niedriger als im Szenario ohne Elektrofahrzeuge.

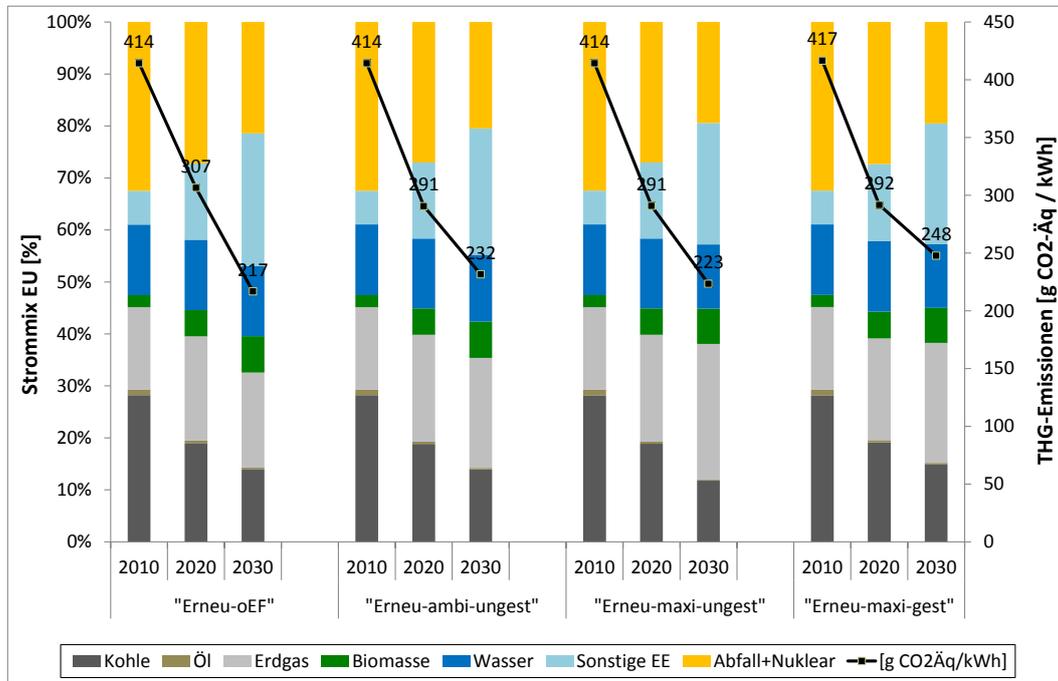


Abbildung 6-13: THG-Emissionen Strom-Mix EU in den Szenarien „Erneu-oEF“, „Erneu-ambi-ungest“, „Erneu-maxi-ungest“ und „Erneu-maxi-gest“

In Abbildung 6-14 sind die THG-Emissionen des Strom-Mixes Österreich der Szenarien „Erneu-oEF“, „Erneu-ambi-ungest“, „Erneu-maxi-ungest“ und „Erneu-maxi-gest“ dargestellt. Der Einfluss der Einführung von Elektrofahrzeugen in allen EU-Ländern sowie der Ladestrategie auf die THG-Emissionen stellt sich wiederum vergleichbar mit den konventionellen Szenarien dar. Sowohl im Jahr 2030 (außer Erneu-maxi-gest“) als auch 2020 sind die Emissionen in den Szenarien mit Elektrofahrzeugen etwas niedriger als im Szenario ohne Elektrofahrzeuge.

Die THG-Emissionen für Österreich für das Szenario „100%EE-Konv“ mit Deckung des zusätzlichen Strombedarfs aus 40 % PV und 60 % Windkraft liegen bei 47 g CO₂-Äq/kWh. Im Szenario „100%EE-Erneu“ mit 60 % PV und 40 % Windkraft liegen sie bei 59 g CO₂-Äq/kWh.

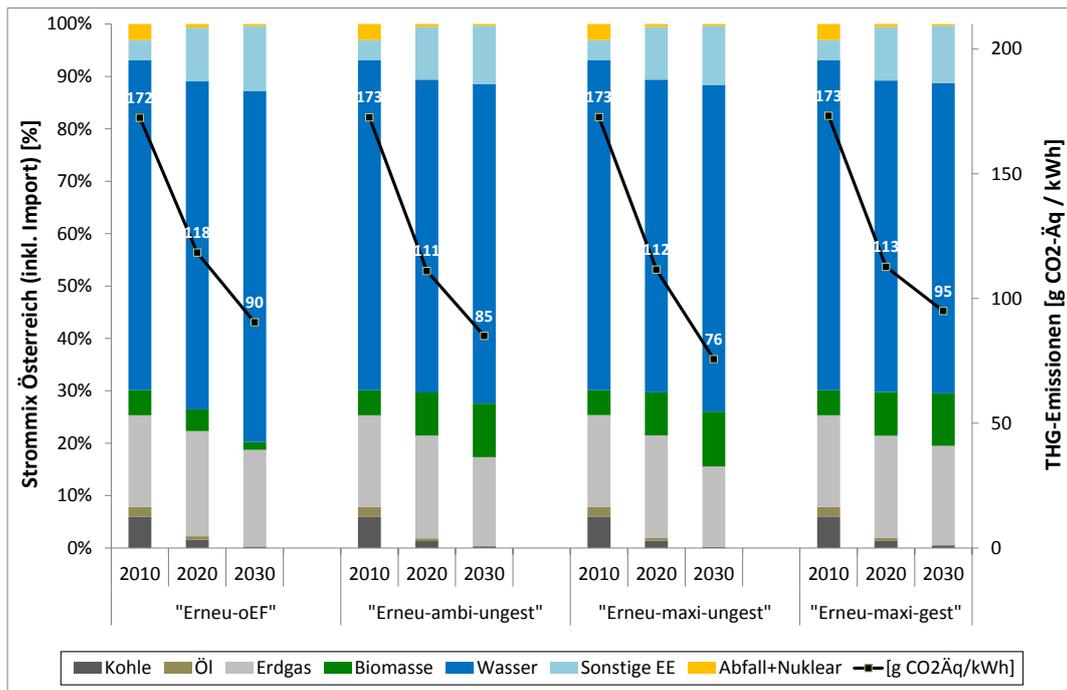


Abbildung 6-14: THG-Emissionen Strom-Mix Österreich in Szenarien „Erneu-oEF“, „Erneu-ambi-ungest“, „Erneu-maxi-ungest“ und „Erneu-maxi-gest“

6.3.3 Kumulierter Primär-Energieverbrauch

Abbildung 5-15 stellt als Beispiel den spezifischen kumulierten Primärenergieverbrauch KEV (kWh/kWh) von Stromerzeugungstechnologien in Österreich (Nuklear in Deutschland) als Beispiel für das Jahr 2010 dar.

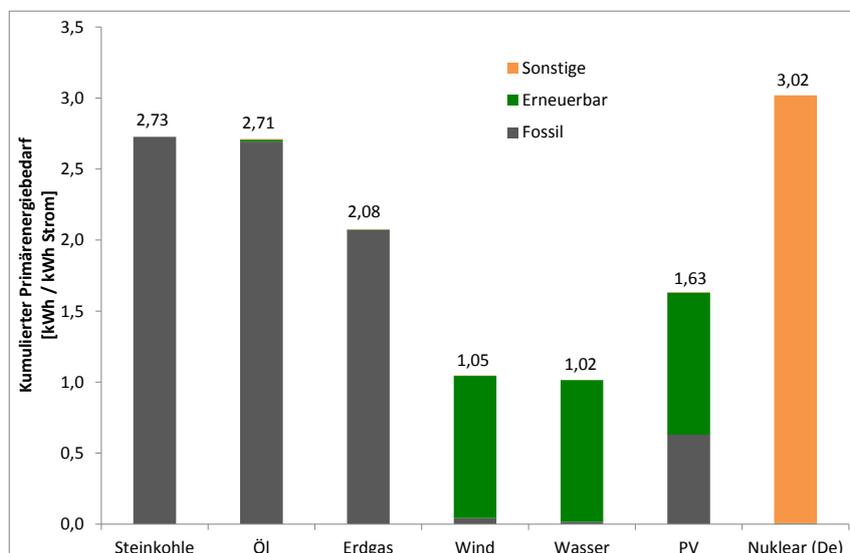


Abbildung 6-15: Kumulierter Primärenergieverbrauch für Stromerzeugungstechnologien in Österreich

In Abbildung 6-16 ist der KEV im Strom-Mix Österreich (inkl. Import) in den Szenarien „Konv-oEF“ und „Erneu-oEF“ dargestellt. In beiden Szenarien ist der Einfluss des Stromimports und des darin enthaltenen Anteils des nuklear erzeugten Stroms (KEV sonstige) ersichtlich. Mit sinkendem Importanteil sinkt auch der KEV-gesamt deutlich. Die

Ergebnisse in Tabelle 6-2 zeigen sehr ähnliche Werte für den KEV in den Jahren 2010 bis 2030 in den konventionellen Szenarien, ebenso in den erneuerbaren Szenarien. Der Einfluss der Anzahl der Elektrofahrzeuge auf den KEV ist sehr gering.

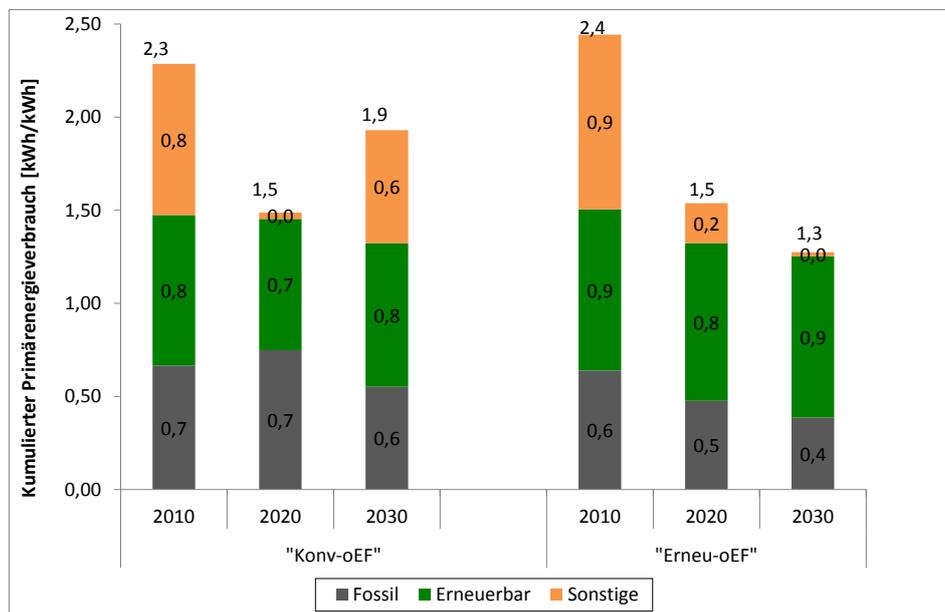


Abbildung 6-16: Kumulierter Primärenergieverbrauch im Strom-Mix Österreich (inkl. Import) in den Szenarien „Konv-oEF“ und „Erneu-oEF“

Tabelle 6-2: Kumulierter Primärenergieverbrauch der Szenarien, Strom-Mix Österreich

Szenarien		KEV Strom-Mix Österreich (inkl. Import)			Gesamt
		Fossil	Erneuerbar	Sonstige	
"Konv+EG-oEF"	2010	0,7	0,8	0,8	2,3
	2020	0,7	0,7	0,0	1,5
	2030	0,6	0,8	0,6	1,9
"Konv+EG-ambi-ungest"	2010	0,7	0,8	0,6	2,1
	2020	0,8	0,7	0,0	1,5
	2030	0,6	0,8	0,6	1,9
"Konv+EG-maxi-ungest"	2010	0,7	0,8	0,6	2,1
	2020	0,8	0,7	0,0	1,5
	2030	0,5	0,8	0,6	1,9
"Konv+EG-maxi-gest"	2010	0,7	0,8	0,6	2,1
	2020	0,8	0,7	0,0	1,5
	2030	0,7	0,7	0,5	1,9
"Erneu+EG-oEF"	2010	0,6	0,9	0,9	2,4
	2020	0,5	0,8	0,2	1,5
	2030	0,4	0,9	0,0	1,3
"Erneu+EG-ambi-ungest"	2010	0,6	0,9	0,7	2,2
	2020	0,4	0,9	0,0	1,4
	2030	0,4	1,0	0,0	1,4
"Erneu+EG-maxi-ungest"	2010	0,6	0,9	0,7	2,2
	2020	0,4	0,9	0,0	1,4
	2030	0,3	1,0	0,0	1,3
"Erneu+EG-maxi-gest"	2010	0,6	0,9	0,7	2,2
	2020	0,5	0,9	0,0	1,4
	2030	0,4	1,0	0,0	1,4
"100%EE-konv"	2010-2030	0,3	1,0	0,0	1,3
"100%EE-erneu"	2010-2030	0,4	1,0	0,0	1,4

6.4 Transportdienstleistung

6.4.1 Treibhausgas-Emissionen

Die Bewertung der Treibhausgasemissionen der Transportdienstleistung umfasst die Emissionen aus der Herstellung und Entsorgung vom Fahrzeug, aus der Energiebereitstellung inklusive Ladestation bzw. Tankstelle und aus dem Betrieb des Fahrzeugs, bezogen auf einen Kilometer Fahrleistung. Es wurden Elektrofahrzeuge mit Benzin- und Dieselfahrzeugen verglichen.

Technische Daten zu den Fahrzeugen sind in Tabelle 5-8 dargestellt. Die Erstellung der Materialbilanzen für Fahrzeug und Lithium-Ionen-Batterie erfolgte in Anlehnung an Datensätze aus dem Projekt ELEKTRA (Haas et.al., 2009) und „Quo vadis Elektroauto“ (Beermann et al., 2010).

Für die Stromerzeugung wurden durchschnittliche THG-Emissionen aus Kapitel 6.3.2 für die Szenarien mit konventionellem bzw. erneuerbarem Zubau von Kraftwerkskapazitäten („Konv“ und „Erneu“) für die Jahre 2010, 2020 und 2030 verwendet.

Der Aufwand für Errichtung und Entsorgung von Ladestationen wurde für Langsam-Ladung (3,5 kW, Privatparkplatz) und Normal-Ladung (11 und 22 kW, Firmen- und öffentliche Parkplätze) auf Basis von Materialbilanzen in der Literatur (Lucas et al. 2011) abgeschätzt. Dabei wird der Aufwand für eine 3,5 kW Wallbox bei vorhandenem Stromanschluss im privaten Gebrauch, die für 2010 angenommen wurde, vernachlässigt. Ab 2020 wurde in Abbildung 6-17 eine 22 kW Ladestation eingesetzt.

Bei den Fahrzeugemissionen der Benzin- und Dieselfahrzeuge wurde angenommen, dass aufgrund des politischen Ziels von 95 g CO₂/km für die Neuwagenflotte im Jahr 2020 ein Durchschnitts-PKW im Fahrbetrieb Emissionen von 110 g CO₂/km (Benzinfahrzeug) bzw. 100 g CO₂/km (Dieselfahrzeug) hat. Im Jahr 2030 wurden 90 (Benzin) bzw. 80 g CO₂/km (Diesel) angenommen. In Abbildung 6-17 sind am Beispiel eines PKW-Klein die Lebenszyklus-THG-Emissionen für die untersuchten Szenarien und Jahre dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Emissionen des Elektrofahrzeugs immer deutlich niedriger sind als beim vergleichbaren Benzin- und Dieselfahrzeug. Das Reduktionspotential wird jedoch bis 2030 aufgrund der Weiterentwicklung der konventionellen Antriebssysteme geringer, im „konventionellen“ Stromszenario im Vergleich zum Benzinfahrzeug von 64 % (2010) auf 52 % (2030). Im „erneuerbaren“ Stromszenario bleibt das Reduktionspotential der THG-Emissionen im Vergleich zum Benzinfahrzeug konstant bei 66 % (2010, 2030). Im Vergleich zum Dieselfahrzeug ist das Reduktionspotential geringer, im „konventionellen“ Szenario mit 55 % (2010) bzw. 39 % (2030) und im „erneuerbaren“ Szenario mit 57 % (2010, 2030).

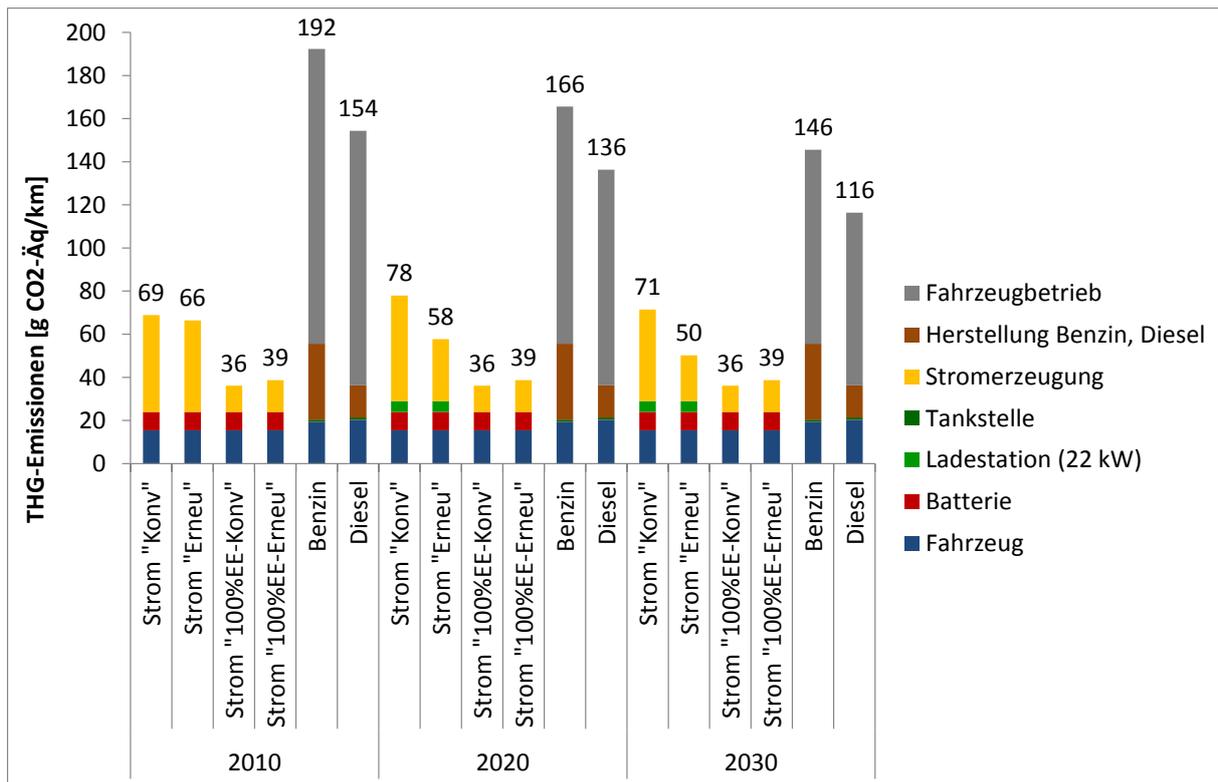


Abbildung 6-17: WTW THG-Emissionen der Transportdienstleistung eines Elektro-, Benzin- und Dieselfahrzeugs PKW-Klein mit Stromszenario „Konv“ und „Erneu“

6.4.2 Kumulierter Primär-Energieverbrauch

Auf Grundlage der Daten und Annahmen für die Berechnung der THG-Emissionen wurde auch der kumulierte Primärenergiebedarf berechnet. Insbesondere ist dabei der fossile Anteil interessant im Vergleich des Elektro- mit dem Benzin- und Dieselfahrzeug. Dieser ist in Abbildung 6-18 dargestellt. Das Reduktionspotential des fossilen KEV liegt im „konventionellen“ Stromszenario im Vergleich zum Benzinfahrzeug bei 66 % (2010) und 50 % (2030). Im „erneuerbaren“ Stromszenario liegt das Reduktionspotential im Vergleich zum Benzinfahrzeug bei 62 bzw. 60 % (2010 bzw. 2030). Im Vergleich zum Dieselfahrzeug ist das Reduktionspotential geringer, im „konventionellen“ Szenario mit 57 % (2010) bzw. 40 % (2030) und im „erneuerbaren“ Szenario mit 62 bzw. 52 % (2010 bzw. 2030).

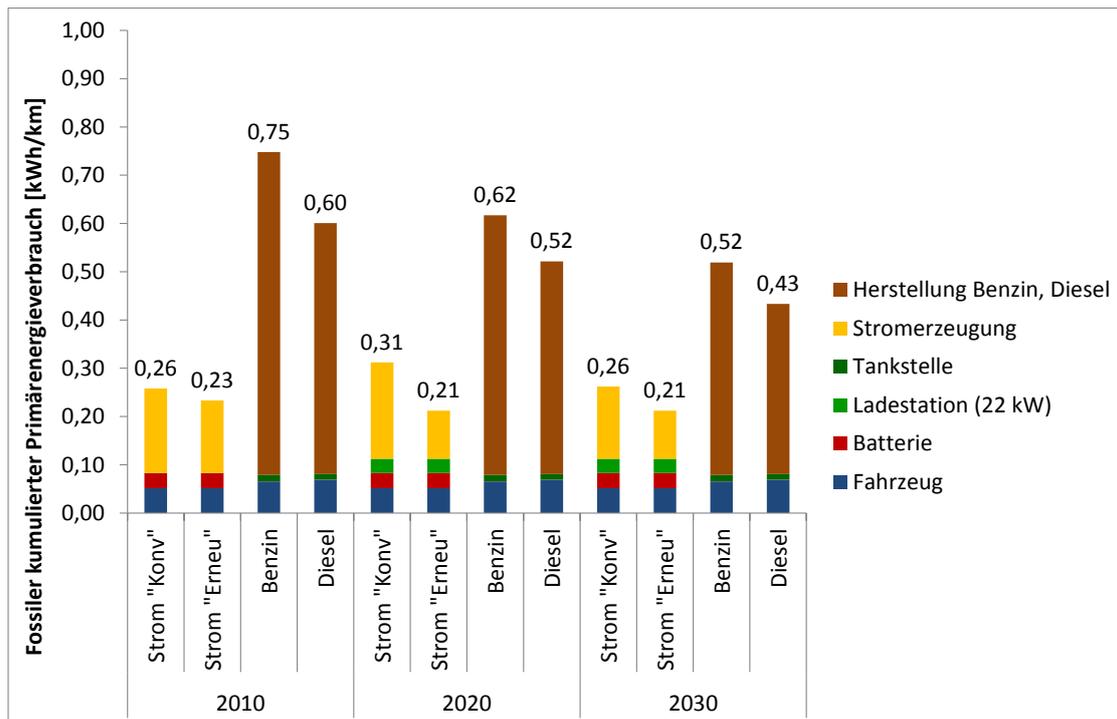


Abbildung 6-18: WTW Fossiler KEV der Transportdienstleistung eines Elektro-, Benzin- und Dieselfahrzeugs PKW-Klein mit Stromszenario „Konv“ und „Erneu“

6.5 Lokale Emissionen

Neben Treibhausgas-Emissionen werden im Verkehrssektor auch lokale Emissionen wie Feinstaub und NO_x verursacht. Unter Feinstaubemissionen wird ein heterogenes Gemisch partikelförmiger Luftinhaltsstoffe verstanden. Dabei wird die Feinstaubbelastung anhand der Masse folgender Größen der Staubfraktionen beschrieben:

- **PM2,5:** Die als Feinstaub (PM2,5) bezeichnete Staubfraktion enthält 50% der Teilchen mit einem Durchmesser von $2,5 \mu\text{m}$ ($0,0025 \text{ mm}$), einen höheren Anteil kleinerer Teilchen und einen niedrigeren Anteil größerer Teilchen.
- **PM10:** Die als Feinstaub (PM10) bezeichnete Staubfraktion enthält 50% der Teilchen mit einem Durchmesser von $10 \mu\text{m}$ ($0,01 \text{ mm}$), einen höheren Anteil kleinerer Teilchen und einen niedrigeren Anteil größerer Teilchen.

In Österreich wurden 2007 22.600 t PM2,5 bzw. 43.000 t PM10 emittiert (Abbildung 6-19), dies entspricht einer Abnahme der PM2,5-Emissionen von 1,8 % bzw. der PM10-Emissionen von 0,9% im Vergleich zum Jahr 2000. Hauptverursacher der PM2,5-Emissionen im Jahr 2007 waren der Sektoren Kleinverbrauch 42 %, Verkehr mit 25 % und Industrie mit 20 %. Die PM10-Emissionen wurden zu 38 % durch den Sektor Industrie, zu 25 % durch den Sektor Kleinverbrauch und zu 20 % durch den Sektor Verkehr verursacht. Die Zunahme der PM10-Emissionen im Verkehrsbereich ist auf die Zunahme an Dieselfahrzeugen zurückzuführen (UBA, 2009).

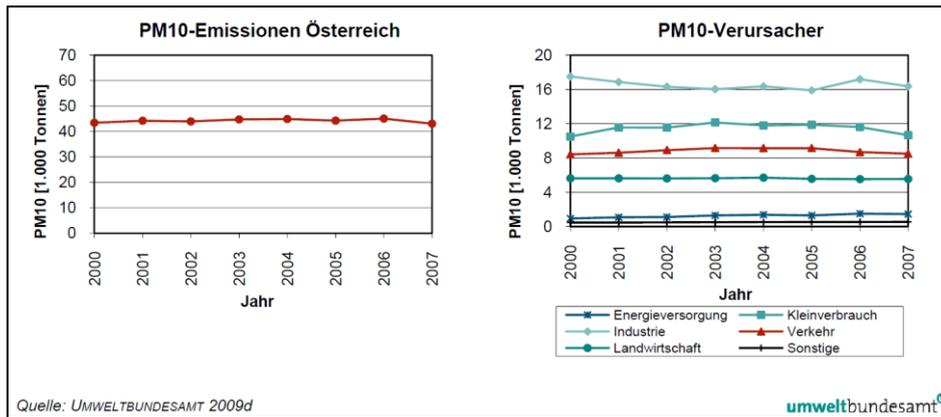


Abbildung 6-19: PM10-Emissionen Österreich und nach Sektoren (UBA, 2009)

Abbildung 6-20 zeigt die Partikel-Emissionen im Verkehrssektor in Österreich von 1990 bis 2008. Die „direkten“ Feinstaub-Emissionen (jene im Abgas) stammen dabei in erster Linie von Dieselmotoren von PKW und LKW (im Jahr 2008 jeweils zu etwa 25%).

Die direkten Feinstaub-Emissionen von Diesel-PKW tragen etwa 5% zu den PM10-Emissionen und etwa 6,5% zu den PM2,5-Emissionen bei. Eine wesentliche „indirekte“ Emissionsquelle sind Abrieb und Aufwirbelung von Straßenstaub. Diese war 2008 für etwa 45% der Feinstaub-Emissionen des Verkehrs verantwortlich. Das Reduktionspotential direkter Feinstaub-Emissionen von Diesel-PKW durch den Einsatz von Elektro-Fahrzeugen lässt sich somit über den Substitutionsgrad von Diesel-PKW durch Elektro-Fahrzeuge abschätzen. Der Einfluss der Einführung von Elektro-Fahrzeugen auf die indirekten Feinstaub-Emissionen durch Aufwirbelung kann auf Grundlage der vorliegenden Daten nicht quantifiziert werden. Eine Reduktion der Emissionen durch Abrieb ist im Zuge der Einführung von Elektro-Fahrzeugen nicht zu erwarten.

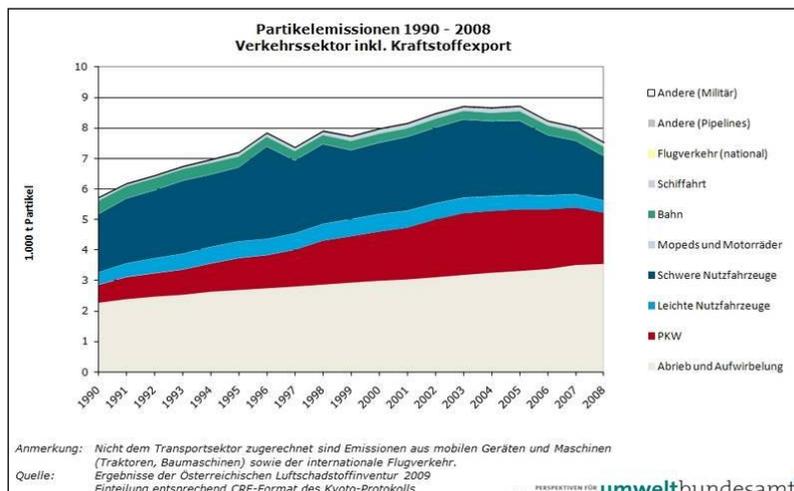


Abbildung 6-20: Partikel-Emissionen des Verkehrssektors in Österreich 1990-2008 (UBA, 2011b)

Abbildung 6-21 zeigt die Verteilung Partikel-Emissionen im Verkehrssektor der einzelnen Verkehrsmittel im Jahr 2008. In Summe betragen die Partikel-Emissionen etwa 8.230 t, wobei der Großteil (7.023 t) durch den Straßenverkehr verursacht wurde. Dahinter lagen der Flugverkehr (771 t), der Bahnverkehr (307 t), die Schifffahrt (108 t) und andere Verursacher (17 t). Abbildung 6-22 zeigt die Verteilung der 7.023 t Partikel-Emissionen im Straßenverkehr

verteilt auf die Kraftfahrzeug-Typen im Jahr 2008 für Österreich. Der Großteil (49%) der Partikel-Emissionen mit 3.437 t wurde durch Abrieb und Aufwirbelung verursacht. Diesel-PKW verursachten im Jahr 2008 1.739 t (25%) Partikel-Emissionen und Benzin-PKW 79 t (1%). Die restlichen Emittenten waren schwere Nutzfahrzeuge mit 1.317 t und leichte Nutzfahrzeuge mit 400 t. Elektro-Fahrzeuge können am Abrieb und der Aufwirbelung nichts verändern, jedoch die direkten Emissionen entfallen bei Elektro-Fahrzeugen. Insgesamt können also Elektro-Fahrzeuge etwa 25% (Anteil der Partikel-Emissionen von PKW) der Partikel-Emissionen verändern.

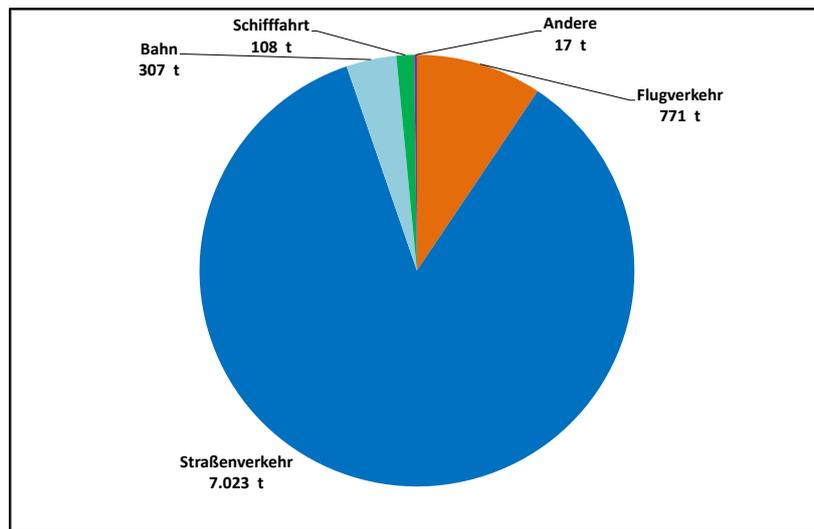


Abbildung 6-21: Partikel-Emissionen im Verkehrssektor in Österreich 2008 (Datenbasis: UBA, 2009)

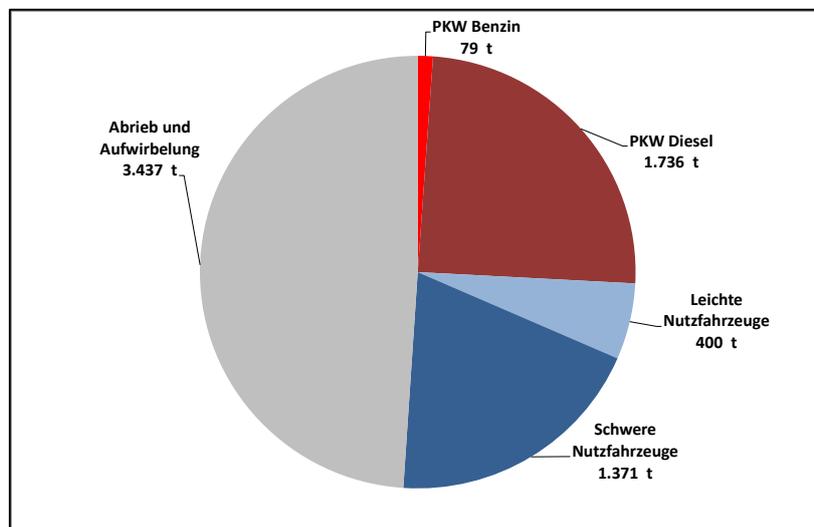


Abbildung 6-22: Partikel-Emissionen im Straßenverkehr in Österreich 2008 (Datenbasis: UBA, 2009)

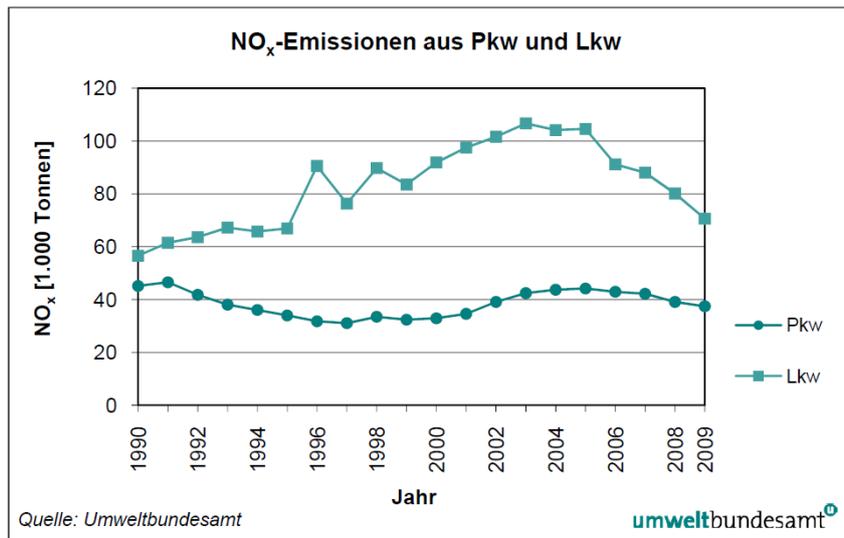


Abbildung 6-23: NO_x-Emissionen von PKW und LKW in Österreich (UBA 2011)

Die NO_x-Emissionen aus dem Verkehr werden überwiegend von dieselbetriebenen Kraftfahrzeugen aus dem Straßenverkehr verursacht. Seit 2005 verlaufen die Emissionen sinkend; dies ist auf den Fortschritt bei Kfz-Technologien und die stetige Flottenerneuerung zurückzuführen. Eine reduzierte Verkehrsleistung aufgrund der gedämpften Konjunktur führte zur weiteren Emissionsreduktion 2009. Zielführend für eine weitere Reduktion sind insbesondere Maßnahmen, die die Fahrleistung von Diesel-Kraftfahrzeugen vermindern. Die NO_x-Emissionen der Pkw konnten von 1990 bis 2009 um insgesamt 17 % reduziert werden. Die Einführung der Katalysatorpflicht sowie eine Verschärfung der Abgasgrenzwerte, der sogenannten EURO-Normen, waren für diese Reduktion verantwortlich (UBA 2009).

Bei den Luftschadstoffen NMVOC und CO konnte die Emissionsmenge, bedingt durch die in europäischen Richtlinien festgelegten Emissionsgrenzwerte für Personenkraftwagen und Lastkraftwagen, seit 1990 merklich verringert werden. Im Gegensatz dazu sind die NO_x-Emissionen aus dem Verkehr bis 2005 angestiegen. Von 1990 bis 2009 kam es bei den NMVOC-Emissionen des Verkehrs zu einer Abnahme von 80 %. Im Jahr 2009 wurde um 11 % weniger NMVOC emittiert als im Jahr zuvor. Die Einführung strengerer Abgasgrenzwerte für Pkw gemäß dem Stand der Technik (geregelter Katalysator) sowie der verstärkte Einsatz von Diesel-Kfz im Pkw-Sektor sind hauptverantwortlich für diese Entwicklung. Die CO-Emissionen konnten von 1990 bis 2009 um 73 % reduziert werden, wobei es von 2008 auf 2009 zu einem Rückgang von 9,0 % kam. Wesentliche Gründe für diese Entwicklung waren optimierte Verbrennungsvorgänge im Motor und die Einführung des Katalysators (UBA 2009).

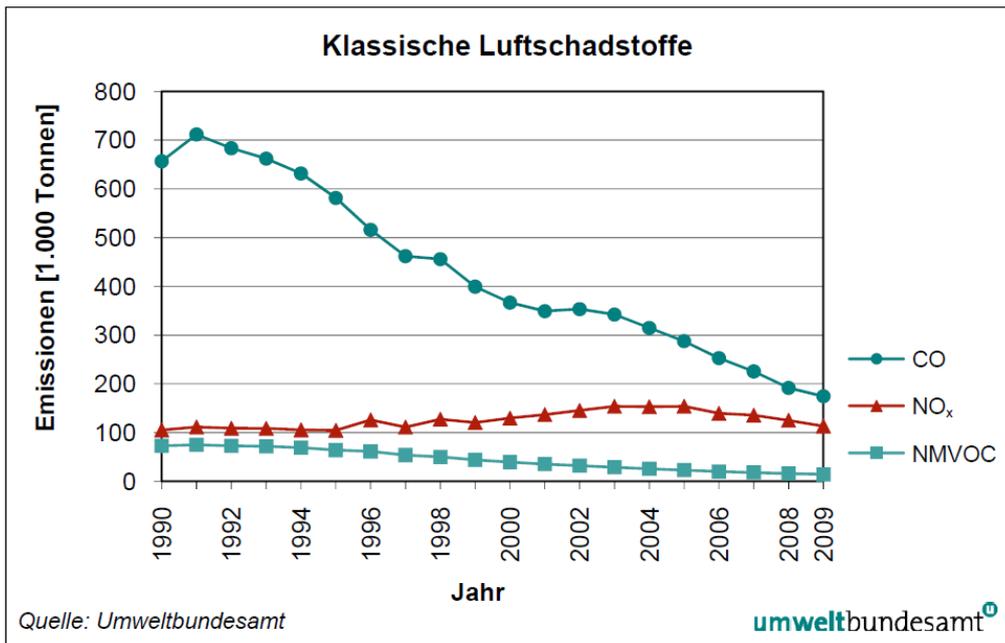


Abbildung 6-24: Trend der NO_x-, NMVOC- und CO-Emissionen des Sektors Verkehr in Österreich (UBA 2011)

Die Luftschadstoffemissionen hängen von der Emissionsklasse der Benzin- und Dieselfahrzeuge ab (Tabelle 6-3).

	Diesel					
	EURO 1	EURO 2	EURO 3	EURO 4	Euro 5	Euro 6
	Emissionsfaktoren (g/km)					
PM	0,089	0,075	0,037	0,020	0,0021	0,0018
NO _x	0,662	0,775	0,717	0,559	0,531	0,185
Verbrauch	59,2	54,8	51,7	52,0	48,5	45,6
HC	0,047	0,034	0,018	0,011	0,011	0,011
CO	0,355	0,172	0,105	0,082	0,082	0,082
	Benzin					
	EURO 1	EURO 2	EURO 3	EURO 4	Euro 5	Euro 6
	Emissionsfaktoren (g/km)					
PM	0,003	0,004	0,003	0,001	0,0017	0,0017
NO _x	0,649	0,557	0,137	0,050	0,047	0,041
Verbrauch	66,7	61,6	55,9	51,1	49,9	45,9
HC	1,235	0,179	0,050	0,034	0,034	0,030
CO	15,884	4,335	3,281	0,813	0,855	0,814

Tabelle 6-3: Emissionsfaktoren der Euro-Klassen 1 bis 6

In Österreich gibt es etwa 2,4 Millionen Diesel-PKW und 2 Millionen Benzin-PKW. Es wird anagenommen, dass im Jahr 2020 270.000 Elektro-Fahrzeuge zu je 50% der Benzin- und Diesel-PKW (ersetzte Emissionsklassen: Euro 3: 5%, Euro 4: 65%, Euro 5: 30%) in den festgelegten Nutzergruppen (z.B. Pendler, gewerblicher Verkehr & öffentlicher Dienst) mit einer überdurchschnittlich hohen Jahreskilometerleistung ersetzen. Damit lässt sich folgendes Reduktionspotential der lokalen Emissionen in Österreich abschätzen (bezogen auf die Emissionen des PKW-Sektors im Jahr 2010)

Luftschadstoffe	Reduktionspotential [t/a]	Reduktion PKW- Emissionen 2010 [%]
PM	30	1,6%
NOx	1.054	2,6%
HC	79	0,8%
CO	1.778	0,9%

Tabelle 6-4: Reduktionspotential von Luftschadstoffen in Österreich 2020

6.6 Beitrag der Elektrofahrzeuge zu den „20-20-20“-Zielen

Die großvolumige Einführung von Elektrofahrzeugen kann einen Beitrag leisten zu den umweltpolitischen Ziele der EU bis 2020 mit 20 % weniger Treibhausgasemissionen (im Vergleich zu 2005), 20 % Anteil an erneuerbaren Energien, 20 % mehr Energieeffizienz sowie einen Anteil von 10 % erneuerbaren Treibstoffen im Verkehrssektor.

In diesem Projekt wurden für das Jahr 2020 die Auswirkungen der Substitution von 270.000 Benzin- und Dieselfahrzeugen durch die gleiche Anzahl Plug-in-Hybrid- und Batterie-Elektrofahrzeuge mit unterschiedlichen Szenarien des Strom-Mixes im österreichischen Netz untersucht. Die Annahmen zu Fahrleistungen, Energieverbrauch etc. der Fahrzeuge sind in Kapitel 2.4 dargestellt.

270.000 Plug-In-Hybrid- und Batterie-Elektrofahrzeuge verbrauchen 1 TWh Strom und 0,7 TWh Benzin und Diesel und ersetzen 2,6 TWh Benzin und Diesel pro Jahr. Im Szenario des „Konventionellen“ Ausbaus der Kraftwerksparks (Strom-Mix Österreich mit 196 g CO₂-Äq/kWh) werden dadurch in Österreich die CO₂-Äq-Emissionen (ohne Errichtung und Entsorgung der Fahrzeuge) um 293.000 to CO₂-Äq pro Jahr, das sind 44 %, reduziert. Im „Erneuerbaren“ Ausbauszenario des Kraftwerksparks liegt das Reduktionspotential in Österreich bei ca. 66 % oder 378.000 to CO₂-Äq pro Jahr. Der PKW-Verkehr in Österreich verursacht im Vergleich ca. 12 Mio Tonnen CO₂ pro Jahr (2010), bei gleichen Gesamtemissionen im Jahr 2020 liegt das Reduktionspotential durch 270.000 Elektrofahrzeuge damit bei 2,4 % bis 3,4 %.

Nach den europäischen Vorgaben in der Richtlinie für erneuerbare Energie (Renewable Energy Directive – RED) ist festgelegt, dass die im Straßenverkehrssektor verbrauchte Elektrizitätsmenge, die nachweislich aus erneuerbaren Energiequellen stammt, mit dem 2,5-fachen Energiegehalt bewertet werden darf (Europäisches Parlament, 2009). Um auch für die berechneten Szenarien des Strom-Mixes Österreich den Anteil an erneuerbar erzeugten Strom bei der Bewertung nach RED zu berücksichtigen, wurde im Szenario „Konventionell“ mit einem Anteil an erneuerbarem Strom im Jahr 2020 von etwa 63 % mit dem Faktor 2,5 multipliziert und ein Faktor von 1,575 errechnet. Im Szenario „Erneuerbar“ ergibt sich mit einem Anteil an erneuerbaren Strom im Jahr 2020 von etwa 78 % der RED-Faktor von 1,95. Der Gesamtenergiebedarf für PKW in Österreich lag 2010 bei 128 PJ (35,5 TWh). Geht man von diesem Energiebedarf auch für 2020 aus (Zuwächse bei den PKW werden durch effizientere Antriebssysteme kompensiert), dann ist mit 270.000 Elektrofahrzeugen im Szenario „Konventionell“ ein Anteil von 4,5 % und im Szenario „Erneuerbar“ ein Anteil von 5,6 % erneuerbarer Treibstoffe im PKW-Sektor erreichbar. 2011 lag der erneuerbare Anteil im Verkehrssektor durch die Beimischung von Bioethanol und Biodiesel zu Benzin und Diesel bei ca. 7 %.

7 Schlussfolgerungen und Perspektiven

Aufgrund der Betriebseigenschaften von Elektrofahrzeugen wie Emissionsfreiheit, hohe Energieeffizienz im Stop- und Go-Verkehr sowie der geringeren Reichweite im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen und der Batterieladezeit erscheint eine großvolumige Einführung von Elektrofahrzeugen über die Nutzergruppen PKW-Pendler, Zweit-PKW-Besitzer sowie Gewerbe und öffentliche Verwaltung mit PKW-Flotten zielführend. Daraus ergeben sich in Österreich geografische Schwerpunkte, wo ein früher Einsatz der Elektrofahrzeuge besonders interessant sein kann. Das sind v.a. die Landeshauptstädte und deren Einzugsgebiete. Die Errichtung der Ladeinfrastruktur an geeigneten Standorten im städtischen Bereich stellt jedoch noch eine Herausforderung dar, die aus jetziger Sicht im suburbanen Bereich leichter umsetzbar erscheint.

Die Untersuchung der angenommenen Szenarien ergab, dass bei einer großvolumigen Einführung von Elektrofahrzeugen (0,27 Mio. im Jahr 2020, 1 Mio. bzw. 2 Mio. im Jahr 2030) durch die Energieerzeugung in Spitzenlastzeiten im österreichischen Elektrizitätssystem bis 2030 keine wesentlichen Engpässe auftreten. Speziell im Bereich der Leistungsbereitstellung sind keine zu den bereits bis 2030 geplanten Kraftwerksprojekten zusätzlichen Zubauten an Kraftwerken zu erwarten, jedoch wird die Reserveleistung tendenziell abnehmen. Weiters zeigen die Simulationsergebnisse keine Anzeichen dafür, dass im österreichischen Höchstspannungsnetz zusätzliche Engpässe aufgrund der Einführung von Elektromobilität auftreten. Konkretere Netzbetrachtungen würden eine AC-Lastflussrechnung bedingen, welche im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt wurden. Eine mögliche Herausforderung kann sich jedoch speziell im Verteilernetz bei ungesteuerter Ladung aufgrund von Gleichzeitigkeiten bei der Ladung ergeben, was in weiterer Folge zu untersuchen wäre. Aufgrund der Notwendigkeit von gesicherten Kraftwerkskapazitäten wird der in der Simulation zusätzlich zu den Kraftwerksparkentwicklungen notwendige Bedarf an Kraftwerken durch moderne, effiziente Gas-Dampf-Kombikraftwerke gedeckt. Durch die Politik kann ein verstärkter Ausbau der erneuerbaren Energieträger (dargebotsabhängig) zur Deckung des Energiebedarfs von Elektrofahrzeugen zwar ermöglicht werden, jedoch bleibt die Frage der Leistungsdeckung zu Spitzenlastzeiten bestehen. In diesem Zusammenhang wäre in einem nächsten Schritt der Ausbau von Energiespeichertechnologien in eine Gesamtbetrachtung miteinzubeziehen.

Bereits mit einfachen Möglichkeiten zur Laststeuerung können die durch Elektrofahrzeuge entstehenden bzw. gesteigerten Lastspitzen bereits maßgeblich gedämpft werden. Die wohl einfachste Möglichkeit stellt die Tonfrequenz-Rundsteuerung dar, eine Technologie, die schon seit Jahren bei der Steuerung der elektrischen Warmwasserbereitung in Haushalten in Form des „Nachtstromladens“ Anwendung findet. Eine nicht technische Möglichkeit der Ladesteuerung sind zeitvariable Preisstrukturen. Diese bieten die Möglichkeit jederzeit und ohne Einschränkung zu laden, gleichzeitig werden die höheren Kosten der Energieaufbringung möglichst verursachergerecht an die Kunden weitergegeben. Eine intelligente Ladesteuerung als bestmögliches Konzept zur Berücksichtigung der vorherrschenden Bedingungen, sowohl auf der Erzeugerseite, beim Netz als auch beim Kunden bedarf einiger Umstrukturierungen im Elektrizitätssystem. Solch eine umfassende Umrüstung ist nur schwer abschätzbar und wurde im Projekt technisch nicht näher ausgeführt.

Der Aufbau einer Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum ist sowohl in der Auswahl der Aufstellorte wie auch bei den Investitionen eine Herausforderung, kann aber auch zu einer höheren Akzeptanz von Elektrofahrzeugen beitragen. So sind entsprechend der Anzahl an Elektrofahrzeugen beispielsweise im innerstädtischen Bereich Parkplätze mit Lademöglichkeit zu reservieren, welche von Fahrzeugen mit Verbrennungskraftmaschinen nicht mehr genutzt werden dürfen. Weiters muss die Aufstellung der öffentlichen Ladeinfrastruktur vorlaufend zur flächendeckenden Verbreitung der Elektrofahrzeuge vollzogen werden, da sonst das Gefühl der eingeschränkten Reichweite potentielle Käufer von Elektrofahrzeugen vom Kauf abhalten könnte. Die Investitionskosten, die dafür aufgebracht werden müssen, sind dann durch eine sinnvolle Bepreisung der Energie für Elektrofahrzeuge oder andere Mechanismen wieder einzubringen.

Die Kilometerkosten von Elektrofahrzeugen sind derzeit in allen Fahrzeugklassen signifikant höher als bei vergleichbaren Benzin- und Dieselfahrzeugen. Die Kostenparität zu vergleichbaren konventionellen Fahrzeugen ist aber eine der Grundvoraussetzungen für eine erfolgreiche Einführung von Elektrofahrzeugen. Den größten Einfluss auf die Kilometerkosten haben derzeit die Batterie-Kapitalkosten, deren Reduktion derzeit eines der Hauptziele der Batterie- und Fahrzeughersteller weltweit ist. Bei den Stromkosten muss bei einem verstärkten Ausbau zur Nutzung der erneuerbaren Energieträger und von dafür erforderlichen Stromspeichertechnologien, die in diesem Projekt nicht berücksichtigt wurden, von einem zukünftig verstärkten Kostenanstieg ausgegangen werden. Zum derzeitigen Vorteil niedrigerer Energiebetriebskosten von Elektrofahrzeugen gegenüber konventionellen Benzin- und Dieselfahrzeugen müssen daher in Zukunft deutlich steigende Treibstoffkosten für Benzin und Diesel als auch die kontinuierliche Steigerung der Energieeffizienz der Elektrofahrzeuge beitragen.

Elektrofahrzeuge werden auch unter Annahme einer Fortschreibung des derzeitigen konventionellen Trends im Ausbau der Stromerzeugung bis 2030 und unter Berücksichtigung des Strom-Mixes im Netz in Österreich einen Beitrag zur Erreichung der umweltpolitischen Ziele zur Reduktion der THG-Emissionen und des fossilen Primärenergiebedarfs im Verkehrssektor leisten. Um diese Anteile zu erhöhen, muss die Politik zusätzliche Maßnahmen für einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energieträger sowie der Energiespeichertechnologien zur Deckung des Energiebedarfs von Elektrofahrzeugen ergreifen.

8 Ausblick und Empfehlungen für F&E

Aus Sicht der Elektrizitätswirtschaft gibt es weiteren Forschungsbedarf speziell im Bereich der Verteilernetze und ihrer Möglichkeiten, viele Nutzer gleichzeitig mit Ladestrom versorgen zu können. Hier sind speziell Untersuchungen zu Ortsnetztransformatoren von Bedeutung, aber auch die übergelagerten Netzstrukturen sollten weiter untersucht werden. Im Zusammenhang mit dem verstärkten Ausbau der Nutzung der erneuerbaren Energieträger muss die Integration und Ausbau von Energiespeichertechnologien in weiteren Untersuchungen berücksichtigt werden.

Aus Sicht der Ladeinfrastruktur sollten in fortführenden Studien der Markt für Ladestationen bzw. Technologien der Datenübertragung und die fortschreitenden Normierung in allen Bereichen der Elektromobilität betrachtet werden, um etwaige neue Möglichkeiten für eine

vereinfachte Ladeinfrastruktur insbesondere im öffentlichen Raum frühzeitig erkennen und bewerten zu können.

Aus Sicht der Kosten ist die Reduktion insbesondere bei Fahrzeug- und Batteriekosten Grundvoraussetzung für eine erfolgreiche Einführung von Elektrofahrzeugen. Kostenreduktionen im Bereich der Ladeinfrastruktur können speziell im öffentlichen Bereich den Aufbau einer flächendeckenden Infrastruktur schneller vorantreiben und sollten deshalb ebenfalls in regelmäßigen Abständen geprüft werden.

Aus Sicht des Umweltnutzens von Elektrofahrzeugen gibt es Forschungsbedarf zur Erhöhung der Energieeffizienz des Gesamtfahrzeuges, z.B. im Bereich des thermischen Managements der Elektrofahrzeuge. Ein weiteres wichtiges Thema ist das „end of life“ der Batterien. Konzepte für Sekundärnutzung bzw. Recyclingtechnologien für Batterien müssen entwickelt und bewertet werden. Um den erneuerbaren Anteil im Strom-Mix zu erhöhen, muss die Energie- und Klimapolitik zusätzliche Maßnahmen für einen verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energieträger inklusive Energiespeicherung zur Deckung des Energiebedarfs von Elektrofahrzeugen ergreifen.

9 Literaturverzeichnis

Kapitel 1 - Einleitung

- BMLFUW 2011. Biokraftstoffe im Verkehrssektor 2011. Bericht an die Europäische Kommission. Wien 2011
- Europäische Kommission, 2011. Zusammenfassung der Folgenabschätzung zum Weißbuch - Fahrplan zu einem einheitlichen europäischen Verkehrsraum. SEK (2011) 259.
- Umweltbundesamt Österreich, 2012. Treibhausgasemissionen 1990 – 2010. Datenstand Jänner 2012.

Kapitel 2 – Leistungsbedarf durch Elektrofahrzeuge in Österreich

- Beermann, M; Jungmeier, G.; Wenzel, A.; Spitzer, J.; Canella, L.; Engel, A.; Schmuck; M.; Koller, S., 2010. Quo Vadis Elektroauto? – Grundlagen einer Road Map für die Einführung von Elektro-Fahrzeugen in Österreich, Graz, 2010
- BMVIT-Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2010. Strategien und Instrumente sowie prioritäre Anwender- und Einsatzbereiche für den nationalen Einführungsplan Elektromobilität, Wien, 14. März 2010
- Regiodata 2010. Kaufkraft pro Bezirk. Statistik. Regiodata Research GmbH 2011.
- Statistik Austria, 2011. Personenkraftwagen nach Fahrzeughalterinnen und -halter (Brachen) und Meldestellen 2010. Wien 2011
- Statistik Austria, 2011. Bestand un Neuzulassungen von Personenkraftwagen nach Fahrzeughalterinnen und -halter (Brachen) und Meldestellen 2010. Wien 2011
- Statistik Austria, 2009. Volkszählung 2001 – Hauptergebnisse II aller Bundesländer. Wien 2009.
- Statistik Austria, 2011. Bestand an Kraftfahrzeugen 2010, Wien, 2011
- UBA - Umweltbundesamt Wien. 2009. Elektromobilität in Österreich. Studie.
- WKO-Wirtschaftskammer Österreich 2011. Taxi-Statistik Österreich für das Jahr 2010.

Kapitel 3 – Auswirkungen auf die Österreichische Elektrizitätswirtschaft

- ACER. *Draft cross-regional roadmap for Day-Ahead Market Coupling - WORK IN PROGRESS*. ACER, 2011.
- Amtsblatt der Europäischen Union. *Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003*. Europäische Union, Brüssel: Europäische Union, 2009, L 211/15 - L 211/35.
- E-Control. „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR).“ 2011.
- European Commission. *EU energy trends to 2030*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2009.
- Fath, Jan, Christoph Gutschi, Andreas Schüppel, und Heinz Stigler. *Stochastischer Ansatz zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks*. Internationale Energiewirtschaftstagung 2011 Wien, 2011.
- Gutschi, et al. „ATLANTIS - Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030.“ *Elektrotechnik und Informationstechnik (e & i)*, 2009: 438-448.
- Gutschi, Jagl, Nischler, Huber, Bachhiesl, und Stigler. „Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe.“ *21st World Energy Congress*, 2010.
- IEA. *World Energy Outlook 2010*. Paris, 2010.
- Kommission der Europäischen Gemeinschaft. „Entscheidung der Kommission vom 18. Juli 2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (Monitoring-Leitlinien).“ 2007.

Schüppel, Andreas, Christoph Gutschi, Daniel Hütter, und Heinz Stigler. „Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien für Elektromobilität auf das Elektrizitätssystem in Kontinentaleuropa.“ *EnInnov12 Tagungsband*. Graz, 2012.

Kapitel 4 – Errichtung der Ladeinfrastruktur

- Amtsblatt der Europäischen Union. (2009). Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. Brüssel.
- AnachB. (2011). Parkanlagen in Burgenland, Niederösterreich und Wien. Von <http://www.anachb.at/verkehrslage-parken> abgerufen
- BetterPlace. (2010). The global provider of electric vehicle networks and services. Abgerufen am 16. 11 2010 von <http://www.betterplace.com/>
- Boiteux in Nelson, J.R. (1964). *Marginal Cost Pricing in Practise*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall .
- Car2Go. (2011). Von Die Welt der Mobilität: www.car2go.com abgerufen
- CarSharing. (2011). Von Die clevere Art Auto zu fahren: <http://www.carsharing.at/> abgerufen
- CHAdEMO. (2010). Standards. Abgerufen am 11. 18 2010 von http://www.chademo.com/01_Standards_Normatives.html
- Daimler & RWE. (26. 10 2009). *eMobility_ChargingProtocol-Specification 0.6 publish.pdf*. Abgerufen am 20. 09 2010 von <http://www.daimler.com/dccom/0-5-1205259-1-1242445-1-0-0-1193366-0-0-135-7165-0-0-0-0-0-0.html>
- Daimler & RWE. (2011). RWE Mobility. Abgerufen am 15. 07 2011 von <http://www.rwe-mobility.com/web/cms/mediablob/de/477210/data/477212/1/infrastruktur/die-technik/standardisierung/downloadpage/Kommunikationsprotokoll.pdf>
- Der Standard. (22. 1 2010). Massennutzung von Elektroautos hängt von Batterie-Kosten ab. Österreich.
- DGS. (2009). Elektromobilität und die Herausforderung Tankstelle. Abgerufen am 30. 08 2011 von <http://www.dgs.de/fileadmin/files/FASM/2009.10-DGS-FASM-Altendorf-Netzintegration.pdf>
- Earle, R., Newell, S., Faruqui, A., Hajos, A., & Hledik, R. (2008). *Fostering Economic Demand Response in the Midwest ISO*. The Brattle Group.
- E-Control GmbH. (2011a). Bilanzgruppe. Abgerufen am 4. 3 2011 von <http://e-control.at/de/industrie/strom/strommarkt/bilanzgruppe>
- Energie-Control Austria. (23. 12 2010a). Abgerufen am 01. 09 2011 von http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SNT-VO-Novelle-2011_konsolidierte-Fassung.pdf
- ENTSO-E. (kein Datum). European Network of Transmission System Operators for Electricity. Abgerufen am 18. 11 2009 von <http://www.entsoe.eu/index.php?id=92>
- Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH. (kein Datum). EFR Homepage. Abgerufen am 10. 05 2011 von www.e-fr.de
- Faruqui, A. (2006). *Cost-Benefit Analysis of Smart Metering and Smart Pricing*. Florida: NARUC Annual Convention.
- Faruqui, A., & Sergici, S. (10. Jänner 2009). *Household Response to Dynamic Pricing of Electricity - A Survey of the Experimental Evidence*.
- Fraunhofer Institut. (2010). *Elektromobilität - Herausforderungen für Industrie und Handel*. Von <http://www.iao.fraunhofer.de/images/downloads/elektromobilitaet.pdf> abgerufen
- Giraud, D. (2004). *The tempo Tariff*. Trondheim: Efflocom Workshop.
- GIS-Steiermark. (2011). GIS: Park&Ride-Anlagen in der Steiermark. Von <http://gis1.stmk.gv.at/atlas/%28S%28f54tdj45j14trw45dthxfvqs%29%29/init.aspx?karte=verkehrstransport&ks=das&cms=da&massstab=800000> abgerufen
- GutDrauf. (2011). GutDrauf-Elektrotechnik. Abgerufen am 2. 28 2011 von <http://www.gutdrauf.de/>
- Gutschi, C., Stigler, H., Nischler, G., Otzasek, S., & Süßenbacher, W. (2010). *Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft*. Graz.

- Hausschildt, J., & Gmünden, H. (1998). Promotoren - Champions der Innovation. Wiesbaden: Gabler Verlag.
- Herry, M., Russ, M., Schuster, M., & Tomschy, R. (2003). Mobilität in Niederösterreich. Abgerufen am 19. 10 2011 von http://www.noe.gv.at/bilder/d19/Mobilitaet_in_NOE.pdf
- Hütter, D., & Stigler, H. (2012). Kosten und Bepreisungsmodelle einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur für E-Mobilität in Österreich. 12. Symposium energieinnovation. Graz.
- IEC. (2011). International Electrotechnical Commission. Abgerufen am 17. 8 2011 von <http://www.iec.ch/>
- Imperia. (08 2009). Ganz ohne Kabelsalat: Kablloses Laden von Elektrofahrzeugen. Abgerufen am 12. 11 2010 von http://imperia.mi-verlag.de/imperia/md/upload/news/389_kabelloses_laden.pdf
- Jossen, A., & Weydnaz, W. Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. München: Ubooks München.
- Mathoy, A. (2008). Definition and implementation of a global EV charging infrastructure. Schweiz: BRUSA.
- Meier, K. (1983). Spitzenlasttarifierung, Ökonomische Effizienz und Erhaltung der Eigenwirtschaftlichkeit. Bern und Stuttgart: Paul Haupt.
- Mennekes. (Februar 2009a). Ladesysteme für Elektrofahrzeuge. Abgerufen am 15. 11 2010 von <http://www.emfm.de/downloads/spezifikation-mennekes-ladesysteme-rev10.pdf>
- Mennekes. (Februar 2009b). Ladesysteme für Elektrofahrzeuge. Abgerufen am 15. 11 2010 von <http://www.emfm.de/downloads/spezifikation-mennekes-ladesysteme-rev10.pdf>
- Mennekes. (2010b). Steckvorrichtungen nach IEC - Status Quo, Anforderungen und neue Entwicklungen! Abgerufen am 17. 11 2010 von <http://www.fvem.de/downloads/mennekes-eckhard-wiese.pdf>
- Parkraumservice-Graz. (2011). Parkanlagen in Graz. Von <http://geodaten1.graz.at/WebOffice5/synserver?project=parken> abgerufen
- Pressemitteilung-online. (11. 12 2009). Stromtankstellen für Elektroautos - Ladesäulen explodieren weltweit. Abgerufen am 16. 11 2010 von <http://www.pressemitteilungen-online.de/index.php/>
- Rema-EV. (2011). 1-phase connector according to sae j1772. Abgerufen am 28. 2 2011 von <http://www.rema-ev.com/SAE.html>
- Schwab, A. (2006). Elektroenergiesysteme. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- SMMT. (2010). Report on the current situation and future direction of electric vehicle charger standardisation. Abgerufen am 18. 11 2010 von <http://lib.smmmt.co.uk/articles/MemberServices/MemberServices/SMMT%20report%20on%20the%20direction%20of%20EV%20Charger%20Standardisation%20-%20July%202010.pdf>
- Steiner, P. (1957). Peak Loads and Efficient Pricing. Quaterly Journal of Economics , S. 585 - 610.
- TAGnoloty. (2010). Was ist RFID? Abgerufen am 26. 11 2010 von <http://www.tagnology.com/tagnology/index.php?id=42>
- Teczilla. (2009). Elektroauto: Batteriewechsel statt tanken. Abgerufen am 16. 11 2010 von <http://www.teczilla.de/elektroauto-batteriewechsel-statt-tanken/2723>
- TU Graz. (2010). Auswirkungen zukünftiger Elektromobilität auf die österreichische Elektrizitätswirtschaft.
- Urbantschitsch, W. (2010). Zeitschrift für Verkehrsrecht. Rechtsgrundlagen der Elektromobilität , S. 316 - 321.
- VDE. (2010). Normierungsroadmap Elektromobilität. Abgerufen am 20. 02 2011 von <http://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=99bf66a4- ea6a-4839-a174-593a29ccce33>
- Vezzini, A. (2009). Berner Fachhochschule. Abgerufen am 22. 08 2011 von http://labs.hti.bfh.ch/fileadmin/user_upload/lab12/papers/2009-03-

09_SEV_Bulletin_Lithiumionen-

Batterien_als_Speicher_fuer_Eektrofahrzeuge_Teil_1.pdf

Wiesspeiner, G. (2005). Drahtlos Akkus aufladen. Abgerufen am 12. 11 2010 von <http://www.bticcs.com/pub/d+e2005.pdf>

WKO - Wirtschaftskammer Österreich. (30. 03 2011). www.wko.at. Abgerufen am 12. 10 2011 von http://portal.wko.at/wk/format_detail.wk?angid=1&stid=605783&dstdid=308

WKO. (2011). Disagiosätze für Bankomat- und Kreditkarten. Abgerufen am 09. 09 2011 von http://portal.wko.at/wk/format_detail.wk?angid=1&stid=373238&dstdid=900&opennavid=21193

Kapitel 5 – Kostenanalyse

BCG-Boston Consulting Group. 2010. Batteries for Electric Cars. Challenges, Opportunities, and the Outlook to 2020. BCG Focus

Elektrodrive Salzburg. (24. 11 2011). Telefonische Auskunft.

Energie-Control Austria. (2010a). Systemnutzungstarife-Verordnung. Abgerufen am 29. 11 2010 von http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SNT-VO-2010_beschlossen-22_12_2009_0.pdf

EStAG, Kelag, EVN, AG, L., AG, S., Tiwag, et al. (September - Oktober 2010). Anfrage über die aktuellen Kosten und Störkosten von Ladesäulen per e-Mail.

McKinsey. 2009. Quarterly p. 87 Electrifying cars - How three industries will evolve?

Sauer D. U. 2008. Fährt das Auto der Zukunft elektrisch? Vortrag. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, Technische Hochschule Aachen.

Umweltbundesamt. (2010). Elektromobilität. Abgerufen am 05. 07 2011 von <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0257.pdf>

Kapitel 6 – Umweltbewertung

Beermann, M; Jungmeier, G.; Wenzel, A.; Spitzer, J.; Canella, L.; Engel, A.; Schmuck; M.; Koller, S., 2010. Quo Vadis Elektroauto? – Grundlagen einer Road Map für die Einführung von Elektro-Fahrzeugen in Österreich, Graz, 2010

Haas R. 2009. ELEKTRA - Entwicklung von Szenarien der Verbreitung von PKW mit teil- und voll-elektrifiziertem Antriebsstrang unter verschiedenen politischen Rahmenbedingungen. Endbericht. Energy Economics Group, TU Wien.

UBA-Umweltbundesamt Wien, 2009. Bundesländer Luftschadstoff-Inventur 1990–2007, Regionalisierung der nationalen Emissionsdaten auf Grundlage von EU-Berichtspflichten (Datenstand 2009), Wien, 2009

UBA-Umweltbundesamt Wien, 2011. Emissionstrends 1990-2009 – Ein Überblick über die österreichischen Verursacher von Luftschadstoffen (Datenstand 2011). Wien 2011

UBA - Umweltbundesamt Wien. 2011. GEMIS - Österreich. Gesamt Emissions Modell Integrierter Systeme für Österreich. Version 4.7. Institut für angewandte Ökologie e.V. (Öko-Institut), Freiburg.

UBA-Umweltbundesamt Wien, 2011b. Partikelemissionen aus dem Transportsektor 1990-2008, Homepage des Umweltbundesamts, URL: <http://www.umweltbundesamt.at/typo3temp/pics/3d5b063435.jpg>, 08.03.2011

10 Anhang

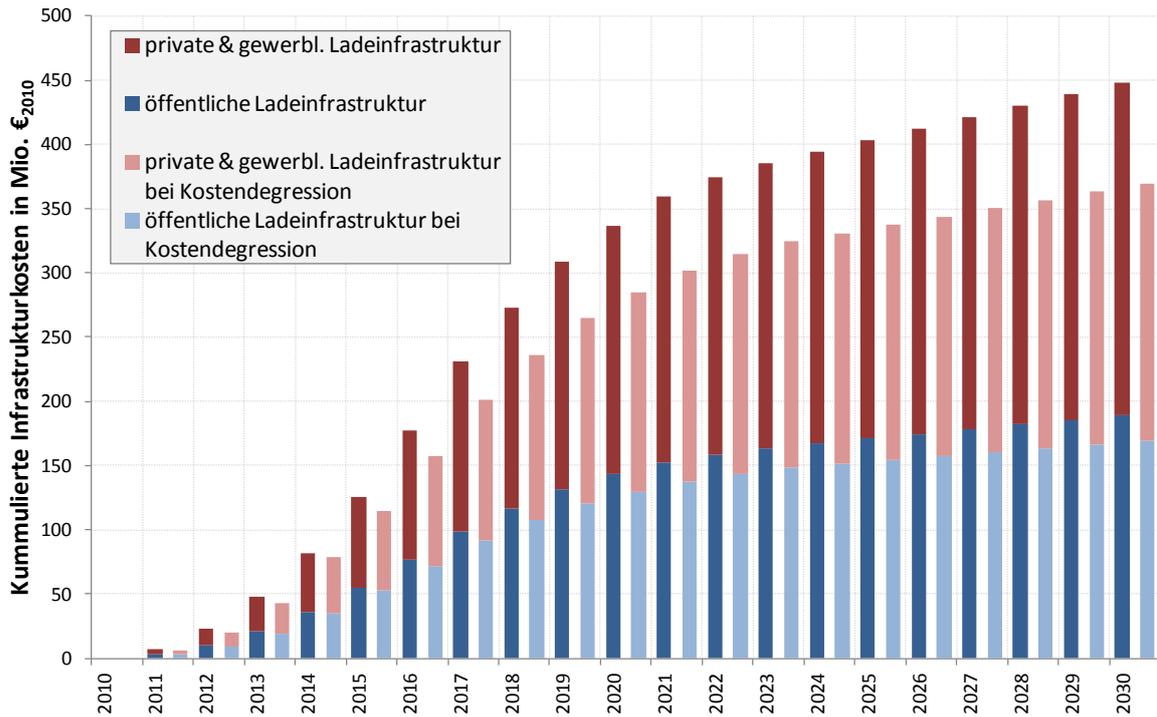
10.1 Szenarioauswertung zur Ladeinfrastruktur

In Zuge des Projektes wurden zwei Infrastruktur-Szenario betrachtet, diese heißen „Ambitioniert“ und „Maximal“. Die Unterscheidung der einzelnen Fälle wird aufgrund der Fahrzeuge je Ladepunkt getroffen. Dabei bedeutet z.B. 3 Fahrzeuge je Ladepunkt, dass in der Gesamtheit aller Elektrofahrzeuge dividiert durch die Anzahl aller Ladepunkte ein Verhältnis von 3:1 entsteht. Es gilt jedoch anzumerken, dass die Anzahl an Privatladestationen dabei stark überwiegt und damit diese Verhältniszahl etwas verzerrend wirkt. Außerdem kann jederzeit an einer normalen Steckdose geladen werden. In Tabelle 10-1 werden die Kosten für alle gerechneten Fälle als Zahlenwerte für die Jahre 2020 und 2030 als €₂₀₁₀ dargestellt.

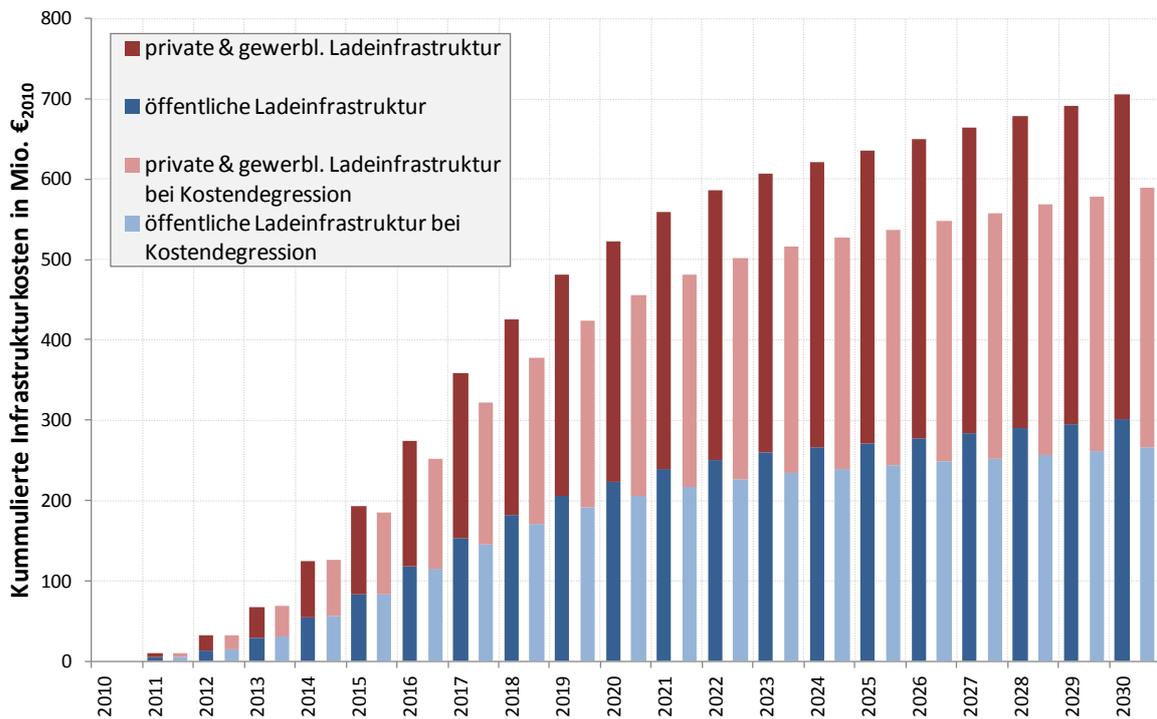
Tabelle 10-1: Übersicht der untersuchten Kosten für die Infrastruktur von Ladestationen

Fall	2020	2030
	Mio. € ₂₀₁₀	Mio. € ₂₀₁₀
Ambitioniert Verhältnis 5:1	337,0	447,7
Ambitioniert Verhältnis 3:1	523,4	706,0
Ambitioniert Verhältnis 1:1	1.530,3	2.014,3
Maximal Verhältnis 5:1	701,9	946,8
Maximal Verhältnis 3:1	1.128,5	1.503,1
Maximal Verhältnis 1:1	3.059,2	4.026,7
Mit Kostendegression		
Ambitioniert Verhältnis 5:1	285,0	369,8
Ambitioniert Verhältnis 3:1	455,1	589,1
Ambitioniert Verhältnis 1:1	1.318,8	1.671,6
Maximal Verhältnis 5:1	606,5	783,3
Maximal Verhältnis 3:1	978,6	1255,5
Maximal Verhältnis 1:1	2.636,3	3.341,6

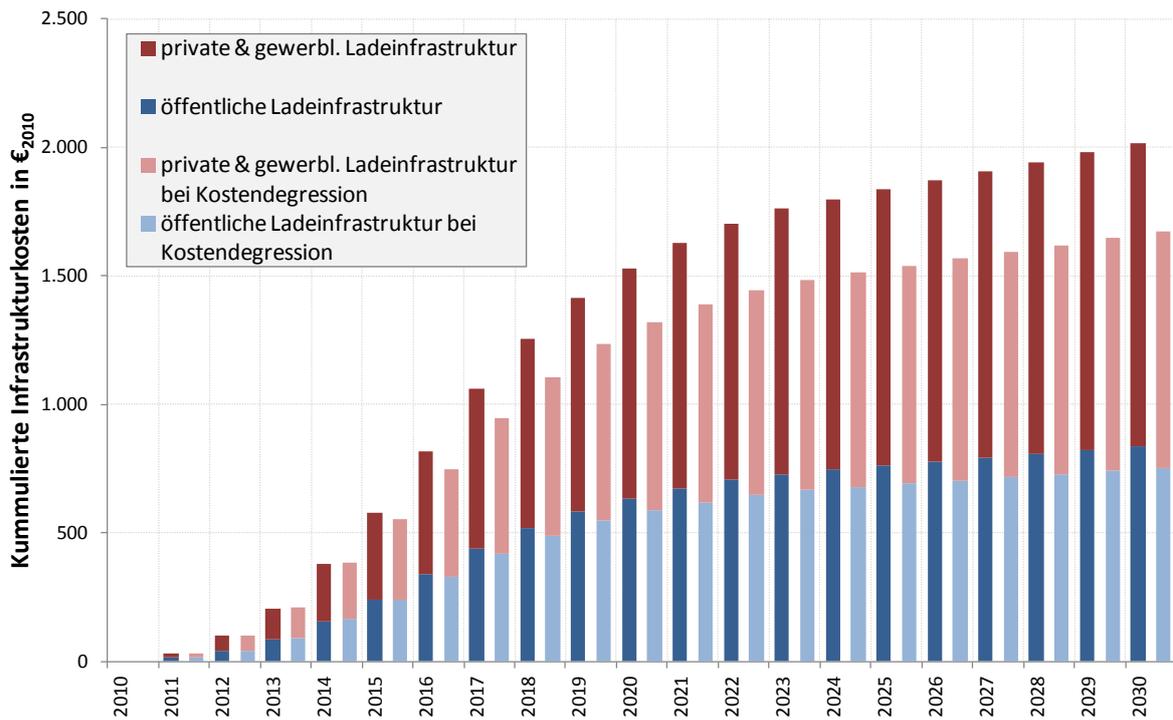
10.1.1 Szenario "Amibitioniert" mit 5 Fahrzeugen je Ladepunkt



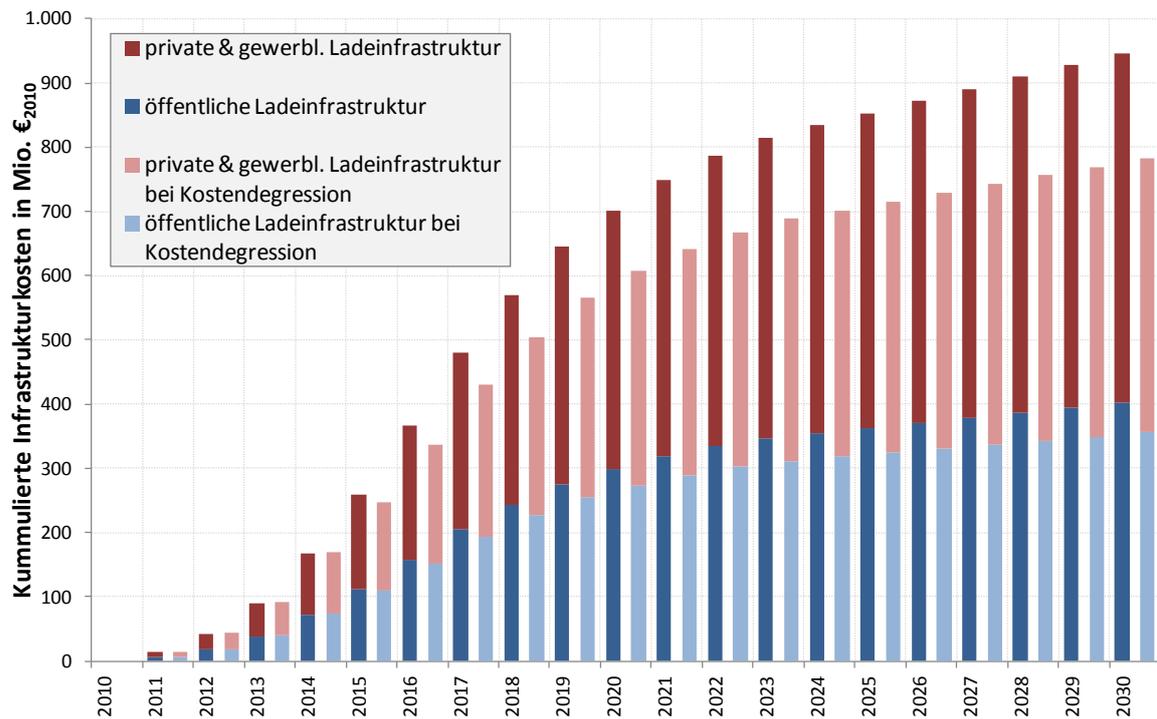
10.1.2 Szenario "Amibitioniert" mit 3 Fahrzeugen je Ladepunkt



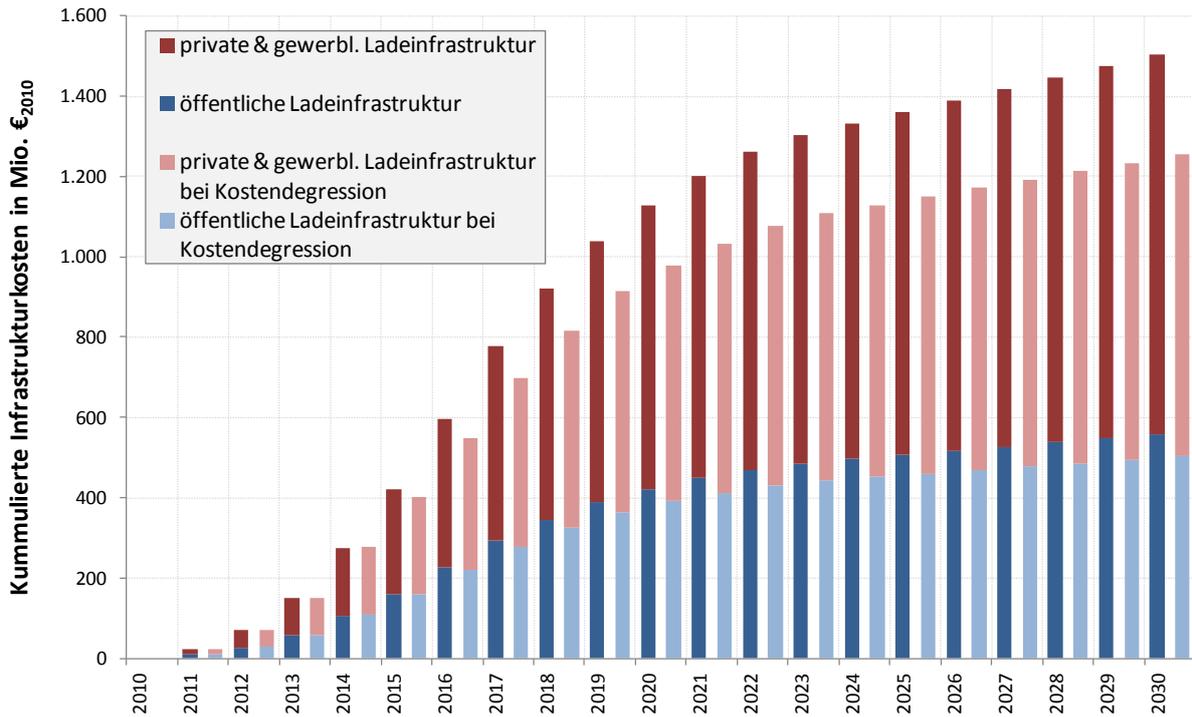
10.1.3 Szenario "Amibitioniert" mit 1 Fahrzeugen je Ladepunkt



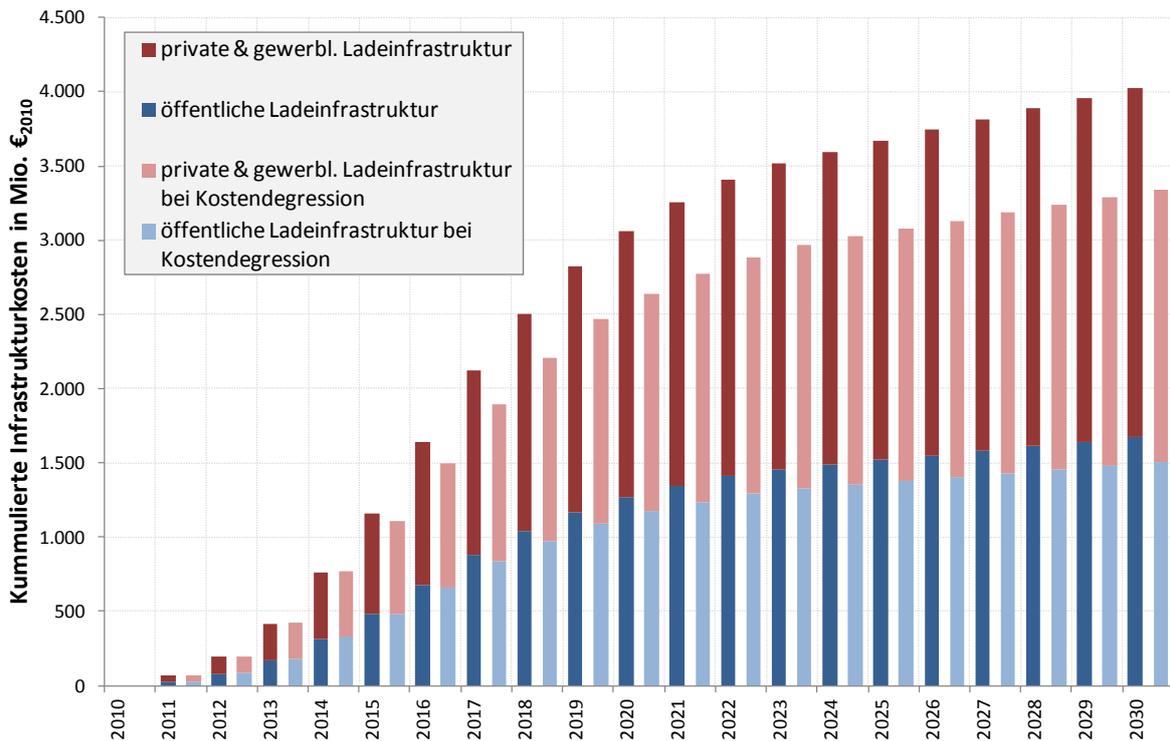
10.1.4 Szenario "Maximal" mit 5 Fahrzeugen je Ladepunkt



10.1.5 Szenario "Maximal" mit 3 Fahrzeugen je Ladepunkt



10.1.6 Szenario "Maximal" mit 1 Fahrzeugen je Ladepunkt



JOANNEUM RESEARCH
Forschungsgesellschaft mbH
Leonhardstraße 59
8010 Graz
Tel. +43 316 876-0
Fax +43 316 876-1181
pr@joanneum.at
www.joanneum.at