

# Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf das Elektrizitätssystem in Kontinentaleuropa



Andreas Schüppel<sup>1</sup>, Christoph Gutschi, Daniel Hütter<sup>1</sup>, Heinz Stigler

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz,  
Inffeldgasse 18/2.OG, 8010 Graz. 0316 873 7902, andreas.schueppel@tugraz.at,  
<http://www.IEE.tugraz.at/>

**Kurzfassung:** Im Rahmen des vom Klima- und Energiefonds geförderten Projektes „e-mobility 1.0“ werden die Auswirkungen der flächendeckenden Einführung von Elektromobilität auf das kontinentaleuropäische Elektrizitätssystem unter Verwendung des umfassenden elektrizitätswirtschaftlichen Simulationsmodells ATLANTIS (Gutschi, et al., 2010) untersucht. Dazu wird in zwei unterschiedliche energiepolitische Szenarien, zwei Ausbaustufen der Elektromobilität (sowie ein Referenzfall ohne) und eine ungesteuerte sowie eine gesteuerte Ladestrategie unterschieden. Es zeigt sich, dass durch den Ladestrom der Elektromobilität die Lastspitzen steigen und ein erhöhter Bedarf an neuen gesicherten Erzeugungskapazitäten in Kontinentaleuropa entsteht. Durch eine gesteuerte Ladestrategie kann dieser Bedarf bei richtigem Einsatz auf etwa ein Viertel reduziert werden. In Österreich sind die derzeit geplanten und in Bau befindlichen Kraftwerke in jedem der betrachteten Fälle ausreichend, sodass kein zusätzliches neues Kraftwerk gebaut werden muss.

Aus europäischer Sicht bewirkt die Elektromobilität zwei gegenläufige Effekte: Durch den Bau zusätzlicher neuer Kraftwerke steigen die Fixkosten der Elektrizitätsunternehmen an, jedoch erhöht sich auch die durchschnittliche Effizienz des europäischen Kraftwerksparks. Je nach bestehender Erzeugungsstruktur kann die Überlagerung dieser beiden Effekte zu einer Steigerung (Beispiel Österreich) oder zu einer Senkung der Konkurrenzfähigkeit (Beispiel Frankreich) führen.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen durch den zusätzlichen Ladestrom im Vergleich zur Variante ohne Einführung von Elektrofahrzeugen naturgemäß an. Absolut betrachtet bleiben die Emissionen im "konventionellen" Szenario langfristig jedoch auf dem Niveau von 2011, im "erneuerbaren" Szenario liegen die Emissionen trotz Elektromobilität darunter. Die dargestellte Betrachtung der Emissionsentwicklung entspricht einem "worst case", da der zusätzlich nachgefragte Ladestromverbrauch der Elektrofahrzeuge aufgrund des Kraftwerkeinsatzes nach einer Merit Order vollständig aus thermischen Kraftwerken gedeckt wird. Um die gesamte mögliche Bandbreite darzustellen, wird auch der "best case" abgeschätzt. In diesem Fall wird die Energienachfrage der Elektrofahrzeuge zur Gänze aus erneuerbaren Energien gedeckt (Beermann, et al., 2012a).

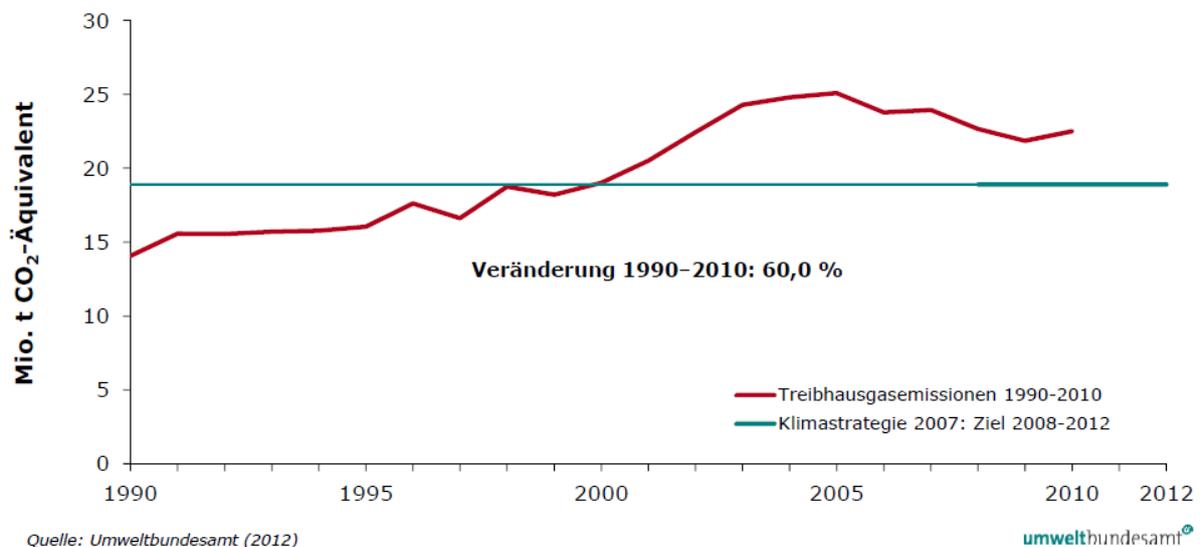
**Keywords:** Elektromobilität, Ladestrom, Lastspitzen, Elektrofahrzeuge, Energiesystem

---

<sup>1</sup> Jungautoren

## 1 Problemstellung und Motivation

Der Transportsektor ist einer der bedeutendsten Emittenten von Treibhausgasen, besonders da die ausgestoßenen Mengen in den letzten Jahren stark gestiegen sind (Abbildung 1). Eine mögliche Entschärfung dieser Problematik speziell im Bereich des Individualverkehrs stellt die flächendeckende Einführung von Elektrofahrzeugen dar. Mit einem Wechsel zur Elektromobilität wird die weniger effiziente Verbrennung fossiler Energieträger in den Fahrzeugen durch die Stromerzeugung in effizienteren Großfeuerungsanlagen thermischer Kraftwerke sowie in Erzeugungsanlagen mit regenerativen Primärenergieträgern substituiert. Dadurch können die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Individualverkehrs eventuell verringert werden, der Einsatz von Benzin und Diesel als Kraftstoff für Fahrzeuge wird jedenfalls reduziert.



**Abbildung 1: THG-Emissionen des Verkehrssektors in Österreich 1990-2010 (UBA, 2012)**

Das Ziel dieser Arbeit, welche einen Teil des vom Klima- und Energiefonds unterstützten Projektes "e-mobility 1.0" darstellt, ist die Untersuchung der Auswirkungen einer flächendeckenden Einführung von Elektrofahrzeugen in Kontinentaleuropa auf das elektrische Energiesystem. Es soll analysiert werden, wie der zusätzliche Strombedarf, welcher durch das Laden der Elektrofahrzeuge entsteht, die Entwicklung des europäischen und speziell des österreichischen Kraftwerksparks beeinflusst und welche zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen am Elektrizitätssektor durch das erhöhte Aufkommen an elektrischer Energie entstehen können<sup>2</sup>.

Damit die gesamte mögliche Bandbreite der Emissionseinsparung abgeschätzt werden kann, wird die Substitution der Verbrennungsvorgänge im Fahrzeug durch Stromerzeugung in Kraftwerken in einen schlechtesten Fall ("worst case") und einen besten Fall ("best case") unterschieden. Im schlechtesten Fall wird jede zusätzlich nachgefragte Kilowattstunde elektrischer Energie, die für das Laden von Elektrofahrzeugen benötigt wird, aus

---

<sup>2</sup> Diese zusätzlichen Emissionen müssen für eine ganzheitliche Betrachtung mit den eingesparten Emissionen am Transportsektor gegenübergestellt werden. Diese Betrachtung ist ebenso Teil des Projektes, wird aber in dieser Arbeit nur eingeschränkt dargestellt. Eine vollständige Gegenüberstellung erfolgt in (Beermann, et al., 2012a)

thermischen Kraftwerken gedeckt. Im besten Fall wird angenommen, dass Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Primärenergieträgern in entsprechendem Ausmaß über den vorgegebenen politischen Szenariorahmen hinaus zugebaut werden, sodass die gesamte Energienachfrage der Elektromobilität aus solchen Anlagen gedeckt werden könnte (vgl. Kapitel 3.3).

Ein weiterer Punkt der Untersuchung stellt die Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz, den Austausch elektrischer Energie Österreichs mit anderen Ländern und die Veränderung der Konkurrenzfähigkeit der Elektrizitätswirtschaft dar.

## **2 Methodische Vorgehensweise**

Die Basis der vorliegenden Arbeit bietet das umfassende elektrizitätswirtschaftliche Simulationsmodell ATLANTIS, welches im Abschnitt 2.1 kurz vorgestellt wird. Das Modell wurde im Zuge des Projektes "e-mobility 1.0" unter anderem um die Funktionalität erweitert, dass dem bereits berücksichtigten Endkundenverbrauch eine weitere Verbrauchsstruktur<sup>3</sup> überlagert werden kann. Dieser zusätzliche Verbrauch kann durch einen stündlichen Lastgang vorgegeben werden, der sowohl in seiner Form als auch der benötigten Energiemenge zeitlich variabel gestaltet werden kann und damit den Ladestrom der Elektrofahrzeuge gut abbildet. Die technische Realisierung ist in Kapitel 2.3.2 detaillierter beschrieben.

### **2.1 Das Simulationsmodell ATLANTIS**

Das umfassende Simulationsmodell ATLANTIS bildet die Elektrizitätswirtschaft von Kontinentaleuropa mit knapp 10.000 Kraftwerken des Bestandes, 6.000 Leitungen und 2.800 Netzknoten des Höchstspannungsnetzes, etwa 100 Elektrizitätsunternehmen und dem Verbrauch des öffentlichen Stromnetzes pro Land in einem Gesamtsystem ab. Dabei wird ein physikalisches Modell zur Abschätzung entstehender Lastflüsse im Höchstspannungsnetz mit Markt- und Unternehmensmodellen kombiniert, sodass möglichst realitätsnahe Ergebnisse erzielt werden können.

Unter der Vorgabe verschiedenster technischer und wirtschaftlicher Parameter, wie beispielsweise aktuell 13.000 Kraftwerks- und 970 Leitungsbauprojekte (gemäß TYNDP), die zukünftige Entwicklung von Investitionskosten, Brennstoffpreisen, CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen, Wirkungsgraden, Endkundennachfrage oder auch Zinsen und Inflation können komplexe Szenarien in einem Zeitraum von 2006 bis 2050 simuliert werden. Aus den Ergebnissen können zukünftige Entwicklungen im System abgeleitet werden, wie beispielsweise CO<sub>2</sub>-Emissionen, notwendiger Netz- und Kraftwerksausbau, Marktpreise oder die Konkurrenzfähigkeit der im Modell berücksichtigten Unternehmen.

Am Beginn jeden Jahres wird eine Leistungsdeckungsrechnung durchgeführt welche überprüft, ob im betrachteten Modellgebiet genügend Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind, um die nachgefragte Jahresspitzenlast decken zu können. Dabei werden geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, die Dargebotsabhängigkeit erneuerbarer

---

<sup>3</sup> In diesem Fall wird der Ladestrom der Elektromobilität überlagert. Es können jedoch auch andere Anwendungsfälle mit dieser Erweiterung untersucht werden, u.a. auch Verbrauchsreduktionsmaßnahmen.

Energieträger sowie die physikalische Durchführbarkeit mit dem bestehenden Höchstspannungsnetz berücksichtigt. Ist eine Leistungsdeckung nicht möglich, wird vom Modell automatisch an den notwendigen Stellen ein kombiniertes Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) errichtet. Diese Technologie stellt zur Zeit die effizienteste Methode zur Gewinnung elektrischer Energie in thermischen Kraftwerken dar und kann unter Berücksichtigung von Planungs- und Genehmigungsfristen in vergleichsweise kurzer Zeit gebaut werden.

Das Modell berechnet weiters für jeden Monat eine Spitzenlast- und eine Schwachlastperiode, die in beliebig viele Subperioden unterteilt werden können. Für jede dieser Subperioden wird eine Energiedeckungsrechnung in zwei Schritten durchgeführt. Im ersten Schritt wird ein Market-Coupling-Modell berechnet, welches Handelsrestriktionen an grenzüberschreitenden Leitungen mittels Net Transfer Capacities (NTC) berücksichtigt. Aufbauend auf den Ergebnissen dieses Modells wird im zweiten Schritt versucht, den marktbestimmten Kraftwerkseinsatz mittels Lastflussrechnung und Redispatch-Maßnahmen zu realisieren.

Am Ende jeden Jahresschrittes werden die im Modell abgebildeten Unternehmen bilanziert, um die wirtschaftlichen Aspekte des Elektrizitätssystems umfassend untersuchen zu können. Aus den simulierten Unternehmensbilanzen lassen sich Aussagen über die Wirtschaftlichkeit und die Konkurrenzfähigkeit der Unternehmen, sowie die Entwicklung der Endkundenpreise ableiten.

Für eine detailliertere Beschreibung des Modells sei an dieser Stelle auf einschlägige Veröffentlichungen, beispielsweise (Gutschi, et al., 2010) und (Gutschi, et al., 2009), verwiesen.

## **2.2 Betrachtung des schlechtesten und des besten Falles**

Wie bereits einleitend erwähnt, muss zur Betrachtung der gesamten möglichen Bandbreite des Einflusses von Elektromobilität auf die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der schlechteste und der beste Fall betrachtet werden.

Der Kraftwerkseinsatz wird im bestehenden kontinentaleuropäischen Marktsystem abhängig von der nachgefragten Energiemenge primär anhand einer so genannten Merit Order<sup>4</sup> bestimmt. Lässt man jene Abweichungen von diesem kostenoptimalen Einsatz außer Acht, welche durch Leitungsengpässe entstehen können (sog. "Redispatch"), 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. Zusätzlich haben erneuerbare Energien zur Zeit in den meisten Staaten Kontinentaleuropas einen Einspeisevorrang gegenüber allen anderen

---

<sup>4</sup> Die Merit Order wird gebildet, indem die Erzeugungseinheiten nach variablen Grenzkosten aufsteigend sortiert aneinander gereiht werden. Damit wird das billigste Kraftwerk zuallererst und das teuerste Kraftwerk als Letztes eingesetzt, sofern es benötigt wird.

Technologien., Das bedeutet, dass diese Kraftwerke unabhängig vom Verbrauch jederzeit die verfügbare erzeugte Energie ins Netz liefern, sofern dies technisch möglich ist.

Die Nachfrage ist auch in Schwachlastzeiten in der Regel groß genug, dass Kraftwerke mit erneuerbaren Primärenergieträgern heutzutage nicht preissetzend werden. Aus diesen Zusammenhängen lässt sich ableiten, dass die Lieferung des zusätzlichen Ladestroms für Elektromobilität in jedem Fall einen Abruf thermischer Kapazitäten zur Folge hat. Das wiederum bedeutet, dass das bestehende Marktsystem und damit auch die Simulation in ATLANTIS implizit den "worst case" darstellen.

Im Gegensatz dazu stellt eine vollständige Deckung des zusätzlichen Ladestroms aus erneuerbaren Energien den besten Fall dar. 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 Elektromobilität. Die notwendige Kapazität an Windkraftanlagen und PV-Anlagen wird über die durchschnittliche Volllaststundenzahl der jeweiligen Anlage pro Land abgeschätzt. Dies geschieht unter der Annahme, dass der Zusatzverbrauch durch Elektromobilität mit RES-Erzeugungsanlagen im eigenen Land gedeckt wird.

Während der "best case" einen theoretischen Fall darstellt, handelt es sich beim "worst case" um einen praktisch realisierbaren Fall. Die Gegenüberstellung beider Fälle liefert dann die gesamte Bandbreite möglicher CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparungen, wird im Zuge dieser Arbeit jedoch nur bedingt dargestellt. Die vollständige Darstellung findet sich in (Beermann, et al., 2012a).

## **2.3 Modellierung des zusätzlichen Ladestromverbrauchs**

Für die Analyse unterschiedlicher Ladestrategien ist nicht nur die Höhe, sondern besonders das zeitliche Auftreten der zusätzlichen Last von Interesse. Im Simulationsmodell ATLANTIS ist der Stromverbrauch vergangener Jahre für jedes Land als Lastgang in stündlicher Auflösung hinterlegt. Es ist also möglich, den Zusatzbedarf durch die Ladung von Elektrofahrzeugen stundenscharf in das Modell zu integrieren. Die Vorgehensweise dazu, sowie die Aufteilung der zusätzlichen Lasten auf die Netzknoten, ist in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

### **2.3.1 Definition und Umsetzung der Ladestrategien**

Im Rahmen des Projektes "e-mobility 1.0" wird generell eine ungesteuerte, eine gesteuerte und eine intelligente Ladung unterschieden:

Ungesteuerte Ladung bedeutet, dass das Elektrofahrzeug in dem Moment zu laden beginnt, in dem der Benutzer eine Verbindung mit dem Stromnetz herstellt, und erst dann aufhört, wenn der Akkumulator vollständig geladen ist. Dabei wird auf den momentanen Zustand des gesamten Elektroenergiesystems, also Lastsituation, Marktpreis etc., keine Rücksicht genommen (Abbildung 2)

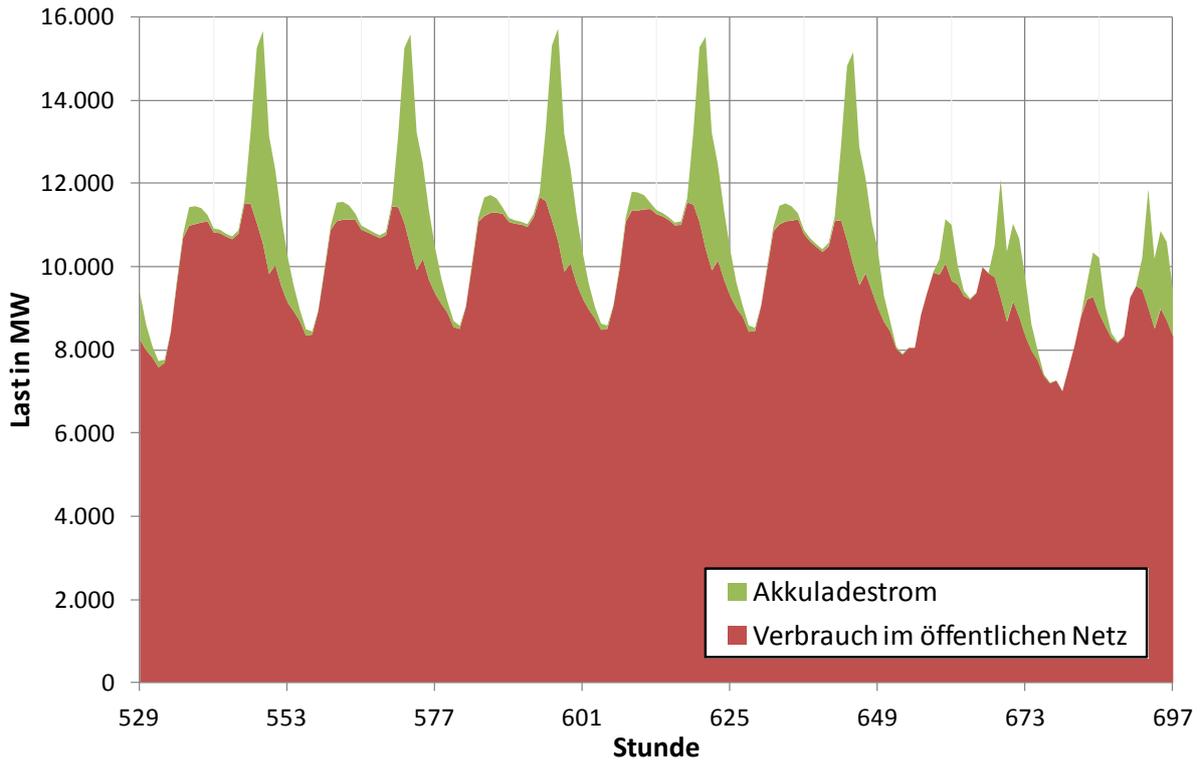


Abbildung 2: Wochenlastgang bei ungesteuerter Ladung für Österreich, dritte Jännerwoche 2030 bei 2 Millionen Elektrofahrzeugen.

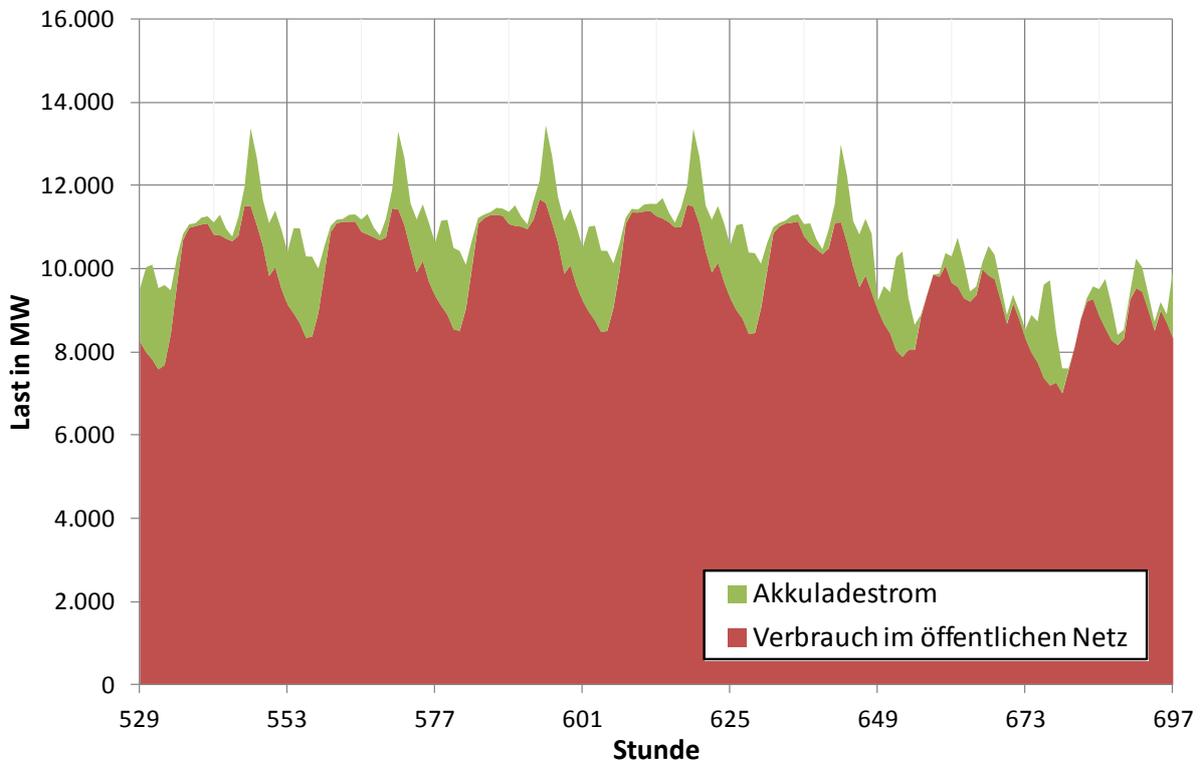


Abbildung 3: Gleiche Situation wie Abbildung 2, nur bei gesteuerter Ladung. Durch die zeitliche Staffelung des Ladebeginns zeigt sich eine deutliche Reduktion der Spitzenlast.

Gesteuerte Ladung liegt dann vor, wenn der Zeitpunkt des Ladebeginns exogen vorgegeben werden kann, wodurch eine Staffelung der Ladezeiten möglich wird. Dadurch kann ein gleichzeitiges Laden vieler Elektrofahrzeuge vermieden und die Erhöhung der Spitzenlast, wie dies in Abbildung 2 erkennbar ist, reduziert werden (vgl. Abbildung 3). Der Ladevorgang wird wie bei der ungesteuerten Ladung erst dann beendet, wenn der Akkumulator vollständig geladen ist. Eine einfache Realisierung dieser Ladestrategie stellt der Einsatz einer Tonfrequenzrundsteuerung dar, wie sie z.B. bei der Warmwasserbereitung schon seit mehreren Jahren im Einsatz ist.

Die intelligente Ladung ist die flexibelste der drei Strategien, setzt aber voraus, dass sowohl im Fahrzeug als auch im Netz bereits Komponenten vorhanden sind, die miteinander kommunizieren können (beispielsweise über ein "smart grid"). Konkret bedeutet das, dass der Benutzer des Elektrofahrzeugs nur jenen Zeitpunkt angibt, an dem er das Fahrzeug vollständig aufgeladen wieder verwenden möchte. Die "intelligenten" Komponenten im Netz, beginnend mit dem nächstgelegenen Ortsnetztransformator, geben dann die Ladezeiten für das jeweilige Fahrzeug vor.

Wie in den Ergebnissen (Kap. 3) dieser Arbeit dargestellt ist, reicht durchdachte gesteuerte Ladung aus, um die durch Elektromobilität entstehende Erhöhung der Lastspitze deutlich zu reduzieren. Weiters betrifft die intelligente Ladung hauptsächlich Vorgänge im Verteilnetz welches in ATLANTIS nicht explizit abgebildet ist. Daher wird die intelligente Ladestrategie im Rahmen dieser Arbeit nicht näher betrachtet.

### **2.3.2 Implementierung im Simulationsmodell**

Ziel dieses Arbeitsschrittes ist es, eine Möglichkeit zu entwickeln um die Eingangsdaten der Projektpartner in das Modell ATLANTIS zu integrieren. Dazu muss ein Modell entwickelt werden, um den Ladestrom in der Form des Auftretens (stündlicher Lastgang) sowie in der Höhe der verbrauchten Energie pro Jahr abbilden zu können.

Als Eingangsparameter dient einerseits der stündliche Lastgang einer Woche für die ungesteuerte und die gesteuerte Ladestrategie zur Vorgabe des zeitlichen Verlaufes des Ladestroms (Beermann, et al., 2012b). Weiters gibt die Entwicklung der zusätzlich benötigten Jahresenergiemenge abhängig von der Ausbaustufe der Elektromobilität die Höhe der zusätzlichen Last vor.

Der Wochenlastgang wird mit Hilfe der Jahresenergiemenge skaliert und dem bereits in ATLANTIS hinterlegten bestehenden Lastgang Stunde für Stunde addiert. Dabei wird jedoch berücksichtigt, dass sich die Gesamlast des jeweiligen Landes entsprechend eines Verteilungsschlüssels auf die Netzknoten des Höchstspannungsnetzes aufteilt. Verständlicherweise gilt für den Ladestrom der Elektrofahrzeuge ein etwas anderer Schlüssel als für den restlichen Verbrauch im öffentlichen Netz, der bereits in ATLANTIS berücksichtigt ist.

Aus diesem Grund wurde speziell für Österreich vom Projektpartner ermittelt, wie sich die Anzahl der Elektrofahrzeuge in den jeweiligen Bundesländern entwickelt. Zur exakteren Abbildung wurde weiters berücksichtigt, dass sich die Fahrzeuganzahl in Großstädten, Kleinstädten und Landgemeinden unterschiedlich entwickeln (Beermann, et al., 2012b).

Auf Basis dieser Informationen und der Berücksichtigung der unter den Knoten des Höchstspannungsnetzes liegenden Verteilnetzstruktur wird für den Ladestrombedarf ein eigener Verteilungsschlüssel entwickelt und in ATLANTIS hinterlegt.

## 2.4 Beschreibung und Definition der energiepolitischen Szenarien

Der Sektor der elektrischen Energieerzeugung unterliegt zur Zeit einem starken Wandel. Der Ausbau von Anlagen mit erneuerbaren Primärenergieträgern wird in Kontinentaleuropa stark forciert, jedoch ist schwer abzuschätzen, wie die Erzeugungsstruktur im Jahr 2030 tatsächlich aufgegliedert sein wird. Um diese Unsicherheit über einen weiten Bereich abzudecken, wurden zwei politische Szenarien definiert, die im Folgenden genauer beschrieben werden.

### 2.4.1 Konventionelles Szenario

Das konventionelle Szenario beschreibt jenen Weg, den die Energiepolitik zum heutigen Zeitpunkt eingeschlagen hat, und setzt diesen bis ins Jahr 2030 fort. Die Entwicklung des Kraftwerksparks ist an die "Energy trends to 2030" (European Commission, 2009) angelehnt (siehe Abbildung 4). Der angenommene Netzausbau folgt dem Ten Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E (ENTSO-E, 2010a), wobei aufgrund der üblichen langen Vorlaufzeiten eine Verzögerung der Projekte angenommen wurde (doppelte Errichtungsdauer). Der Zuwachs des Verbrauches im öffentlichen Netz (ohne Elektromobilität) wurde an den System Adequacy Forecast 2011 (ENTSO-E, 2011) angelehnt, wobei eine Unterteilung in Westeuropa und Osteuropa (stärkerer Anstieg) vorgenommen wurde (vgl. Tabelle 1). Die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise wurden entsprechend dem "New Policies"-Szenario des World Energy Outlook 2010 (IEA, 2010) angenommen.

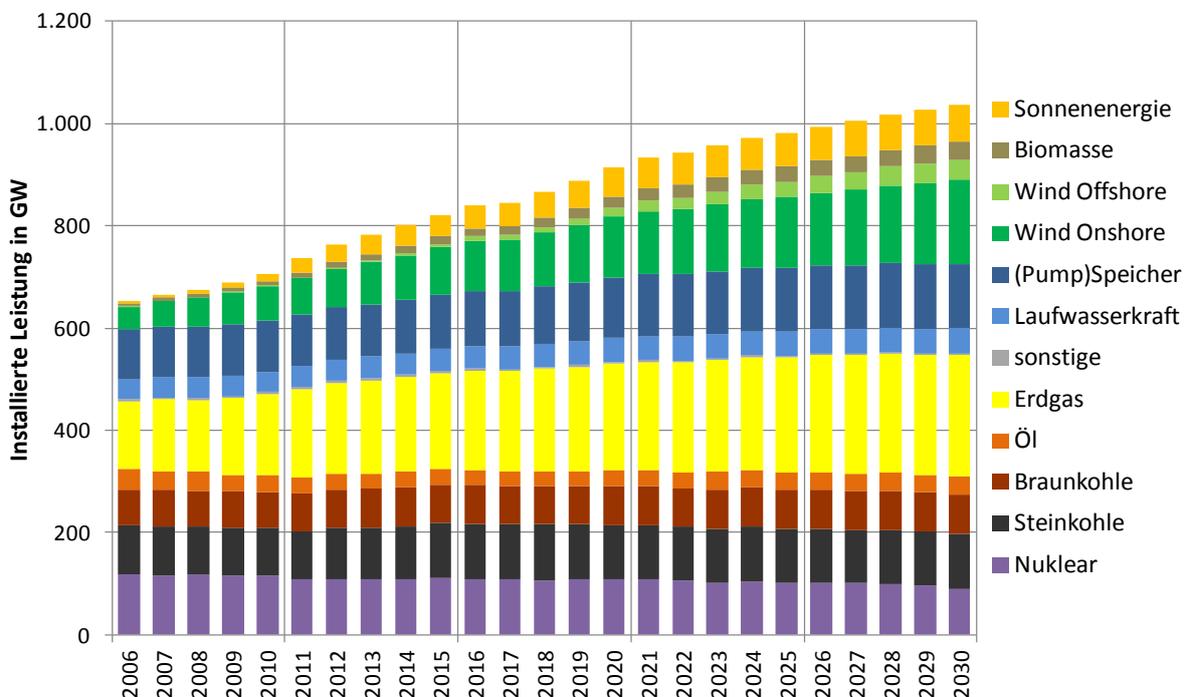


Abbildung 4: Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks im Szenario "konventionell" für den Netzbereich der ENTSO-E CE

### 2.4.2 Erneuerbares Szenario

Das Szenario mit forciertem Zubau von Erneuerbaren Energien basiert auf den National Renewable Energy Action Plans (NREAP) der EU-Mitgliedsstaaten, wobei angenommen wird, dass die 20-20-20-Ziele in allen Staaten erreicht werden. Zusätzlich wird der Ausstieg Deutschlands und der schrittweise Rückzug der Schweiz aus der Nutzung der Kernenergie berücksichtigt. Begleitend dazu erfolgt ein Netzausbau gemäß TYNDP (ENTSO-E, 2010a) ohne Verzögerung als Notwendigkeit zur besseren Integration der RES-Erzeugungsanlagen. Der Verbrauchszuwachs (wiederum ohne Elektromobilität) wird verglichen zum konventionellen Szenario reduziert angenommen, um effizienzsteigernde Maßnahmen auf der Nachfrageseite abzubilden (Tabelle 1).

Tabelle 1: Mittlerer jährlicher Verbrauchszuwachs nach Szenario, Region und Periode

	Konventionelles Szenario		Erneuerbares Szenario	
Periode	Westeuropa	Osteuropa	Westeuropa	Osteuropa
2011-2020	1,65 %	2,25 %	1,15 %	1,75 %
2021-2030	1,45 %	2,05 %	0,95 %	1,55 %

Die Entwicklung des Kraftwerksparks wurde in Anlehnung an (Reich, et al., 2011) angenommen, wie in Abbildung 5 dargestellt. Die Brennstoffpreise wurden dem "Current Policies"-Szenario des World Energy Outlook entnommen (IEA, 2010), die ein für den Bau von RES-Erzeugungsanlagen unterstützend wirkendes hohes Niveau aufweisen, während die CO<sub>2</sub>-Preise dem moderaten Verlauf des "EU Energy Trends to 2030" Baseline Szenario folgen (European Commission, 2009).

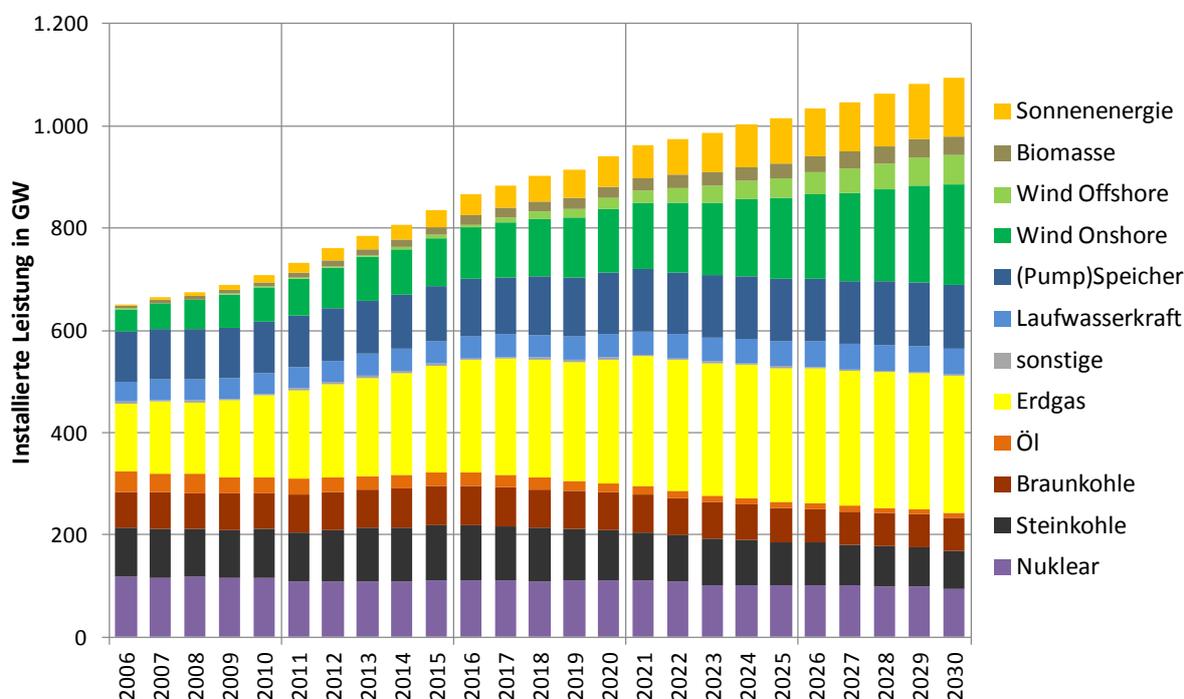
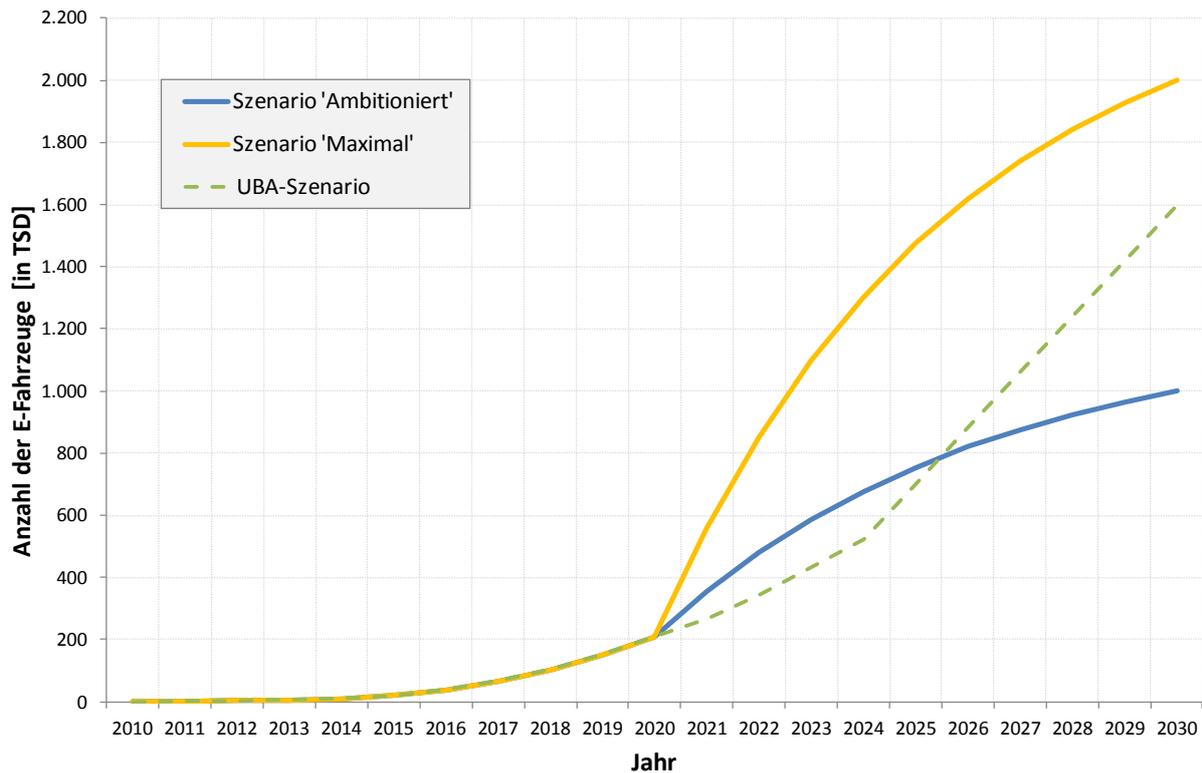


Abbildung 5: Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks im Szenario "erneuerbar" für den Netzbereich der ENTSO-E CE

## 2.5 Entwicklungsstufen der Elektromobilität

Da die Durchdringung der Elektrofahrzeuge von einigen exogenen Faktoren abhängt, wie beispielsweise diverse Förderungen, wurden für die Entwicklung der Fahrzeuganzahl ebenfalls zwei Szenarien zur Abdeckung der Unsicherheit angenommen. Bis zum Jahr 2020 folgen beide Szenarien jenem Pfad, der vom Umweltbundesamt (UBA) vorgegeben wurde. Demnach erreicht die Elektromobilität im Jahr 2020 einen Umfang von etwa 270.000 Fahrzeugen in Österreich. Die für das Projekt gewählten Szenarien nehmen ab 2020 einen unterschiedlichen Verlauf an, wie in Abbildung 6 dargestellt ist.



**Abbildung 6: Entwicklungsszenarien für die Fahrzeuganzahl in Österreich**

Im ambitionierten Fall wird angenommen, dass die jährliche Zunahme bis 2020 annähernd gleich bleibt, sich der Trend aber umkehrt und die Steigerungsrate bis 2030 wieder abnimmt. Das Szenario ist so angelegt, das bis 2030 eine Million Elektrofahrzeuge in Österreich im Umlauf sind, und liegt somit deutlich unter der Annahme des Umweltbundesamtes (UBA, 2010). Im maximalen Fall wird eine stärkere Zunahme als im UBA-Szenario angenommen, jedoch wiederum mit einer degressiven Steigerung ab 2020. Das Szenario zielt auf eine Anzahl von zwei Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 ab.

Die Entwicklung der Fahrzeuganzahl anderer europäischer Länder wurde analog zur österreichischen Entwicklung angenommen. Dazu wurde zur Gewichtung die Fahrzeuganzahl pro 1000 Einwohner herangezogen. Für westeuropäische Länder wurde dazu dieselbe Zuwachsrate wie in Österreich zugrunde gelegt, in Osteuropa wurde angenommen, dass die Entwicklung der Elektrofahrzeuge nur halb so schnell voranschreitet.

Im maximalen Szenario ergibt sich dadurch ein Gesamtfahrzeugpark von 89 Millionen Elektrofahrzeugen in Kontinentaleuropa 2030, im ambitionierten Szenario beträgt der Umfang des Fahrzeugparks die Hälfte.

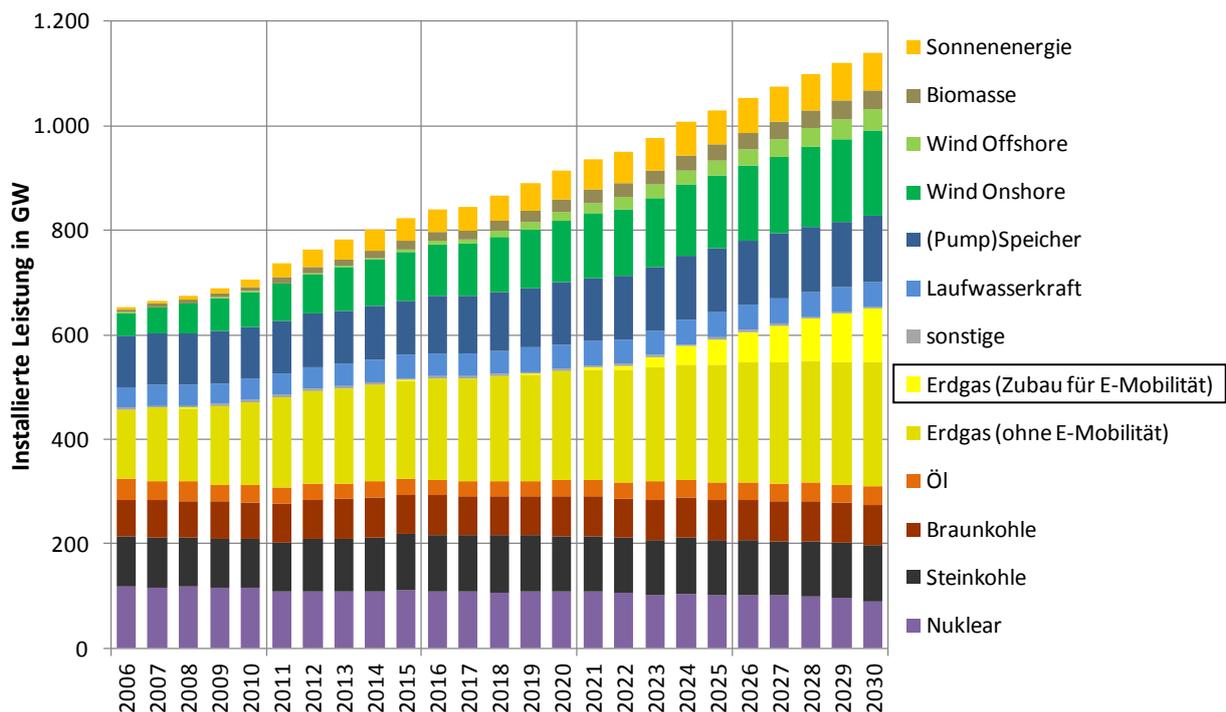
### 3 Ergebnisse der Simulation

Unter den bisher beschriebenen Annahmen und Vorgaben wurden Simulationen mit dem Modell ATLANTIS durchgeführt. Die Auswertung der Ergebnisse dieser Simulationen ist in den folgenden Abschnitten dargestellt.

#### 3.1 Konventionelles Szenario

##### 3.1.1 Entwicklung des Kraftwerksparks

Durch den zusätzlichen Ladestromverbrauch, der je nach Ladestrategie auch zu Spitzenlastzeiten auftreten kann, erwächst ein Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten, um die Deckung der Leistungsnachfrage sicher gewährleisten zu können. Aus der Simulation ergibt sich der in Abbildung 7 dargestellte zusätzliche Kraftwerkspark. In dieser Abbildung ist das Szenario "maximal" mit 89 Millionen E-Fahrzeugen in Kontinentaleuropa<sup>5</sup> und ungesteuerter Ladung dargestellt, in dem sich ein Zubau von **103 GW in Kontinentaleuropa** ergibt. Für eine gesteuerte Ladestrategie bei selber Fahrzeuganzahl reduziert sich der Bedarf an zusätzlichen Erzeugungskapazitäten auf **25 GW**. Ein wichtiger Punkt bei dieser Betrachtung ist, dass die Simulation keinen Bedarf an Kraftwerkszubauten in Österreich ergeben hat. Das bedeutet, dass in Österreich der zusätzliche Verbrauch durch Elektromobilität mit bestehenden Kraftwerken und bereits geplanten Projekten abgedeckt werden kann.

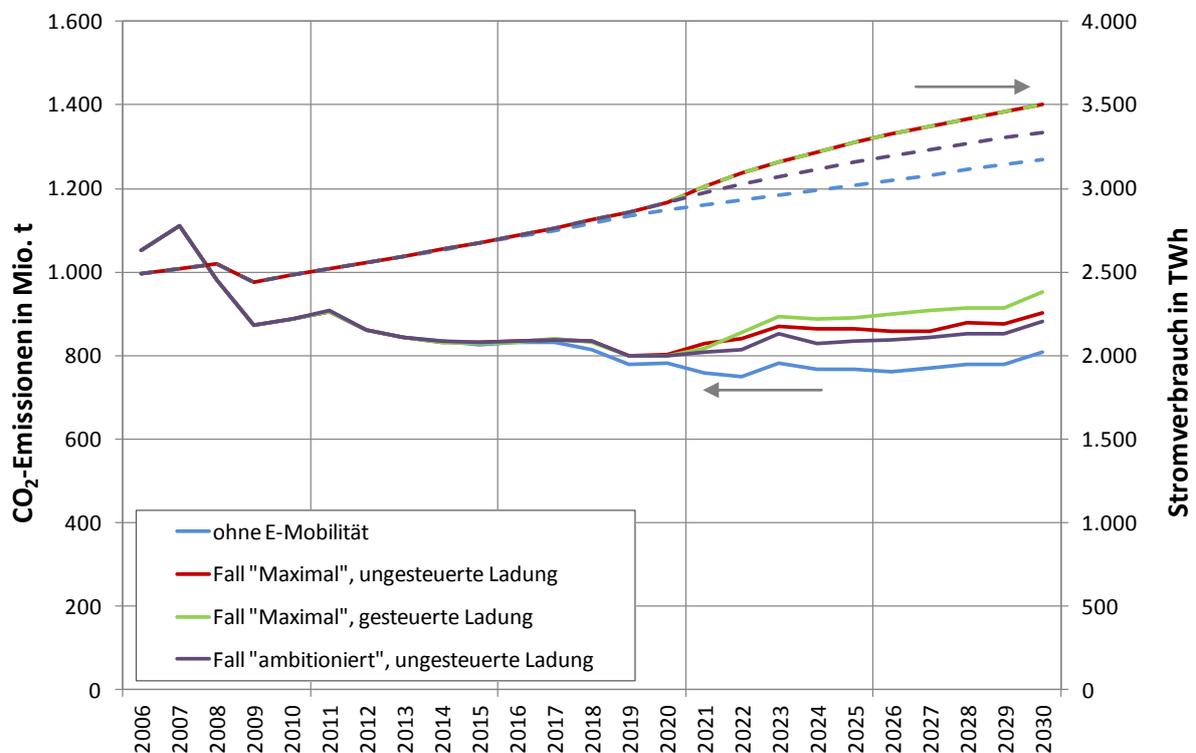


**Abbildung 7: Simulierter zukünftiger Kraftwerkspark im Szenario "konventionell" für den Netzbereich der ENTSO-E CE bei 89 Millionen E-Fahrzeugen in Kontinentaleuropa 2030 und ungesteuerter Ladung**

<sup>5</sup> Entspricht einer Anzahl von 2 Millionen Elektrofahrzeugen in Österreich

### 3.1.2 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Elektrizitätssektors

In Abbildung 8 ist die Verbrauchsentwicklung sowie die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-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 Elektromobilität erwartungsgemäß ansteigen.



**Abbildung 8: Simulationsergebnis der Entwicklung der Nachfrage und der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Kontinentaleuropa im "konventionellen" Szenario**

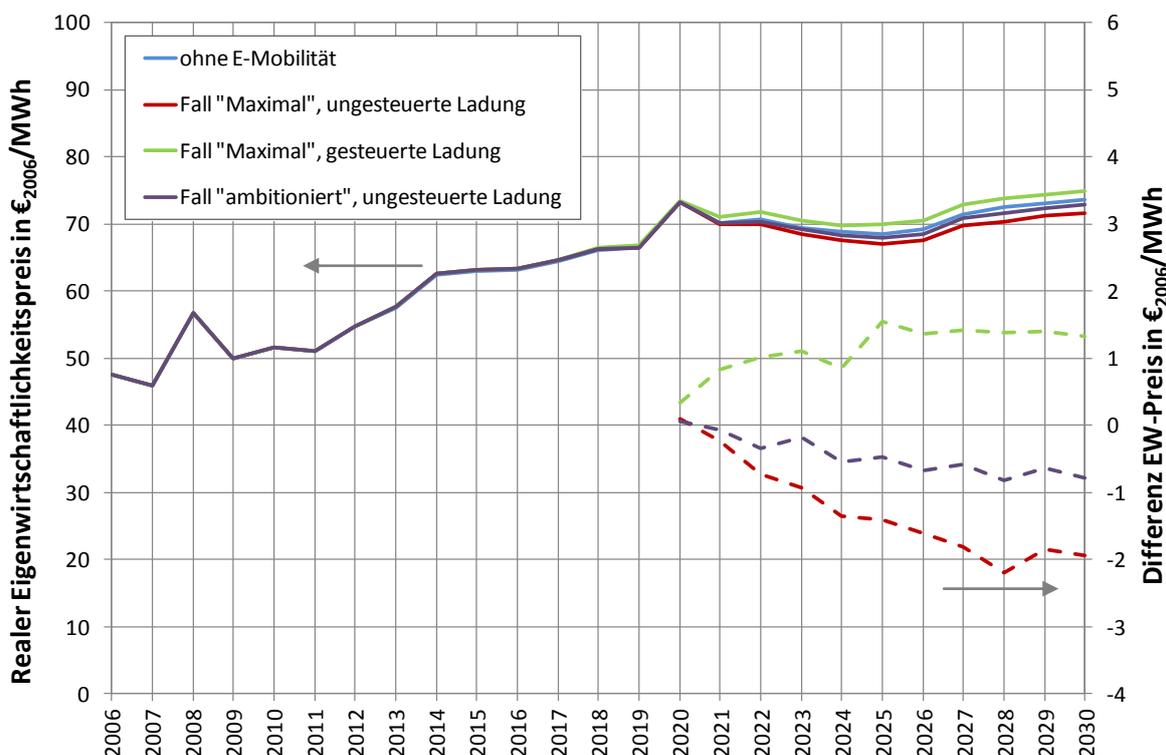
Die Energiepolitik im konventionellen Szenario bringt jedoch schon in den Jahren bis 2020 eine leichte Senkung der Emissionen. Das führt dazu, dass der CO<sub>2</sub>-Ausstoß am Elektrizitätssektor im Jahr 2030 trotz der hohen Anzahl an E-Fahrzeugen im "maximal"-Fall nur etwa das Niveau von 2011 erreicht.

Interessant 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. Die Durchschnittseffizienz des kontinentaleuropäischen Kraftwerksparks wird dadurch angehoben, wodurch dieselbe Energiemenge mit deutlich weniger CO<sub>2</sub>-Ausstoß produziert werden kann<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Dieser Effekt reduziert sich, wenn jene Emissionen mitberücksichtigt werden, die beim Hochfahren der thermischen Kraftwerke entstehen.

### 3.1.3 Preisentwicklung und Konkurrenzfähigkeit

Im Zuge der Analyse wurde auch untersucht, wie sich die Einführung der Elektromobilität auf die Elektrizitätswirtschaft auswirkt. Betrachtet wurde speziell die Konkurrenzfähigkeit, ausgedrückt im so genannten Eigenwirtschaftlichkeitspreis. Das ist jener mindestens an die Endkunden zu verrechnende Preis, der zur Deckung der Selbstkosten des Elektrizitätsunternehmens notwendig ist.

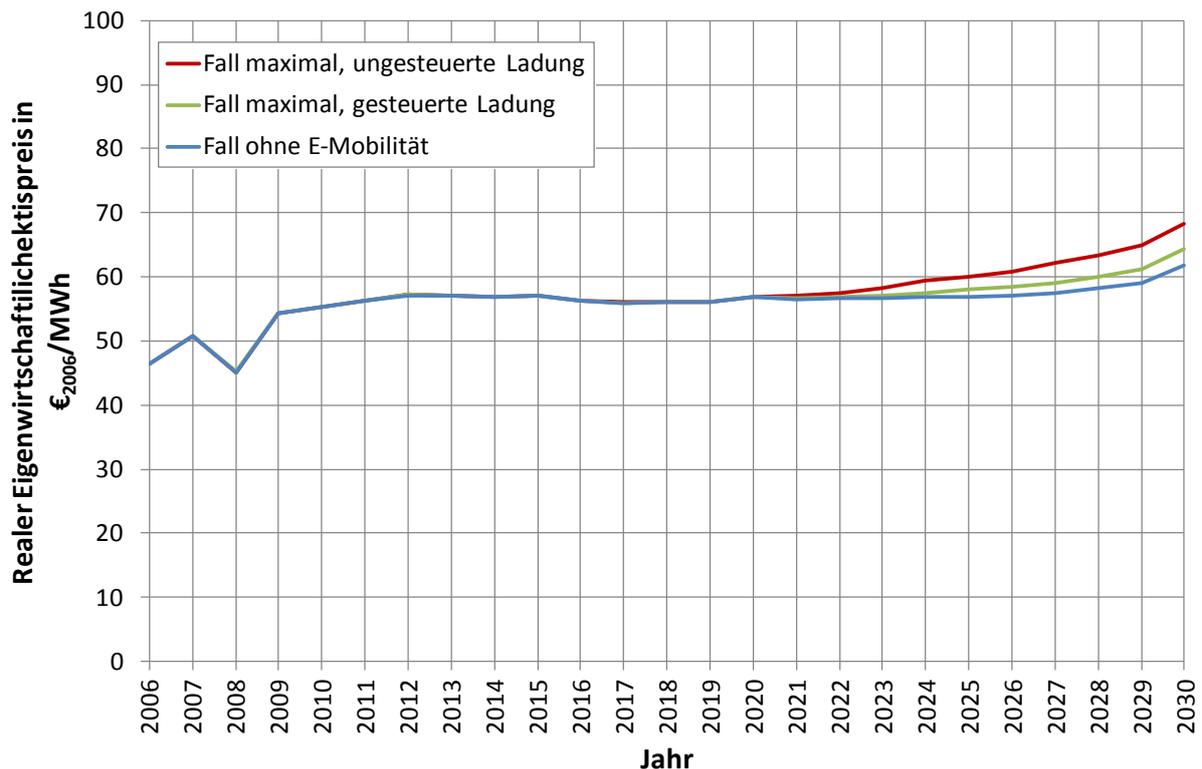


**Abbildung 9: Simulationsergebnis der Entwicklung des Eigenwirtschaftlichkeitspreises der österreichischen Elektrizitätswirtschaft im "konventionellen" Szenario sowie Veränderung im Vergleich zum Fall ohne Elektromobilität**

Bei der wirtschaftlichen Entwicklung treffen mehrere Effekte aufeinander. Zum einen wirkt sich der Bau zusätzlicher Kraftwerke zur Deckung der Spitzenlast negativ auf die Elektrizitätsunternehmen aus, da durch die nötigen Investitionen der Anteil der Fixkosten des Unternehmens steigt. Gleichzeitig steigt aber auch, wie im vorhergehenden Abschnitt bereits erwähnt, die durchschnittliche Effizienz des Kraftwerksparks, wodurch die variablen Erzeugungskosten sinken.

Diese beiden Effekte wirken gegeneinander, wobei je nach Struktur des bestehenden Kraftwerksparks der eine oder der andere Effekt überwiegen kann. Zusätzlich kommt noch der Einfluss der Pumpspeicherkraftwerke ins Spiel. Im ungesteuerten Fall steigt die Preisspanne zwischen Spitzenlast und Schwachlast, wodurch der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken rentabler wird und damit ansteigt. Im gesteuerten Fall tritt dieser Effekt genau umgekehrt in Erscheinung, da die Preisspanne durch die Verschiebung der Ladezeiten in die Niedriglastzeit sinkt.

Österreich hat dank seiner geographischen Lage am Alpenbogen großes Potential für Pumpspeichieranlagen und kann von den oben beschriebenen Effekten profitieren. In Abbildung 9 ist der Eigenwirtschaftlichkeitspreis (EWP) für die gesamte österreichische Elektrizitätswirtschaft abgebildet. Es ist ersichtlich, dass einzig die gesteuerte Ladung eine Erhöhung des EWP und damit eine Schwächung der Konkurrenzfähigkeit hervorruft, was auf den Einfluss der Pumpspeicher zurückzuführen ist. Bei ungesteuerter Ladung profitiert die österreichische E-Wirtschaft vom Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke<sup>7</sup> und dem Handel mit dem Ausland. Aus diesen Trends lässt sich auch ableiten, dass der Endkundenpreis für elektrische Energie in Österreich durch die Elektromobilität nicht wesentlich steigen wird.



**Abbildung 10: Simulationsergebnis der Entwicklung des Eigenwirtschaftlichkeitspreises bei anderen Erzeugungsstrukturen am Beispiel der "EDF" ("konventionelles" Szenario)**

Ein konträres Beispiel dazu stellt die französische Elektrizitätswirtschaft dar. Einerseits verfügt Frankreich, in Anbetracht der Größe der Elektrizitätswirtschaft, relativ gesehen über weniger Potential für Pumpspeicherkraftwerke als Österreich, andererseits verfolgt Frankreich aktuell eine andere Strategie zur Deckung der Nachfrage.

Frankreich betreibt eine Flotte an Grundlastkraftwerken, die zum Großteil Strom aus Kernenergie gewinnen. Diese Kraftwerke weisen niedrige variable Erzeugungskosten auf und sichern so einen günstigen Strompreis in Schwachlastzeiten. Zu Zeiten der Spitzenlast kommen in Frankreich jedoch mehrheitlich teure Ölkraftwerke zum Einsatz. Für die Abdeckung der Höchstlast im Winter wird daher stark auf kundenseitige Lastreduktion, sogenanntes Demand Side Management (DSM), zurückgegriffen. Dennoch reichen die

<sup>7</sup> Die Nettoerlöse aus dem Betrieb der Pumpspeicher steigen stärker als die Aufwendungen für die Spitzenlastabdeckung.

Kapazitäten zur Deckung der Lastspitze oft nicht aus, wie beispielsweise der kalte Winter im Jänner und Februar 2012 gezeigt hat. In diesen Notfällen wird Strom aus den umliegenden Ländern zur Spitzenlastdeckung importiert.

Durch die Anhebung der Lastspitze wird diese Situation noch verschärft. Da die Importmengen physikalisch begrenzt sind, müssen vor allem in Frankreich neue Kraftwerke durch die Elektromobilität zugebaut werden. Die wirtschaftlichen Folgen sind am Beispiel des simulierten Unternehmens "Electricité de France (EDF)" in Abbildung 10 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass dieses Unternehmen von der gesteuerten Ladestrategie deutlich profitiert, da in diesem Fall weniger zusätzliche Kraftwerke gebaut werden müssen. Da Frankreich einen Großteil seiner Stromerzeugung aus Kernenergie aufbringt, wirkt sich der Zubau von Gaskraftwerken auch nicht reduzierend auf die Erzeugungskosten aus, da Kernenergie deutlich niedrigere variable Kosten aufweist als die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken.

Betrachtet man die Situation bezüglich Eigenwirtschaftlichkeit in Kontinentaleuropa als Ganzes, so trifft eher der französische Fall ein als der österreichische. Dies lässt vermuten, dass sich international die (teil-)gesteuerte Ladung durchsetzen wird.

### 3.2 Erneuerbares Szenario

#### 3.2.1 Entwicklung des Kraftwerksparks

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 11 dargestellt ist. Bei gesteuerter Ladung verringert sich die notwendige Kapazität **auf 14 GW**.

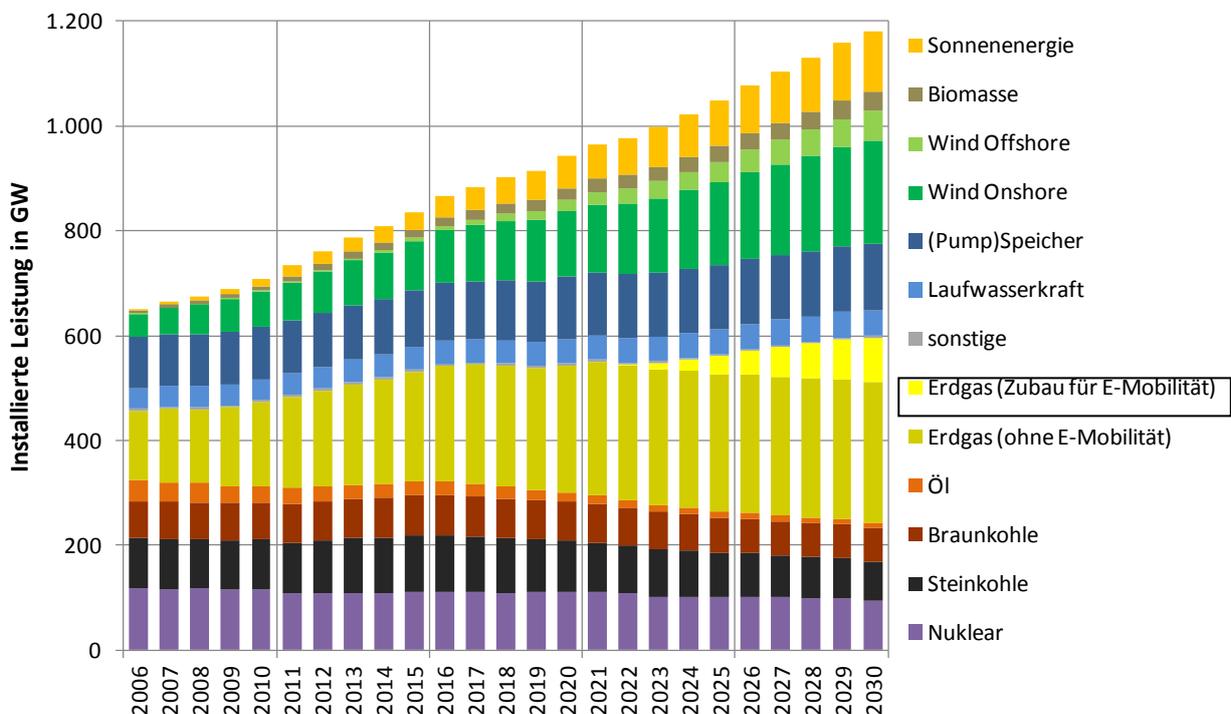


Abbildung 11: Simulierter zukünftiger Kraftwerkspark im Szenario "erneuerbar" für den Netzbereich der ENTSO-E CE bei 89 Mio. E-Fahrzeugen in Kontinentaleuropa u. ungesteuerter Ladung

Wie bereits im konventionellen Szenario beobachtet, ist auch im erneuerbaren Szenario kein zusätzlicher Kraftwerkszubau aufgrund des Ladestromverbrauchs der Elektromobilität in Österreich notwendig.

Es ist erkennbar, dass der Kraftwerkspark generell eine höhere Kapazität aufweist als im konventionellen Szenario. Dies liegt daran, dass durch die unterschiedliche Energiepolitik hauptsächlich erneuerbare Erzeugungsanlagen zugebaut werden. Da diese Anlagen nur einen geringen Beitrag (Wind) oder gar keinen Beitrag (PV) zur gesicherten Spitzenlastdeckung liefern, sinkt der notwendige Zubau zusätzlicher thermischer Einheiten im Vergleich zum konventionellen Szenario auch nur vergleichsweise geringfügig.

### 3.2.2 Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Elektrizitätssektors

Durch den höheren Anteil an erneuerbaren Energien, welche im Betrieb emissionsfrei sind, sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesem Szenario deutlich und bleiben in jedem der betrachteten Szenarien unter den Werten von 2011 (vgl. Abbildung 12). Der Anstieg des Ausstoßes von CO<sub>2</sub> durch die Elektromobilität 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 E-Fahrzeuge liegen über jenen des Falls mit ungesteuerter Ladung.

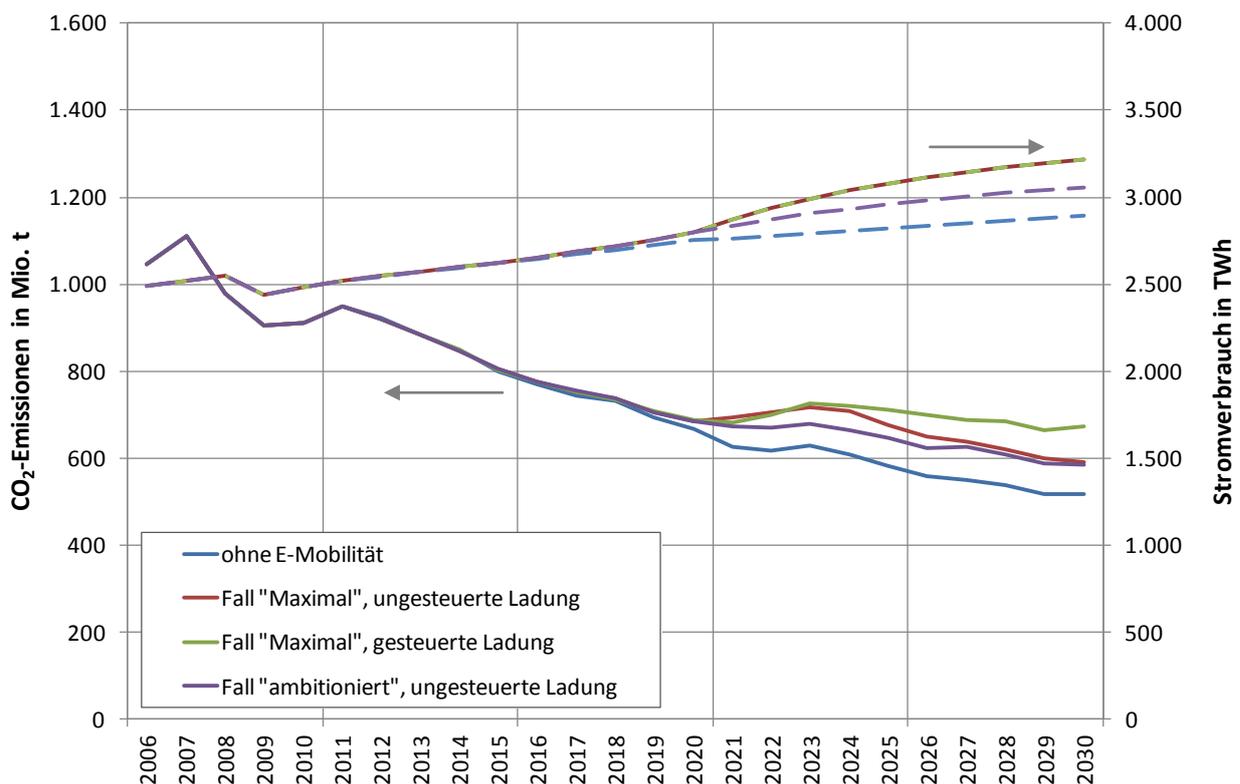
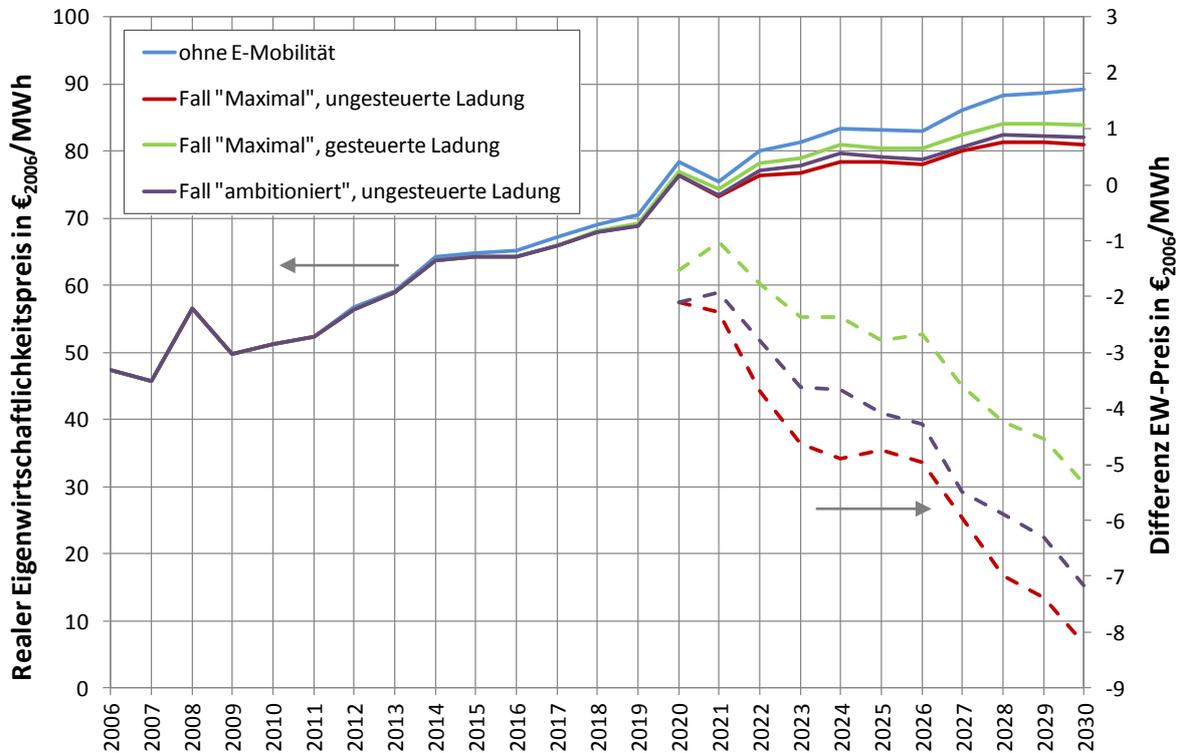


Abbildung 12: Simulationsergebnis der Entwicklung der Nachfrage und der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Kontinentaleuropa im "erneuerbaren" Szenario

### 3.2.3 Preisentwicklung und Konkurrenzfähigkeit

Auch in Bezug auf die Konkurrenzfähigkeit und die minimal erforderlichen Endkundenpreise zeigen sich ähnliche Entwicklungen wie im konventionellen Szenario. Durch den

zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien wandelt sich Österreich zu einem Nettoexporteur für elektrische Energie. Wie im konventionellen Szenario kann Österreich durch die zusätzliche Nachfrage im Ausland und den Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke profitieren.



**Abbildung 13: Simulationsergebnis der Entwicklung des Eigenwirtschaftlichkeitspreises der österreichischen Elektrizitätswirtschaft im "erneuerbaren" Szenario Szenario sowie Veränderung im Vergleich zum Fall ohne Elektromobilität**

### 3.3 Deckung aus 100 % erneuerbarer Energie

In diesem Abschnitt soll die (theoretische) Variante einer Deckung des Stromverbrauchs für die Ladung von E-Fahrzeugen rein aus erneuerbaren Energien diskutiert werden. Eine vollständige Simulation mit ATLANTIS wurde nicht vorgenommen, da der Fokus nur auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen gelegt wird, welche jenen des Referenzszenarios ohne Elektromobilität entsprechen. Es sei an dieser Stelle vorweg genommen, dass eine intensive Betrachtung dieser Variante nicht zielführend ist, da die im nächsten Abschnitt dargestellten notwendigen Ausbaupkapazitäten bis 2030 in utopischer Höhe liegen.

#### 3.3.1 Notwendige zusätzliche Erzeugungskapazitäten

Die notwendigen zusätzlichen Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern zur vollständigen Deckung der zusätzlichen Energienachfrage, ausgelöst durch die Elektromobilität, werden unter folgenden Bedingungen abgeschätzt:

Die mittlere Vollaststundenzahl wird für Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windparks pro Land und Jahr aus den Bestandsanlagen und Projekten berechnet. Der Ladestromverbrauch pro Land wird je nach Szenario nach den Schlüsseln in Tabelle 2 auf die Erzeugungs-

technologien aufgeteilt. Durch Division der benötigten Energie durch die mittleren Volllaststunden erhält man die zur Energiedeckung notwendige installierte Kapazität in jedem Jahr. Eine Leistungsdeckungsrechnung sowie eine Prüfung der Realisierbarkeit bezüglich Netzintegration wurden im Zuge dieser Abschätzung nicht durchgeführt. Die berechneten Werte stellen daher einen Mindestwert an installierter Leistung für ein derartiges Szenario dar. Damit die gesamte erzeugbare Energie aus diesen erneuerbaren Erzeugungsanlagen genutzt werden kann, würden weiters bedeutende Zusatzinvestitionen in zentrale oder dezentrale Speicherkapazitäten erforderlich werden.

**Tabelle 2: Aufteilungsschlüssel für zusätzliche Erzeugungskapazitäten**

		Photovoltaik	Wind onshore	Wind offshore
Konventionelles Szenario	Staat ohne Küste	40 %	60 %	-
	Staat mit Küste	40 %	30 %	30 %
Erneuerbares Szenario	Staat ohne Küste	60 %	40 %	-
	Staat mit Küste	60 %	20 %	20 %

Der Verteilungsschlüssel gemäß Tabelle 2 wurde so gewählt, dass im konventionellen Szenario der Fokus auf Wind gelegt wird, da hier das größere Potential zu erwarten wäre. Im erneuerbaren Szenario ist die Windkraft bereits sehr stark ausgebaut, daher liegt der Fokus in diesem Fall auf der Photovoltaik, welche ein sehr hohes theoretisches Potential aufweist.

Aus der beschriebenen Abschätzung würden sich für 2030 in Kontinentaleuropa die in Tabelle 3 dargestellten zusätzlich erforderlichen Kapazitäten ergeben:

**Tabelle 3: Ergebnis der Abschätzung zusätzlicher Kapazitäten im Jahr 2030 zur Deckung**

Szenario	Photovoltaik (GW)	Wind onshore (GW)	Wind offshore (GW)
konventionell ambitioniert	67,8	32,3	9,4
konventionell maximal	144,5	67,5	19,7
erneuerbar ambitioniert	102,5	17,1	7,5
erneuerbar maximal	213,9	35,6	15,8

### 3.3.2 CO<sub>2</sub>-Bilanz

Obwohl durch den Betrieb der zugebauten Anlagen in diesem Szenario keine zusätzlichen Emissionen entstehen würden, muss die Herstellungsphase in einer vollständigen Emissionsbilanz berücksichtigt werden. Die Auswertung dieser Bilanz wird in (Beermann, et al., 2012a) beschrieben.

## 4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Simulation der flächendeckenden Einführung von Elektromobilität in Kontinentaleuropa mit dem Modell ATLANTIS umfasst mehrere Szenarien mit unterschiedlichen Ausbaustufen der Elektromobilität, unterschiedlichen energiepolitischen Vorgaben und unterschiedlichen Ladestrategien. Die Auswertung der Simulationsergebnisse zeigt sowohl erwartete als auch unerwartete Effekte.

Durch die nachgefragte Energie für das Laden von Elektrofahrzeugen entsteht 2030 in Kontinentaleuropa ein Bedarf an zusätzlichen gesicherten Kraftwerkskapazitäten zur Spitzenlastdeckung von maximal 103 GW im konventionellen Szenario mit 89 Millionen E-Fahrzeugen und ungesteuerter Ladung. Im erneuerbaren Szenario beträgt die notwendige Kapazität nur maximal 86 GW aufgrund der zusätzlich ausgebauten erneuerbaren Energien. Dieser Bedarf verringert sich auf den kleinsten Wert von 14 GW im erneuerbaren Szenario, wenn dieselbe Zahl der Fahrzeuge gesteuert geladen wird. Daraus folgt, dass die Wahl der Ladestrategie den notwendigen Ausbau zusätzlicher Kapazitäten stark beeinflusst, aber auch der Ausbau der Erneuerbaren Energien einen kleinen Beitrag dazu liefern kann. In Österreich ergibt keines der analysierten Szenarien eine Notwendigkeit zusätzlicher Kraftwerke aufgrund der Einführung von Elektromobilität.

Ein interessanter Effekt zeigt sich bei der Wahl der Ladestrategie im Bereich der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dadurch, dass der Bedarf an zusätzlichen neuen thermischen Kraftwerken im ungesteuerten Ladefall wesentlich größer ist, kann durch die Wahl der geeigneten Kraftwerkstechnologie (z.B. hocheffiziente GuD-Anlagen) eine Erhöhung der durchschnittlichen Effizienz des europäischen Kraftwerksparks erzielt werden. Infolge dessen ergibt sich, dass die zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei ungesteuerter Ladung und selber Fahrzeuganzahl niedriger sind als bei der gesteuerten Ladung. Gesamt betrachtet zeigt sich, dass das Niveau der Emissionen in keinem Szenario jenes der Jahre 2006-2011 übersteigt.

Betrachtet man die Elektrizitätswirtschaftliche Seite, so treten aus europäischer Sicht zwei konträre Effekte ein. Einerseits steigen durch den notwendigen Zubau weiterer Kapazitäten die Fixkosten der Unternehmen in einigen Ländern an, andererseits führt die bereits erwähnte gesteigerte durchschnittliche Effizienz zu einer Reduktion der variablen Kosten. Je nach bestehender Erzeugungsstruktur der Unternehmen überwiegt einer der beiden Effekte und führt möglicherweise zu einer Erhöhung der Endkundenpreise.

Am Beispiel Österreich zeigt sich zusätzlich, dass Länder mit hohem Anteil an Pumpspeicherkraftwerken von der Elektromobilität je nach Wahl der Ladestrategie durch grenzüberschreitenden Handel und Stromlieferung zu Spitzenzeiten profitieren können. Im ungesteuerten Fall sind die Nettoerlöse von Pumpspeichern höher, im gesteuerten Fall geringer.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht wird sich europaweit eher die gesteuerte Ladung durchsetzen, da die Vorteile dieser Ladestrategie in Summe überwiegen. Bei Wahl dieser Strategie ist keine nennenswerte Erhöhung der Endkundenpreise, ausgelöst durch die Elektromobilität, zu erwarten.

**Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert  
und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.**

## 5 Literaturverzeichnis

**Beermann Martin, et al.** Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung und Transportdienstleistung von E-Fahrzeugen in Österreich. - Graz, 2012a. - Beitrag zum Symposium Energieinnovation 2012.

**Beermann Martin, et al.** Orts- und zeitabhängiger Leistungs- und Energiebedarf für Elektrofahrzeuge in Österreich. - Graz, 2012b. - Beitrag zum Symposium Energieinnovation 2012.

**ENTSO-E** Scenario Outlook & System Adequacy Forecast 2011-2025. - Brussels : ENTSOE AISBL, 2011.

**ENTSO-E** Ten Year Network Development Plan 2010-2020 - Brussels : ENTSOE AISBL, 2010a.

**ENTSO-E** System adequacy forecast 2010-2025 - Brussels, 2010b.

**European Commission** EU energy trends to 2030 - Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2009. Directorate-General for Energy. ISBN 978-92-79-16191-9.

**Gutschi Christoph und Bachhiesl Udo** ATLANTIS - Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030 [Artikel] // Elektrotechnik & Informationstechnik. Springer Verlag, 2009. Ausgabe 126/12. Seiten 438-448. DOI 10.1007/s00502-009-0703-8.

**Gutschi, et al.** Scenarios for the development of the electricity economy in Continental Europe. Montreal, 2010. Vortrag im Rahmen des 21. World Energy Congress.

**Reich Klemens [et al.]** Entwicklung zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen in Europa. Wien, 2011. Vortrag im Rahmen der Internationalen Energiewirtschaftstagung 2011.

**UBA** Elektromobilität in Österreich - Szenario 2020 und 2050 [Online]. Umweltbundesamt, 2010. <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0257.pdf>. Zuletzt abgerufen am 5. 2. 2012.

**UBA** Treibhausgasemissionen 1990-2010 [Online]. - Umweltbundesamt, 2012 [http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/presse/lastnews/newsarchiv\\_2012/news\\_120116/](http://www.umweltbundesamt.at/aktuell/presse/lastnews/newsarchiv_2012/news_120116/). Zuletzt abgerufen am 9. 2. 2012.