


Rödl & Partner

KURSBUCH STADTWERKE

Ausgabe:
MÄRZ
2022

Informationen für Entscheider
in der Energiewirtschaft

- 
- **Klimaschutz**
 - Stadtwerke auf dem Weg zur Klimaneutralität 4
 - **Netze**
 - „Fit-for-Konzessionen“ - Weil sich Netze weiter lohnen! 8
 - **Erneuerbare Energien**
 - Umsetzung der EU-Richtlinien Mari & Picasso - Auswirkungen auf den deutschen Regelenergiemarkt 12
 - **Energietechnik**
 - Bidirektionales Laden - Möglichkeiten, Risiken und Chancen 18
 - **Rödl & Partner intern**
 - Veranstaltungshinweise 27

Liebe Leserin, lieber Leser

Mit (Un-)Sicherheit in die Zukunft?

In welche Richtung wird die neue Bundesregierung die Energiepolitik der nächsten Jahre steuern? Ein klarer Kurs ist noch nicht absehbar, zu sehr dominieren derzeit noch die Corona-Pandemie und weltweite Krisen das Tagesgeschehen. Was aber in den letzten Wochen und Monaten deutlich geworden ist: die Energieversorgung in Deutschland wird sich grundlegend wandeln (müssen). Die (wackelige) Abhängigkeit vom Erdgas und die Atomkraft in den letzten Zügen zwingen zu einer neuen Ausrichtung der Energiepolitik. Dazu bedarf es einer klaren Strategie, denn nichts ist gefährlicher als eine unsichere Politik in unsicheren Zeiten. Aber wohin führt der Weg? Die Ampel hat in ihrem Koalitionsvertrag große Zahlen und Visionen aufgezeigt, aber – so erscheint es jedenfalls derzeit – diejenigen noch nicht ganz mitgenommen, die die Erwartungen erfüllen sollen, die Energieversorger vor Ort. Stetig sinkende Verzinsungen im Netzbetrieb, ungeahnte Höhen an den Energiemärkten, ein immer weiter steigender Wettbewerbsdruck und steigende Kosten durch die Inflation. Die Energieversorger müssen bereits jetzt schauen, dass sie „ihren Laden zusammenhalten“. Dazu kommen immer neue Aufgaben wie der zügige Ausbau der Erneuerbaren Energie, Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und Weiterentwicklung der Fernwärme. Den Energieversorgern wird also viel abverlangt werden, es bieten sich aber auch große Chancen. Diese Chancen gilt es zu nutzen. Dazu muss man immer einen Schritt voraus sein. Genau das ist auch der Anspruch an unser Kursbuch, topaktuelle Themen aufbereitet für die praktische Umsetzung vor Ort. Viel Spaß bei der Lektüre.



MARTIN WAMBACH
Geschäftsführender Partner



ANTON BERGER
Partner

→ Klimaschutz

Stadtwerke auf dem Weg zur Klimaneutralität

von Dr. Matthias Koch

Die Minderung der Treibhausgase ist inzwischen ganz oben auf der Prioritätenliste der politischen Agenda und weitgehender Konsens in Deutschland und Europa. Neben den zunehmenden Vorgaben aus der Bundespolitik beschäftigt sich auch die Kommunalpolitik immer mehr mit dem Thema und setzt sich konkrete Ziele zur CO₂-Minderung bzw. bis wann eine Kommune klimaneutral sein soll.

Die Stadtwerke und andere kommunale Unternehmen werden zunehmend gefordert sein, sich stärker beim Klimaschutz zu engagieren. Dabei wird es nicht ausreichen, die Minderung von Treibhausgasen gegenüber dem Status quo nachzuweisen, sondern die Unternehmen werden gefordert sein, Wege aufzuzeigen, wie Klimaneutralität in der eigenen Kommune erreicht werden kann und welchen Beitrag das eigene Stadtwerke dazu leisten kann.

Dies wird Stadtwerke vor sehr große Herausforderungen stellen. Denn die klassischen renditestarken Geschäftsfelder eines Stadtwerks, Netz und Vertrieb, werden davon massiv betroffen sein.

Im Folgenden wird erläutert, wie sich Stadtwerke und andere kommunale Unternehmen dieser Herausforderung bestmöglich stellen und ihren angemessenen Beitrag zur Bewältigung der Klimakrise leisten.

KLIMABILANZ ERSTELLEN

Um eine Einschätzung zu erhalten, welche Emissionen von CO₂ und anderer Treibhausgase mit welchen Geschäftsaktivitäten verbunden sind, sollte eine Klimabilanz erarbeitet werden. Als Standard für die Bilanzierung von Treibhausgasemissionen hat sich das Greenhouse Gas Protocol etabliert. Hier wird zwischen den direkten Emissionen (Scope 1), den Emissionen der verbrauchten Energie (Scope 2) sowie den sonstigen indirekten Emissionen (Scope 3) unterschieden.



Im ersten Schritt sind die Emissionen im Zusammenhang mit Scope 1 (direkte Emissionen) und Scope 2 (indirekte Emissionen der Energie) zu beleuchten. Perspektivisch sollten auch die sonstigen indirekten Emissionen (Scope 3) von Interesse sein. Wichtig ist es aber, am Anfang einen Überblick über die Bereiche zu erhalten, die vom eigenen Unternehmen beeinflusst werden können. Auch sollte man sich nicht in Details von Randthemen vertiefen, sondern stattdessen den Blick auf das Wesentliche lenken. Das betrifft die eigene Einflussosphäre, wo realistischerweise auch Veränderungen umgesetzt werden können.

MASSNAHMEN IDENTIFIZIEREN UND PRIORISIEREN

Wenn die eigenen Treibhausgasemissionen und die der zugehörigen Energieverbräuche bekannt sind, können mögliche Maßnahmen zur Treibhausgasemissionen identifiziert werden. Das kann kurzfristige Maßnahmen, die eine Reduktion der Emissionen, aber keine Senkung auf null bewirken, aber auch langfristige Maßnahmen beinhalten, die einen vollständigen Verzicht auf Emissionen bewirken können. Sie sind sowohl hinsichtlich der Emissionsminderung, der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen als auch der zeitlichen Verfügbarkeit zu bewerten. Dabei sollten alle möglichen Maßnahmen aufgelistet werden, unabhängig davon, wie realistisch deren Umsetzung erscheint. Denn zu Beginn ist es wichtig, einen vollständigen Überblick über die eigenen Möglichkeiten zu erhalten und nicht bereits Maßnahmen auszuschließen, die zum jetzigen Zeitpunkt als nicht realistisch eingeschätzt werden. Denn Einschätzungen können sich auch über die Zeit ändern und diese Maßnahmen sollten bei einer späteren Überprüfung der Priorisierung nicht außen vor bleiben.

Aus der Vielzahl der Maßnahmen gilt es anschließend eine Prioritätenliste zu entwickeln. Dabei ist zwischen kurz-, mittel- und langfristigen Maßnahmen zu unterscheiden, die wirtschaftlichen Effekte, der Finanzierungsbedarf und die Auswirkungen auf die Treibhausgasemissionen sind zu bewerten. Letztlich ist das Ziel, einen Fahrplan zu erhalten, wann das Stadtwerk welchen Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen leistet. Die Dokumentation der wirtschaftlichen Effekte und des Finanzierungsbedarfs soll dazu beitragen, die eigenen Gesellschafter in Bezug auf die Ergebnisentwicklung in den nächsten Jahren zu sensibilisieren und die erforderlichen Finanzmittel in den Wirtschaftsplänen einstellen zu können.

Bei der Maßnahmenplanung werden gerne kurzfristige Maßnahmen bevorzugt, damit schnell Erfolge vorgezeigt werden können. Dies reduziert den politischen Druck, kostspielige Maßnahmen zu ergreifen. Allerdings muss dabei vor Lock-in-Effekten gewarnt werden. Denn kurzfristige Maßnahmen mit begrenzten Auswirkungen können dazu beitragen, dass Emissionen für einen längeren Zeitraum festgeschrieben werden und weitergehende Lösungen, die ggf. gar keine Emissionen verursachen, verzögern oder langfristig verhindern. Denn vorzeitige Abschreibungen und „Stranded investments“ wären wirtschaftlich fatal.

UMSETZUNG DER MASSNAHMEN

Letztlich können Maßnahmen eines Stadtwerks für die Minderung von Treibhausgasen vielfältige Geschäftsfelder betreffen. Im Folgenden werden die wichtigsten Geschäftsfelder von Stadtwerken und mögliche Ansätze für deren klimaneutrale Bewirtschaftung erläutert.

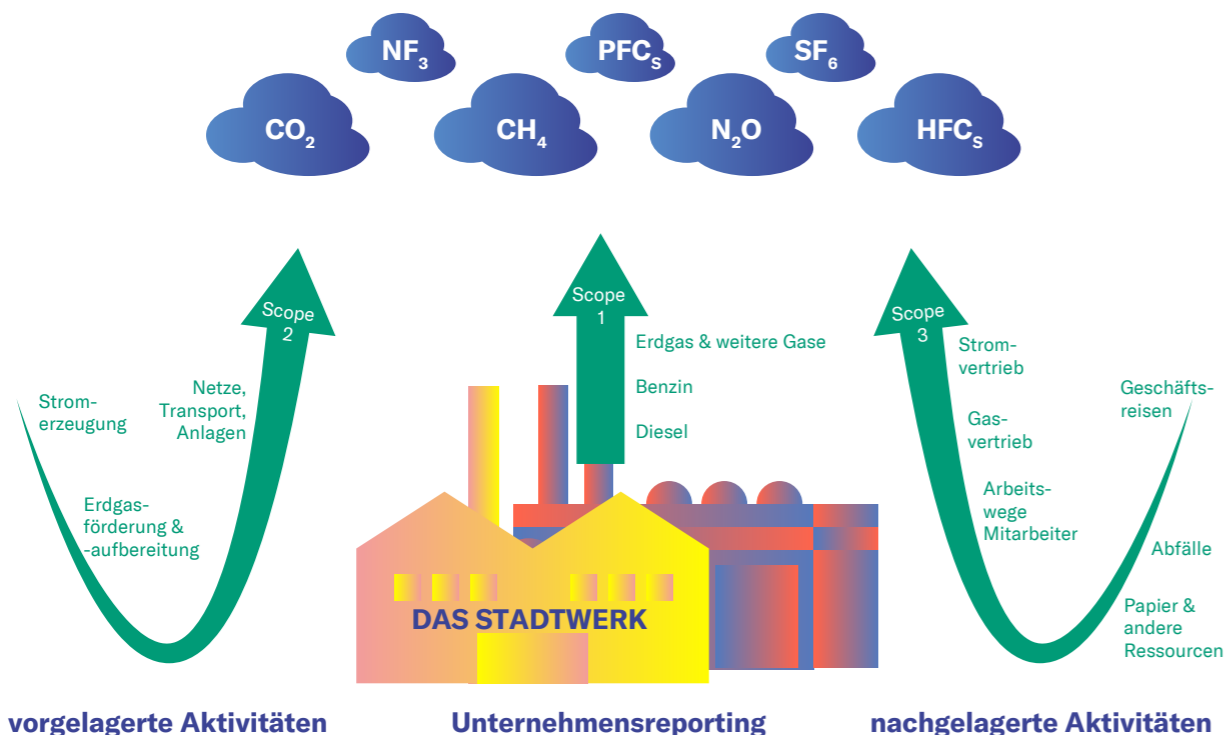


Diagramm: Treibhausgasemissionen vor- und nachgelagerter Prozesse



Diagramm: Wichtige Geschäftsfelder von Stadtwerken im Zusammenhang mit Klimaneutralität

Die **Netze** sind das Rückgrat von Stadtwerken und anderen Versorgungsunternehmen. Sie leiten Energie oder andere Medien durch die Leitungen, die jeweils mit CO₂-Emissionen verbunden sind. Gleichzeitig bilden sie die entscheidende Infrastruktur, um die Klimawende möglich zu machen. Je nach Auslegung der Bilanzierungsgrenzen können die Emissionen der durch die Leitung transportierten Energieträger ebenfalls dem Stadtwerk zugerechnet werden. Ein positiver Beitrag von Netzen zur Klimaneutralität kann dadurch geleistet werden, dass diese ausreichend klimaneutrale Energieträger durchleiten oder so um- und ausgebaut werden, dass die angeschlossenen Netzkunden ausreichend klimaneutrale Energie beziehen können. Direkte Emissionen betreffen z. B. Verlustenergie oder Gasvorwärmung.

Im **Energievertrieb** bestehen ebenfalls Gestaltungsspielräume, um CO₂-Emissionen zu reduzieren. Dafür gibt es vielfältige Ansatzpunkte. Diese reichen vom kurzfristigen „Umlabeln“ mittels Zertifikaten oder Herkunftsnachweisen auf Ökostrom und Ökogas bis hin zum direkten Energiebezug von erneuerbaren Neuanlagen. Während ersteres i. d. R. kurzfristig ohne hohe Kosten möglich ist, haftet diesem Ansatz aber der Makel „Greenwashing“ an. Demgegenüber ist der Bezug von Ökoenergie aus Neuanlagen oft mit hohen Kosten verbunden, die die Mehrzahl der Kunden nicht bereit sind zu zahlen. Welche Wege hier möglich sind, ohne unnötige Angriffsfläche zu bieten, gilt es abzuklopfen. Der Gasvertrieb ist zukünftig im Kontext der Verfügbarkeit von Wasserstoff und anderer grüner Gase und der Beimischung bzw. Umstellung der Gasnetze in Richtung von Wasserstoffnetzen zu bewerten.

Seit vielen Jahren bewegt sich die Energiewirtschaft von zentralen in Richtung **dezentraler Strukturen**. Daher sind in den vergangenen Jahren schon viele dezentrale Erzeugungsprojekte umgesetzt worden. Diese basierten in der Vergangenheit oft auf Erdgas-Blockheizkraftwerken mit hohen Wirkungsgraden. In der Zukunft werden aber weitergehende Konzepte mit erneuerbarer Energiequelle erforderlich sein, um den Beitrag zur Klimaneutralität nachweisen zu können. Ansonsten drohen Lock-in-Effekte, die Konzepte auf Basis fossiler Energieträger für viele Jahre zementieren und damit den Weg für klimaneutrale Lösungen erschweren. Hier ist allerdings oft die Wirtschaftlichkeit die große Hürde, sodass Projekte auf Basis von 100 Prozent Erneuerbarer Energien oft nur mit Fördermitteln konkurrenzfähig sind. Auch sollten bei diesen Projekten integrierte Konzepte über alle Versorgungssparten angestrebt werden, bis hin zu Energiespeichern, Mobilitäts- und Telekommunikationslösungen.

Weitere Beispiele für Themenfelder des Maßnahmenplans können die **erneuerbare Stromerzeugung**, **Wasserstoff** oder **klimaneutrale Wasserversorgung** sein. Abhängig von den Geschäftsfeldern des Stadtwerks und den Ergebnissen der CO₂-Bilanzierung können die Maßnahmen und deren Priorisierung für die einzelnen Unternehmen wesentlich abweichen. Die hier aufgelisteten Maßnahmen sind daher nur beispielhaft genannt und für jedes Stadtwerk individuell zu identifizieren.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Stadtwerke und andere kommunale Unternehmen sind wichtige Akteure, damit Deutschland das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 erreichen kann. Es ist davon auszugehen, dass der Elan von Kommunen, ambitionierte Klimaziele zu beschließen, zunehmen wird. Stadtwerke sollten die Chance nutzen, frühzeitig eigene Konzepte zu entwickeln, um den politischen Entscheidungsprozess in der Kommune mitzugestalten und nicht später von politischen Entscheidungen überrascht zu werden, die für das jeweilige Stadtwerk nicht vorteilhaft sind. Stadtwerke sollten hier als positiv wirkende Akteure wahrgenommen werden und nicht als Blockierer und Bremser. Denn ein positives Image hilft, das nachhaltige Geschäftsmodell des Stadtwerks auch marketingseitig zu flankieren und politisch die erforderlichen Finanzmittel „loszueisen“.



INTERESSIERT?

Dann melden Sie sich an zu unserem Webinar **DAS KLIMANEUTRALE STADTWERK – EIN ÜBERBLICK** am 3.5.2022.

Weitere Informationen finden Sie unter www.roedl.de/seminare.

Kontakt für weitere Informationen



Dr. Matthias Koch
Dr.-Ing., MBA, CVA
T +49 221 949 909 216
E matthias.koch@roedl.com





der verfahrensleitenden Stelle angemessen bewertet werden. So kann bereits die regionale Nähe des Bewerbers zum ausgeschriebenen Konzessionsgebiet einen wesentlichen Faktor bei der Wertung der etablierten Auswahlkriterien der Störungsbeseitigung oder der Erreichbarkeit des Kundenservices im Sinne eines verbraucherfreundlichen Netzbetriebs bilden, der in der eigenen Bewerbung angemessen herausgearbeitet werden muss.

Setzt ein Netzbetreiber frühzeitig auf den Einsatz von technischen Innovationen, zum Beispiel durch Realisierung von Potenzialen, die sich durch die weiter fortschreitende Digitalisierung des gesamten Geschäftsumfelds ergeben (etwa durch den Einsatz von Predictive Maintenance, Virtual-Reality etc.), kann auch dies – bei richtiger Aufbereitung im Angebot – einen entscheidenden Vorteil zugunsten des eigenen Angebots bringen.

„FIT-FOR-KONZESSIONEN“ ALS IDEALE VORBEREITUNG AUF DIE KONZESSIONSBEWERBUNG

Gelingt es nicht, die eigenen Stärken herauszuarbeiten und ggf. bestehende Schwächen frühzeitig zu kompensieren, droht der Verlust von Konzessionsgebieten. Netzbetreiber tun deshalb gut daran, sich frühzeitig auf den Konzessionswettbewerb einzustellen – sei es in Vorbereitung einer Bewerbung um neue oder zur Sicherung bestehender Konzessionen.

Ein gut vorbereitetes und vor allem frühzeitig angelegtes Konzessionsangebot unter Kenntnis der aktuellsten marktüblichen Anforderungen ist für die Erfolgsaussichten einer Konzessionsbewerbung dabei von wesentlicher Bedeutung.

Unser Produkt „Fit-for-Konzessionen“ ermöglicht eine Analyse der eigenen Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu marktüblichen Standards. Ziel ist dabei aufzuzeigen, welche konkreten marktüblichen Anforderungen bereits erfüllt werden, bei welchen Aspekten ggf. noch Schwächen bestehen und wie diese ausgeräumt werden können. Ein Beispiel für mögliche Schwächen sind ggf. fehlende Zertifizierungen oder auch Prozessdokumentationen, die im Rahmen der erhöhten Plausibilisierungsanforderungen von Konzessionsangeboten üblicherweise verlangt und bewertet werden. Hier gilt es, keine Zeit zu verlieren und den ggf. ausstehenden Zertifizierungs- bzw. Dokumentationsprozess schnellstmöglich anzuschließen, um bei Angebotsabgabe die Anforderungen eines typischen Kriterienkatalogs erfüllen zu können.

Wir bieten Ihnen an, Sie durch „Fit-for-Konzessionen“ professionell auf bevorstehende Konzessionsbewerbungen vorzubereiten und Sie im konkreten Bewerbungsverfahren zu begleiten. Profitieren Sie von unserer Erfahrung aus einer Vielzahl bundesweit erfolgreicher begleiteter Konzessionsbewerbungsverfahren. Unsere interdisziplinäre Kenntnis der marktüblichen Verfahrensbriefe und Verfahrensabläufe ermöglicht es Ihnen, sich auf die derzeit aktuellen Anforderungen optimal vorzubereiten. Wir kennen die „Knackpunkte“ bei Konzessionsverfahren und die Bausteine zur Optimierung der internen Abläufe zur Erstellung einer optimalen Bewerbung aus technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Sicht.

Wir verfügen zudem über umfassende Erfahrungen mit dem speziellen Rügeregime und begleiten Sie im gesamten Verfahren – falls erforderlich auch vor Gericht.

DAMIT SICH NETZE WEITER LOHNEN: „FIT-FOR-KONZESSIONEN“

Im Bereich Konzessionen und Netzübernahmen bieten wir unseren Mandanten u. a. folgende Leistungen an:

Vor Start des Konzessionsverfahrens

- FIT-FOR-KONZESSIONEN zur frühzeitigen Analyse von Stärken und Schwächen als optimale Vorbereitung auf das Verfahren
- Durchführung von Wirtschaftlichkeitsberechnungen (ggf. unter Berücksichtigung von Kooperationsmodellen)

Während dem Konzessionsverfahren

- Unterstützung bei der Erstellung maßgeschneiderter Angebotunterlagen (üblicherweise bestehend aus Netzbewirtschaftungskonzept und Konzessionsvertrag)
- Umfassende Verfahrensbegleitung (inkl. Teilnahme an Bietergesprächen)
- Wahrung Ihrer rechtlichen Interessen im Rügeregime und ggf. Begleitung von gerichtlichen Verfahren

Nach Abschluss eines neuen Konzessionsvertrages

- Begleitung der Netzübernahme (bei Arrondierung des Netzgebietes)

Unabhängig vom Konzessionsverfahren

- Erarbeitung Konzessionsstrategie und zugehöriges Konzessionsmanagement
- Alles aus einer Hand! Alle Konzessionsprojekte können von uns jederzeit interdisziplinär (technisch-wirtschaftlich und rechtlich) begleitet werden.

Ob die Verteidigung Ihrer Bestandskonzession oder der Gewinn von neuen Konzessionsgebieten ansteht:

Ihr Erfolg steht und fällt mit der frühzeitigen Vorbereitung.

Überprüfen Sie daher die Leistungsfähigkeit Ihres Unternehmens, um rechtzeitig Defizite erkennen und Optimierungspotentiale realisieren zu können. Wir begleiten Sie interdisziplinär – rechtlich und technisch-wirtschaftlich – aus einer Hand.



Für weitere Informationen besuchen Sie uns bitte unter:
<https://bit.ly/3rOyo52>

Kontakt für weitere Informationen



Christian Riess
Diplom-Kaufmann
T +49 221 949 909 232
E christian.riess@roedl.com



Johanna Dörfler
Rechtsanwältin
T +49 911 9193 3639
E johanna.doerfler@roedl.com

→ Erneuerbare Energien

Umsetzung der EU-Richtlinien Mari & Picasso

Auswirkungen auf den deutschen Regleenergiemarkt

von Kai Imolauer und Michael Rogoll

Eine der derzeit größten klimapolitischen Herausforderungen in Deutschland ist die Energiewende, in der wir uns durch die Dekarbonisierung von Wirtschaft und Gesellschaft befinden. Die Auswirkungen des Wegfalls von grundlastfähigen Kohle- und Atomkraftwerken auf die Strompreise und Versorgungssicherheit werden nahezu täglich thematisiert und stellen das bisherige deutsche Marktdesign des „Energy-only-Markts“ immer stärker zur Disposition. Dabei wird insbesondere an dessen Lenkungswirkung ausreichender Investitionsvolumina in versorgungssichernde Kraftwerke angezweifelt.

Kompensiert wird der Wegfall der installierten Leistung der großen Kraftwerke durch die zeitgleich stattfindende „Demokratisierung“ und Dekarbonisierung des Marktes für Energieerzeuger insbesondere durch erneuerbare Energieerzeuger. Sowohl im Privatbereich durch kleinere PV-Anlagen als auch im gewerblichen Großanlagenbau wurden in den letzten Jahren große Erzeugungsleistungen zugebaut. Dies hat dazu geführt, dass der Anteil an volatilen Stromerzeugern wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen und als Reaktion darauf auch der Bedarf an Regellenergie stark zugenommen hat. Die nun zu beobachtende vermehrte Installation von Groß- und Heimbatteriespeichern dient schon heute der Stabilisierung des Stromnetzes. Die tatsächliche Versor-

gungssicherheit in Deutschland verharret, entgegen vieler kritischer Stimmen, weiterhin auf einem sehr hohen Niveau.¹

Auf wirtschaftlicher Ebene ist davon auszugehen, dass die steigende Volatilität der Stromerzeugung auch die Marktpreise stärker als bisher zwischen Höchst- und Tiefstpreisen schwanken wird.

Abbildung 1 veranschaulicht die Ergebnisse einer Studie, welche Auswirkungen die steigende Durchdringung von Erneuerbaren Energien im Strommix auf die zukünftige Volatilität des Strompreises haben könnte, indem sie die Jahresstundenzahl sog. Extrempreise in der EU pro Land und Jahr schätzt.

STEIGENDE VOLATILITÄT DER VERSORGUNG, ABER SEHR GERINGE AUSFALLZEITEN – WIE PASST DAS ZUSAMMEN?

Grund für die seit Jahren sehr geringen Versorgungsunterbrechungen sind die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) ausgeführten Systemdienstleistungen, die die hohe Zuverlässigkeit und Sicherheit bei der Stromübertragung und -verteilung in dem bestehenden Maße gewährleisten. Zum einen sind dies Maßnahmen des Engpassmanagements, die die Angebots- und Nach-

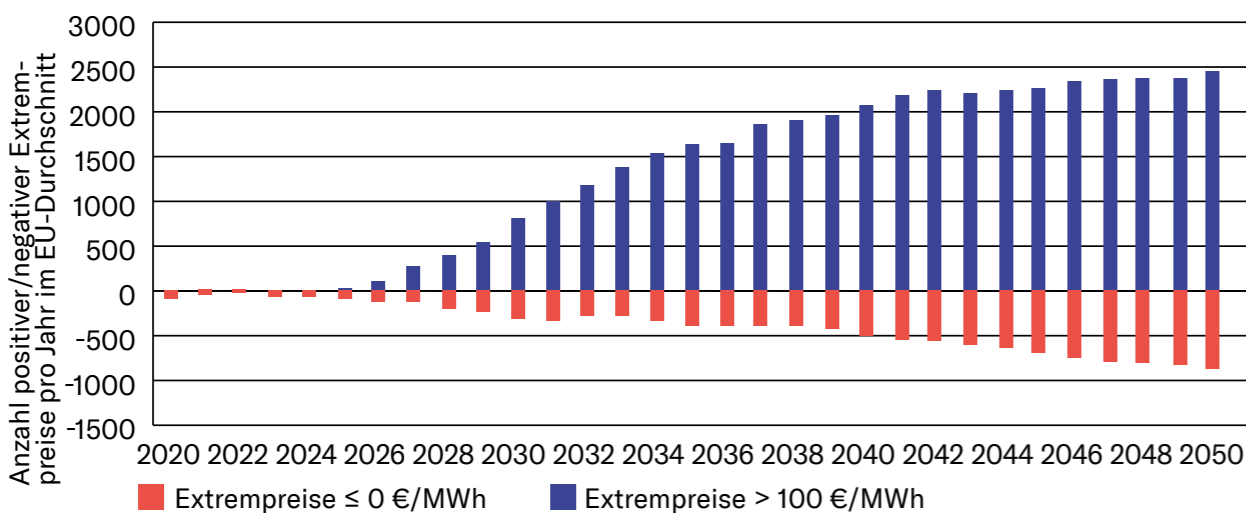


Abbildung 1: Anzahl positiver/negativer Extrempreise pro Jahr im EU-Durchschnitt (Quelle: eigene Darstellung, nach Energy Brainpool)

¹ Der „System Average Interruption Duration Index (SAIDI)“ gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung pro angeschlossenen Endverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres an. Dieser Wert betrug 2020 für Deutschland weniger als 11 Minuten. Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2021): Strom und Gas: Versorgungssicherheit im Überblick | BDEW.



fragefindung der Großhandelsbörse EEX mit den technischen Limitationen des Netzes am Vortag der Leistungserbringung in Einklang bringen. Zum anderen handelt es sich insbesondere um Maßnahmen zur Frequenzerhaltung, um Stromerzeugung und -verbrauch zu jedem Zeitpunkt exakt im Gleichgewicht zu halten. Falls aufgrund von Fahrplanabweichungen die Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt größer ist als das Angebot, muss der ÜNB positive Regellenergie einsetzen und somit mehr Strom ins Netz durch eine zusätzliche Erzeugung einspeisen oder die Nachfrage drosseln. Im umgekehrten Fall, bei erhöhtem Angebot und einer zu geringen Nachfrage, muss die Last aus dem Netz erhöht werden oder Erzeugungsanlagen vom Netz abgekoppelt werden – man spricht von negativer Regellenergie. Die Bereitstellung der unterschiedlichen Arten der Regellenergie werden über 3 verschiedene Regleenergiemärkte abgewickelt, die sich im Laufe dieses Jahres durch die Europäische Regelleenergie richtlinie (Electricity Balancing Guideline) ändern werden.

AUFBAU DES DEUTSCHEN REGELENERGIEMARKTS UND KOSTEN DES BISHERIGEN DESIGNS

Wie die nachfolgende Tabelle näher beschreibt, wird der Regleenergiemarkt in Deutschland in verschiedene Leistungsarten unterteilt.

Die reaktionsschnellste aller Regelarten ist die Primärregelleistung PRL (eng.: Frequency Containment Reserve, FCR), die frequenzgesteuert und automatisch am Ort der Anlage aktiviert wird, um diese hoch- oder herunter zu regeln. Die benötigte PRL wird seit dem 1.7.2020 alle 4 Stunden auktioniert, die benötigte Menge europaweit vom Verbund der zentraleuropäischen ÜNB (ENTSOE-E) jährlich bestimmt. Die PRL muss innerhalb von 30 Sekunden vollumfänglich zur Verfügung stehen, die Anlage darf somit keinem zeitintensiven Hoch- oder Herunterfahrprozess unterliegen. Wichtig ist weiterhin, dass der Anbieter der PRL gleichzeitig positive sowie negative Leistung anbieten muss. Durch die schnelle Verfügbar-

Regellenergieart	PRL/FCR	SRL/aFRR	MRL/mFRR
Bestimmung der benötigten Menge	europaweit	national	national
Aktivierung	automatisch, eigenständig vor Ort durch Anbieter der PRL	löst automatisch PRL ab – Einsatz durch regelzonenverantwortlichen ÜNB	löst SRL manuell/bei Bedarf ab – Einsatz durch regelzonenverantwortlichen ÜNB
Leistungsbereitstellung nach Störfall	innerhalb von 30 Sekunden	ab 30 Sekunden bis 15 Minuten	ab 15 Minuten bis 60 Minuten
abzudeckender Zeitraum nach Störfall	0 bis 15 Minuten	ab 30 Sekunden bis 15 Minuten	ab 15 Minuten bis 60 Minuten
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis
Mindestangebotsgröße	ab 1 MW positiv und negativ	5 MW positiv oder negativ	5 MW positiv oder negativ

Tabelle 1: verschiedene Regellenergiearten und ihre Eigenschaften

keit und den automatischen Abruf der PRL ist diese technisch am anspruchsvollsten, allerdings für Anlagenbetreiber ebenfalls am lukrativsten. Besonders geeignete Anlagen sind Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen ebenso wie BHKWs (von Biogasanlagen). Zu erzielende Erlöse bei der PRL sind bedeutsam und liegen derzeit zwischen 154 Euro/MW/Tag (am 15.1.2022) und 647 Euro/MW/Tag (am 9.1.2022).²

Wie Tabelle 1 zeigt, decken die **Sekundärregelleistung SRL** (eng.: automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) und die **Minuten- oder Tertiärregelleistung MRL** (eng.: manual Frequency Restoration Reserve, mFRR) eine spätere Zeitspanne der Leistungsbereitstellung ab. Während die SRL die PRL automatisch ablöst, löst die MRL nur bei einem länger anhaltenden Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch die vorangegangene Regelenergie ab und wird manuell vom regelzonenverantwortlichen ÜNB zugeschaltet. Grund für die schrittweise Abfolge sind die geringeren Kosten der MRL, die auf der anderen Seite durch lange Verzögerungen bei der Veränderung der Last gekennzeichnet sind.

Auf dem Primärregelmarkt werden alle Gebote bis zum Erreichen der von der ENTSOE-E ausgeschriebenen Menge benötigter Regelleistung bezuschlagt. Die Anbieter dieser Gebote erhalten den von ihnen veranschlagten **Leistungspreis** – da sich das Verhältnis von positiver und negativer PRL im Mittel ausgleicht, erhalten sie keinen zusätzlichen Arbeitspreis, anders als die Anbieter von SLR und MLR, deren Auktionen im Übrigen täglich erfolgen.

Dieses komplexe System weist dementsprechend auch hohe Kosten auf, obwohl diese durch eine bessere Integration der Erneuerbaren Energien und die fortschreitende Digitalisierung und Liberalisierung in den letzten Jahren abnahmen. Dabei fallen Jahre wie das Jahr 2019 aus der Reihe, weil hier durch notwendig kurzfristige regulatorische Eingriffe die Marktpreise gestiegen sind.

Darüber hinaus variiert auch der durchschnittliche mengengewichtete Ausgleichspreis, den der Regelreservanbieter im Falle des Abrufs erhält, vergleichsweise stark. Insbesondere bei Abbildung 3 ist kein Trend auszumachen, sondern der Ausgleichspreis verharrt auf einem hohen Niveau.

DIE EUROPÄISCHE REGELENERGIERICHTLINIE UND IHRE AUSWIRKUNGEN AUF DEN DEUTSCHEN REGELENERGIEMARKT

Obwohl die Electricity Balancing Guideline bereits im November 2017 verabschiedet wurde, ist sie weiterhin sehr aktuell, da ihre Zeithorizonte bewusst weit gesteckt sind. Es geht schließlich um nicht weniger als die Harmonisierung essenzieller Bestandteile der Energielinien der kontinental-europäischen EU-Mitgliedsstaaten. Dafür mussten sich alle europäischen ÜNB und deren nationale Regulierungsbehörden auf gemeinsame Protokolle und Regeln, schlicht eine gemeinsame „energiewirtschaftliche Sprache“ einigen. Langfristiges Ziel ist die sichere Versorgung der europäischen Bürger und Unternehmen mit sauberer, bezahlbarer Energie, wofür

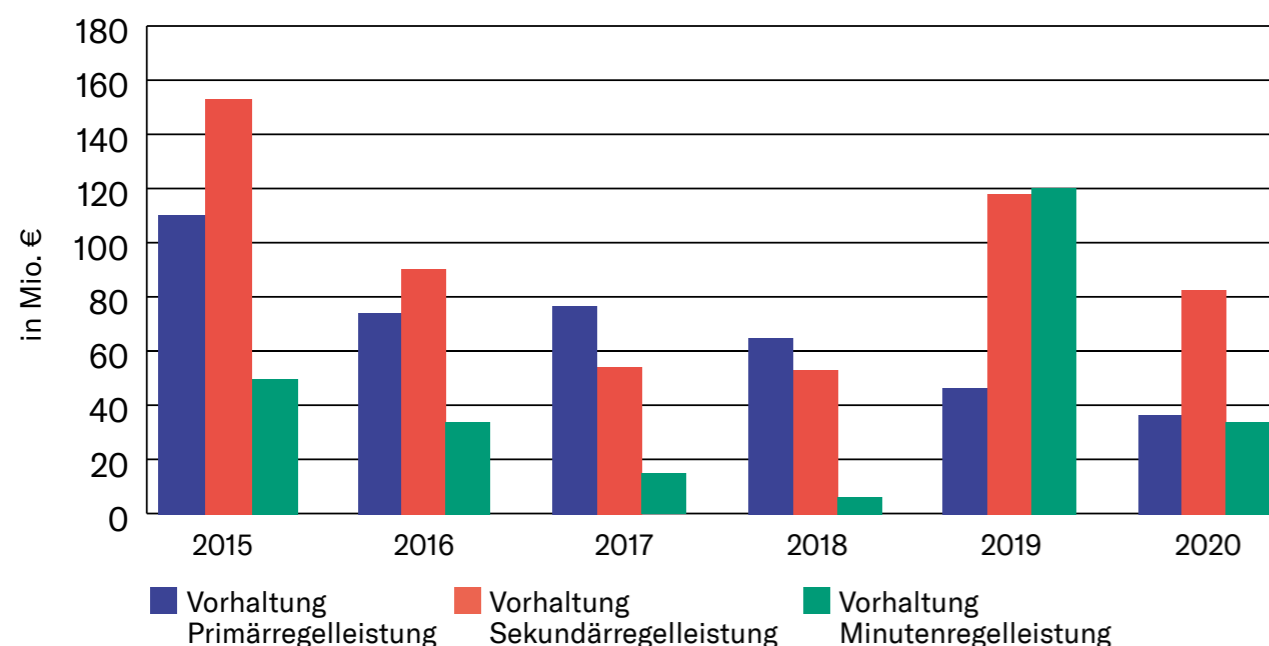


Abbildung 2: Kosten der Vorhaltung der verschiedenen Regelennergiearten, von 2015-2020 (Quelle: Monitoringberichte der Bundesnetzagentur)

² Quelle: regelleistung.net, Zugriff am 20.1.2022.

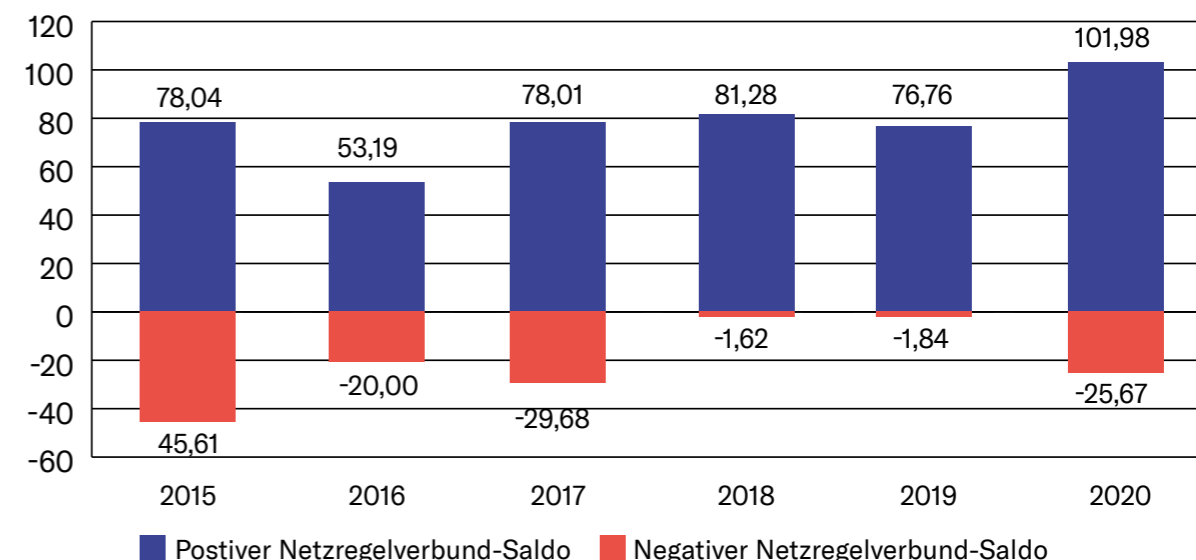


Abbildung 3: Durchschnittlicher mengengewichteter Ausgleichspreis, von 2015-2020. Quelle: Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (2021).

ein zusammenhängendes, europaweites Netz mit gleichen Regeln und Pflichten für alle wichtigster Bestandteil ist. Nun wurde bekannt, dass sich die Europäische Kommission hierfür grob an der oben beschriebenen Klassifizierung von FCR, aFRR und mFRR orientiert, um die grenzüberschreitende Beschaffung von Regelenergie zu ermöglichen.

Die Richtlinie sieht nun vor, dass bis zum 24. Juli dieses Jahres weitere Schritte zu unternehmen sind. Zu diesem Stichtag sollen die europäischen digitalen Plattformen „Picasso“ (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) und „Mari“ (Manually Activated Reserves Initiative) an den Start gehen, auf denen zukünftig die Regelennergieleistungen grenzüberschreitend gemeinsam auktioniert, verrechnet und überwacht werden sollen. Obwohl manche nationalen ÜNB sich voraussichtlich erst später anschließen werden, wird dies für die 4 deutschen ÜNB nicht gelten. Während „Picasso“ die Angebote der SRL umfasst, wird „Mari“ dasselbe für die MRL übernehmen. Ab diesem Sommer wird somit schließlich für alle 3 Arten der Regelenergie eine gemeinsame europäische Plattform existieren, die dem Ziel der EU zuträgt, einen paneuropäischen Energiebinnenmarkt zu schaffen. Mit dieser Erweiterung verlagert sich die Verantwortung, aber auch die Gestaltungsmacht für die Regelennergiemärkte von den nationalen ÜNB und Regulierungsbehörden zu ihren europäischen Pendanten, der ENTSOE-E und der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER).

Die Abschätzung der Auswirkungen auf den deutschen Markt ist nur vorläufig möglich, da die endgültigen Marktregeln und weitere Einzelheiten noch erarbeitet werden. Es erscheint wahrscheinlich, dass sich durch die starke Zusammenarbeit der 4 deutschen ÜNB mit ihren europäischen Partnern in den letzten Jahren die Regeln an den hier bekannten Grundsätzen, die ebenfalls in ähnlicher Form in Westeuropa genutzt werden, orientieren. Mit dem Startschuss der Plattformen wird freilich noch kein vollentwickelter gemeinsamer Regelennergiemarkt entstanden sein – er legt aber einen wichtigen Grundstein für diesen, wodurch die Systemdienstleistungen zur Netzstabilität – zumindest so der Plan – zukünftig preiswerter durchgeführt werden können. Insbesondere werden Kostensenkungen erwartet, da gegenläufige Regelennergiemaßnahmen in 2 derzeit noch getrennten Marktgebieten obsolet werden.

Zugleich wird sich durch die gemeinsame europäische Ausschreibung letztendlich sowohl die Zahl der Anbieter als auch das Marktgebiet enorm erhöhen, wenn gleich natürlich durch die begrenzten Übertragungskapazitäten auch der internationale Handel nur beschränkt möglich ist. Es wird interessant zu sehen sein, bei welchem Niveau sich der zukünftige markträumende Preis einpendeln wird.

Durch die im Vergleich zum jetzigen Zeitpunkt deutlich steigende Nachfrage an Regelenergie kann für viele Anbieter von Erzeugungsanlagen ein lukrativer Markt entstehen. Für Stadtwerke ist dies insbesondere interes-

sant, da sie bereits in Bereichen der Energieerzeugung tätig sind und somit auch Zugriff auf Anlagen haben, die für die Regelleistungsbereitstellung prädestiniert sind:

- Batteriespeicher
- Power-to-gas-Anlagen
- Wärmenetze mit größeren elektrischen Wärmeerzeugern (E-Kessel, Wärmepumpen) oder Blockheizkraftwerken, die idealerweise mit einem Speicher gekoppelt sind
- Notstromaggregate
- Besonders zu erwähnen ist hier auch die aktuell im EEG vorgesehene Möglichkeit an Innovationsausschreibungen teilzunehmen. Diese erlauben insbesondere auch Anlagenkombinationen mit Photovoltaik oder Wind zusammen mit einem Batteriespeicher. Entgegen dem herkömmlichen Ausschreibungsmodell werden hier fixe „Zuschläge“ auf die Direktvermarktungserlöse aus dem EEG-Topf bezahlt, was bei den aktuell hohen Strommarktpreisen einen wirtschaftlich sehr spannenden Mehrerlös bedeuten kann. Zeitgleich können durch den Speicher mehrere Erlösquellen erschlossen werden. Neben dem standardmäßigen Arbitrage-Betrieb kann zum Peak-Shaving und zur Regelenergiebereitstellung bzw. Netzstabilisierung genutzt werden. Dies kann für Stadtwerke einen einfachen und lohnenden Einstieg in das aufstrebende Geschäftsfeld der Energiespeicherung und Regelenergiebereitstellung ermöglichen.

Obwohl die Regelenergierichtlinie nur ein weiterer Baustein auf dem Weg zu einem paneuropäischen Energiemarkt ist und noch viel Arbeit vor allen Beteiligten liegt, bereitet sie Europas Energieversorgung auf eine Zukunft vor, in der die Erneuerbaren Energien das Rückgrat bilden. Der zweifellos ansteigende Bedarf an Regelleistung bietet dabei für viele Akteure im Energiemarkt Potenziale zur Wertschöpfung bzw. gebietet Notwendigkeit zum Handeln, wenn große Mengen an Regelleistung (z. B. bei E-Ladesäulen) benötigt werden. Dabei ist das Problem oft Teil der Lösung, wenn die Flexibilität bzw. die Speicher von Beginn an mitgedacht werden (z. B. bei bidirektionalem Laden bzw. multivalenten Wärmenetzen).

Sicher ist, dass in Zeiten von hohen Strommarkt- und Regelenergiepreisen die Kombination aus günstigen volatilen regenerativen Erzeugungsanlagen mit flexiblen Lasten / Erzeugern bzw. Speichern ein attraktiver Weg zu langfristig stabilen Energiekosten ist. Trotz der zunehmenden Komplexität ganzheitlicher erneuerbarer Energieversorgungskonzepte zeigt sich aus der Erfahrung, dass es sich lohnt, besser jetzt als später damit zu beginnen.

Gerade Stadtwerke haben hier als aktiver Teil des Versorgungssystems sowohl den wirtschaftlichen (Kosten-)Druck als auch viele Potentiale zur Umsetzung von rentablen Geschäftsmodellen im Geschäftsfeld (Erneuerbarer-)Energieerzeugung, Speicher und Regelenergie. Das bedeutet einerseits die Flexibilität vorhandener Erzeuger zu nutzen und auszubauen. Gleichzeitig ist für eine nachhaltige Unternehmensentwicklung als Energieversorger die Investition in dezentrale erneuerbare Energieerzeugung unumgänglich. Dabei ist idealerweise immer auch der Regelbedarf mitzudenken, um sowohl auf Projekt- als auch auf Netzebene den Grundstein für ein langfristig stabil erfolgreiche Verhältnisse zu sorgen.

Wir unterstützen Sie gerne bei der Realisierung von Projekten in diesem Bereich.

Kontakt für weitere Informationen



Michael Rogoll
M.Sc. Engineering
T +49 911 9193 3782
E michael.rogoll@roedl.com

Kennen Sie schon unsere 5-D Strategieinterviews?



Jetzt kostenlos
downloaden unter:



www.roedl.de/5-d-strategieinterview

→ Energietechnik

Bidirektionales Laden

Möglichkeiten, Risiken und Chancen

von Kai Imolauer

Die E-Mobilität in Deutschland ist auf dem Vormarsch. Nachdem im Juli letzten Jahres die Marke von einer Million zugelassener Fahrzeuge mit Elektroantrieb (inkl. Plug-in-Hybride) auf deutschen Straßen erreicht wurde, hat sich diese Entwicklung weiter beschleunigt: Seitdem wurden mehr als 230.000 weitere E-Autos beim Kraftfahrt-Bundesamt angemeldet, wovon rund 62 Prozent auf vollelektrische Stromeer entfielen.¹ Ebenfalls bemerkenswert ist der rasante Anstieg der zugelassenen E-Autos über die Zeit seit 2016, wie Abbildung 1 veranschaulicht. Nachdem sich diese Zahl von 2019 auf 2020 nahezu verdreifachte, wird sie im Jahr 2021 wiederum um voraussichtlich ca. 70 Prozent im Vorjahresvergleich ansteigen.

Perspektivisch befinden wir uns dennoch erst ganz am Anfang einer Entwicklung: Laut neuem Koalitionsvertrag von SPD, Grünen und FDP soll sich die Zahl zugelassener vollelektrischer Pkw bis 2030 auf mindestens 15 Millionen vervielfachen.² Angesichts der Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Erneuerbaren Energien im Verkehrssektor auf der einen Seite³ und der beschlossenen Treibhausgasemissionsminderungen auf der anderen Seite⁴ ist eine gewaltige Transformation im Verkehrssektor auch dringend nötig. Sollte diese Zahl tatsächlich erreicht werden, werden in weniger als 9 Jahren 15 Millionen mobile Batteriespeicher in deutschen Einfahrten, Parkhäusern und auf Firmenparkplätzen

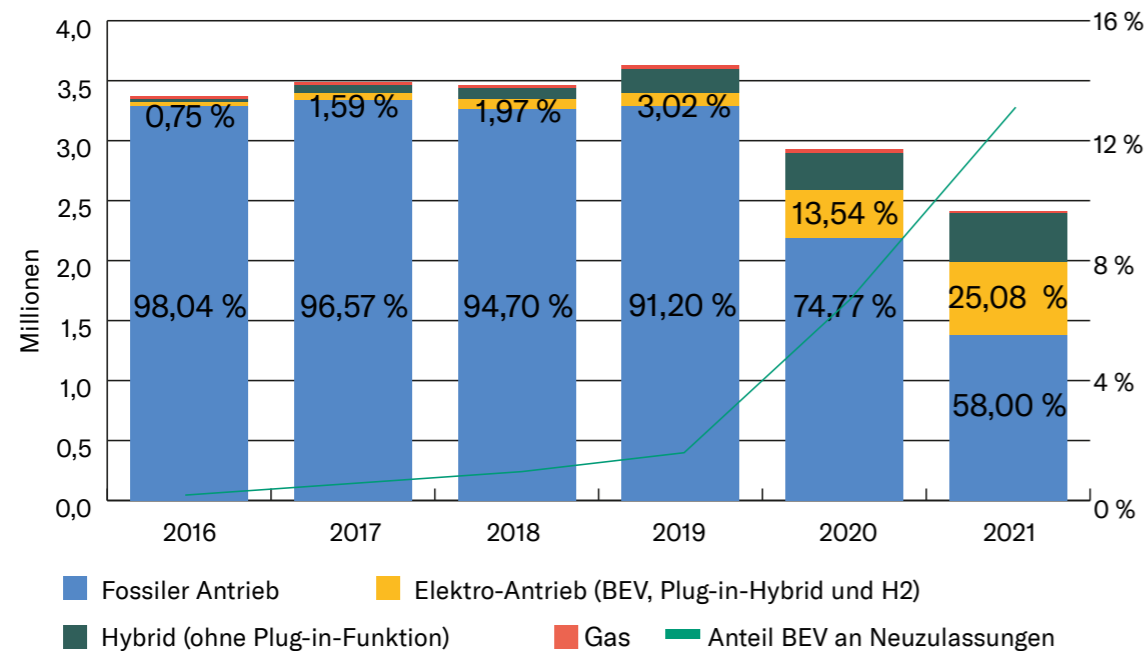


Abbildung 1: Anzahl neu zugelassener Fahrzeuge in Deutschland von 2016-2021 nach Antriebsart (Stand: 30.11.2021)
Anmerkung: BEV – Battery electric vehicle.
Eigene Darstellung mit Daten des Kraftfahrt-Bundesamts (Kraftfahrt-Bundesamt - Umwelt (kba.de))

¹Für einen besseren Vergleich: In diesem Zeitraum verfügte jedes dritte neu zugelassene Auto über einen Elektro-Antrieb. Quelle: Kraftfahrt-Bundesamt - Monatliche Neuzulassungen (kba.de).
²Insgesamt sind in Deutschland ca. 685.000 vollelektrische Autos zugelassen (Stand 30.11.2021). Quelle: Anzahl Elektroautos in Deutschland | Statista und Kraftfahrt-Bundesamt - Monatliche Neuzulassungen (kba.de).
³Der Endenergieverbrauch der EE im Mobilitätssektor betrug im Jahr 2000 0,5 Prozent und stieg sukzessive auf 7,3 Prozent in 2020, hauptsächlich durch den verpflichtend beizumischenden Anteil von Biokraftstoffen. Strom aus EE trägt weiterhin weniger als 1 Prozent zum Gesamtenergieverbrauch im Verkehr bei. Quelle: Erneuerbare Energien in Zahlen | Umweltbundesamt.
⁴Bis 2030 sollen die Emissionen des Verkehrssektors ggü. 2020 um 42 Prozent sinken, während sie von 1990 bis 2020 nur um knapp 11 Prozent gesunken sind. Quelle: Weniger Treibhausgas im Verkehr (bundesregierung.de).



den größten Teil des Tages stehen – laut der Studie „Mobilität in Deutschland“ bis zu 23 Stunden am Tag.⁵ Bereits die Batteriekapazität der im Jahr 2020 auf deutschen Straßen neu zugelassenen Fahrzeuge beträgt insgesamt rund 9 Mio. kWh.⁶ Geht man von einer gleichbleibenden, durchschnittlichen Batteriekapazität in dieser Dekade aus, würden in 2030 bereits über 700 GWh bzw. über 700 Mio. kWh in E-Autos zwischengespeichert sein. Diese Energiemenge könnte theoretisch den deutschen durchschnittlichen Strombedarf für rund 11 Stunden decken.

KURZ- UND LANGZEITSPEICHERTECHNOLOGIEN

Um den Speicherbedarf für Deutschland mit einer steigenden Durchdringung der Erneuerbaren Energien im Strommix zu schätzen, ist eine Unterscheidung zwischen Kurz- und Langzeitspeichern sinnvoll. Das Bundeswirtschaftsministerium beschreibt Kurzzeitspeicher als Speicher

- mit einem hohen Verhältnis von Leistung zu Kapazität (kW zu kWh),
- die mehrere Zyklen pro Tag durchlaufen,
- die für kurzfristige Fluktuationen oder für den Lastausgleich/die Lastverschiebung innerhalb eines Tages genutzt werden und
- technisch zumeist Batterien und Pumpspeicher sind.

Langzeitspeicher sind dagegen langfristige Speicheroptionen

- für anhaltende Flauten, als ein Back-up oder zur saisonalen Speicherung,
- die nur wenige Zyklen pro Jahr durchlaufen und
- technisch entweder Power-to-X (typischerweise Wasserstoff und Methan), sowie große Pumpspeicherkraftwerke sind.

Folglich sind die Batterien von E-Autos eindeutig als Kurzzeitspeicher anzusehen.

Für ein Stromsystem mit 80 Prozent EE in Deutschland, erklärtes Ziel der neuen Bundesregierung bis 2030, beziffert der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) beispielsweise den Bedarf auf 70 GWh an Kurzzeitspeichern und 7,5 TWh an Langzeitspeichern, zusätzlich zu den bestehenden Pumpspeichern. Für ein 100-Prozent-Szenario wird ein erhöhter Bedarf an Kurzzeitspeichern von 184 GWh berechnet, die der Langzeitspeicher steigt auf 26 TWh. Eine Studie des Fraunhofer Instituts ISE ermittelt einen Kurzzeitspeicherbedarf von 112 GWh für ein 100-Prozent-EE Szenario mit einem mehr als dreifachen Bedarf an Langzeitspeicherkapazitäten.⁷ Wie in Abbildung 1 zu erkennen ist, würden 10-15 Prozent und somit nur ein Bruchteil der potenziell zur Verfügung stehenden Kapazität der E-Mobilität benötigt werden, um den Bedarf an Kurzzeitspeichern in einem 80-Prozent-Szenario zu decken.

Ziel der Bundesregierung:
15 Mio. E-Autos in 2030

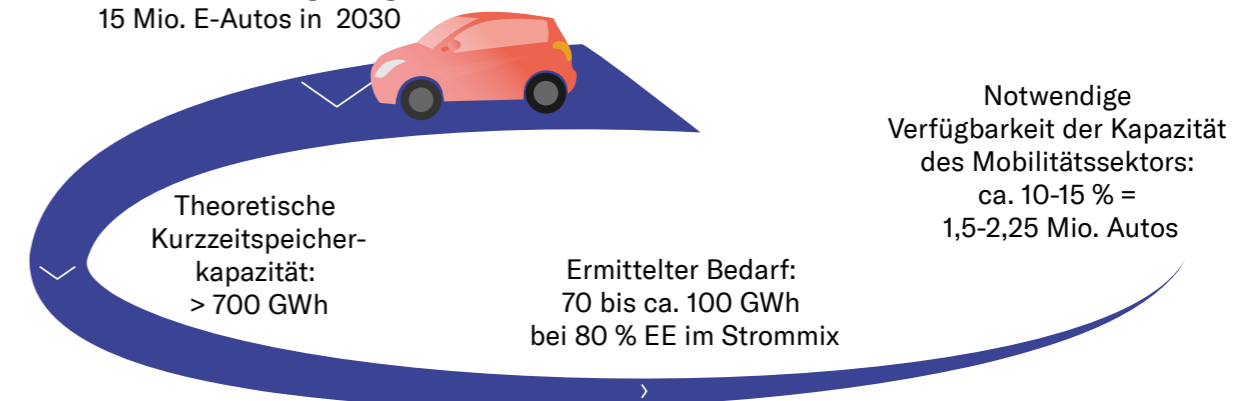


Abbildung 2: Bedarf Kurzzeitspeicher und E-Mobilität in 2030

⁵Quelle: infas, DLR und infas 360 (2018): Mobilität in Deutschland, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).
⁶Quelle: „Speicher auf Rädern“ aus: Energie und Management 6, vom 1.6.2021.
⁷Möller (2020), im Rahmen ihrer Dissertation: Speicherbedarf und Systemkosten in der Stromversorgung für energieautarke Regionen und Quartiere.

Um das Mobilitätsverhalten in Deutschland und somit die Verfügbarkeit der E-Autos abzuschätzen, liefert die erwähnte Studie des BMVI hierfür ebenfalls wertvolle Einblicke: So blieben an einem repräsentativen Stichtag 41 Prozent der Pkws in Privathaushalten ungenutzt. Darüber hinaus entfällt ca. ein Viertel der Pkw-Fahrleistung in Deutschland auf den täglichen Weg zur Arbeit, wodurch das Fahrzeug potenziell für Maßnahmen des Lastmanagement nutzbar ist, solange der Arbeitgeber für die notwendige Ausstattung am Arbeitsplatz sorgt.⁸ Angesichts der Corona-Pandemie und der Veränderung der Arbeitswelt hin zum mobilen Arbeiten sind die genannten Werte eher als Untergrenze zu verstehen. Folglich übersteigt das Angebot an zur Verfügung stehenden Autos den Bedarf um das Vielfache, solange eine adäquate Ladeinfrastruktur vorausgesetzt wird.

Eine andere Perspektive verdeutlicht die Dimension der potenziellen Speicherkapazität der E-Autos eindrücklich: Derzeit sind 6,2 GW Pumpspeicherwerke in Deutschland installiert, die im Jahr 2020 7 TWh in das deutsche Energienetz einspeisten.⁹ Wenn angenommen wird, dass E-Autos bzw. deren Batterien eine Leistung von 3,7 kW haben¹⁰, dann wird die Gesamtheit der 2030 in Deutschland zugelassenen E-Autos eine Leistung von 55,5 GW besitzen. Mit den in Abbildung 1 dargestellten 10-15 Prozent einer notwendigen Verfügbarkeit von E-Autos stünden dann weiterhin 5,55 bis 8,33 GW Leistung zur Verfügung und somit mehr als die Gesamtheit der in Deutschland installierten Pumpspeicherwerke. Es führt kein Weg daran vorbei, diese Kapazität für das Gesamtenergiesystem nutzbar zu machen und im Weiteren sollen ein paar Gedankenspiele dazu dienen, das Potenzial und die Auswirkungen weiter zu erfassen.

Installierte Kapazität (in GW)

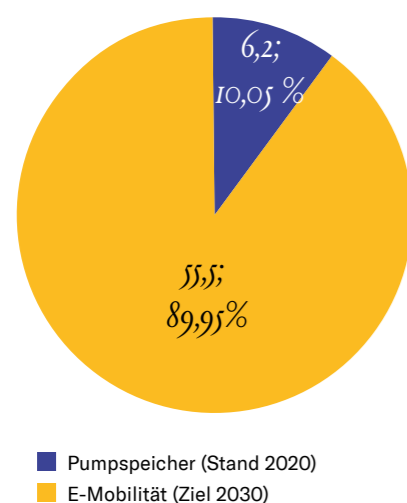


Abbildung 3: Installierte Kapazität von Kurzzeitspeichern im Vergleich E-Auto und Pumpspeicher

⁸ Quelle: infas, DLR und infas 360 (2018): Mobilität in Deutschland, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), S. 70-71.

⁹ Bundesnetzagentur (2021): Monitoringbericht 2021.

¹⁰ Dies ist als Untergrenze zu verstehen, viele E-Autos haben Leistungen von 7,4 kW und 11 kW bis zu 22 kW.

DAS KONZEPT UND GESCHÄFTSMODELLE DES BIDIREKTIONALEN LADENS

Das Konzept, die Batterien von E-Autos bei Nichtbenutzung im Rahmen eines intelligenten Lastmanagements zu entladen, ist nicht neu und nennt sich bidirektionales Laden. Unterschieden werden hierbei Entladen zur Teilnahme am Intraday-Handel (Base-Peak-Spread-Trade), Vehicle-to-Grid (V2G, „Fahrzeug-zu-Netz“) und Vehicle-to-Home (V2H, „Fahrzeug-zu-Eigenheim“), die jeweils verschiedenen Interessen dienen und somit unterschiedliche Akteure ansprechen.

Voraussetzung sowohl für V2G als auch das Base-Peak-Spread-Trade sind eine intelligente und sichere IT-Kommunikation und eine engmaschige Vernetzung, damit die Informationen über verfügbare Fahrzeuge, die (geplante) Nutzung des E-Autos durch den Kunden und die entnehmbare Leistung in einem gewissen Zeitraum zeitnah und ohne großen Aufwand ermittelt werden können. Ebenfalls elementar ist die Nutzung eines gemeinsamen Kommunikationsstandards bzw. die Sicherstellung der Interoperabilität verschiedener Systeme, damit aufwendige Doppelstrukturen verhindert werden können.

VEHICLE-TO-GRID (V2G)

Beim V2G steht das E-Auto als eine Option zur Netzstabilisierung im Vordergrund. Bei Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Erzeugung benötigt der Netzbetreiber sehr zeitnah Regelenergie, um Schwankungen der Netzfrequenz auszugleichen und somit die Netzstabilität zu gewährleisten. Die Idee beim V2G ist, dass dem Netzbetreiber hierfür Energie aus der Fahrzeugbatterie zur Verfügung gestellt wird. Folgerichtig ist das Potenzial von E-Autos für die Erbringung von Regelenergie bereits Untersuchungsgegenstand einer Arbeitsgruppe der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Durch die wöchentlichen Ausschreibungen für primäre Regelenergie und die täglichen für Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung können mit V2G ebenfalls Einnahmen für die Fahrzeughalter und den Dienstleister generiert werden. Die zu erzielbaren Erlöse sind nicht zu vernachlässigen: Mit einer steigenden Durchdringung der EE im Strommix wird dieser ohne adäquate Speichermöglichkeiten deutlich volatiler, wodurch die Notwendigkeit von Regelenergie steigt. Der 2.12.2020 liefert hierfür ein prädestiniertes Beispiel: Aufgrund eines Kraftwerksausfalls mussten Übertragungsnetzbetreiber positive Sekundärregelleistungen im Umfang von 1.300 MWh abrufen, die mit bis zu 63.000 Euro/MWh vergütet wurde. Zum Glück ist dies nicht die Regel und

Erlösmöglichkeiten bleiben deutlich darunter, allerdings verdeutlicht es das vorherrschende Potenzial.

Der Münchner E-Automobilentwickler Sono Motors entwickelte z. B. für sein E-Auto, den Sion, mit der deutschen Firma Kostal eine bidirektionale Wallbox, um diesen mit einer Leistung von 11 kW laden und entladen zu können.¹¹ Über eine zugehörige App können Halter angeben, ob und bis zu welchem Batterieladestand sie ihr Auto entladen wollen. Die Schnittstelle zum Heim-Energiemanagement-System (HEMS) ist nun der entscheidende Faktor. Eine Empfehlung, welche HEMS mit der Wallbox kommunizieren können, soll zeitnah zum Auslieferungsstart des Sion 2023 erfolgen.

Die Stadt Utrecht in den Niederlanden, die 100 Sions vorbestellt hat, hat bereits angekündigt, in den Markt der Regelenergie einzusteigen und so zu einer stabilen Versorgung des Netzes beitragen zu wollen. Dieses Geschäftsmodell ist prinzipiell auch für deutsche Stadtwerke sehr attraktiv, da der Trend immer mehr zu einer „Shared-economy“ geht, bei der das zeitliche Nutzungsrecht an einem Gegenstand erworben wird, dieser aber zu keinem Zeitpunkt vom Nutzer besessen wird. Neben dem Mehrnutzen für das Netz eröffnet sich für (kommunale) Carsharing-Anbieter ein zweiter Geschäftszweig, der keine zusätzliche Hardware benötigt – ein Gewinn für alle Beteiligten! Gleiches gilt ebenso für alle mittelständischen Unternehmen, die größere Fuhrparks bspw. werktags nutzen, diese aber am Wochenende ungenutzt herumstehen.

BASE-PEAK-SPREAD-TRADING

Die Idee, die hinter dem Base-Peak-Spread-Trading steht, ist simpel: Das E-Auto wird durch die eigene PV-Anlage, oder wenn viel günstiger EE-Strom ins Netz eingespeist wird, geladen. Bei Nachfragespitzen und somit höheren Preisen wird dem Auto wieder Energie entnommen, um diese am Strommarkt zu verkaufen. Die Differenz zwischen gezahltem Preis beim Ladevorgang und erzieltm Erlös ist die Gewinnmarge des Fahrzeughalters, abzüglich Abgaben an den Leistungsanbieter. Für folgende Beispielrechnung wird angenommen, dass ein E-Auto nachts 30 kWh je 3 Cent lädt und, da die Fahrzeughalterin diesen Tag im Homeoffice arbeitet, sowohl morgens 10 kWh je 9 Cent als auch abends 20 kWh je 10 Cent wieder entnommen werden können. Dadurch erhält die Fahrzeughalterin vor Abzug der Abgabe an den Anbieter 2,00 Euro für diesen Tag, die vollautomatisch durch eine Software generiert wurden, während sie ihr Auto mit einem identischen Ladestand vorfindet.

1

$$\omega = 10kWh \times 0,09\text{€} + 20kWh \times 0,1\text{€} - 30kWh \times 0,03\text{€} = 2,00\text{€}$$

Dieser vermeintlich geringe Betrag summiert sich im Laufe eines Jahres stark – sowohl für den Anbieter als auch für die Fahrzeughalterin. Wenn eine Abgabe von 25 Prozent angenommen wird, kann letztere in diesem Beispiel schnell auf über 250-300 Euro pro Jahr kommen. Für den Anbieter, z. B. den örtlichen Netzbetreiber, ist der mögliche Betrag pro Auto entsprechend geringer, allerdings muss vor der Berechnung seines Erlöses eine elementare Tatsache berücksichtigt werden: Durch die großen Mengen, die am Strommarkt gehandelt werden, muss dieser mehrere E-Autos zu einem „virtuellen Kraftwerk“ zusammenschalten, um auf diese Weise auf nennenswerte Strommengen zu kommen und diese an der EEX zu vermarkten. Folglich steigt der Erlös des Anbieters stark mit der zur Verfügung stehenden Anzahl von E-Autos. Aus diesem Grund ist diese Option erneut insbesondere für Unternehmen mit einem eigenen großen E-Auto-Fuhrpark oder für Carsharing-Anbieter denkbar und attraktiv – bzw. eben für den örtlichen Netzbetreiber, der das Potenzial der privaten E-Autoflotte bündelt und dadurch nutzbar macht.

Dementsprechend ist das Geschäftsmodell des Base-Peak-Spread-Trading vergleichbar mit dem von Pumpspeicherkraftwerken – nur dass beim E-Auto die Mobilität im Vordergrund steht und durch ein intelligentes Be- und Entladen darüber hinaus Erlöse erzielt werden können. Zurzeit scheint es aufgrund einer geringen Ladesäulenverfügbarkeit und zu geringen Kapazitäten des E-Mobilitätssektors wirtschaftlich unattraktiv zu sein, da zum derzeitigen Stand kein Anbieter am Markt bekannt ist. Dies wird aufgrund der stark ansteigenden Marktdurchdringung von E-Autos und der dazugehörigen Technik allerdings nur eine Frage der Zeit sein.

Abzugsgrenzen ist das Base-Peak-Spread-Trading von der Kostenoptimierung im privaten Strombezug, die durch tageszeitabhängige Preise geschieht und von einigen Anbietern angeboten wird. Hierbei ist die Verringerung der privaten Stromkostenrechnung erklärtes Ziel.¹²

VEHICLE-TO-HOME (V2H)

Im Gegensatz zu V2G und dem Intraday-Trading benötigt V2H keinen zwischengeschalteten Anbieter. Im Vordergrund steht hierbei ein intelligentes Lastmanagement des privaten Verbrauchers, bei dem das eigene E-Auto als privater Stromspeicher genutzt wird und Strom in

¹¹ Quelle: Unsere bidirektionale Wallbox | Sono Motors.

¹² Anbieter sind z. B. aWATTar (<https://www.awattar.at/>), Tibber (<https://tibber.com/de>) oder STROMDAO mit ihrem Produkt Corrently (<https://www.corrently.de/home.html>).

das eigene Hausnetz einspeist, wenn keine Erzeugung (typischerweise aus PV) stattfindet (z.B. nachts) oder wenn diese geringer als der tatsächliche Verbrauch ist. Insbesondere für Privatpersonen mit eigener PV-Anlage (sog. Prosumer) ist diese Option sehr attraktiv, da sie eine Erhöhung des Eigenverbrauchs ermöglicht und in den Sommermonaten eine weitgehende Energieautarkie verspricht – immerhin kann der Stromspeicher eines vollgeladenen E-Autos mit durchschnittlicher Batteriekapazität ohne Zwischenladung über den Tag theoretisch bereits heute einen vierköpfigen Haushalt mehr als vier Tage komplett versorgen (solange der Wagen nicht gefahren wird).¹³ Im Normalfall wird über einen Energiemanager bereits geregelt, dass nur überschüssig erzeugter PV-Strom im Auto eingespeichert wird und der Bedarf von Haushaltsgeräten prioritär behandelt wird.

Die Auswirkungen von V2H auf das derzeitige Geschäftsmodell von Stromvertriebsunternehmen zu schätzen, hängt von vielen Faktoren ab. Unter anderem ist es wichtig,

- ob der private Verbraucher eine eigene PV-Anlage auf seinem Dach besitzt, mit der er in den Sommermonaten sein Auto laden kann (bei den aktuellen Ausbauplänen der neuen Bundesregierung wird wohl kaum noch ein neues Gebäude ohne errichtet werden bzw. im Bestand erheblich „nachgerüstet“ werden. Da ebenfalls das Mieterstrommodell erheblich nachgebessert werden soll, wird auch an dieser Stelle das Potenzial enorm gehoben),
- wie häufig das Auto bewegt wird und somit bei hoher Eigenstromproduktion nicht geladen werden kann und
- ob das Auto beim Arbeitgeber geladen werden kann.

Im für den privaten Verbraucher best-case mit eigener PV-Anlage, einem (kleineren) stationären Batteriespeicher und der Möglichkeit, das E-Auto bei Bedarf beim Arbeitgeber zu laden, lässt sich von Frühjahr bis Herbst ein sehr hoher Energieautarkiegrad von bis zu 100 Prozent inkl. einer Wärmeversorgung über eine Wärmepumpe erreichen. Über das Jahr gesehen können Ein- und Zweifamilienhaushalte auf diese Weise einen Autarkiegrad von knapp über 70 Prozent erreichen, sofern die verfügbare Dachfläche gegeben ist.¹⁴ Bei einem Jahresverbrauch des Haushalts von 4.000 kWh würde die Möglichkeit des V2H eine Erhöhung des Eigenverbrauchs um mehrere Hundert kWh pro Jahr im Vergleich zum derzeitigen Stand bedeuten, was sich unmittelbar bei den Erlösen der Stromvertriebe bemerkbar machen würde. Da über 36 Prozent der Deutschen im Besitz eines Ein-

oder Zweifamilienhauses sind, was die Installation einer PV-Anlage vergleichsweise unkompliziert gestaltet, ist das Verlustpotenzial für Stromvertriebsunternehmen immens. Folgendes Beispiel geht aus von einem Zustand, in dem 100 Prozent des Strombedarfs der in einer Kommune ansässigen Bevölkerung (10.000 Einwohner) vom lokalen Stromversorger bezogen wird, hin zur Rundummodernisierung aller Ein- und Zweifamilienhäuser mit Anschaffung einer PV-Anlage, lokalem Stromspeicher und E-Auto mit Möglichkeit des bidirektionalen Ladens

- 2 $10.000 \text{ EW} = 2.500 \text{ Haushalte}$
- 3 $2.500 \times 4.000 \text{ kWh/Jahr} = 10.000.000 \text{ kWh}$
- 4 $10.000.000 \text{ kWh} \times 36\% \text{ EFH/ZFH} = 3.600.000 \text{ kWh}$
- 5 $3.600.000 \text{ kWh} \times 70\% \text{ Autarkie} = \text{ca. } 2.520.000 \text{ kWh}$

Folglich können lokale Stromvertriebsunternehmen Umsatzeinbußen von bis zu 25 Prozent im Vergleich zu einem Null-Prozent-Autarkie-Szenario erleiden, sollte der Trend zur dezentralen Stromversorgung und der Maximierung des Autarkiegrades unter für den privaten Endverbraucher optimalen Bedingungen sich weiter verstärken.

Auf der anderen Seite ist selbstverständlich davon auszugehen, dass der Gesamtstrombedarf in der gleichen Kommune aufgrund der E-Autos steigen dürfte. Laut der oben genannten Studie des BMVI weisen Elektrofahrzeuge eine Fahrleistung von 13.000 km pro Jahr auf und liegen somit knapp unter der mittleren geschätzten Jahresfahrleistung von 14.700 km.¹⁵ Werden diese Zahlen als Richtwerte angenommen und von einem durchschnittlichen, realen Energieverbrauch von 17 bis 21 kWh/100 km ausgegangen¹⁶, beträgt der Strombedarf pro E-Auto ca. 2.200 kWh bis ca. 3.000 kWh pro Jahr.

- 6 $13.000 \text{ km}/(\text{Jahr} \times 17 \text{ kWh}/100 \text{ km}) = 2.210 \text{ kWh/Jahr}$
- 7 $14.700 \text{ km/Jahr} \times 21 \text{ kWh}/100 \text{ km} = 3.087 \text{ kWh/Jahr}$

Somit würden ungefähr 1.000 E-Autos, die ausschließlich in der Kommune des Wohnorts der Fahrzeughalter geladen werden, benötigt, um den Verlust auf Vertriebsseite des Stromversorgers auszugleichen. Berücksichtigt man die Rate der Eigenheimbesitzer und deren partielle Möglichkeit der Eigenstromversorgung und nimmt an, dass die Nachfrage nach E-Autos zwischen diesen beiden Gruppen gleich ist, würden ca. 1.330 E-Autos innerhalb der Kommune benötigt werden.

Angesichts der rund 3.600 privaten Fahrzeuge in der beispielhaften Kommune¹⁷, würde dies einem Anteil an voll-elektrischen Autos von 37 Prozent entsprechen – deutlich über den 31 Prozent, die bei Erreichen des verkehrspolitischen Ziels bis 2030 auf deutschen Straßen zugelassen sein sollen.¹⁸ Anders ausgedrückt müssten die Einwohner der Kommune eine überdurchschnittlich hohe Nachfrage nach vollelektrischen Pkws haben, nur um den Verlust des kommunalen Stromversorgers auszugleichen.

Die Annahme, dass das Fahrzeug ausschließlich innerhalb des Verteilergebiets des kommunalen Versorgers geladen wird, ist allerdings äußerst unrealistisch – es existiert kein offensichtlicher Grund, warum das Fahrzeug nicht beim Arbeitgeber angeschlossen werden sollte, solange die notwendige Infrastruktur bereitgestellt wird. Darüber hinaus wird das Fahrzeug nun mal exakt aus dem Grund bewegt, um längere Strecken zu überbrücken und z.B. in die nächstgrößere Stadt zu gelangen, wodurch das Verteilergebiet des Versorgers wahrscheinlich verlassen wird. In diesem Fall erhöht sich die Zahl der benötigten E-Autos für einen Ausgleich des drohenden Verlustes des Stromversorgers am Wohnort immens.

Selbstverständlich sind all diese Rechnungen mit großer Vorsicht zu genießen, hängen sie doch von sehr vielen, hier nicht berücksichtigt Faktoren ab. So ist die Auswirkung der demographischen Entwicklung auf die Nachfrage nach privaten Pkws essenziell, ebenso wie z.B. die (regulatorische) Entwicklung von Eigenversorgermöglichkeiten wie dem Mieterstrommodell oder der Effizienz von E-Autos. Dennoch vermögen die Rechnungen zu zeigen, dass Stromversorger sich zukünftig auf eine stark ändernde Nachfrage aufgrund der Sektorenkopplung gefasst machen müssen – wie hier aufgezeigt zu ihren Ungunsten.

Andererseits können die bevorstehenden Umbrüche der Stromversorgung auch für Stromversorger positive Seiten haben: Wie gezeigt

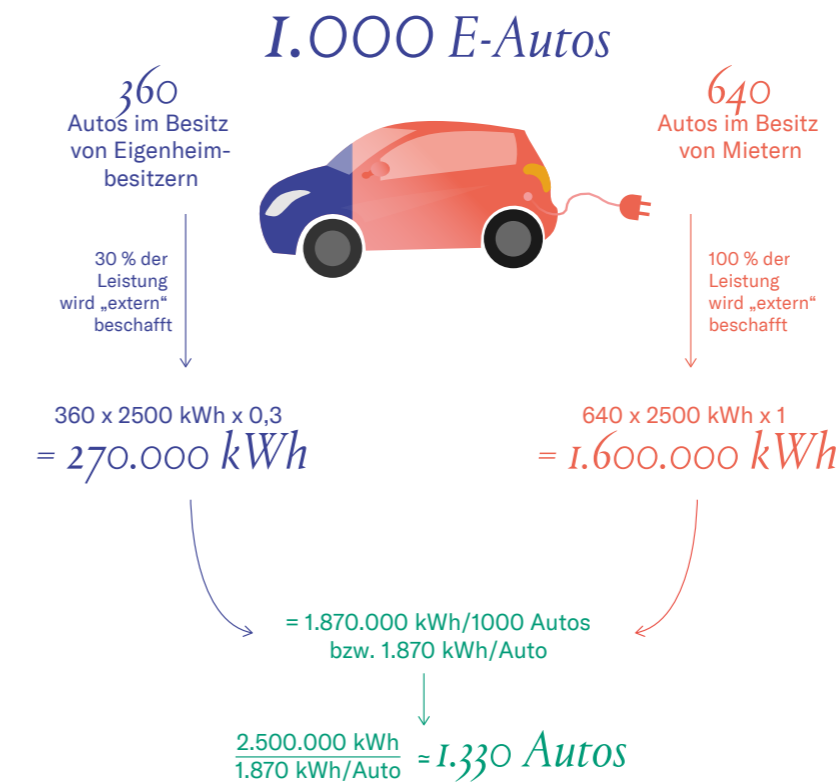


Abbildung 4: Veränderte Stromnachfrage der E-Mobilität unter Berücksichtigung der Eigenheimquote

¹⁷ Siehe Studie des BMVI, S. 35 „Pkw-Besitz nach Haushaltstyp“, die angibt, dass Familienhaushalte eine überdurchschnittlich hohe Anzahl von mehr als einem Pkw besitzen.

¹⁸ Laut Kraftfahrt-Bundesamt waren am 1.1.2021 rund 48,2 Mio. Pkws im deutschen Kraftfahrzeugbestand (Kraftfahrt-Bundesamt - Bestand (kba.de)). Obwohl diese Zahl seit Jahren steigt, wurde der Wert für 2020 an dieser Stelle auf 2030 fortgeschrieben. Bei einem fortlaufenden Anstieg des Kraftfahrzeugbestandes würde der prozentuale Anteil weiter sinken.

¹³ Angenommener durchschnittlicher Verbrauch: 4.000 kWh/Jahr, was ca. 11 kWh/Tag bedeutet.

¹⁴ Kaschub, T., Jochem, P. und Fichtner W. (2016): Solar energy storage in German households: profitability, load changes and flexibility, Energy Policy (98), S. 520-532.

¹⁵ Quelle: ifas, DLR und ifas 360 (2018): Mobilität in Deutschland, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), S. 80.

¹⁶ Elektroauto: Reichweite & Stromverbrauch im Vergleich | ADAC, Zugriff am 11.1.2022.

können für diese finanzielle Gewinnmöglichkeiten bei der Platzierung der Energie am Regelenergiemarkt oder durch das Base-Peak-Spread-Trading entstehen, sofern das Potenzial der E-Mobilität genutzt wird. Mithilfe einer beidseitigen Kommunikation zwischen Fahrzeughalter und Netzbetreiber, Stromversorger etc. können große Mengen Energie ins Netz eingespeist werden und auf diese Weise für beide Seiten nennenswerte Erlöse erzielt werden. Hierbei ist es wichtig, dass der Halter ausreichend Anreize bekommt, aktiv am Dispositionsmanagement teilzunehmen und im besten Fall sein Auto in allen Stunden, in denen es nicht benötigt wird, dem Netzbetreiber bzw. dem Leistungsanbieter zur Verfügung zu stellen. Denkbar ist das bewährte System aus Leistungs- und Arbeitspreis: Für jede Stunde, die das Auto zur Verfügung gestellt wird, erhält der Fahrzeughalter eine geringe Pauschale. Im Fall der Stromentnahme wird zusätzlich jede kWh vergütet, worüber der Halter transparent und zeitnah alle Informationen erhält. Auch wenn das gerade noch „Zukunftsmusik“ ist, werden die Märkte sicher kurzfristig diese Geschäftsmodelle hervorbringen – angenommen, der regulatorische Rahmen wird hierfür geschaffen, um die o. g. Potenziale nutzbar zu machen. Dies ist ein essenzieller Baustein für das Gelingen der Energiewende.

GIBT ES AUCH HÜRDEN?

HAFTUNGSFRAGEN DER HERSTELLER

Doch selbstverständlich, wo Licht fällt, ist auch Schatten. Als häufiger Kritikpunkt wird die Leistungsfähigkeit der Batterie genannt, die grundsätzlich durch eine höhere Zyklenzahl schneller Kapazität einbüßt. Allerdings ist dies nur die halbe Wahrheit, da normalerweise bei V2H und V2G die Batterie keinen vollen Entladezyklus durchläuft, wodurch sie von einem geringeren Verlust gekennzeichnet ist. Bisherige Studien haben darüber hinaus keinen nennenswerten negativen Effekt von V2G auf die Lebensdauer des E-Autos feststellen können. Dennoch muss dies insbesondere im Rahmen von Feldversuchen weiterhin getestet werden.¹⁹

Nicht zuletzt ist es auch eine Haftungsfrage: Werden Produzenten von E-Autos ihren Kunden weiterhin langjährige Garantieverprechen bezüglich der Haltbarkeit der Batterie geben? Für Tesla ist die Sache derzeit klar: Bei Nutzung des Autos als Stromzwischenpeicher erlischt die Garantie. Auf der anderen Seite existieren viele Automobilhersteller, die sich aktiv an V2G- und V2H-Pilotprojekten beteiligen, wie zum Beispiel Renault und Nissan. Mit viel Schwung und einem Investitionspaket

von über 100 Milliarden Euro, angekündigt für eine umfassende E-Mobilitätsstrategie, springt nun auch VW auf den Zug der integrierten E-Mobilität auf und kündigte an, dass die 2022 ausgelieferten Modelle VW ID.5 und ID.5 GTX bereits mit einer bidirektionalen Ladefunktion ausgestattet werden. Im nahezu gleichen Atemzug wurde verkündet, dass das „Laden und Energie zu einem Kerngeschäft von Volkswagen“ werde, um die in diesem Artikel aufgezeigten Vorteile der Nutzung des E-Autos als stationärer Speicher für V2X aus einem Haus anbieten zu können. Laut VW werde dies nicht nur die Abregulierung von EE aufgrund von Netzengpässen bekämpfen, sondern sei im Rahmen einer Umfrage unter 1.000 VW ID-Fahrerinnen und -Fahrern auf ein breites Interesse und somit Potenzial für VW gestoßen.²⁰ Dieses Engagement unterstreicht das attraktive Geschäftsfeld, das sich durch die rasant ansteigende Zahl von E-Autos in Deutschland eröffnet – gleichzeitig bedeutet es, dass ein Schwergewicht der Automobilindustrie diesen Markt besetzen möchte, wodurch sich interessierte kommunale Unternehmen wie Stadtwerke einer harten Konkurrenz ausgesetzt sehen.

DIE TECHNIK

Ebenso wie stationäre Stromspeicher weisen E-Autos geringe Verluste durch die Transformation des Wechselstroms des Hausnetzes in Gleichstrom zur Nutzung in der Batterie von 10-15 Prozent auf. Obwohl dies insbesondere im Vergleich mit anderen Speichermedien, wie z. B. PtG, ein hervorragender Wert ist, kann nicht jede eingespeiste kWh wieder voll entnommen werden. Durch den vorrangigen Zweck der Mobilität wird des Weiteren die exakte Ermittlung der Transformationsverluste bei Be- und Entladung enorm schwierig, was weitere Fragen, wie bei der Berechnung der Vergütungssätze bei V2G, aufwirft.

Weiterhin spielt auch der Wechselrichter selbst eine entscheidende Rolle beim Be- und Entladen: Ist dieser ausschließlich im Auto und keiner in der Wallbox verbaut, stellt er sich in vielen Fällen als Flaschenhals heraus. Während ein Wechselrichter in der Wallbox oder einer öffentlichen Ladesäule das Auto mit Gleichstrom und einem Ladepunkt von 50 kW oder mehr, perspektivisch sogar bis 350 kW lädt, laden handelsübliche Wallboxen (für Zuhause) mit max. 11 kW Wechselstrom und schaffen mit einem einphasigen Ladegerät nur einen Ladepunkt von max. 3,7 kW. Folglich kann die Ausstattung erheblich die Attraktivität des E-Autos für V2G schmälern. Des Weiteren sind bidirektionale Wallboxen aufgrund ihrer derzeit geringen Abnahmemengen mit



2.000 bis 4.000 Euro ohne Berücksichtigung der Installationskosten (und Fördermittel) sehr teuer (was sich aber im weiteren Roll-out erheblich ändern dürfte).

Derzeitiger technischer Knackpunkt ist vor allem das IT-System, das die unterschiedlichen Interessen der Beteiligten zusammenbringen muss. Erste Systeme, z. B. die universale Kommunikationsnorm EEBUS, die vom Verbund-Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“²¹ genutzt wird, müssen ihre Leistungsfähigkeit erst noch in einer großflächigen Anwendung unter Beweis stellen. Ausgereifter erscheinen hier Softwarelösungen wie ChargePilot des Technologieunternehmens Mobility House zu sein, die vorrangig für Anwendungen zum Lastmanagement bei größeren Fuhrparks oder im privaten Bereich entwickelt wurden.²²

REGULATORISCHER RAHMEN

Die technischen Schwierigkeiten sind allerdings bei weitem nicht die größten Hindernisse. Die derzeitige Regulierung würgt die Nutzung des E-Autos als Zwischenspeicher noch vor dem eigentlichen Start ab. Neben vielen weiteren Gründen wie u. a. Bestimmungen zum Datenschutz, steuerrechtlichen Fragen oder möglichen De-minimis-Tatbeständen sind die Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die weiterhin Stromspeicher grundsätzlich zum Zeitpunkt der Beladung als Last, zum Zeitpunkt der Entladung als Erzeugungsanlage ansehen, ein Haupthindernis.²³

Darüber hinaus gelten im Gegensatz zu privaten, stationären Speichern, die mit eigen produziertem PV-Strom aufgeladen werden, die Batterien von E-Autos bei Energieabgabe als Graustromerzeugungsanlagen, wodurch

der private Halter zur Zahlung der verminderten EEG-Umlage bei geringeren Ausnahmetatbeständen²⁴ verpflichtet ist – sogar, wenn das E-Auto ausschließlich mit eigenem PV-Strom aufgeladen wurde, da annahmegemäß keine nachprüfbare Dokumentation hierüber erfolgen kann.

Es wird offensichtlich, dass der Gesetzgeber an vielen unterschiedlichen Stellen immens nachsteuern muss, um die Potenziale der Sektorenkopplung nutzbar zu machen.

FAZIT

	Potenzial	Interesse der Automobilhersteller	Technik	Regulatorischer Rahmen
V2H	★★★★	★★★☆☆	★★★★	★★★☆☆
V2G	★★★★	★★★★	★★★☆☆	★★★☆☆
Intraday-Trading	★★★☆☆	★★★☆☆	★★★☆☆	★★★☆☆

Zuerst muss auf das riesige Potenzial der E-Mobilität in Deutschland als Zwischenspeicher verwiesen werden. Die Kombination der hohen Leistung mit der hohen Kapazität und den langen Standzeiten macht E-Autos sehr attraktiv für eine Mehrfachnutzung. Schließlich ist dies auch eine Win-Win-Win-Situation:

- Fahrzeughalter können Einnahmen durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt oder am Intraday-Trading generieren;
- Netzbetreibern wird ein riesiges, ansonsten weitgehend ungenutztes Potenzial von Stromzwischen Speichern zur Verfügung gestellt, was die Notwendigkeit von fossilen Kraftwerken zur Spitzenlastherzeugung verringert;

¹⁹ Studie unter Laborbedingungen: Fraunhofer IWES für das Umweltbundesamt aus 2014: Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erstellung von fahrzeugbezogenen Analysen zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen unter Nutzung Erneuerbarer Energien (bmu.de).

²⁰ Pressemitteilung vom 15.12.2021: Komfortabel, vernetzt und nachhaltig: neue Lösungen für das Laden der elektrischen Volkswagen Modelle | Volkswagen Newsroom (volkswagen-newsroom.com).

²¹ Bidirektionales Lademanagement – BDL – Pilotprojekt startet die wichtigste Phase: Kunden testen erste Elektrofahrzeuge, die ihren Strom zurückspeisen können (bmwgroup.com) (2021).

²² Lademanagement für Ihr E-Auto | The Mobility House.

²³ EnWG § 3 Nr. 25 in Verbindung mit StromNEV § 14 Abs. 1, Satz 1, auf die der Bundesgerichtshof in seinem Beschluss EnVR 56/08 vom 17.11.2009 letztinstanzlich hinweist und diese bestätigt.

- Letztendlich sinkt der Strompreis für alle Verbraucher, da geringere Netznutzungsentgelte die Folge sind und Verbraucher den eigengenerzten PV-Strom optimal nutzen können.

Die aufgezeigten technischen Probleme sind eher Ausdruck der noch nicht gegebenen Marktreife mancher Bestandteile des Systems als technische Unmöglichkeiten. Eindeutig liegt der Spielball im Feld der Politik. Ohne eine grundlegende Änderung des derzeitigen Rechtsrahmens wird das aufgezeigte Potenzial der E-Mobilität nicht genutzt werden können. Mindestens genauso elementar ist die baldige Festsetzung von Standards, um ineffiziente Doppelstrukturen, z. B. in der Kommunikation der Wallboxen zu den Netzbetreibern oder der Messtechnik, zu verhindern. Außerdem sollte eine finanzielle Förderung von bidirektionalen Wallboxen eine Überlegung wert sein, um einen großflächigen Rollout unidirektionaler Wallboxen zu verhindern. Darüber hinaus könnte ein Blick über den Ärmelkanal nach Großbritannien wertvolle Erkenntnisse bieten, wo das Potenzial von bidirektionalem Laden zur Netzstabilisierung seit längerem als solches erkannt wurde.²⁵

Die Kooperation von Mobility House mit ihrer In-House-Software „Marketplace“, dem Autohersteller Renault und dem lokalen Energieversorger EEM auf der portugiesischen Atlantikinsel Porto Santo zeigt, wie es gehen kann: Seit 2019 wird im Rahmen eines Pilotprojektes das Zusammenspiel von Elektroautos, stationären Stromspeichern und EE-Erzeugungsanlagen getestet und optimiert, um die Insel langfristig CO₂-neutral mit Energie zu versorgen.²⁶ Nicht zuletzt verdeutlicht das vor kurzem öffentlich gewordene Engagement VWs, in den Stromversorgermarkt und in die Vermarktung der Speicher für (private) Lastmanagementmaßnahmen einzusteigen und diese somit theoretisch ebenfalls am Regelenenergiemarkt platzieren zu können, dass in diesen Bereichen perspektivisch nennenswerte Erlöse winken.

Angesichts der Aussagen des Koalitionsvertrags von SPD, Grünen und FDP, dass „die sektorübergreifende Nutzung von Erneuerbaren Energien [und] dezentralen Erzeugungsmodellen [...] konsequent [gestärkt]“ und eine eigenständige rechtliche Definition von Energiespeichern verabschiedet werden soll, ist die Hoffnung auf eine baldige Verbesserung der Regulierungspraxis des E-Autos als Stromzwischenpeicher so groß wie lange nicht mehr. Dies könnte einem vielversprechenden, dynamischen Markt den notwendigen Startschuss geben und vor allem Netzbetreibern und kommunalen Versorgern, die sich früh mit den Möglichkeiten des bidirektionalen Ladens beschäftigen, neue, attraktive Erlösmöglichkeiten eröffnen.

²⁴ Seit der Novelle des EEGs 2021 gelten höhere Ausnahmetatbestände für die Befreiung von der verminderten EEG-Umlage für erzeugten Grünstrom bei Personenidentität i. H. v. 30 kW und 30 MWh/Jahr, während für Graustromerzeugungsanlagen weiterhin die Grenze bei 10 kW und 10 MWh/Jahr liegt.

²⁵ Government Response to the 2019 Consultation on Electric Vehicle Smart Charging (2021): Electric Vehicle Smart Charging (publishing.service.gov.uk).

²⁶ The Mobility House (2019): Intelligente Software von The Mobility House macht eine ganze Insel emissionsfrei.

Kontakt für weitere Informationen



Kai Imolauer
Diplom-Wirtschaftsingenieur (FH)
T +49 911 9193 3606
E kai.imolauer@roedl.com

→ Rödl & Partner intern

Veranstaltungshinweise

THEMA	Regulierte Netze
TERMIN / ORT	23.3.2022 / Webinar
THEMA	EEG-Umlageentlastung
TERMIN / ORT	31.3.2022 / Webinar
THEMA	Jetzt geht's los – Kommunale Klimaschutz-Agenda 2022
	Kommunale Agenda 2022 – Was tut sich beim Klimaschutz und was wird gefördert? 6.4.2022 / Webinar
	Kommunale Wärmewende – Aktuelle Themen 27.4.2022 / Webinar
	Nachhaltigkeit realisieren und profitieren: EE-Erzeugung & Projektentwicklung & Nachhaltigkeitsmanagement (CSR) durch Kommunen 12.5.2022 / Webinar
TERMIN / ORT	Welche Möglichkeiten bietet die Umrüstung der Straßenbeleuchtung 25.5.2022 / Webinar
	E-Mobilität, Ladeinfrastruktur (& Wasserstoff) – Wo steht die Verkehrswende? 22.6.2022 / Webinar
	Geothermie – Chancen & Herausforderungen für Kommunen 6.7.2022 / Webinar
THEMA	PV - Update, aktuelle Entwicklung, Technik & Wirtschaftlichkeit
TERMIN / ORT	26.4.2022 / Webinar
THEMA	Das Klimaneutrale Stadtwerk – ein Überblick
TERMIN / ORT	3.5.2022 / Webinar
THEMA	Energy+ Forum
TERMIN / ORT	10.5.2022 / Webinar + Präsenzveranstaltung
THEMA	Finanzierung bei Telekommunikationsprojekten
TERMIN / ORT	17.5.2022 / Webinar
THEMA	Zukunft Nahwärme
TERMIN / ORT	18.5.2022 / Webinar
THEMA	Stadtwerke 4.0
TERMIN / ORT	12.10.2022 / Nürnberg 2.11.2022 / Köln

Alle Informationen zu unseren Seminaren finden Sie direkt im Internet unter: www.roedl.de/seminare.

Kontakt für weitere Informationen



Maximilian Broschell
Diplom-Politologe,
Datenschutzbeauftragter DSB-TÜV,
Manager Kommunikation/Marketing
T +49 911 9193 3501
E maximilian.broschell@roedl.com

Rödl & Partner

Impressum

Verantwortlich für redaktionelle Inhalte gemäß § 55 Abs. 2 RStV:

Prof. Dr. Christian Rödl
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg
Deutschland / Germany

Tel: +49 911 9193 0
Fax: +49 911 9193 1900
E-Mail: info@roedl.de
www.roedl.de

einzelvertretungsberechtigter Geschäftsführer:
Prof. Dr. Christian Rödl, LL.M., RA, StB

Urheberrecht:

Alle Rechte vorbehalten. Jegliche Vervielfältigung oder Weiterverbreitung in jedem Medium als Ganzes oder in Teilen bedarf der schriftlichen Zustimmung der Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.



PEFC zertifiziert

Dieses Produkt stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen.

www.pefc.de