

# **Technische Universität München**

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

## **Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Synthese zukünftiger Verbraucherlastgänge**

Thomas Heinrich Gobmaier

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

**Doktor-Ingenieurs**

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Andreas Jossen

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. apl. Prof. Dr. rer. nat. Wolfram Münch,  
Universität Ulm

Die Dissertation wurde am 16.07.2013 bei der Technischen Universität München eingereicht  
und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 19.12.2013  
angenommen.



## **Abstract**

Für Planung und Auslegung zukünftiger Kraftwerke sowie zur Betrachtung der Notwendigkeit von Stromspeichern werden möglichst genaue Lastgangprognosen des elektrischen Stromverbrauchs benötigt. Änderungen in der Verbraucherstruktur, wie z.B. der Wegfall der Elektrospeicherheizungen oder das Laden von Elektrostraßenfahrzeugen sowie der zukünftig in stärkerem Umfang zu erwartende Einsatz schaltbarer Verbraucher als virtuelle Speicher, stellen die Lastgangprognosen vor neue Herausforderungen. Es wurde ein Lastgangmodell entwickelt, welches für verschiedene Regionen zukünftige Lastgänge des Stromverbrauchs generieren kann. Hierzu wurde eine in sich konsistente Datenbasis geschaffen, indem Erzeuger- und Verbraucherlastgänge aus verschiedenen Jahren oder Klimaregionen, die im Original unvereinbar sind, durch Modellierung und Synthetisierung auf ein Referenzjahr und -klima angepasst wurden. Der Einsatz schaltbarer Verbraucher wurde nach einer Untersuchung der Anlagen und der Märkte im Rahmen eines Dynamisierungsmodells berücksichtigt.

For planning and dimensioning of future power plants and to consider the necessity of electricity storage, accurate load profile forecasts of the electric power consumption are required. Structural changes in the load, such as the discontinuation of electric storage heaters or the charging of electric vehicles and the rising use of switchable consumer demand as virtual energy storage, generate new challenges for load forecasting. Therefore an energy model was developed for the generation of future load profiles of power consumption for different regions. Load profiles of different years or climatic regions were adjusted to a reference year by modeling and synthesizing to obtain a consistent data base. The rising use of switchable consumer demand was considered with a model for dynamic demand.



# Inhalt

<b>Abkürzungs- und Formelverzeichnis</b> .....	<b>iii</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Methodik</b> .....	<b>2</b>
2.1 Problembeschreibung .....	2
2.2 Aktueller Wissensstand .....	2
2.3 Zielstellung .....	3
2.4 Vorstellung der Methodik.....	3
<b>3 Aufbau einer konsistenten Datenbasis</b> .....	<b>7</b>
3.1 Definition des Bilanzumfangs .....	7
3.2 Rahmendaten.....	10
3.3 Aufbau von Testreferenzjahren .....	14
3.4 Synthetisierung von regenerativen Einspeisegängen .....	20
<b>4 Synthese von Lastkurven</b> .....	<b>23</b>
4.1 Multivariate Regressionsanalyse .....	24
4.2 Multivariate Regressionsanalyse am Beispiel des Gesamtlastgangs.....	28
4.2.1 ENTSO-E Verbraucherlast als Basislastgang.....	31
4.2.2 Synthetisierung eines durchschnittlichen Gesamtverbraucherlastgangs.....	37
4.2.3 Ermittlung von typischen Regressionsparametern.....	39
4.2.4 Verfeinerung des Regressionsmodells .....	44
4.2.5 Fourier-Analyse.....	45
4.3 Synthese von Einzellastgängen.....	46
4.3.1 Haushalte und Gewerbe.....	51
4.3.2 Industrie .....	51
4.3.3 Verkehr .....	54
4.3.4 Bahnstrom und industrieller KWK-Lastgang .....	55
4.4 Abgleich Gesamtlastgang mit der Summe der Einzellastgänge.....	55
<b>5 Statische Fortschreibung des Stromlastganges</b> .....	<b>58</b>
5.1 Identifizierung von Rahmenbedingungen mit Einfluss auf den Lastgang .....	60
5.1.1 Urbanisierung.....	61
5.1.2 Technikwandel .....	62
5.1.3 Klimawandel.....	62
5.1.4 Elektromobilität.....	63

---

5.2	Entwicklung von Szenarien bis 2030 .....	64
5.2.1	Szenario 1 „business as usual“ (BAU).....	65
5.2.2	Szenario 2 „Verstärkter Einsatz schaltbarer Lasten“ (DSM/DR) .....	65
5.3	Quantitative Ausarbeitung der Trends für die Szenarien .....	65
5.3.1	Technikwandel .....	66
5.3.2	Klimawandel.....	70
5.3.3	Elektromobilität.....	72
5.4	Aufbau eines residualen Lastgangs.....	77
<b>6</b>	<b>Dynamisierung der Verbraucherlastgänge .....</b>	<b>80</b>
6.1	Identifizierung von Vermarktungsmöglichkeiten.....	80
6.2	Analyse des Schaltverhaltens .....	89
6.3	Identifizierung schaltbarer Lasten.....	91
6.4	Entwicklung eines Einsatzmodells für flexibel schaltbare Lasten .....	94
6.4.1	Agentenbasiertes Dynamisierungsmodell.....	95
6.4.2	Photovoltaik-Eigenverbrauch.....	96
6.4.3	Glättung der residualen Last mit schaltbaren Verbrauchern .....	98
6.4.4	Einsatzmodell für schaltbare Lasten.....	99
6.5	Dynamisierte residuale Verbraucherlast .....	100
<b>7</b>	<b>Ergebnisbetrachtung .....</b>	<b>102</b>
7.1	Statische Verbraucherlast .....	102
7.2	Residuale Last .....	103
7.3	Dynamisierte Verbraucherlast .....	107
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung und Fazit.....</b>	<b>110</b>
<b>9</b>	<b>Weiterer Forschungsbedarf .....</b>	<b>111</b>
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>112</b>
<b>11</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>116</b>

## Abkürzungs- und Formelverzeichnis

BAU	Business as usual
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Bottom-up	Beschreibung von Sachverhalten vom Untergeordneten bzw. Konkreten ausgehend nach oben zum Übergeordneten (Gegenteil von Top-down)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BY	Bayern
DR	Demand Response: Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.
DSM	Demand Side Management: Verbraucherseitiges Lastmanagement
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien)
EEX	European Energy Exchange: Marktplatz für Energie und energienahe Produkte
EnEV	Energieeinsparverordnung
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity: Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, Nachfolgeorganisation der UCTE
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz (Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung)
ESF	Elektrostraßenfahrzeug, auch Elektrofahrzeug
GHD	Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW	Gigawatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MESZ	Mitteuropäische Sommerzeit, auch Central European Daylight Saving Time, UTC+2
MEZ	Mitteuropäische Zeit, auch Central European Time (CET), UTC+1
MW	Megawatt
OTC	Over-the-counter, bezeichnet außerbörslichen Handel
Plug-In	Hybridfahrzeug mit Lademöglichkeit der Batterie aus dem Stromnetz
PV	Photovoltaik, Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie mittels Solarzellen
R <sup>2</sup>	Bestimmtheitsmaß, auch Determinationskoeffizient: Statistisches Maß für den erklärten Anteil der Variabilität (Varianz) einer abhängigen Variablen Y durch ein statistisches Modell
REMO	Regionales Klimamodell mit hoher Auflösung des Max-Planck-Instituts für Meteorologie (MPI-M) in Zusammenarbeit mit dem Umweltbundesamt (UBA)

Top-down	Beschreibung von Sachverhalten ausgehend vom Übergeordneten schrittweise hin zum Konkreten (Gegensatz zu Bottom-up)
TRY	Test Reference Year: Testreferenzjahr. Datensätze meteorologischer Messwerte in hoher zeitlicher Auflösung, welche einen für eine Region typischen Witterungsverlauf wiedergeben
TSO	Transmission system operator, Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität, heute ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber, engl. TSO
UTC	Coordinated Universal Time, koordinierte Weltzeit
VNB	Verteilnetzbetreiber, Distribution System Operator (DSO)
X	Unabhängige Variable in der Regressionsrechnung, mit den K Ausprägungen $x_k$
Y	Abhängige Variable in der Regressionsrechnung, mit den K Ausprägungen $y_k$

# 1 Einleitung

Für die Auslegung einer Energieversorgungsstruktur (Erzeugungsanlagen, Speicher und Energieverteilung) ist die Kenntnis der zeitlichen Verteilung des Energiebedarfs eine wichtige Basisgröße. Der Lastgang unterliegt jedoch verschiedensten Einflussfaktoren, was zu täglichen, saisonalen und langfristigen Änderungen führt. Im Strombereich führen Trends wie z.B. Urbanisierung oder der Technikfortschritt, sowie neue Verbraucher wie Elektrostraßenfahrzeuge oder der Wegfall von Stromspeicherheizungen zu einer langfristigen Änderung im Lastgang. Der bereits laufende Umbau der Stromerzeugungsstruktur hin zu einem hohen Anteil fluktuierender Einspeiser wie Wind- und Photovoltaikkraftwerke verstärkt die Anreize zur verbraucherseitigen Laststeuerung mit schaltbaren Lasten (demand side management und demand response), wodurch die ehemals relativ statischen Verbraucherlastgänge einen deutlichen flexiblen Anteil erhalten.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Methodik zum Aufbau dynamisierter Stromverbraucherlastgänge entwickelt und am Beispiel von zwei Szenarien für Deutschland umgesetzt. Ein Schwerpunkt lag dabei auf der Dynamisierung der Lastgänge zur Abbildung verbraucherseitiger Laststeuerung. Je nach Anreizsystem kann dies sowohl ausgleichend wirken, oder neue Verbrauchsspitzen generieren. Es hat sich gezeigt, dass sowohl durch technische Rahmenbedingungen, wie auch durch die unterschiedlichen Anforderungen der Akteure an den Betrieb der Anlagen verschiedene Anreizsysteme wirken, wodurch kein Optimum erreicht werden kann. Zur Untersuchung des Verhaltens wurde ein agentenbasiertes Verfahren eingesetzt, in welchem zur Untersuchung der Auswirkungen der Dynamisierung des Verbraucherlastgangs verschiedene Anreizsysteme abgebildet werden.

Diese Arbeit basiert auf dem im Rahmen der Forschungsinitiative *Kraftwerke des 21. Jahrhunderts* (KW21 Phase II) durchgeführten Projekt „Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens“. Das Projekt wurde durch die E.ON Energie AG, das Bayerische Staatsministerium für Wissenschaft, Forschung und Kunst (BStMWFK), sowie das Bayerische Wirtschaftsministerium (BStMWIVT) gefördert. Wegen der hohen Aktualität des Themas wurden mehrere Vorveröffentlichungen erstellt (z.B. Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens bis 2030 /FFE-03 12/).

## 2 Methodik

### 2.1 Problembeschreibung

Für Untersuchungen an einem Energiesystem hinsichtlich des Bedarfs an Kraftwerken und Speichern sowie deren Einsatz werden Verbraucherlastgänge benötigt, welche einen für die jeweiligen Betrachtungsjahre typischen Energieverbrauch aufweisen. Typisch hinsichtlich Minima und Maxima, Häufigkeitsverteilung der Leistung und Leistungsgradienten, sowie Jahresenergieverbrauch. Um die Betrachtungen auch für zukünftige Jahre durchführen zu können, sind zu erwartende Änderungen wie Wegfall oder Hinzukommen von Verbrauchern oder energierelevante Verhaltensänderungen der Bevölkerung zu berücksichtigen.

Reale Lastgänge eines Jahres sind dafür kaum geeignet, da sie nur die exogenen Einflussfaktoren wie Wetter oder Wirtschaftsentwicklung eines einzelnen Jahres enthalten. Eine Projizierung historischer Lastgänge ist nicht mehr ausreichend, da z.B. der Wegfall von Speicherheizungen sowie das heute noch nicht im Lastgang sichtbare Ladeverhalten einer Vielzahl von Elektrostraßenfahrzeugen zu deutlichen Änderungen des Lastgangs zu bestimmten Tages- bzw. Jahreszeiten führen wird.

Der dynamisierte Einsatz schaltbarer Lasten zur Verringerung der Strombezugskosten wird wiederum zu kurzfristigen Lastverschiebungen führen, welche stark vom wetterbestimmten Dargebot Erneuerbarer Energien abhängig sind. Frühere Lastgangmodelle mussten diesen Aspekt nicht berücksichtigen, da der Ausbau der Erneuerbaren Energien bis vor wenigen Jahren noch deutlich ferner erschien.

### 2.2 Aktueller Wissensstand

Bei vielen Projekten, die sich mit dem Verbraucherlastgang beschäftigen, stehen die kurzfristige Prognose oder die lokale Beeinflussbarkeit des Lastgangs im Fokus. Untersuchungen zur langfristigen Änderung des Lastgangs gibt es für kleine Teilbereiche, wie z.B. Klimatisierung oder Ladelastgänge für Elektrostraßenfahrzeuge. Es konnte keine aktuelle Studie gefunden werden, welche sich mit langfristigen Lastgangänderungen für Deutschland unter Berücksichtigung aller Sektoren beschäftigt.

Für einen Teil der Verbrauchergruppen existieren Referenz-Lastgänge, wie z.B. die VDEW Standard-Lastprofile der BTU Cottbus. Studien zur systematischen Erarbeitung zukünftiger Lastgänge für alle Verbrauchergruppen waren nicht vorhanden.

Der zukünftige Jahresenergiebedarf wurde bereits in Studien verschiedener Institute betrachtet. In dem Projekt „Energiezukunft 2050“ /FFE-25 09/ wurde für Deutschland der heutige Endenergiebedarf detailliert untersucht und bis zum Jahr 2050 durch Veränderung der Bedarfsvektoren fortgeschrieben.

Es gibt zahlreiche aktuelle Untersuchungen zu schaltbaren Lasten (DSM, DR) und deren Potenzial. Aktuelle Untersuchungen zu den Auswirkungen des Einsatzes von schaltbaren Lasten auf den Gesamtlastgang wurden nicht gefunden.

Die Motivation für diese Arbeit lag in der Einsicht, dass eine detaillierte Untersuchung des zukünftigen deutschen Stromverbraucherlastgangs mit Berücksichtigung der Dynamisierung durch schaltbare Lasten für weiterführende Analysen des Energieversorgungssystems sinnvoll, aber nicht vorhanden ist.

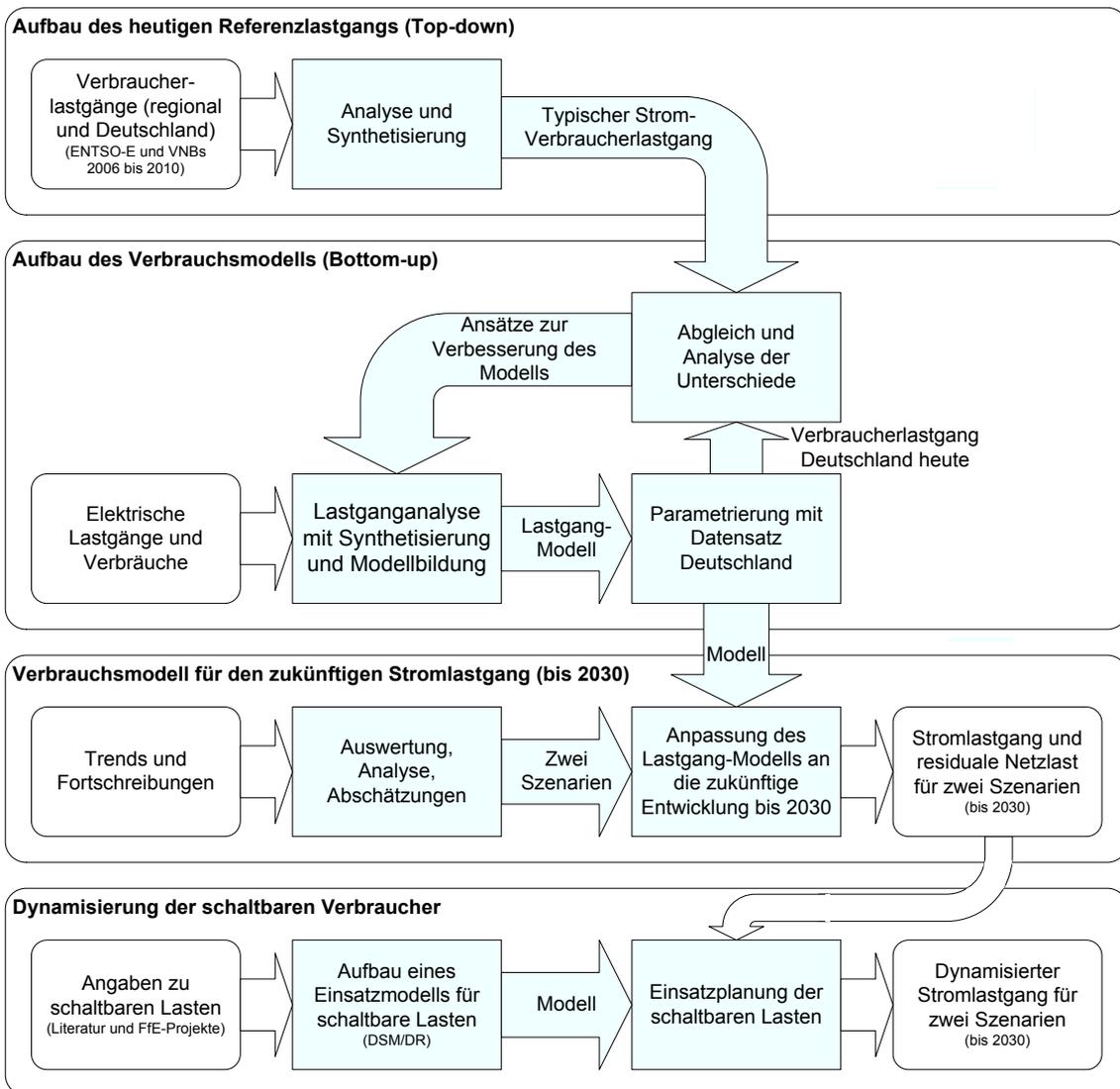
## 2.3 Zielstellung

Ziel der Arbeit war die Entwicklung einer Methodik, mit der zukünftige Lastgänge des Stromverbrauchs generiert werden können. Neben der Einbeziehung von bereits sichtbaren und von erwarteten Trends sollte auch das Verhalten flexibel schaltbarer Lasten abgebildet werden können. Weiter sollte auch eine regionale Betrachtung integriert werden können, da bei Stundenwerten des Verbrauchs z.B. das lokale Wetter oder regionale Feiertage einen starken Einfluss haben.

## 2.4 Vorstellung der Methodik

Im Folgenden soll die im Rahmen dieser Arbeit beschriebene Methodik kurz skizziert werden, um dem Leser vorab einen Überblick zu geben. Sie ist in vier aufeinander aufbauende Blöcke aufgeteilt, welche auch in **Abbildung 2-1** dargestellt sind:

- Aufbau des heutigen Referenzlastgangs
- Aufbau des Verbrauchsmodells
- Verbrauchsmodell für den zukünftigen Stromlastgang
- Dynamisierung schaltbarer Lasten



**Abbildung 2-1:** Methodik zur Generierung von dynamisierten Stromlastgängen

### Aufbau des heutigen Referenzlastgangs

Im ersten Schritt wurde ein Referenzlastgang des Verbrauchs erstellt. Der Fokus lag dabei auf der Erstellung eines für die Zeit typischen Verbraucherlastgangs ohne z.B. charakteristische Wetterphänomene oder Feiertagskonstellationen, welche nur in einzelnen Jahren vorkommen. Hierzu wurden Verbraucherlastgänge aus verschiedenen Quellen wie z.B. dem Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) oder von Verteilnetzbetreibern (VNB) mehrerer Jahre gesammelt. Daraus wurde mittels multivariater Regressionsrechnung zuerst für jeden Lastgang ein Modell des Lastgangs berechnet. Unabhängige (bzw. exogene) Variablen waren dabei z.B. Außentemperatur, Wochentag/Samstag/Sonntag sowie die Uhrzeit. Nach Prüfung der Regressionsparameter wurden die Modelle durch Zusammenfassung geeigneter Parameter zu einem vereint. Dieses Modell liefert für den Stromverbrauch einen Lastgang, der für eine Periode von mehreren Jahren typisch hinsichtlich der zeitlichen Abfolge der Stundenwerte und weiterer Eigenschaften, wie z.B. der Abhängigkeit des Verbrauchs von der Außentemperatur, ist. Wird das Modell mit einem Datensatz (z.B.

Testreferenzjahre und häufig vorkommende Feiertagskonstellation) parametrisiert, so ergibt sich der Referenzlastgang für die heutige Zeit.

Parallel dazu wurden die Einspeisegänge der regenerativen Energien mittels Regressionsrechnung modelliert, um einen zu den Testreferenzjahren passenden Einspeisegang zu erhalten. Wird dieser vom Referenzlastgang subtrahiert, ergibt sich die residuale Netzlast, welche später als Indikator für den Einsatz schaltbarer Lasten verwendet wurde.

### **Aufbau des Verbrauchsmodells**

Das Verbrauchsmodell basiert auf vielen einzelnen Modellen des elektrischen Verbrauchs, welche den Jahresenergiebedarf des Projektes *Energiezukunft 2050 /FFE-24 09/* in die zeitliche Ebene erweitern. Deren Summe füllt den Referenzlastgang von unten her auf (Bottom-up). Elektrische Lastgänge und Verbräuche einzelner Verbraucher bzw. Verbrauchergruppen aus Messungen der FfE, Simulationen der FfE und aus der Literatur wurden analysiert (z.B. Entfernen von Versorgungsunterbrechungen bei Einzelmessungen) und mittels multivariater Modelle synthetisiert. Die Zusammenführung der einzelnen Modelle bildet das Lastgang-Modell.

Die Parametrierung des Lastgang-Modells mit einem Datensatz, der für heute typische Parameter enthält, ergibt den Verbraucherlastgang. Durch die Verwendung gleicher Datensätze für das Referenz-Modell (Top-down) und das Lastgang-Modell (Bottom-up) konnte nun in einem iterativen Prozess durch Vergleich der Lastgänge geprüft werden, an welchen Stellen Unterschiede auftreten. Mittels Analyse der Unterschiede konnten abweichende Lastgang-Modelle identifiziert und angepasst werden, so dass die Lastgänge bis auf einen geringen Restlastgang deckungsgleich wurden.

Ergebnis dieses Schrittes war die stundenscharfe Information, durch welche Verbraucher ein für heute typischer Stromlastgang aufgebaut wird.

### **Verbrauchsmodell für den zukünftigen Stromlastgang**

Um das Lastgang-Modell an die zukünftigen Entwicklungen anzupassen, wurden zuerst Trends und Fortschreibungen analysiert. Dabei lag der Fokus weniger auf Zusammenhängen mit Einfluss auf den jährlichen Energieverbrauch, da diese bereits in den Basisdaten des Projektes *Energiezukunft 2050 /FFE-25 09/* enthalten sind, sondern auf Änderungen im zeitlichen Verlauf des Verbrauchs.

Zur Erweiterung des Ergebnisraumes und zur besseren Einschätzbarkeit der Sensibilität der Entwicklungen wurden aus den ermittelten Trends zwei Szenarien gebildet, welche die Entwicklungen in unterschiedlich starker Ausprägung wiedergeben. Die Szenarien wurden in die Einzelmodelle des Lastgang-Modells integriert. Die Parametrierung mit Testreferenzjahr-Wetterdaten aus dem Klimamodell REMO /UBA-02 06/ für die zukünftigen Jahre bis 2030 ergibt den zukünftigen statischen Verbraucherlastgang. Durch die Modellierung und Parametrierung mit gleichen Daten (z.B. Wetter, Wochentage, Feiertage, Zeitumstellung) erhält man einen konsistenten Datensatz, in dem regenerative Erzeugung, Energieverbrauch von Gebäuden und kalendarische Einflüsse zusammenpassen. Dieser Vorteil gegenüber der Verwendung von gemessenen Lastgängen gleicht den Nachteil des Informationsverlustes durch die Modellierung aus.

Ergebnisse dieses Schrittes waren der statische Stromverbraucherlastgang der Szenarien in den untersuchten Stützjahren bis 2030, sowie die berechnete residuale Netzlast.

### **Dynamisierung der schaltbaren Verbraucher**

Der heutige Stromlastgang kann als quasi-statisch angesehen werden, da nur ein geringer Teil der Verbraucher automatisiert geschaltet werden kann, und davon wiederum nur ein sehr kleiner Teil dynamisch (nicht wie z.B. Nachtspeicherheizungen nach temperaturabhängigem Fahrplan) geschaltet wird. Bei gegebener Wirtschaftlichkeit oder gesetzlicher Vorgabe wäre ein nennenswerter Teil der Lasten durch Verschiebung des Verbrauchs zeitweise zu- oder abschaltbar. Um die Auswirkungen eines dynamischen Schaltens von Verbrauchern (z.B. Spülmaschinen oder Laden von Elektrofahrzeugen) auf den Lastgang untersuchen zu können, wurde ein Einsatzmodell für schaltbare Lasten entworfen. Dieses Modell enthält für jedes Stützjahr und jedes Szenario Angaben zur Anzahl und Schaltbarkeit verschiedener Lasten. Auf Basis der residualen Netzlast als Indikator für den Strompreis entscheiden die Lasten, ob und wie lange sie ihren Betrieb zeitlich innerhalb der vorgegebenen Grenzen verschieben. Durch diese Änderungen im Einsatz der Verbraucher entsteht ein dynamisierter Lastgang für die zwei Szenarien. Das Einsatzmodell für schaltbare Lasten geht von einer Teilnahme der schaltbaren Lasten am Spotmarkt aus, um eine zukünftige Verbraucherlast abzuschätzen. Möglich, aber nicht zielführend wäre die Betrachtung von Leistungsmärkten für Regelenergie oder Netzstabilisierung. Die größten Unsicherheiten liegen in den Abschätzungen, wie viele Verbraucher automatisiert schaltbare Geräte installieren, und an welchen Märkten sie mit diesen Geräten teilnehmen.

Als Ergebnis erhält man die residuale Last sowie die Verbraucherlast, wobei erstere durch die verschiebbaren Lasten geglättet wird, und letztere stärker fluktuiert.

### 3 Aufbau einer konsistenten Datenbasis

Zum Aufbau typischer Verbraucherlastgänge ist eine konsistente Datenbasis notwendig, welche für den Betrachtungszeitraum typische Werte enthält. Dabei sind besonders die Wetterdaten eine wichtige Einflussgröße. In einem konsistenten Wetterdatensatz stimmt der Verlauf der solaren Einstrahlung, der für die Abschaltung der Beleuchtung notwendig ist, auch mit dem Verlauf der PV-Einspeisung überein, und die Windkrafteinspeisung basiert auf den gleichen Wetterdaten. Dadurch ergeben sich nicht nur bei dem Stromverbrauch zueinander passende Lastgänge, sondern auch bei der Berechnung der residualen Last.

Um typische Wetterdaten zu erhalten, wurden Testreferenzjahre (TRY) verwendet. Vorhandene Verbraucher- und Erzeugerlastgänge wurden mittels Regressionsmodellen auf die TRY-Jahre umgebaut, für Simulationen wurden die TRY-Lastgänge als Basis genutzt.

Als Basisjahr wurde das Jahr 2005 gewählt, da in diesem Jahr keine besonders hohe oder geringe Anzahl an Feiertagen auf Wochenenden fällt. Auch bei den zukünftigen Jahren wurde eine Verteilung der Wochentage und Feiertage wie 2005 veranschlagt, um vergleichbare Lastgänge zu erhalten, bei denen immer am gleichen Datum derselbe Wochentag vorliegt. Weiterhin mussten dadurch die Energiebilanzen nicht um die Anzahl der Feiertage/Wochenenden korrigiert werden.

#### 3.1 Definition des Bilanzumfangs

Das Ziel der Generierung eines elektrischen Verbraucherlastgangs gibt im Groben vor, welche Anlagen darin enthalten sind. Da es jedoch eine Vielzahl von statistischen Erhebungen und damit unterschiedliche Bilanzgrenzen gibt, ist eine detaillierte Beschreibung notwendig.

Im einfachsten Ansatz wären alle Stromverbraucher Deutschlands enthalten. Die meisten Studien zur zukünftigen Stromversorgung arbeiten auf Basis des Stromhandels (EEX oder Over The Counter) oder der Stromnetze. Um die Projektergebnisse auf breiter Basis nutzen zu können, ist die Reduktion des Bilanzumfangs auf den Strom, der in den Handelsbilanzen oder Netzen auftritt, sinnvoll. Dies hat auch den Vorteil, dass statistisch spärlich erfasste Größen – wie die industrielle Eigenerzeugung und Bahnstrom aus Eigenerzeugungsanlagen – nicht berücksichtigt werden müssen.

Bei der Wahl des Bilanzkreises für einen Lastgang muss auch die sich daraus ergebende Last bedacht werden. Würde man alle deutschen Verbraucher bilanzieren, dann erhielte man als maximale Last einen Wert, der deutlich über den bekannten Werten liegt. Diese Überlegungen führten zur Auswahl der ENTSO-E Verbraucherlast als Basis für den Bilanzkreis und als Referenzlastgang.

#### **ENTSO-E Verbraucherlastgang als Referenzlastgang**

Die ENTSO-E (engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity) stellt als Nachfolgeorganisation der UCTE Daten der Mitgliedsnetze bereit, unter anderem den Verbraucherlastgang in Stundenauflösung (hourly load values). Der BDEW sammelt die Lastgänge der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (TSO) und

reicht sie an die ENTSO-E (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber) zur Veröffentlichung weiter. /ENTSO-01 11/

Der Verbraucherlastgang entspricht der aggregierten Summe der Regelzonenlasten. Die Regelzonenlast bildet sich über alle Spannungsebenen für die öffentliche/allgemeine Stromversorgung. Die eingetretene Regelzonenlast berechnet sich aus der Summe der eingetretenen Erzeugung der Regelzone und dem sich tatsächlich realisierten Leistungsaustausch über die Grenzen der Regelzone abzüglich der Netzverluste. /50Hz\_2010/

In Deutschland bildet die Regelzonenlast ca. 91 % des elektrischen Verbrauchs ab /ENTSO-01 11/. Industrielle Eigenerzeugung und Bahnstrom aus Eigenerzeugung sind nicht enthalten, ebenso wie kleine KWK-Anlagen und kleine regenerative Erzeuger – da diese keine Einspeisefahrpläne und keine Angaben zur aktuellen Leistung an den Regelzonenbetreiber abgeben müssen.

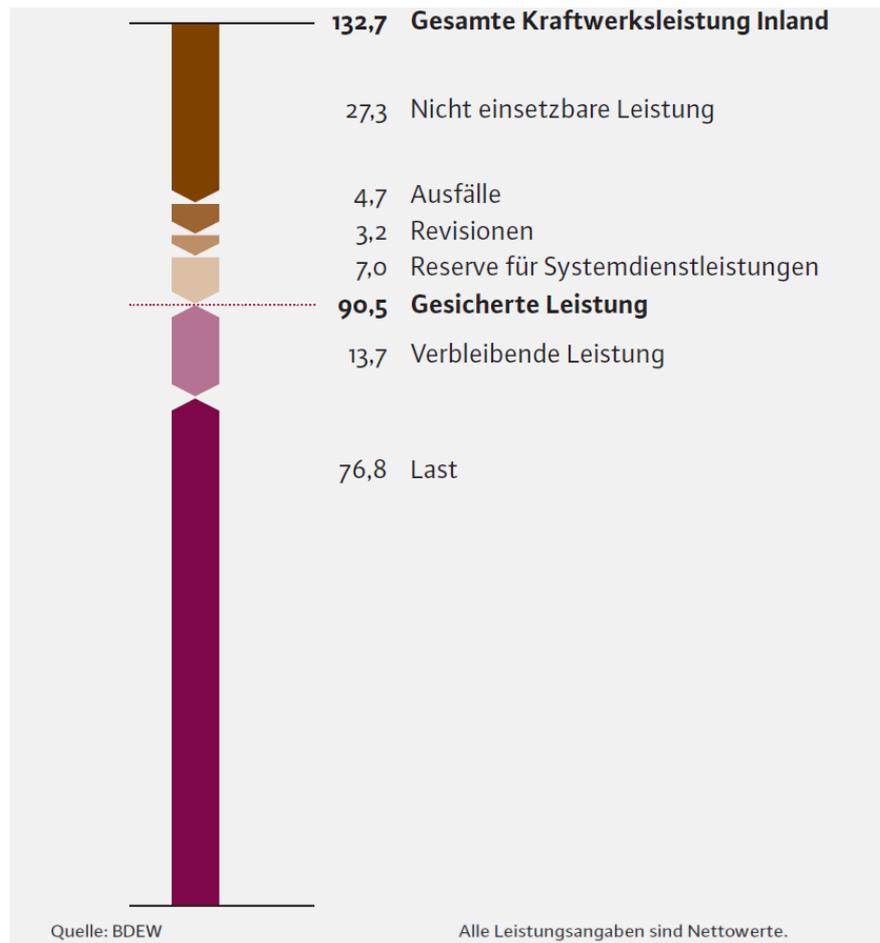
Die Verbraucherlast enthält die Netzverluste, welche proportional zum Stromverbrauch sind. Sie enthält nicht den Pumpstromverbrauch von Speicherkraftwerken und den Eigenstromverbrauch von Kraftwerken. /ENTSO-01 11/

**Tabelle 3-1** zeigt den aufsummierten Jahresstromverbrauch der ENTSO-E Verbraucherlast und zum Vergleich den Netto-Stromverbrauch des BMWi /BMWi-02 11/. Die Korrektur um industriellen KWK-Strom und Bahn-Eigenstromerzeugung ergibt eine gute Übereinstimmung der Jahresenergieverbräuche. Die Abweichungen sind durch Unterschiede in der statistischen Erhebung und durch ungenaue Daten zur Stromerzeugung der Bahn erklärbar.

**Tabelle 3-1:** *Jahresenergieverbrauchswerte der ENTSO-E Verbraucherlast (hourly load values of consumption) für Deutschland*

	Verbraucherlast der ENTSO-E in TWh	BMWi Netto- Stromverbrauch	Industrie KWK Strom	Bahnstrom in TWh	BMWi abzgl. Ind. und Bahn	Abweichung zu ENTSO-E
2006	489,5	539,6	25,1	9,1	505,4	3 %
2007	496,6	541,2	25,2	9,1	506,9	2 %
2008	494,5	542,2	25,9	9,1	507,2	3 %
2009	459,8	491,1	27,5	9,1	454,5	-1 %
2010	488,7	509,0	29,5	9,1	470,4	-4 %

Die „Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast“ (vgl. **Abbildung 3-1**) des BDEW ist die Grundlage für die meisten Studien und Diskussionen zur Verbraucherlast in Deutschland. Die in der Abbildung gezeigte Last basiert auf den Lastgängen der ENTSO-E Verbraucherlast. Somit hat die Wahl der ENTSO-E Verbraucherlastgänge als Basis für diese Arbeit den Vorteil, dass die Lasten mit den in vielen Studien genannten übereinstimmen.



**Abbildung 3-1:** *Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2008 in GW / BDEW-03 10/*

### Verbraucher-Stromlastgang

Der in dem Projekt generierte Verbraucher-Stromlastgang beinhaltet den gesamten, von den Verbrauchern (wie z.B. Motoren oder Beleuchtung an Verteilerschränken oder Steckdosen) abgenommenen Strom als Leistungswerte über ein Jahr. Analog den ENTSO-E Verbraucherlastgängen enthält er keine industrielle Eigenerzeugung und nicht den selbst erzeugten Strom der Bahn. Der von der Bahn aus dem Verbundnetz bezogene Strom ist enthalten. Dieser Stromlastgang unterscheidet sich von dem an den Übergabestellen zum Kunden aufgezeichneten Strom um die selbst genutzte Stromeigenerzeugung.

Der dynamisierte Verbraucherlastgang beinhaltet auch schaltbare Verbraucher. Die Annahmen zu schaltbaren Verbrauchern wurden so getroffen, dass der Lastgang dem Fahrplan des Verbrauchs ca. eine Stunde vor Leistungserbringung entspricht. Es wird angenommen, dass eine Stunde vor Leistungserbringung auch die Einspeiseprognosen der regenerativen Energieerzeugung so genau sind, dass reale Erzeugerlastgänge ohne Berücksichtigung der kurzfristigen Prognosefehler verwendet werden können.

Systemdienstleistungen wie die Erbringung von Regelleistung oder das Schalten von Verbrauchern zur Netzstabilisierung sind nicht enthalten. Der Einsatz von Regelleistung sollte ein stochastischer Prozess sein, der im zeitlichen Mittel zu Null wird, womit er in typischen Lastprofilen nicht enthalten sein darf. Eine

Netzstabilisierung sollte nur in Ausnahmefällen notwendig sein und durch Netzausbau soweit reduziert werden, dass es keine regelmäßigen oder planbaren Einsätze gibt.

## 3.2 Rahmendaten

Die Ergebnisse der Arbeit sind stark von den durch die Rahmenbedingungen vorgegebenen Entwicklungen geprägt. Im Folgenden werden die wichtigsten Rahmenbedingungen vorgestellt.

### KW21-Rahmenbedingungen

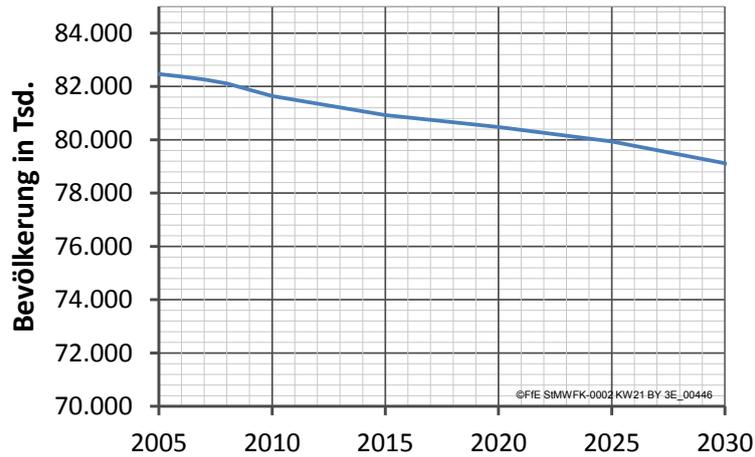
Im Verbundprojekt KW21 Phase II gab es fünf Energieprojekte, von denen drei (BY 1E Energiespeicher, BY 2E Elektrostraßenfahrzeuge zum Lastmanagement und BY 3E Lastprognosen) über den Stromverbrauch eng verknüpft sind. Um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten und um auf den Ergebnissen der anderen Projekte aufbauen zu können, wurden gemeinsame Rahmenbedingungen definiert.

Hierzu wurden unter Federführung des Lehrstuhls für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) der TU München (BY 1E) verschiedene aktuelle Studien (EWI/PRO-01 05, FFE-12 08, BMU-07 10, BMU-08 10, UBA-06 10, SRU-01 11) vergleichend gegenüber gestellt und die dahinter stehenden Annahmen diskutiert. Daraus wurden zwei plausible Szenarien für die Rahmenbedingungen ausgewählt:

- Als obere Grenze des Verbrauchs wurde das Szenario "60/plus3" entworfen: 60 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 (57 % bis 2030) bei steigendem Bruttostromverbrauch (ca. + 3 % bis 2050).
- Das Szenario "80/minus15" stellt ein grünes Szenario dar, bei dem nicht alle heute geplanten Effizienzmaßnahmen greifen: 80 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 (59 % bis 2030) bei sinkendem Bruttostromverbrauch (ca. - 15 % bis 2050).

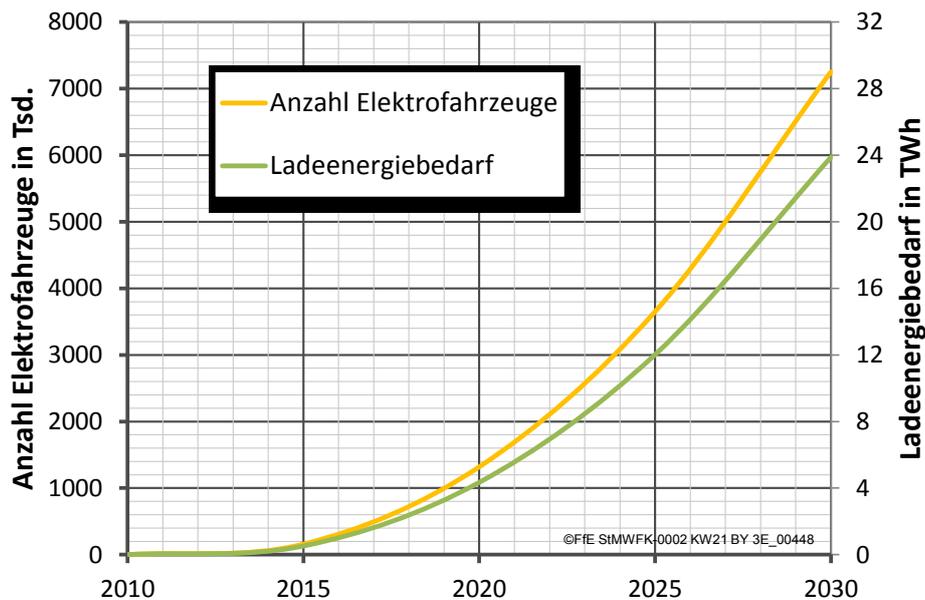
In dieser Arbeit wird nur der Zeitraum bis 2030 betrachtet, bis zu diesem Jahr sind die Anteile Erneuerbarer Energien entsprechend des Ausbaus und der zeitlichen Änderung des Bruttostromverbrauchs geringer.

In beiden Szenarien sinkt die Bevölkerung moderat von 81,6 Mio. im Jahr 2010 auf 79,1 Mio. im Jahr 2030, was einem Rückgang von 3,1 % in 20 Jahren entspricht (vgl. **Abbildung 3-2**).



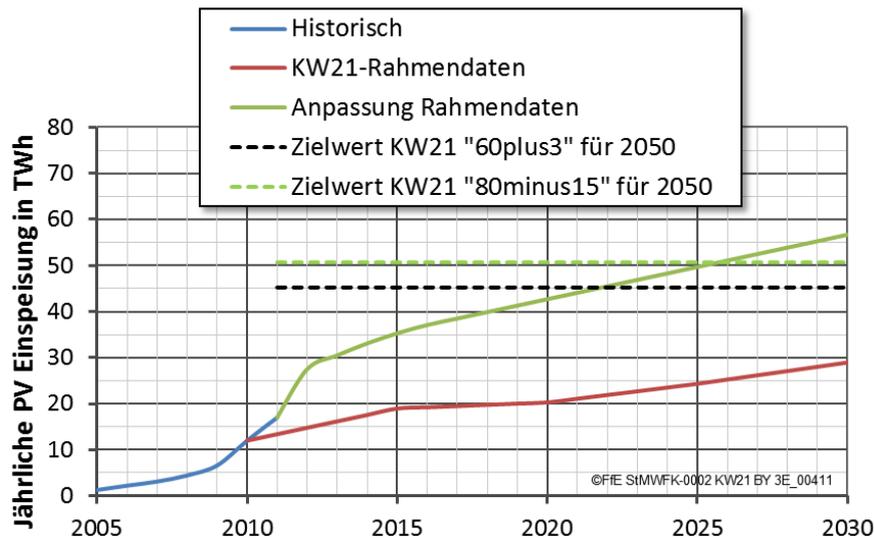
**Abbildung 3-2:** *Entwicklung der Bevölkerung in Deutschland bis zum Jahr 2030*

Es wird erwartet, dass die Anzahl der Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2030 auf ca. 7,2 Mio. ansteigt. Bei einem Jahresstromverbrauch von durchschnittlich 3,3 MWh pro Fahrzeug ergibt sich bis zum Jahr 2030 der in **Abbildung 3-3** gezeigte Ladeenergiebedarf von 23,9 TWh.



**Abbildung 3-3:** *Anzahl und Ladeenergie der Elektrofahrzeuge*

Der Ausbau der Photovoltaik im Jahr 2011 lag mit ca. 7,5 GW deutlich über den Erwartungen. Dies führte zu einer Reduktion der EEG-Förderung um ca. 30 % und zur Aufnahme einer Anpassung der EEG Vergütungen, um im geplanten Ausbaupfad zu bleiben. So wird nach dem neuen EEG § 20a „Absenkung der Vergütung von Strom aus solarer Strahlungsenergie“ die Vergütung gesenkt, sobald der jährliche Ausbau 3,5 GW überschreitet. In dem aktuellen Änderungsentwurf für das EEG wird zusätzlich ein neuer Ausbaukorridor für PV definiert. Der erwünschte und somit wohl geförderte mittlere Ausbau sinkt von je 3 GW in 2012 und 2013 anschließend um jährlich 400 MW bis 2017 und wird dann mit 1.400 MW fortgeführt (siehe grüne Linie in **Abbildung 3-4**).

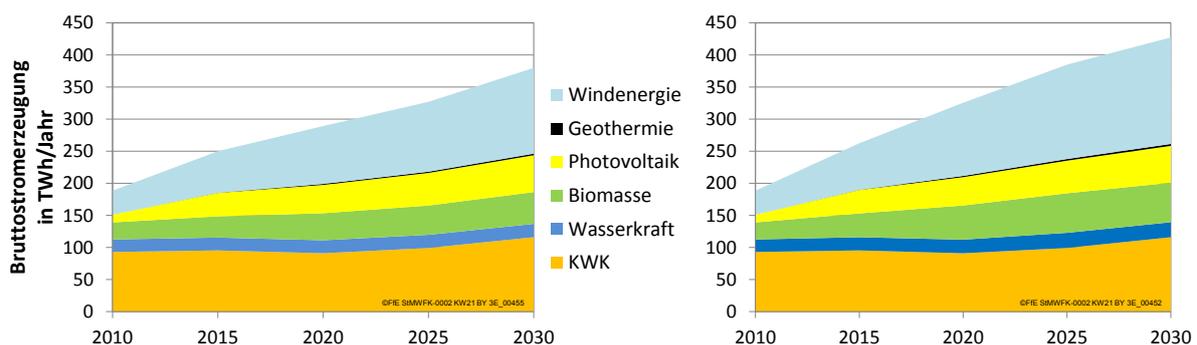


**Abbildung 3-4:** *Anpassung des PV-Ausbaus an die aktuelle Entwicklung*

Da die Einhaltung dieser Ausbaupläne mittels Anpassungen der Einspeisevergütung reguliert wird, kann angenommen werden, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit deutlich höher ist als bei den anderen Rahmenbedingungen. Daher wird für alle Szenarien dieser PV-Ausbaupfad angenommen. Dadurch ergibt sich die Erreichung der nach den bisherigen KW21-Rahmendaten für das Jahr 2050 angesetzten Einspeisemengen bereits ca. 25 Jahre früher.

Die Einspeisemengen der weiteren regenerativen Energien werden unverändert übernommen, da deren Ausbaugeschwindigkeit den KW21-Rahmenbedingungen entspricht. Die anderen KW21-Projekte konnten diese Anpassungen leider nicht mehr aufnehmen, da die Projekte kurz vor Abschluss standen.

So ergibt sich die in **Abbildung 3-5** gezeigte jährliche Bruttostromerzeugung für regenerative Energien und KWK bis zum Jahr 2030.



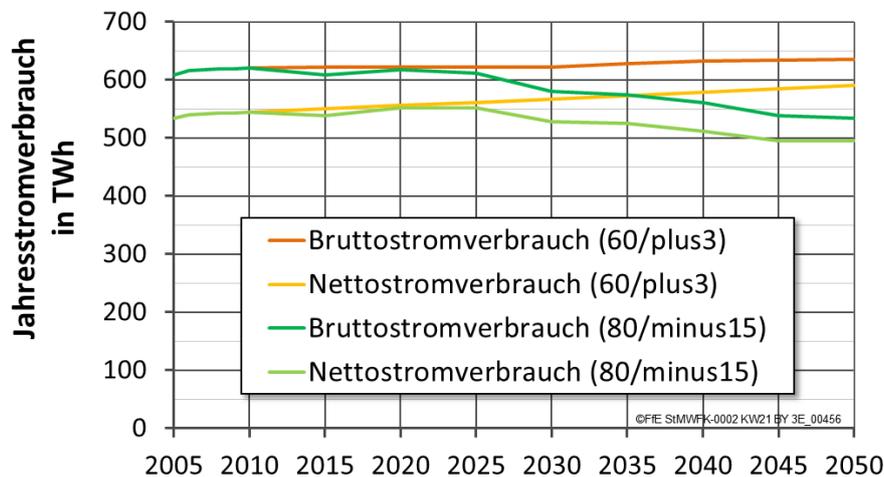
**Abbildung 3-5:** *Bruttostromerzeugung der Erneuerbaren Energien mit KWK bis 2030 (links Szenario „60/plus3“, rechts Szenario „80/minus15“)*

In **Tabelle 3-2** ist die Bruttostromerzeugung der Erneuerbaren Energien tabellarisch dargestellt, links für das Szenario „60/plus3“, rechts für „80/minus15“.

**Tabelle 3-2:** *Bruttostromerzeugung der Erneuerbaren Energien*

60/plus3						80/minus15					
BAU	Bruttostromerzeugung in TWh/Jahr					DSM/DR	Bruttostromerzeugung in TWh/Jahr				
	2010	2015	2020	2025	2030		2010	2015	2020	2025	2030
Wasserkraft	19,5	20,0	20,3	20,5	20,8	Wasserkraft	19,5	20,5	21,2	23,6	23,4
Biomasse	26,5	33,1	42,1	45,6	49,5	Biomasse	26,5	37,1	53,2	58,4	57,9
Photovoltaik	12,0	36,5	44,1	50,8	57,4	Photovoltaik	12,0	36,5	44,1	50,8	57,4
Geothermie	0,0	0,3	1,5	1,9	2,4	Geothermie	0,0	0,3	1,9	2,4	2,8
Windenergie	37,5	64,7	90,2	108,9	133,6	Windenergie	37,5	72,6	114,0	139,5	156,1
KWK	93,0	95,4	91,0	99,2	116,0	KWK	93,0	95,4	91,0	99,2	116,0

In **Abbildung 3-6** sind Brutto- und Nettostromverbrauch für die zwei Szenarien dargestellt. Für beide Szenarien wurde angenommen, dass die Elektromobilität die gleiche Energie benötigt. Dies führt dazu, dass in dem Szenario „60/plus3“ zuerst der Stromverbrauch durch eine höhere Effizienz der Verbraucher sinkt. Bis zum Jahr 2020 wird dies durch den steigenden Energieverbrauch der Elektromobilität überkompensiert, bis ab dem Jahr 2025 der Energieverbrauch durch weitere Fortschritte bei der Energieeffizienz und dem Energiesparen wieder sinkt.

**Abbildung 3-6:** *Brutto- und Nettostromverbrauch der KW21-Rahmendaten bis zum Jahr 2050*

Die in dieser Arbeit betrachteten Lastgänge sind Verbraucherlastgänge und entsprechen damit dem Nettostromverbrauch.

### Energiezukunft 2050

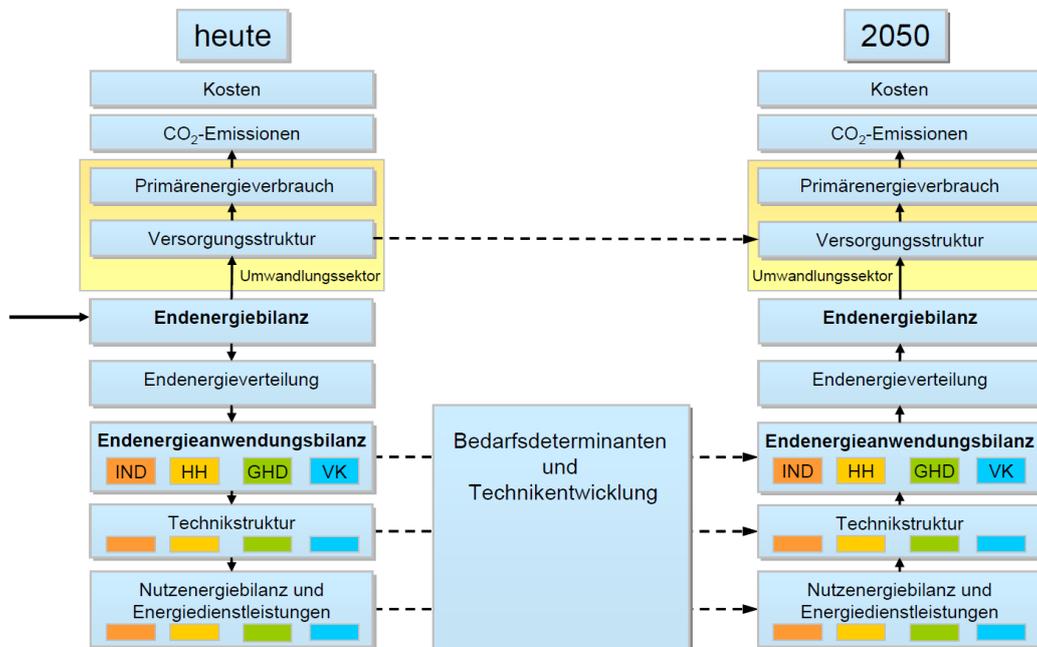
Die der Arbeit zugrunde gelegten Rahmendaten der Energieverbräuche einzelner Geräte als Basis für die Lastgänge wurden dem Projekt Energiezukunft 2050 /FFE-25 09/ übernommen und an die Szenarien angepasst.

Im Projekt Energiezukunft 2050 wurde zunächst der Ist-Zustand des Energieverbrauchs in Deutschland detailliert untersucht. Unter Zugrundelegung der eingesetzten Technologien kann der Bedarf an Energiedienstleistungen ermittelt werden, dessen zeitliche Entwicklung die Grundlage der Fortschreibung bildet.

Wie in **Abbildung 3-7** dargestellt, wurde für die Anwenderseite – ausgehend von der Endenergiebilanz – eine Analyse der Endenergieanwendungsbilanz durchgeführt, differenziert nach den Anwendungsarten in den einzelnen Sektoren. Daran anschließend wurde der Technikbestand zur Bereitstellung der Nutzenergie bzw. der Energiedienstleistungen in den jeweiligen Sektoren analysiert. Vom Gesichtspunkt des heutigen

und des prognostizierten Standes der Technik wurden mögliche langfristige Trends betrachtet, die eine Abschätzung über die Entwicklung der Bedarfsdeterminanten und der Technik ermöglichen.

Aus dieser Entwicklung des Energiebedarfs wurde wiederum auf den zukünftigen Endenergieverbrauch zurückgerechnet. Dieser bildet die Basis für die Fortschreibung der Versorgungsstruktur, aus der letztlich der Primärenergieverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionen bestimmt werden können. /FFE-25 09/



**Abbildung 3-7:** Schematische Darstellung der Vorgehensweise im Projekt „Energiezukunft 2050“ /FFE-25 09/

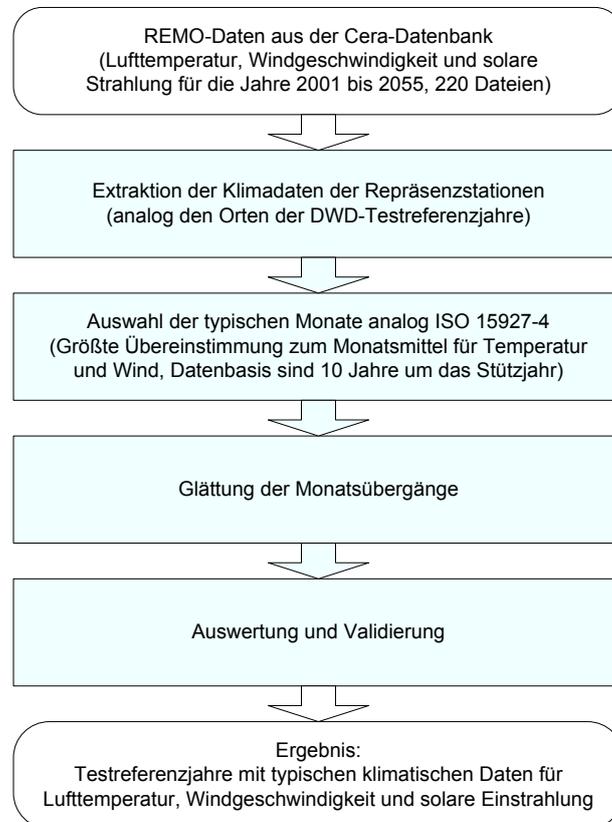
### 3.3 Aufbau von Testreferenzjahren

Um eine konsistente Datenbasis mit typischen Wetterdaten zu erhalten und um mögliche Auswirkungen der Klimaverschiebung untersuchen zu können, wurden nach der Prüfung, ob es bereits passende Arbeiten gibt, eigene Testreferenzjahre entworfen.

Die Recherche verschiedener Klimamodelle ergab, dass das regionale Klimamodell REMO /UBA-02 06/ des Umweltbundesamtes zur Bildung von Wetter-Testreferenzjahren wegen der lokal und zeitlich hochaufgelösten Datenbasis am besten geeignet ist. Ein Vergleich der Ergebnisse verschiedener Klimamodelle ist im Anhang in Abbildung 11-14 gezeigt.

Würde man die Wetterdaten für die Stützjahre direkt verwenden, dann würde man auch selten vorkommende Wetterphänomene, die für diesen Zeitraum nicht typisch sind, in das Modell integrieren. Um dies zu vermeiden, wurden nach EN ISO 15927-4 /DIN-03 03/ Testreferenzjahre erstellt, das Vorgehen ist in **Abbildung 3-8** skizziert. Dabei werden in einem Intervall von 5 Jahren vor und nach dem untersuchten Stützjahr für jeden Monat Mittelwerte der Außentemperatur, Windgeschwindigkeit und solaren Einstrahlung gebildet. Dann wird mit gewichteten Faktoren für jeden Monat

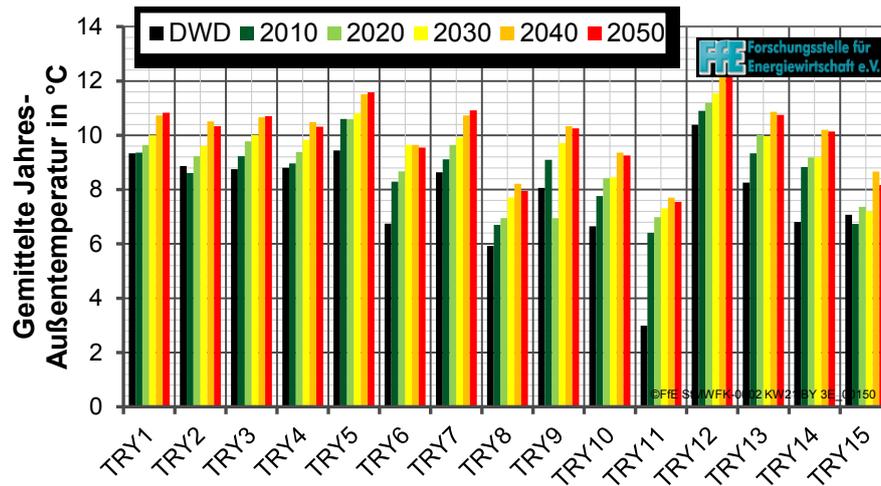
entschieden, welcher Monat in dem Intervall typisch ist. Das Testreferenzjahr setzt sich dann aus typischen Monaten verschiedener Jahre zusammen. Um keine Sprünge beim Übergang zwischen den Monaten zu erhalten, werden schließlich noch Übergangsfunktionen eingefügt.



**Abbildung 3-8:** Vorgehen zur Erstellung von Testreferenzjahren

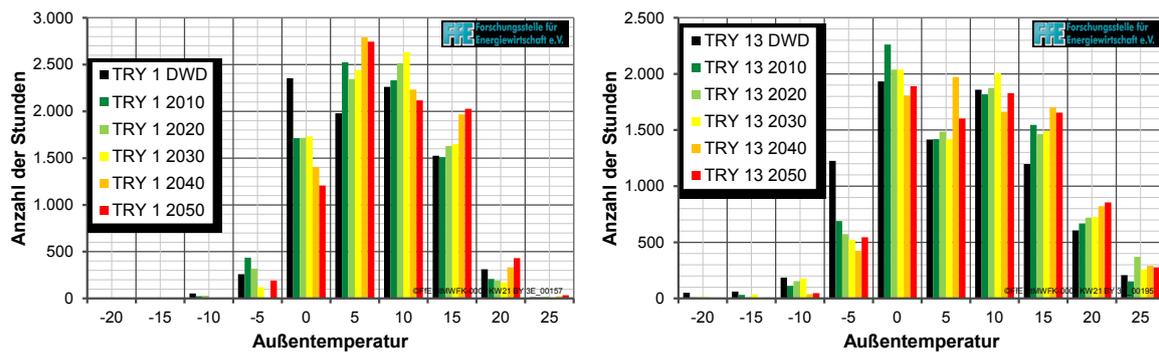
Für alle 15 Klimaregionen, die in den Testreferenzjahren des Deutschen Wetterdienstes (DWD) enthalten sind, wurden Testreferenzjahre aus den Ergebnissen des Klimamodells REMO für die Jahre 2010 bis 2050 gebildet. Dabei wurden bewusst einzelne Standorte und keine gemittelten Daten für Regionen zu Grunde gelegt, da für die weitere Verwendung der Daten in Modellen wie z.B. zur Ermittlung des Klimatisierungsbedarfs, möglichst authentische Daten benötigt werden, was bei der Mittelung mehrerer Orte nicht mehr gegeben ist. Die Daten wurden bis zum Jahr 2055 betrachtet, um besser zwischen Trends und zufälligen Ereignissen unterscheiden zu können.

**Abbildung 3-10** zeigt die mittlere Jahresaußentemperatur der TRY-Jahre des DWD (schwarz) und der Auswertung der REMO-Klimadaten für die Jahre 2010 (grün) bis 2050 (rot). In den meisten Regionen ist ein stetiger Temperaturanstieg zu beobachten. Die Region TRY6 (Nördliches und westliches Mittelgebirge Deutschlands) hat mit ca. 0,8 K zwischen 2010 und 2050 den geringsten Temperaturanstieg. Die Region TRY13 (Schwäbisches und fränkisches Stufenland und Alpenvorland) liegt mit ca. 1,1 K im Mittelfeld. Die höchste Temperaturänderung tritt laut dem Klimamodell mit ca. 2 K in der Region des TRY9 (Thüringer Becken und Sächsisches Hügelland) auf.



**Abbildung 3-9:** *Mittlere Jahresaußentemperaturen in den TRY-Regionen*

Betrachtet man die Häufigkeitsverteilung der Außentemperaturen auf Stundenbasis in **Abbildung 3-10** (und im Anhang in Abbildung 11-3 bis Abbildung 11-10), so zeigt sich das theoretisch erwartete Verhalten (vgl. Abbildung 5-3) einer Verschiebung der Häufigkeit hin zu höheren Temperaturen, wobei auch weiterhin kalte Tage auftreten.



**Abbildung 3-10:** *Häufigkeitsverteilung der Außentemperaturen in den TRY-Regionen*

Wenn die höheren Temperaturen in der Heizperiode auftreten, dann ist von einer Verringerung des Heizwärmebedarfs auszugehen. Die Berechnung der Heizgradtagszahl in **Abbildung 3-11** zeigt eine deutliche Reduktion der zu erwartenden Heizlast, je nach Region ca. 10 % bis 20 % bis zum Jahr 2050.

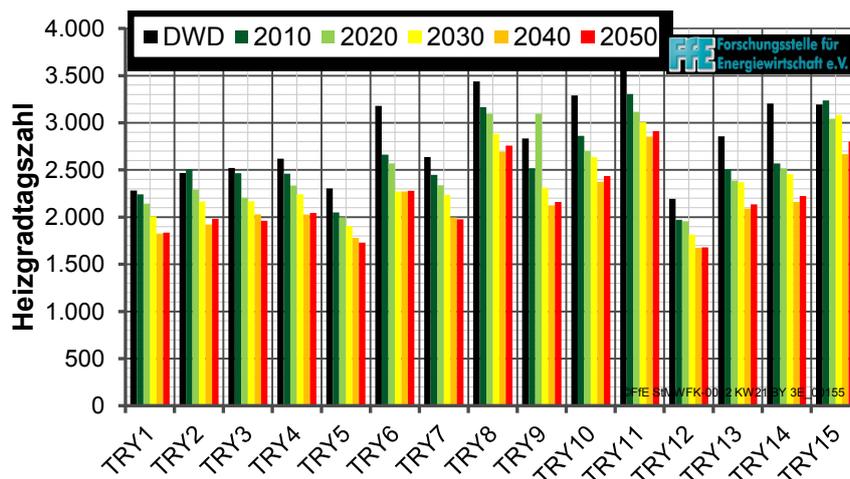


Abbildung 3-11: Veränderung der Heizgradtagszahl in den TRY-Regionen

Für Kondensationskraftwerke kann dies bedeuten, dass durch die höhere Temperatur der Flüsse auch die Anzahl der Tage steigt, in denen zur Vermeidung von zu hohen Kühlwassertemperaturen nur mit begrenzter Leistung gefahren werden darf. Interessant wäre auch die Prüfung, ob mit den höheren Außentemperaturen auch die Kondensationstemperatur steigt, was zu einem geringeren Nutzungsgrad des Kraftwerks führt.

Die höheren Temperaturen treten auch im Sommer auf und verändern damit auch den Kältebedarf für Klimatisierung. In **Abbildung 3-12** ist die Kühlgradtagszahl für die betrachteten Regionen dargestellt. Es ergibt sich eine deutliche Erhöhung, im Mittel um ca. 30 %. Durch die geringere Anzahl an Kühlstunden ist die Streuung deutlich höher als bei der Heizgradtagszahl. Der höchste Kühlbedarf tritt in den niedrigeren Lagen von Bayern (TRY13) und Baden-Württemberg (TRY12, 14) auf. So wird erwartet, dass die Jahreshöchstlast wegen der Klimaanlage zukünftig eher im Sommer auftreten wird.

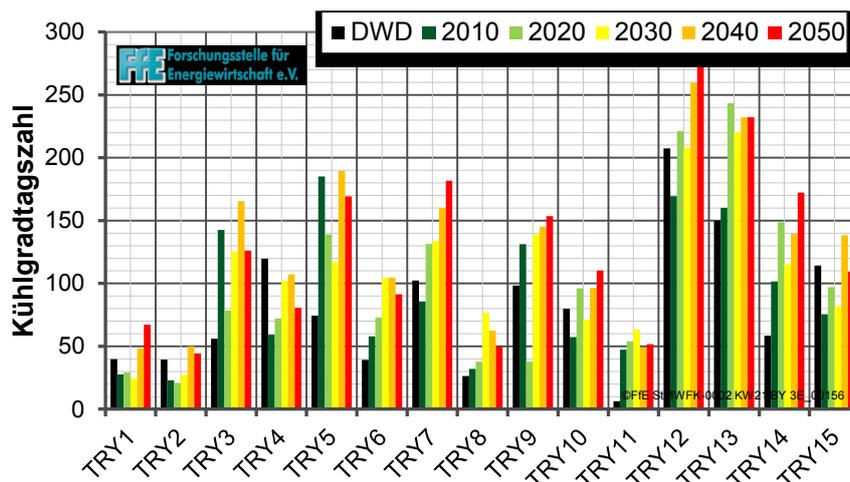
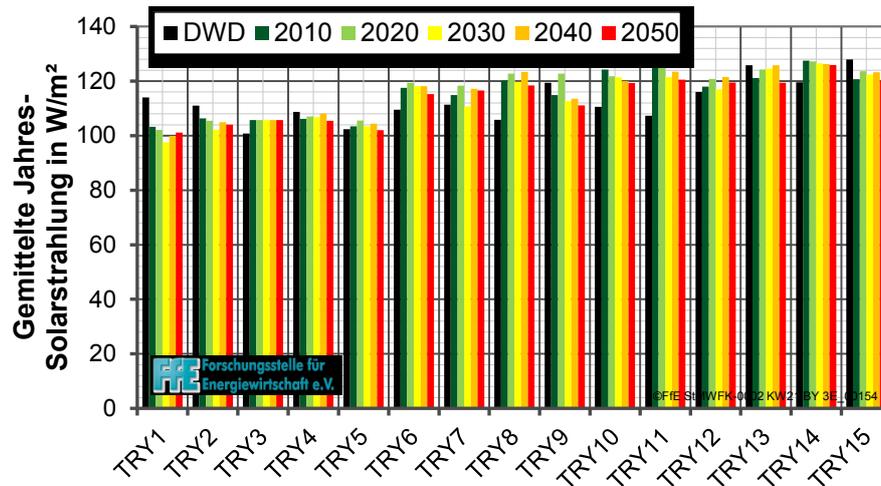


Abbildung 3-12: Veränderung der Kühlgradtagszahl in den TRY-Regionen

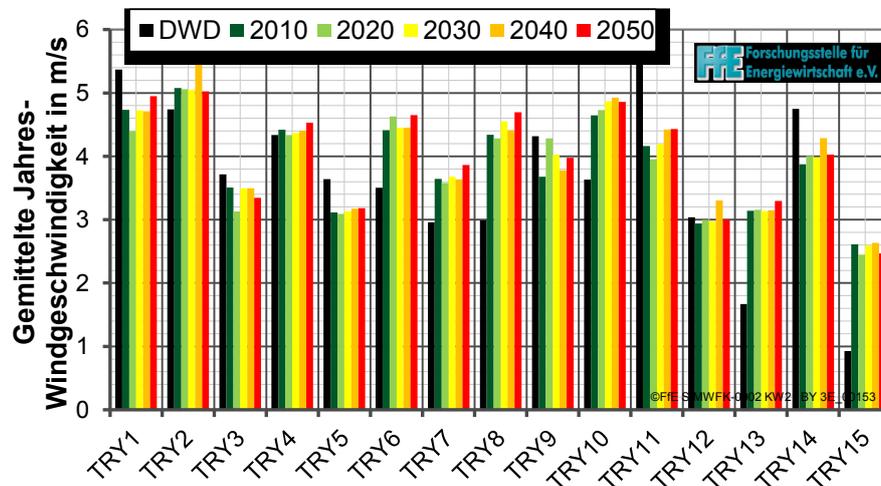
Die Betrachtung der solaren Einstrahlung zeigt, dass es nur eine geringe Variation gibt. Im Mittel zeigt sich eine leichte Abnahme der Globalstrahlung um ca. 1,5 % (vgl. **Abbildung 3-13**). Dies wird durch vermehrte Wolkenbildung bzw. höhere Feuchte in der Atmosphäre erklärt. Im Vergleich zu den Unsicherheiten in den Ausbauprognosen

der PV-Anlagen und hinsichtlich der Genauigkeit der Modelle ist dies jedoch zu vernachlässigen.



**Abbildung 3-13:** *Mittlere solare Einstrahlung in den TRY-Regionen*

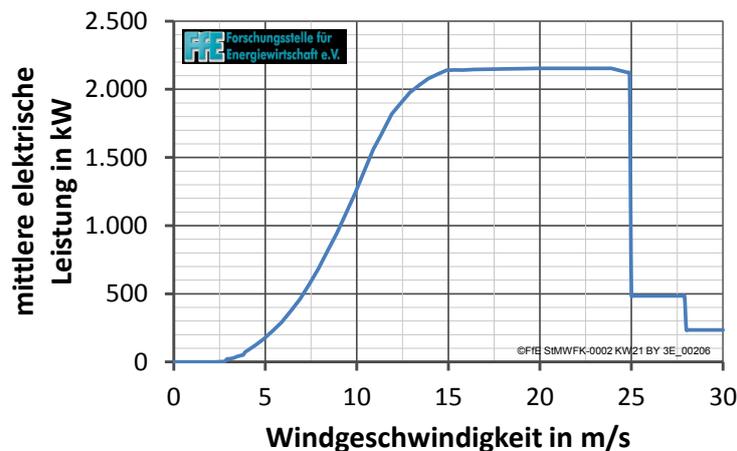
Die mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten in **Abbildung 3-14** zeigen keinen eindeutigen Trend. Entsprechend der Auswahl von typischen Monaten ergibt sich eine Streuung, welche auch beim Vergleich der zurückliegenden Windjahre zu beobachten ist. Bedenkt man zusätzlich die Prognosefehler in den Ausbauszenarien der Windenergie, so kann für die Modellierung von gleichbleibenden Windgeschwindigkeiten ausgegangen werden.



**Abbildung 3-14:** *Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in den TRY-Regionen*

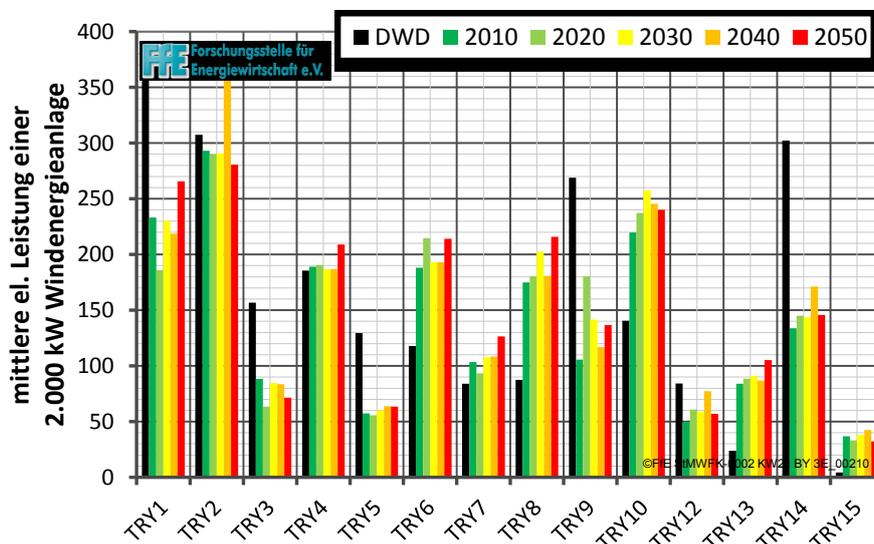
Während die PV-Erzeugung linear mit der solaren Einstrahlung einhergeht, zeigt der Ertrag von Windkraftanlagen ein nicht-lineares Verhalten. Trotz konstanter mittlerer Windeschwindigkeit könnten Unterschiede in der Häufigkeit von Geschwindigkeitsbereichen auftreten, welche sich auf die Erträge von Windkraftanlagen auswirken. Um Aussagen zum zukünftigen Ertrag von Windkraftanlagen treffen zu können, wurde der Ertrag einer Windkraftanlage mit 2 MW auf Basis der Windgeschwindigkeiten simuliert. Die hierzu genutzte mittlere Leistungskennlinie einer 2 MW Anlage ist in **Abbildung 3-15** dargestellt. Da die Abschaltgeschwindigkeit je nach Hersteller und

Anlage variiert, wurde die Abschaltung über 25 m/s gestuft in die Leistungskennlinie aufgenommen.



**Abbildung 3-15:** Leistungskennlinie einer mittleren Windkraftanlage mit 2 MW

Der berechnete Ertrag der Windkraftanlagen in **Abbildung 3-16** zeigt an manchen Standorten eine hohe Fluktuation zwischen den Jahren. Tendenziell ist ein steigender Ertrag festzustellen, welcher jedoch geringer als die Fluktuation zwischen einzelnen Jahren ist. Die großen Unterschiede zwischen den Werten des DWD (z.B. in TRY14) und den Ergebnissen des Klimamodells REMO sind durch die Exponiertheit der Standorte (DWD Messstation liegt auf einem Hügel oder liegt im Tal) zu erklären, die REMO-Daten enthalten den Geländeverlauf in geringerer Auflösung.



**Abbildung 3-16:** Ertrag einer 2 MW Windkraftanlage in den TRY-Regionen

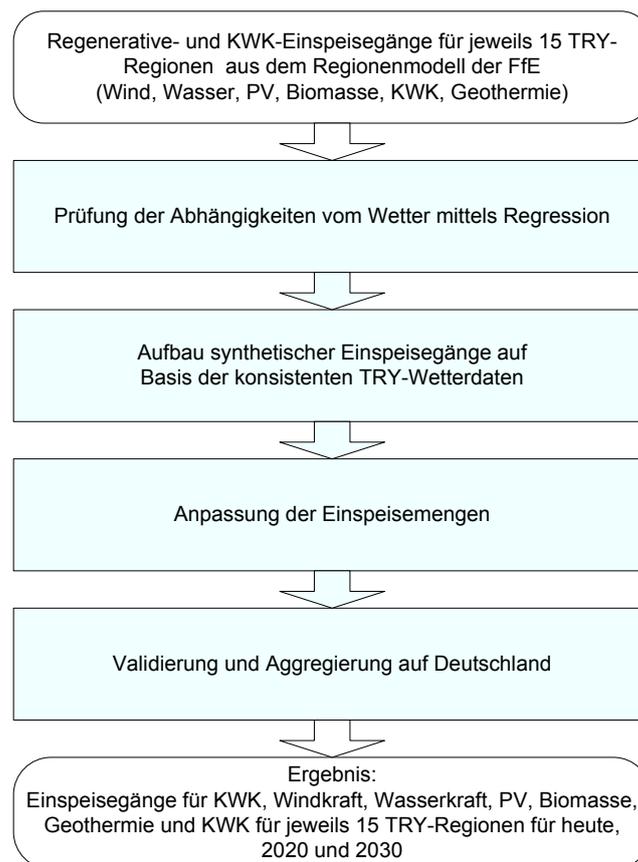
Für die Wasserkraft wird in den Klimamodellen eine Verschiebung der Regentage vom Sommer hin zum Winter erwartet. Da der Regen dann aber verstärkt im Winter und in der Übergangszeit fällt, also in Zeiten, in denen heute schon viel Wasser vorhanden ist, kann ein steigender Anteil des Wassers nicht genutzt werden, auch wenn die Jahresniederschlagsmenge konstant bliebe. Da in dieser Arbeit der Fokus auf Verbraucherlastgängen liegt, wurde dies nicht untersucht.

### 3.4 Synthetisierung von regenerativen Einspeisegängen

Zur Bildung der residualen Last wurden Einspeisegänge von regenerativen Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen benötigt. Um für zukünftige Jahre regenerative Einspeisegänge auf Basis von heutigen Einspeisegängen generieren zu können, wurden die TRY-Wetterdaten genutzt.

Quelle der Einspeisegänge ist das Regionenmodell der FfE /FFE-01 12/, /FFE-28 09/, /ROON-02 11/. In diesem Modell wird – ausgehend von einer integralen Betrachtung Deutschlands – die örtliche Auflösung bis auf die Ebene von Regionen oder Gemeinden erhöht, um Effekte dezentraler Energieanlagen im Zusammenspiel mit zentralen Großanlagen untersuchen zu können. Damit kann für Deutschland die Energiebereitstellung aus regenerativen Anlagen und KWK-Anlagen zeitlich und örtlich aufgelöst ermittelt werden.

Um von den auf realen heutigen Wetterdaten basierenden Zeitreihen auf zukünftige Einspeisegänge zu schließen, wurde die in **Abbildung 3-17** dargestellte Methodik angewendet. Zuerst wurde für jede Technik (Wind, PV, usw.) mit Regressionsmodellen bestimmt, wie hoch die Abhängigkeit von den Einflussfaktoren wie Außentemperatur, Windgeschwindigkeit, solarer Einstrahlung und weiteren Parametern ist.



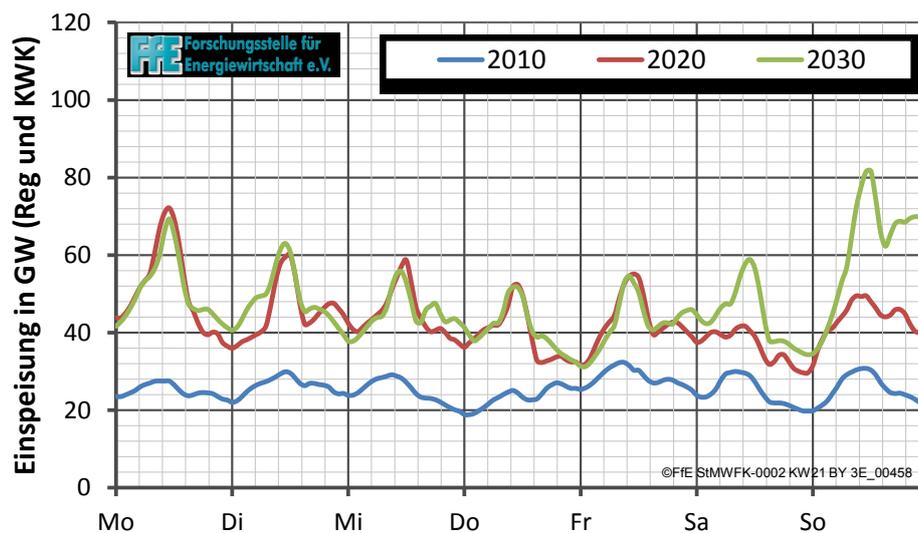
**Abbildung 3-17:** Vorgehen zum Aufbau von regenerativen Einspeisegängen

Bei Windkraft wurde der nicht lineare Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Einspeiseleistung beachtet. Mit diesen Abhängigkeiten wurden mit den TRY-Wetterdaten für heute, 2020 und 2030 synthetische Einspeisegänge für jede TRY-Region aufgebaut. Die Anpassung an die in den Rahmendaten in Kapitel 3.1 abgestimmten

Jahresenergiemengen erfolgte durch Skalierung. Dabei wird nicht berücksichtigt, dass der Ausbau von PV und Windkraft auf zunehmend schlechteren Standorten stattfinden wird, da die guten bereits belegt sind. Ebenso unberücksichtigt blieb die Verbesserung der räumlichen Verteilung der Offshore-Windkraft, was zu gleichmäßigeren Einspeisungen führt. Gegenüber der nur auf Schätzungen beruhenden Ausbaugeschwindigkeit haben diese Abweichungen vergleichsweise geringe Auswirkungen auf die Einspeisegänge und können damit toleriert werden.

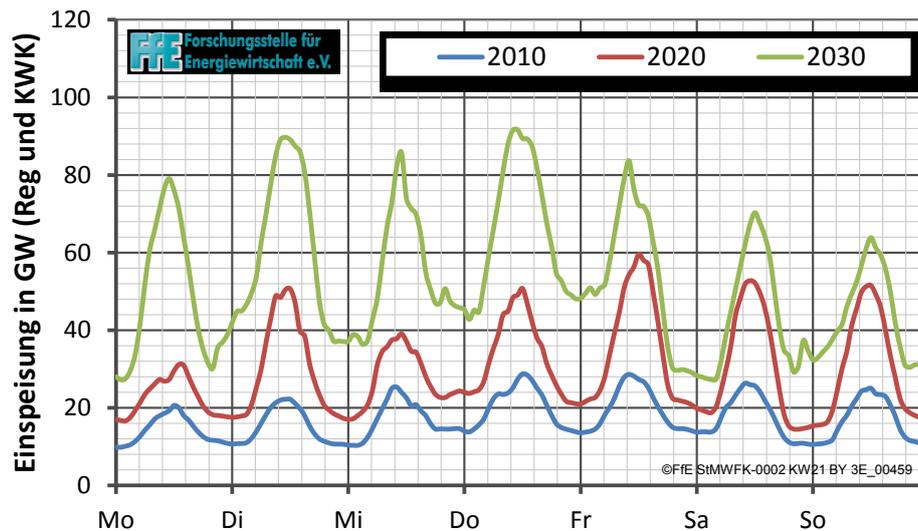
Nach der Validierung der 270 Einzellastgänge wurden die TRY-Regionen zu einem deutschen Gesamtlastgang der regenerativen Einspeisung und KWK-Anlagen für heute, 2020 und 2030 zusammengefasst.

In **Abbildung 3-18** und **Abbildung 3-19** sind beispielhaft Lastgänge für eine Winterwoche (Kalenderwoche 2 vom 17.01. bis 23.01.) und für eine Sommerwoche (Kalenderwoche 23 vom 13.06. bis 19.06.) dargestellt. Als blaue Linie ist die dem heutigen Wetter entsprechende Einspeisung dargestellt. Der Tagesgang der PV-Anlagen ist besonders im Sommer schon deutlich zu sehen; wegen der gegenüber KWK-Anlagen, Laufwasserkraftwerken und Windkraft eher geringen Einspeisung sind die Spitzen noch moderat.



**Abbildung 3-18:** *Regenerativer und KWK-Einspeisegang für heute, 2020 und 2030 für eine Winterwoche (KW 2)*

In der Winterwoche zeigen die Einspeisegänge der Jahre 2020 und 2030 relativ ähnliche Verläufe. Im Sommer hingegen ist durch den Ausbau der Windkraft nachts eine höhere Leistung zu sehen, der PV-Ausbau zeigt sich durch höhere Spitzen zur Mittagszeit.



**Abbildung 3-19:** *Regenerativer und KWK-Einspeisegang für heute, 2020 und 2030 für eine Sommerwoche (KW 23)*

In **Tabelle 3-3** ist eine Zusammenfassung der Einspeisegänge dargestellt. Dabei fällt auf, dass die maximale Erzeugung deutlich steigt, die minimale jedoch kaum. Dies liegt daran, dass KWK und Wasserkraft, welche eine zuverlässige Grundeinspeisung liefern, kaum ausgebaut werden. Der geringe Anstieg der Grundlast resultiert hauptsächlich aus der stochastischen Einspeisung von Windkraft und PV. Die maximale Leistung wird schon im Jahr 2020 höher sein als die heute benötigte Kraftwerksleistung. Wenn Speicher noch zu teuer sind, wird diese überschüssige Leistung entweder durch Export oder Drosselung der Einspeiser kompensiert.

**Tabelle 3-3:** *Auswertung der Einspeisegänge der regenerativen Erzeugung und der KWK-Anlagen*

	heute	Szenario 60/plus3		Szenario 80/minus15	
		2020	2030	2020	2030
Minimale Erzeugung in GW	7	11	13	13	15
Maximale Erzeugung in GW	40	86	109	97	120
Jahreserzeugung in TWh	167	289	380	325	427
Volllaststunden	4.200	3.400	3.500	3.400	3.600

Die Vollbenutzungsstunden sind heute wegen des hohen Anteils an KWK und Wasserkraft höher als in den späteren Jahren. Dennoch sinken die Vollbenutzungsstunden durch die weiter vorhandene Stromerzeugung aus KWK, Wasserkraft und dem Ausbau der Biomasseverstromung – sowie wegen der regionalen Verteilung der Windkraftanlagen – nicht unter 3.400 Stunden.

## 4 Synthese von Lastkurven

Multivariate Analysemethoden lassen sich nach /BAC-60 00/ unterteilen in primär *strukturen-entdeckende Verfahren* und primär *strukturen-prüfende Verfahren*. Sollen Zusammenhänge zwischen Variablen entdeckt werden, oder die Art des Zusammenhangs (linear, quadratisch, logarithmisch, usw.), dann werden strukturen-entdeckende Verfahren wie Faktorenanalyse oder Neuronale Netze eingesetzt. Bestehen theoretische bzw. sachlogische Überlegungen zu den Zusammenhängen, oder ist die Existenz von Zusammenhängen durch strukturen-entdeckende Verfahren zu vermuten, so kann der Zusammenhang mit strukturen-prüfenden Verfahren, wie der Regressionsanalyse oder der Varianzanalyse, ermittelt werden. Durch Erfahrung, Literaturrecherche und logische Überlegung war bei dieser Arbeit das Vorhandensein von Zusammenhängen zwischen dem elektrischen Stromverbrauch und verschiedenen Parametern bekannt, weshalb der Fokus auf einer Analyse der Stärke des Zusammenhanges lag. Bei der Prüfung der mathematischen Werkzeuge hat sich die multivariate Regressionsanalyse als die für diesen Einsatzzweck passendste gezeigt. Doch auch diese kann nur die Korrelation zwischen Größen ermitteln, aber nicht zweifelsfrei eine Kausalität.

Eine lineare Fortschreibung der Verbraucherlastgänge war früher ausreichend, um den Verlauf zukünftiger Lastgänge abschätzen zu können. Vergleicht man den Verlauf der Lastgänge in den letzten Jahren, dann sieht man Effekte wie z.B. den Rückbau der Nachtspeicherheizungen, welche eine Skalierung nur für einen sehr kurzen Zeitraum als ausreichend genaue Lösung erscheinen lässt. Da der Fokus dieser Arbeit bis zum Jahr 2030 geht, und in den nächsten Jahren weitere Änderungen an der Verbraucherstruktur wie z.B. Wegfall weiterer Elektrospeicherheizungen und Aufbau der Elektromobilität zu erwarten sind, werden für eine Lastgangprognose aufwändigere Methoden benötigt.

Um den Einfluss verschiedener Änderungen auf den zukünftigen Lastgang bestimmen zu können, ist zuerst eine Analyse des heutigen Lastgangs notwendig. Damit kann ein Modell gebildet werden, welches den heutigen Lastgang mit guter Übereinstimmung synthetisch generiert, und welches mit anderer Parametrierung einen zukünftig möglichen Lastgang synthetisiert.

Für die Modellbildung ist eine möglichst hohe Qualität der Eingangsdaten notwendig. Wegen der Verflechtung verschiedener exogener Parameter wie z.B. der unterschiedliche Einfluss des Wetters auf den Lastgang an Werk- und Sonntagen, ist ein in sich konsistenter Datensatz notwendig. So ist z.B. die direkte Nutzung von Lastgängen aus verschiedenen Jahren allein schon wegen der unterschiedlichen Verteilung der Wochentage nicht möglich. Daher wurde auf Daten aus demselben Zeitraum geachtet. War dies nicht möglich, dann wurden die Lastgänge nach einer Analyse der wichtigsten Einflussfaktoren so umgebaut, dass sie denen des Basisjahres entsprachen. Im einfachsten Fall war dies eine zeitliche Verschiebung um den gleichen Verlauf der Wochentage zu erhalten. In anderen Fällen wurden Regressionsmodelle aufgebaut, welche auf Basis von Temperatur und solarer Strahlung die Lastgänge an das Wetter des Basisjahres anpassten.

Ziel der Lastgangsynthese war der Aufbau von Lastgängen mit den charakteristischen Eigenschaften der heutigen Lastgänge unter der Prämisse von veränderten

Rahmenbedingungen (z.B. Wetter oder Bevölkerungszahl). Für die Auswahl des Modells war daher die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse ein wichtiges Kriterium. So liefern beispielsweise neuronale Netzwerke für verschiedene Anwendungen auch Modelle mit hoher Übereinstimmung zu den Basisdaten /TUM-01 00/, doch weder Eignung noch Wertigkeit einzelner Einflussparameter können aus den Ergebnissen abgeleitet werden. Aus diesen Gründen fiel die Wahl auf Regressionsmodelle zur Modellierung der elektrischen Verbraucherlastgänge.

#### 4.1 Multivariate Regressionsanalyse

Die multivariate Regressionsanalyse wurde in dieser Arbeit mehrfach angewendet. Die Grundlagen der Regressionsrechnung sind z.B. in /BAC-60 00/ nachzulesen. Um den Umfang dieser Arbeit nicht unnötig zu erhöhen, wird in diesem Rahmen nicht weiter auf diese Grundlagen eingegangen. Hinführend auf den Aufbau eines Gesamtlastgangs des deutschen Stromverbrauchs sollen im Folgenden die bei der Analyse und Synthese eines Lastganges auftretenden Besonderheiten zuerst bei der einfachen linearen Regression, und dann bei der Regression mit mehreren unabhängigen Variablen (multivariat) gezeigt werden.

Werden Stromverbräuche betrachtet, so scheint die Verwendung von z.B. Arbeitsstunden oder Außentemperatur als unabhängige (bzw. erklärende oder exogene) Variable eingängig, da man sich den Einfluss gut vorstellen kann. Der Stromverbrauch wird dann als abhängige Variable bzw. erklärte oder endogene Variable bezeichnet. Für andere Betrachtungen, wie z.B. Preise für Regelleistung, kann dies deutlich komplexer werden. So wird das Angebot von Regelleistung durch die wetterabhängige regenerative Stromerzeugung reduziert, während die Nachfrage nach Regelleistung vom Stromverbrauch abhängt, welcher wiederum durch das Wetter beeinflusst wird. Anstelle von abhängiger/unabhängiger Variable sind auch die Bezeichnungen endogen/exogen sowie erklärt/erklärend zu finden.

Eine Regressionsanalyse kann direkt mit allen unabhängigen Variablen durchgeführt werden, welche ein metrisches Skalenniveau haben. Nicht-metrische Skalenniveaus wie z.B. die Farbe eines Gegenstandes können in mehrere binäre metrische umgewandelt werden, was jedoch die Anzahl der Variablen deutlich erhöht. Aus der einen nominal skalierten Variable „rot oder grün oder blau“ könnten die drei binären Variablen „ist rot“, „ist grün“ und „ist blau“ gebildet werden, um diese Information in einem linearen Regressionsmodell zu nutzen. Nominal skalierte Variablen wären z.B. bei Solarthermieanlagen die Variablen „nur Warmwasserbereitung“, „Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung“ sowie „keine Solarthermieanlage“, oder die Art des Kühl-/Gefriergerätes in einem Haushalt.

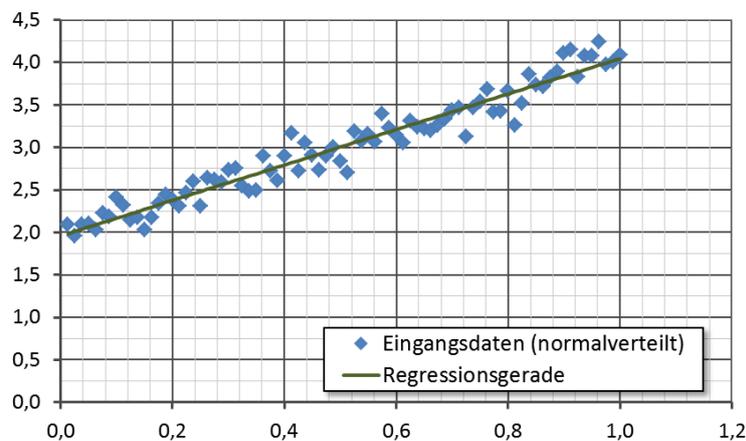
##### **Einfache lineare (univariate) Regression**

In **Abbildung 4-1** wurde beispielhaft für eine eindimensionale lineare Funktion der Form  $Y = f(X_1) = c_0 + X_1 c_1$  mit normalverteilter Störgröße eine Regressionsgerade erstellt. Die abhängige Variable Y wird dabei durch eine unabhängige Variable  $X_1$  und die Regressionsparameter  $c_0$  und  $c_1$  erklärt. Im Rahmen einer einfachen linearen Regressionsanalyse wird nach einer Funktion gesucht, bei der die nicht erklärte Abweichung zwischen Messwerten und Funktionswert möglichst klein ist. Dies wird

nach /BAC-60 00/ erreicht, indem von jedem Messpunkt die Abweichung zu dem berechneten Punkt (Residuum  $e_k$  der  $K$  Beobachtungen) gebildet und quadriert wird. Die Summe über alle quadrierten Residuen muss möglichst klein sein. Das Minimum wird meist computergestützt durch Parametervariation ermittelt.

$$\sum_{k=1}^K e_k^2 = \sum_{k=1}^K [y_k - (c_0 + c_1 x_k)]^2 \rightarrow \min! \quad (4-1)$$

Der Vorteil dieser häufig in der Statistik angewendeten *Methode der kleinsten Quadrate* liegt darin, dass durch die Quadrierung positive und negative Abweichungen gleichermaßen berücksichtigt werden, und dass größere Abweichungen einen stärkeren Einfluss haben, sie gehen mit stärkerer Gewichtung in das Modell ein. Sind die Residuen normalverteilt, dann liefert dieses Vorgehen eine sehr gute Lösung.



**Abbildung 4-1:** *Normalverteilte Eingangsdaten und mittels Regression ermittelte lineare Funktion*

Die Güte eines Regressionsmodells kann mit dem Bestimmtheitsmaß ( $R^2$  bzw. Determinationskoeffizient) ermittelt werden. Es ist ein Maß für den durch das Modell erklärten Anteil der Variabilität der abhängigen Variable.

$$R^2 = \frac{\text{erklärte Streuung}}{\text{Gesamtstreuung}} = \frac{\sum_{k=1}^K (\hat{y}_k - \bar{y})^2}{\sum_{k=1}^K (y_k - \bar{y})^2} \quad (4-2)$$

- $K$  : Anzahl der Beobachtungen bzw. Messwerte
- $y_k$  :  $k$ -te Beobachtung von  $Y$
- $\bar{y}$  : Mittelwert von  $Y$
- $\hat{y}_k$  : für  $y_k$  geschätzter Regresswert aus dem Regressionsmodell

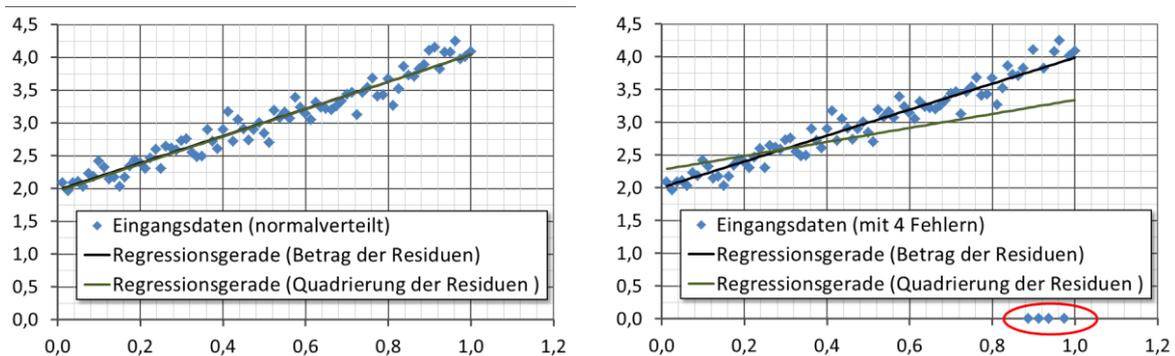
Das Bestimmtheitsmaß  $R^2$  ist eine normierte Größe mit einem Wertebereich zwischen Null und Eins. Je näher es bei Eins liegt, desto höher ist der erklärte Anteil der Streuung des Modells und damit die Anpassung des Modells an die beobachteten Messwerte.

Rechnerisch ist es häufig einfacher, das Verhältnis von unerklärter Streuung (Summe der quadrierten Residuen) zur Gesamtstreuung zu bilden, und von Eins abzuziehen:

$$R^2 = 1 - \frac{\text{nicht erklärte Streuung}}{\text{Gesamtstreuung}} = 1 - \frac{\sum_{k=1}^K e_k^2}{\sum_{k=1}^K (y_k - \bar{y})^2} \quad (4-3)$$

Das Bestimmtheitsmaß des in Abbildung 4-1 gezeigten Regressionsmodells liegt bei 94 %, dies zeigt, dass 94 % der Variation durch das Modell bzw. die Regressionsgerade erklärt werden.

Reale Messwerte haben häufig neben normalverteilten Messfehlern auch Ausreißer, welche z.B. durch Unterbrechung der Messung oder Kommunikationsverlust entstehen. Diese Fehler sind jedoch nicht normalverteilt, wodurch die Methode der kleinsten Quadrate nicht unbedingt die beste Vorgehensweise ist. In **Abbildung 4-2** sind links und rechts zweimal die gleichen Daten zugrunde gelegt, wobei bei dem Datensatz der rechten Abbildung vier Messwerte zu Null gesetzt wurden (mit rotem Kreis markiert), was z.B. durch einen zeitweisen Ausfall der Messwerterfassung begründet sein kann. Im linken Bild liegen die Ergebnisse der Regressionsrechnung mit quadratischer Aufsummierung der Residuen (grün) und mit Aufsummierung der Beträge der Fehler (schwarz) fast übereinander – beide Verfahren liefern beinahe übereinstimmende Ergebnisse. Im rechten Bild mit den Nullwerten im Datensatz unterscheiden sich die Verfahren beträchtlich. Durch die hohe Abweichung vom Erwartungswert haben die Nullwerte bei Quadrierung der Fehler (grün) eine sehr hohe Gewichtung, die Regressionsgerade liegt deutlich außerhalb des erwarteten Bereichs. Die Regressionsrechnung mit Aufsummierung der Beträge der Fehler (schwarz) liefert fast das gleiche Ergebnis wie im linken Bild, ist also deutlich fehlerresistenter gegenüber z.B. Messfehlern.



**Abbildung 4-2:** *Auswirkung von Messfehlern auf quadratische und betragsmäßige Aufsummierung der Residuen*

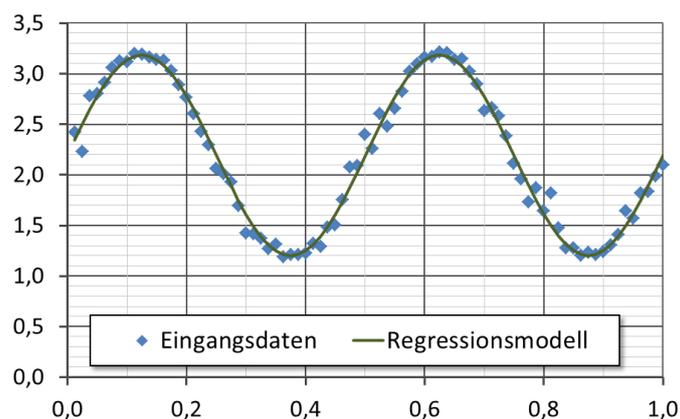
Um diese Effekte zu vermeiden ist bei allen Messdaten eine vorherige Plausibilisierung mit Anpassung oder Löschung von ungültigen Werten (z.B. eindeutige Messausfälle oder atypische Verbrauchswerte durch Stromausfall) notwendig. Im Rahmen der immer zu empfehlenden Prüfung der Normalverteilung der Residuen ergibt sich der Vorteil, dass verschiedene Messfehler auffallen und korrigiert bzw. gelöscht werden können.

### Multivariate Modelle

Die Regressionsrechnung ist nicht zwingend auf lineare Zusammenhänge begrenzt. So können auch Regressionsmodelle für Gleichungen mit mehreren unabhängigen Variablen oder Parametern oder nicht-linearen Funktionen gelöst werden. Ein Beispiel für die multivariate Regression ist folgende Gleichung mit einer Sinus-Funktion:  $Y = f(X_1) = c_0 + \sin(c_1 X_1) \cdot c_2$ . Auch hier wird wieder die Methode der kleinsten Quadrate verwendet, welche die quadrierte Abweichung zwischen den Beobachtungen (Messwerten) und dem Regressionsmodell minimiert.

$$\sum_{k=1}^K e_k^2 = \sum_{k=1}^K [y_k - (c_0 + \sin(c_1 x_k) * c_2)]^2 \rightarrow \min! \quad (4-4)$$

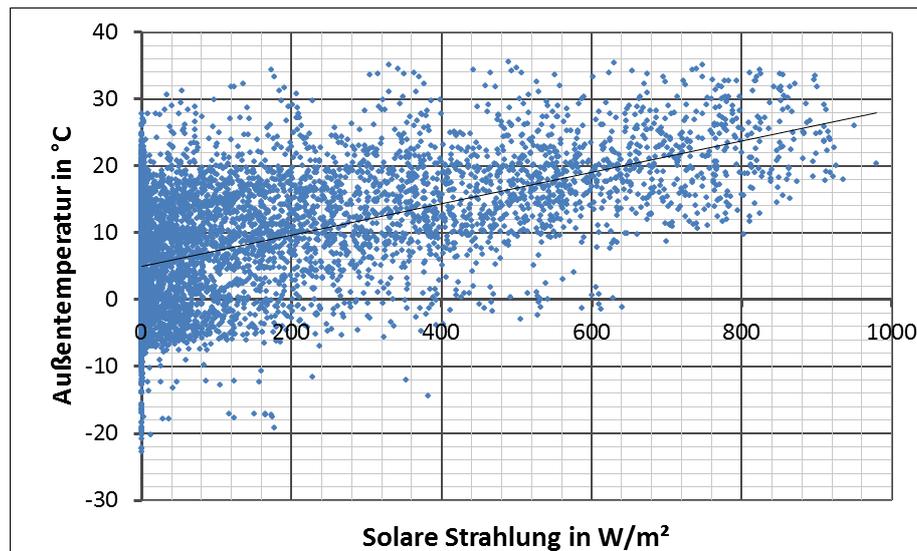
Die Minimierung ist dabei deutlich komplexer als bei der linearen (univariaten) Regressionsanalyse, da bei ganzzahligen Vielfachen (harmonischen) der Frequenz der Sinus-Funktion lokale Minima auftreten können. So empfiehlt es sich, abhängig vom Regressionsmodell, einen einfachen linearen Solver oder einen komplexeren, z.B. evolutionären Algorithmus zu wählen. Diese Wahlmöglichkeit besteht seit der Version 2010 auch bei der weitverbreiteten Tabellenkalkulation Microsoft Excel. **Abbildung 4-3** zeigt beispielhaft das Regressionsmodell einer Sinus-Funktion mit normalverteilten Beobachtungen als Eingangsdaten.



**Abbildung 4-3:** *Regressionsmodell auf Basis einer Sinus-Funktion mit normalverteilten Eingangswerten*

Die unabhängigen Variablen sollten bei einem Regressionsmodell untereinander keine Abhängigkeiten bzw. Korrelationen besitzen. Wird eine unabhängige Variable mehrfach verwendet, dann kann der Algorithmus zur Lösung des Minimierungsproblems nicht entscheiden, wie die Gewichtung des Einflussparameters auf die Variablen aufgeteilt werden soll. Dies führt dazu, dass die Signifikanz des Regressionskoeffizienten für die Variablen kleiner eingeschätzt wird, da der Einfluss auf das Modell auf beide Variablen aufgeteilt wird. Schlimmstenfalls wird der Einfluss der korrelierten Variablen dadurch so gering, dass beide für nicht signifikant gehalten und aus dem Modell entfernt werden.

Bei realen Messwerten ergibt sich häufig das Problem, dass die Beobachtungen nicht voneinander unabhängig sind, sondern eine Korrelation zeigen (Multikollinearität). So ist z.B. zwischen der solaren Strahlung in einer Stunde und der Änderung der Außentemperatur ein deutlicher Zusammenhang zu sehen, wie **Abbildung 4-4** verdeutlicht. Würden für die Berechnung des Heizwärmebedarfs sowohl die solare Strahlung als auch die Außentemperatur genutzt, so kann das Modell nicht eindeutig entscheiden, ob wegen der hohen solaren Strahlung oder wegen der hohen Außentemperatur nicht geheizt wird. Bei den Regressionskoeffizienten  $c_x$  zeigt sich dies auch dadurch, dass bei manueller Veränderung eines Koeffizienten und folgendem Lauf des Algorithmus zur Minimierung der Residuen der veränderte Koeffizient nicht mehr den ursprünglichen Wert annimmt. Das Modell wird bei Multikollinearität instabil.



**Abbildung 4-4:** *Zusammenhang zwischen solarer Strahlung und Außentemperatur für die Wetterstation Würzburg Randersacker 2010*

Eine weitere wichtige Einflussgröße auf die Modellgüte ist die Auswahl einer geeigneten Funktion zur Abbildung jeder unabhängigen Variable in einem Regressionsmodell. Nicht immer ist der Zusammenhang linear. Bei elektrischer Beleuchtung ist eher ein Schwellwert zu finden, ab dem die Beleuchtung eingeschaltet wird, saisonale Zusammenhänge lassen sich zur Vereinfachung als Sinus-Funktion abbilden (analog der Dynamisierungsfunktion des VDEW-Standardlastprofilverfahrens für Haushalte in /VDEW-01 99/).

Je mehr unabhängige Variablen ein Regressionsmodell erhält, desto besser wird das Bestimmtheitsmaß, da eine bessere Anpassung des Modells an die Beobachtungen möglich wird. Da eine Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes nicht zwingend voraussetzt, dass eine Kausalität zwischen der Abhängigen und der neu hinzugefügten unabhängigen Variable besteht, wird bei vielen Einflussfaktoren auch häufig das sog. Korrigierte Bestimmtheitsmaß gebildet, welches eine höhere Anzahl an unabhängigen Variablen durch Reduktion des Bestimmtheitsmaßes pönalisiert. Da das Niveau, ab dem eine Signifikanz wahrscheinlich ist, nicht immer einfach zu bestimmen ist, wird in der Statistik oft das untere Signifikanzniveau bestimmt, indem mehrere zufällige unabhängige Variablen in das Modell integriert werden. Alle unabhängigen Variablen, welche eine geringere Signifikanz als die Zufallsvariable mit der höchsten Signifikanz haben, verbessern das Modell nur augenscheinlich, und können aus dem Modell gestrichen werden.

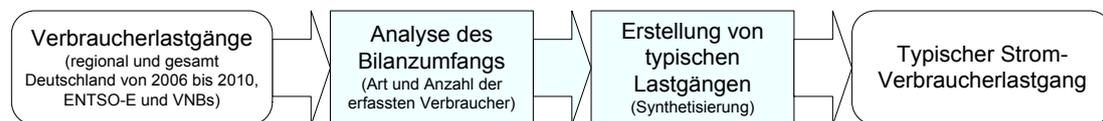
## 4.2 Multivariate Regressionsanalyse am Beispiel des Gesamtlastgangs

Im Rahmen dieser Arbeit wurden mehrere Regressionsmodelle mit ähnlicher Vorgehensweise erstellt. Im Folgenden wird der Aufbau des Regressionsmodells für den deutschen Stromverbrauchslastgang exemplarisch beschrieben. Hierzu wurden zuerst mögliche Datenquellen geprüft, die am besten nutz- und interpretierbaren wurden ausgewählt und analysiert. Dann folgten die Identifikation von unabhängigen Variablen und die Validierung der sich daraus ergebenden Regressionsparameter. Nach dem

Aufbau eines stabilen Regressionsmodells wurde geprüft, wie die Qualität des Modells durch Bereinigung der abhängigen Variablen (des Lastgangs) verbessert werden kann. So hat z.B. die Lage von Brückentagen in oder außerhalb von Ferienzeiten Einfluss auf die Anzahl der Personen, die Urlaub nehmen. Da dieser Zusammenhang zwar grundsätzlich bekannt ist, aber nicht mit Zahlen belegt werden kann, und Brückentage keine typischen Werktage sind, ist es sinnvoll, diese Tage in der Modellbildung auszuschließen, um eine durch die Methode der kleinsten Quadrate generierte Verzerrung zu vermeiden. Die Bildung eines eigenen Modells für Brückentage erscheint aufgrund der wenigen Tage auch nicht zielführend.

### Referenzlastgänge

Referenzlastgänge werden benötigt, um die Ergebnisse des Lastgangmodells beurteilen und gegebenenfalls anpassen zu können. Hierzu wurden auf Basis verschiedener realer Verbraucherlastgänge – deutschlandweit und regional von Verteilnetzbetreibern und Stadtwerken – mittels multivariater Regression typische Verbraucherlastgänge generiert (vgl. **Abbildung 4-5**).



**Abbildung 4-5:** *Aufbau des Referenzlastgangs (Top-down)*

Die Verbraucherlastgänge Deutschlands werden von der ENTSO-E ab 2006 zur Verfügung gestellt. Die regionalen Verbraucherlastgänge basieren auf den im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) veröffentlichten Lastgängen der Verteilnetzbetreiber für verschiedene Spannungsebenen, aus welchen durch Bilanzierung Verbraucherlastgänge erstellt werden können. Für jede Bilanz bzw. für jeden Gesamtlastgang wurde geprüft, welchen Umfang die Energiebilanz hat (z.B. Fläche, Bevölkerung, Wetter). Daraus wurden Parametersätze erstellt. Es wurden Regressionsmodelle aufgebaut, welche mit dem Lastgang als abhängige und den Parametersätzen als unabhängige Variablen die Zusammenhänge quantitativ beschreiben. Diese Regressionsmodelle generieren für jeden Parametersatz einen typischen Strom-Verbrauchslastgang. Der optische Vergleich zwischen dem realen Lastgang und den Ergebnissen sowie das Bestimmtheitsmaß zeigen die Güte des Modells.

Die Regressionsanalyse benötigt unabhängige Variablen (z.B. Außentemperatur), um die Beziehung zu der abhängigen Variable (z.B. Stromlastgang) berechnen zu können. Die unabhängigen Variablen müssen wiederum unabhängig voneinander sein, damit das Modell eine festgestellte Abhängigkeit genau einer Variablen zuweisen kann. Bei der Prüfung der Unabhängigkeit der in dieser Arbeit genutzten Variablen zueinander zeigte sich, dass einige Variablen voneinander abhängig sind:

- Die aktuelle Außenlufttemperatur ist ein Indikator für die Kühllast bei Klimaanlage, während die Tagesmitteltemperatur ein Indikator für den Heizwärmebedarf von Gebäuden ist. Über die Mittelwertbildung stehen beide Variablen in Verbindung.

- Außenlufttemperatur und solare Einstrahlung zeigen im Tagesverlauf eine starke Korrelation, da die Luft meist durch von der Sonne erwärmte Körper erhitzt wird.
- Urlaubszeiten und Außenlufttemperatur zeigen im Jahresverlauf eine starke Korrelation, da mit den zum Sommer hin steigenden Temperaturen mehr Urlaub genommen wird.

Weiter ist bei der linearen Regressionsanalyse auch die Linearität des erklärten Zusammenhangs zu beachten. So steigt der Strombedarf zum Heizen mit sinkender Außentemperatur; ebenso steigt der Strombedarf zum Kühlen mit steigender Außentemperatur. Enthält ein Lastgang Klimakälte und z.B. Strombedarf für Heizungsumwälzpumpen, dann empfiehlt sich die Auftrennung der erklärenden Variable Außentemperatur in z.B. eine Heiz-Außentemperatur, die oberhalb der Heizgrenztemperatur von 12 °C zu Null wird, und in eine Kühl-Außentemperatur, die unterhalb der Kühlgrenztemperatur von 14 °C /FFE-38 10/ zu Null wird, um den Einfluss der Temperatur geeignet abbilden zu können. Der Zusammenhang zwischen Helligkeit und Strombedarf zur Beleuchtung ist auch nicht generell indirekt proportional, dies gilt nur für den Zeitraum der Dämmerung. Bei größerer Helligkeit war kein Zusammenhang mehr zu erkennen – dementsprechend empfiehlt sich auch hier die Erstellung einer synthetischen erklärenden Variable, welche nur im Helligkeitsbereich der Dämmerung Werte zwischen z.B. Null und Eins entsprechend der Helligkeit annimmt.

Bei gemessenen Lastgängen ist auf eine geeignete Berücksichtigung der Zeitumstellung zu achten. Die meisten menschlichen Tätigkeiten finden zu vorgegebenen Uhrzeiten statt. Dies führt zu einer häufigen Fehlerquelle bei der Interpretation von Lastgängen, denn die Umstellung auf Sommerzeit verschiebt das Leben der Menschen um eine Stunde, wogegen andere Einflussparameter auf den Strombedarf – wie z.B. der Sonnenaufgang – keiner Verschiebung unterliegen. Drei der vier möglichen Variationsmöglichkeiten der Berücksichtigung der Zeitumstellung waren in den Messwertaufzeichnungen zu finden - jede Variation hat dabei Vor- und Nachteile:

- Die Aufzeichnung erfolgt kontinuierlich analog der Mitteleuropäischen Zeit (MEZ) mit 8760 Stunden pro Jahr, nur in der Zeitreihe wird die Zeit mit Sommerzeit (MESZ) angegeben. Dies führt zu einer fehlenden Stunde im März und zu einer doppelten Stunde im Oktober. Vorteil dieser Methode ist die Kontinuität exogener Parameter wie z.B. Wetterdaten.
- Die fehlende Stunde im März wird mit den Werten der vorherigen Stunde gefüllt oder mit Null-Werten geschrieben. Die erste der doppelten Stunden im Oktober wird durch die zweite überschrieben. Dies hat den Vorteil, dass jeder Tag im Jahr 24 Stunden hat und alle Monate eine Stundenanzahl entsprechend ihrer Tage haben. Es erleichtert die automatisierte Datenverarbeitung erheblich, verliert aber eine Stunde durch Streichung, ist somit für Abrechnungszwecke ungeeignet. Erhält ein Datenlogger die aktuelle DCF77 Funkuhrzeit, dann ergibt sich auch dieses Schema automatisch.
- Die fehlende Stunde im März wird mit leeren Werten geschrieben, die doppelte Stunde im Oktober wird mit 2a Uhr und 2b Uhr komplett aufgenommen. Dieser Mittelweg der zwei vorigen Varianten führt zu Jahren mit 8761 Stunden und ist häufig zu finden.

Bei diesem Projekt wurden alle Zeitreihen auf die erste Variante mit Normalzeit MEZ (UTC+1) umgerechnet, was wegen der fehlenden Zeitumstellungen eine einfache Integration von Klimadaten ermöglicht. Zusätzlich wird in den Zeitreihen noch die Zeit mit Zeitumstellung angegeben. Somit können die Lastgangmodule sich an MESZ orientieren, womit das resultierende Verhalten der zeitgesteuerten Verbraucher richtig abgebildet wird.

### **Einbindung exogener Faktoren**

Neben den mit den anderen KW21-Projekten abgestimmten Rahmendaten (siehe Kapitel 3.2) wurden verbrauchsrelevante statistische Daten – wie z.B. die Wohnungsbelegung oder die regionale Aufteilung des Gebäudebestandes auf Typgebäude – ermittelt. Zur Abbildung unterschiedlicher klimatischer Verhältnisse (Temperatur, Wolken, Wind, Sonnenuntergang) wurden Klimadaten für verschiedene Regionen hinterlegt.

Iterativ wurden verschiedene Methoden zur Verbesserung der Regressionsmodelle erprobt und angepasst. So wurden Brückentage und nicht-bundeseinheitliche Feiertage berücksichtigt. Die Zeit vom 23. Dezember bis 6. Januar ist dabei je nach Zusammentreffen von Wochenende und Feiertagen schwer zu modellieren, da z.B. die Brückentage deutlich stärkere Auswirkungen haben als die Brückentage im restlichen Jahr.

### **Typische Verbraucherlastgänge auf Basis der Regressionskoeffizienten**

Die Regressionsmodelle ergeben für jede unabhängige Variable einen Regressionskoeffizienten. Mit den Regressionskoeffizienten und den unabhängigen Variablen kann dann ein typischer Lastgang gebildet werden. Sind z.B. Helligkeit und Außentemperatur als unabhängige Variablen modelliert, dann kann durch Austausch dieser Wetterdaten gegen die Daten eines anderen Jahres ein Lastgang mit den Eigenschaften des ursprünglichen Jahres generiert werden, der an das Wetter des anderen Jahres angepasst ist.

Um einen typischen Verbraucherlastgang für Deutschland zu erhalten, wurden die Regressionsparameter der Modelle für die Jahre 2006 bis 2010 analysiert und zu einem Parametersatz zusammengeführt. Damit konnte ein Lastgang generiert werden, der für den Zeitraum 2006 bis 2010 typisch ist.

#### **4.2.1 ENTSO-E Verbraucherlast als Basislastgang**

Stundenscharfe Verbraucherlastgänge der ENTSO-E (european network of transmission system operators for electricity) sind erst seit dem Jahr 2006 verfügbar. Daher wurde zuerst geprüft, ob die Daten der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten vertikalen Netzlast, welche vor 2006 die einzige verfügbare Datenquelle als Referenz für den Stromverbrauch in Deutschland war und entsprechend intensiv untersucht war, nicht einfacher anzuwenden wäre. Es hat sich gezeigt, dass hierzu eine arbeitsintensive Aufarbeitung der vertikalen Netzlast notwendig wäre, um die Stromeinspeisung in die unteren Spannungsebenen (kleinere Kraftwerke, regenerative Erzeuger) in den Lastgang mit einzuarbeiten und somit aus dem Erzeugungslastgang einen Verbrauchslastgang zu generieren.

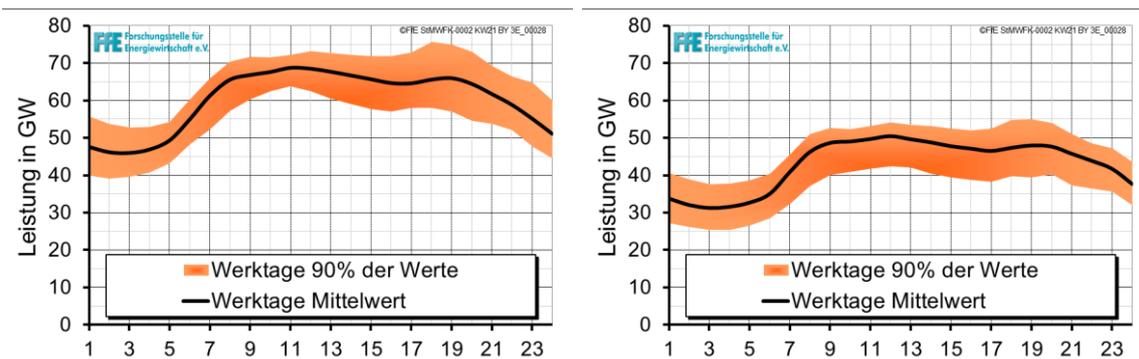
Bei Verwendung der ENTSO-E Verbraucherlastgänge werden diese Umrechnungen und die damit verbundenen Ungenauigkeiten vermieden, daher wurden die ENTSO-E

Verbraucherlastgänge als Basis ausgewählt. Im Folgenden soll ein Vergleich zwischen dem ENTSO-E Verbraucherlastgang und der vertikalen Netzlast durchgeführt werden, um die Daten darzustellen und die Unterschiede diskutieren zu können.

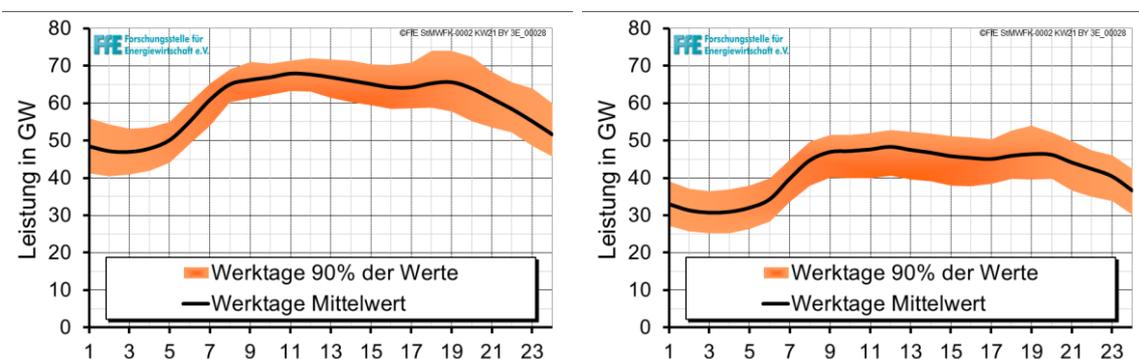
### Mittlere Tageslastgänge

In **Abbildung 4-6** und **Abbildung 4-7** sind die mittleren Lastgänge von Werktagen der Jahre 2007 und 2008 für den ENTSO-E Verbraucherlastgang und die vertikale Netzlast über einen Tag dargestellt. Die Bandbreite (abzüglich von je 5 % der größten und der kleinsten Werte) ist jeweils als orangefarbener Bereich dargestellt. Die mittleren Lastgänge für 2007 und 2008 zeigen nur geringe Unterschiede.

Obwohl die maximale Last bei den ENTSO-E Verbraucherlastgängen mit ca. 68 GW um 19 GW höher liegt, ist der Unterschied zwischen minimaler und maximaler Leistung mit ca. 21 GW bei der ENTSO-E Verbraucherlast ähnlich groß wie die vertikale Netzlast mit 18 GW. Dies lässt sich dadurch begründen, dass z.B. viele Wasserkraftwerke und KWK-Anlagen, die einen hohen Grundlastanteil decken, nicht in das Übertragungsnetz einspeisen – und damit nicht in der vertikalen Netzlast enthalten sind. Der Tagesgang im Lastverlauf wird scheinbar zum großen Teil von Kraftwerken gedeckt, welche in das Übertragungsnetz einspeisen.



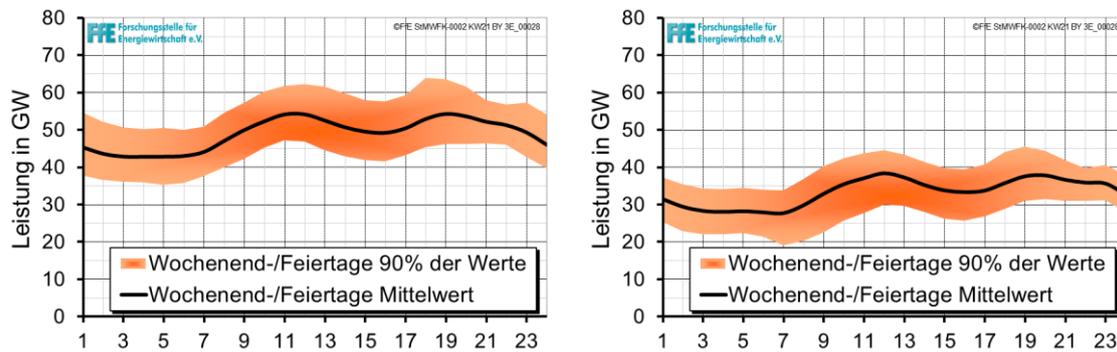
**Abbildung 4-6:** Mittlerer Lastgang und 90 % Bereich für Werktage 2007  
(links ENTSO-E Verbraucherlastgang, rechts vertikale Netzlast)



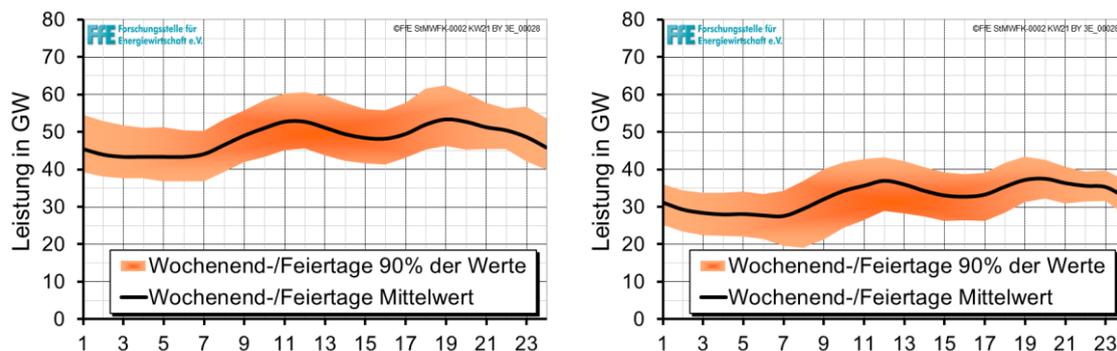
**Abbildung 4-7:** Mittlerer Lastgang und 90 % Bereich für Werktage 2008  
(links ENTSO-E Verbraucherlastgang, rechts vertikale Netzlast)

**Abbildung 4-8** und **Abbildung 4-9** zeigen den mittleren Lastgang der ENTSO-E Verbraucherlastgänge und der vertikalen Netzlast für Wochenende und Feiertage. Wie bei den Werktagen ist der Verlauf relativ ähnlich; die Differenz zwischen Hoch- und Grundlast beträgt bei beiden Lastgängen ca. 10 GW, obwohl der ENTSO-E

Verbraucherlastgang mit dem Maximum von ca. 54 GW wiederum um ca. 16 GW höher liegt als die vertikale Netzlast.



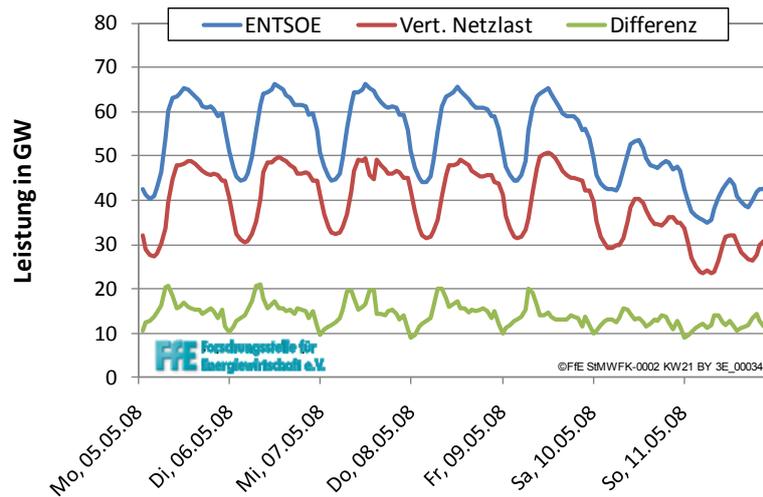
**Abbildung 4-8:** *Mittlerer Lastgang und 90 % Bereich für Wochenend- und Feiertage 2007 (links ENTSO-E Verbraucherlastgang, rechts vertikale Netzlast)*



**Abbildung 4-9:** *Mittlerer Lastgang und 90 % Bereich für Wochenend- und Feiertage 2008 (links ENTSO-E Verbraucherlastgang, rechts vertikale Netzlast)*

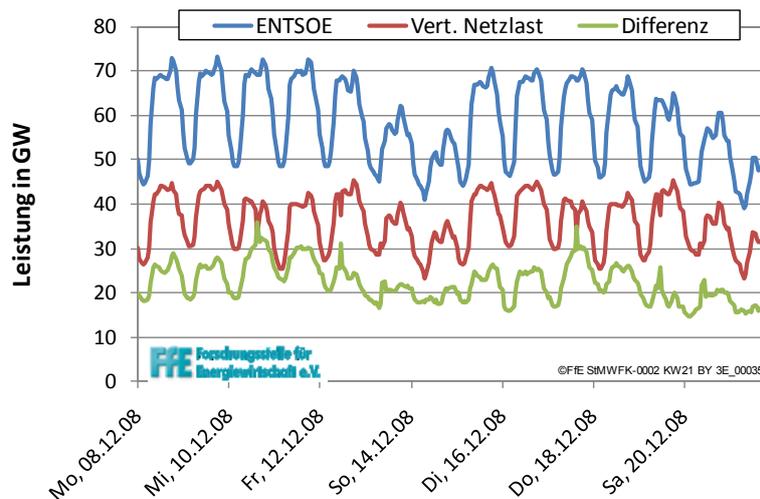
### Wochenlastgänge

Ein typischer Wochenlastgang des ENTSO-E Verbraucherlastgangs, der vertikalen Netzlast und der Differenz daraus ist in **Abbildung 4-10** für eine Sommerwoche dargestellt. Die Differenz zwischen Verbraucherlastgang und vertikaler Netzlast beträgt nachts ca. 10 GW und steigt morgens kurzfristig auf ca. 20 GW an.



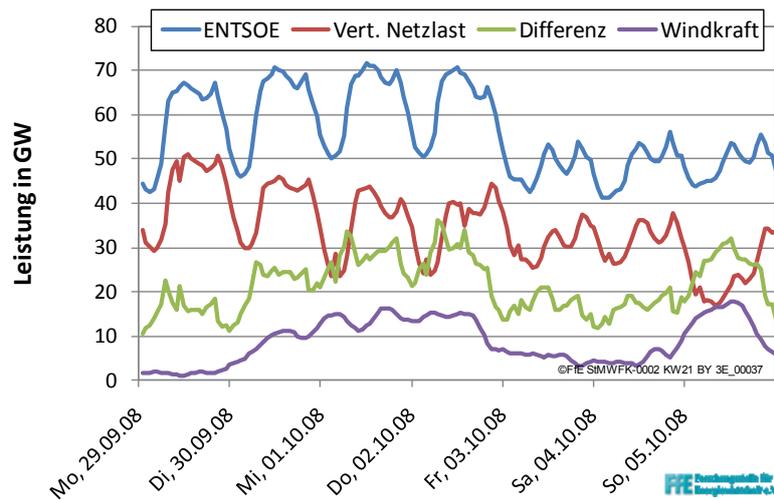
**Abbildung 4-10:** *Typische Lastgänge einer Sommerwoche*

**Abbildung 4-11** zeigt den Lastverlauf von zwei aufeinander folgenden Winterwochen. Der Verbraucherlastgang liegt um ca. 20 bis 30 GW höher als die vertikale Netzlast. Dieser Leistungsunterschied kann durch die KWK-Anlagen erklärt werden, welche bei geringen Außentemperaturen mit höherer Leistung laufen. Da viele KWK-Anlagen nicht in das Übertragungsnetz, sondern in darunter liegende Netzebenen einspeisen, bildet die vertikale Netzlast diese Anlagen nicht ab.



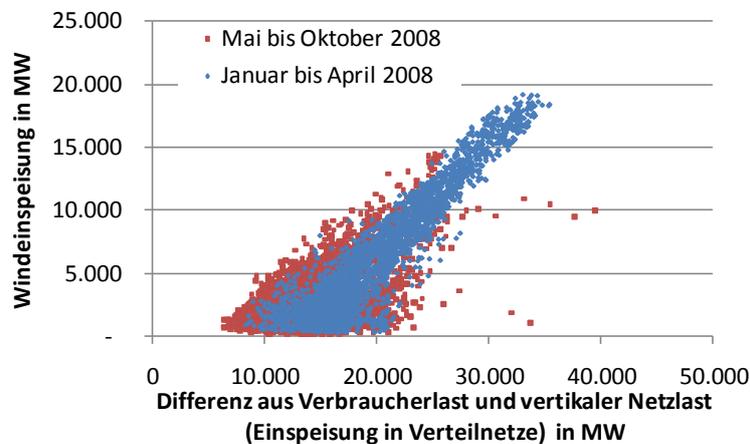
**Abbildung 4-11:** *Lastgänge von zwei Winterwochen*

Ein deutlicher Zusammenhang zwischen der Windeinspeisung (vornehmlich in das Verteilnetz) und der dadurch reduzierten Übertragungsleistung in der Höchstspannungsebene ist in **Abbildung 4-12** zu sehen. Neben den Lastgängen ist hier auch die Leistung der Windenergieanlagen dargestellt. Je mehr Windkraft zwischen Dienstag und Donnerstag eingespeist wird, desto stärker sinkt die vertikale Netzlast, während die Verbraucherlast sogar etwas ansteigt.



**Abbildung 4-12:** Woche mit wechselnder Windenergieeinspeisung und Feiertag

In **Abbildung 4-13** wurde dieser Zusammenhang als Streudiagramm dargestellt. Hierzu wurde die Differenz zwischen dem ENTSO-E Verbraucherlastgang und der vertikalen Netzlast auf die Windenergieeinspeisung aufgetragen. Mit steigender Windeinspeisung erhöht sich auch die Differenz, wobei die Differenz immer über 7 GW bleibt. Dabei zeigt sich auch ein deutlicher saisonaler Unterschied: Die höchsten Windeinspeisungen traten im Winter auf, und im Sommer ist die Streuung deutlich größer, was auf weitere Einflussfaktoren, wie z.B. die Revision von Kraftwerken, hindeutet.

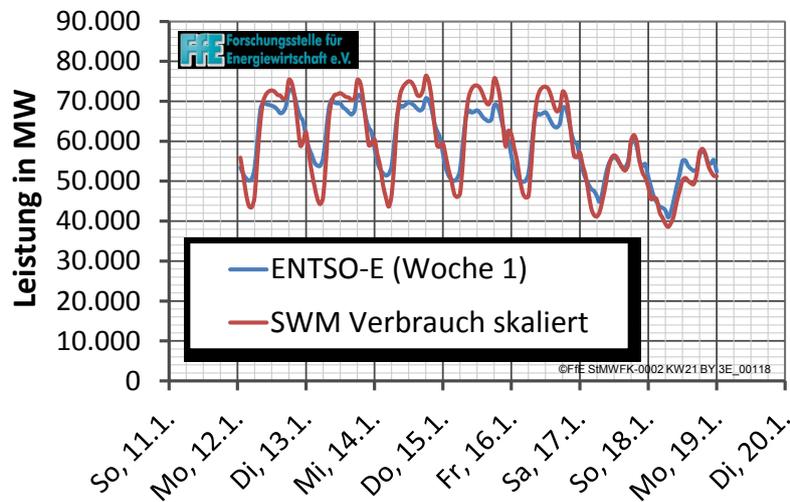


**Abbildung 4-13:** Zusammenhang zwischen Windeinspeisung und Last im Verteilnetz

In dem Projekt „Windenergie – Ausgleich der Prognosefehler“ /FFE-04 10/ wurde berechnet, dass ca. 60 % der von der Windkraft verdrängten Kraftwerksleistung in die Übertragungsnetze eingespeist wird, wodurch sich die vertikale Netzlast um diesen Betrag verringert. Diesen Zusammenhang zeigt auch die Differenz zwischen Verbraucherlast und vertikaler Netzlast.

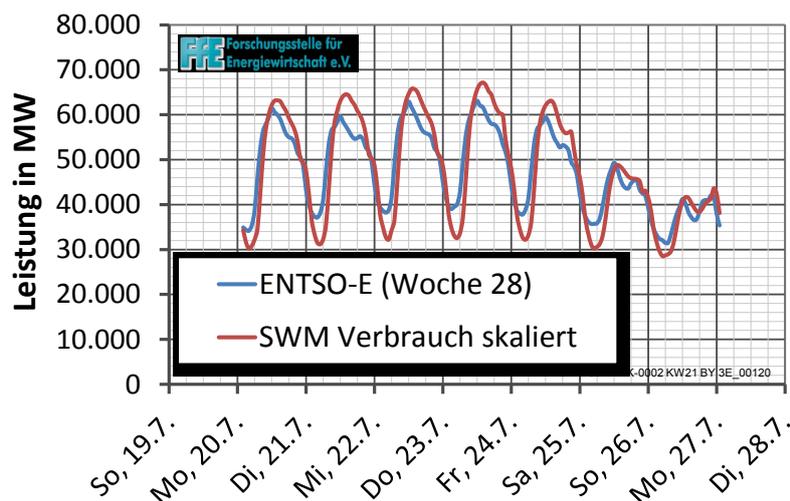
Abschließend wurden der ENTSO-E Verbraucherlastgang mit den im Rahmen der Stromnetzzugangsverordnung (§ 17 Abs. 2 StromNZV) veröffentlichten Verbrauchsdaten vergleichend gegenüber gestellt. Die Verbrauchslastgänge mehrerer Verteilnetzbetreiber wurden ausgewertet, im Folgenden wird exemplarisch der Verbraucherlastgang der Stadt München beschrieben. Da der Bilanzraum deutlich kleiner ist als der Bilanzraum

Deutschlands, wurden die Münchner Lastgänge auf dieselbe Energiemenge skaliert. In **Abbildung 4-14** ist der Vergleich für eine Winterwoche dargestellt. Dabei zeigt sich eine sehr hohe Ähnlichkeit der Lastgänge wochentags, der Samstag ist sogar weitgehend identisch.



**Abbildung 4-14:** Vergleich zwischen ENTSO-E Lastgang und skaliertem Verbraucherlastgang der Stadtwerke München für eine Winterwoche

Ein ähnliches Bild ergibt sich in einer beispielhaften Sommerwoche in **Abbildung 4-15**. Die ENTSO-E Verbraucherlast zeigt gegenüber der Münchner Last eine geringere Dynamik, dies ergibt sich aus der höheren Gleichzeitigkeit durch die Größe des Bilanzumfangs sowie aus der räumlichen Ausdehnung der Bundesrepublik, wodurch z.B. der Zeitraum der Dämmerung über einen längeren Zeitraum verteilt ist als an einem Standort.



**Abbildung 4-15:** Vergleich zwischen ENTSO-E Lastgang und skaliertem Verbraucherlastgang der Stadtwerke München für eine Sommerwoche

Es hat sich gezeigt, dass die ENTSO-E Verbraucherlast besser als Referenz für den Verbraucherlastgang geeignet ist als die vertikale Netzlast, da der Großteil der Kraftwerksleistung darin enthalten ist.

#### 4.2.2 Synthetisierung eines durchschnittlichen Gesamtverbraucherlastgangs

Der Lastgang des Gesamtverbrauchs wird synthetisiert, indem mehrere Regressionsmodelle gerechnet und die Ergebnisse der Modelle entsprechend ihrer Gültigkeit für bestimmte Stunden und Tagtypen zusammengestellt wurden. Hierzu wurde ein lineares multivariates Regressionsmodell entwickelt, welches die Charakteristik von Verbraucherlastgängen abbilden kann. Die Regressionsmodelle entsprechen folgender Form:

$$y^h = c_0^h + c_1^h x_1^h + c_2^h x_2^h + \dots + c_n^h x_n^h \quad (4-5)$$

- h : Modell der Stunde h (0 bis 23 Werktag, 24 bis 47 Samstag, 48 bis 71 Sonn-/Feiertag)
- y : Abhängige Variable (Verbraucherlastgang)
- n : Anzahl der unabhängigen Variablen
- c : Regressionskoeffizienten
- x : Unabhängige Variablen (z.B.  $x_1$  Außentemperatur,  $x_2$  Dunkelheit, ...)

Die ersten Analysen der Lastgänge (vgl. Kap. 4.2.1) zeigten, dass durch die 7-Tage Woche mit den bei uns üblichen 5 Arbeitstagen sowie Samstag und Sonntag drei grundsätzlich verschiedene Tagtypen zu untersuchen sind:

- Werktage (normale Arbeitstätigkeit)
- Samstage (kaum Bürobetrieb, über den Tag Reduktion der Tätigkeiten in Industrie/GHD)
- Sonn- und Feiertage (kaum Arbeitstätigkeiten)

Ziel der Regressionsanalyse ist die Generierung eines Verbrauchsmodells, mit dessen Parametern ein Lastgang synthetisiert werden kann, der eine sehr hohe Übereinstimmung mit dem gemessenen Lastgang über alle 8769 Stunden eines Jahres zeigt. Doch die Unterschiede bei den verschiedenen Tagen sind so groß, dass nur eine getrennte Betrachtung in unterschiedlichen Regressionsmodellen gute Ergebnisse liefert. Es hat sich auch gezeigt, dass für jede Stunde des Tages ein eigenes Regressionsmodell notwendig ist, da viele Tätigkeiten nur von der Uhrzeit abhängen (z.B. Schichtzeiten in der Industrie, Ladenöffnungszeiten, Schulzeiten). So wurden für drei Tagtypen je 24 Regressionsmodelle für die Einzelstunden gerechnet (insgesamt 72 Modelle). Der zeitliche Zusammenhang verschiedener Tätigkeiten zeigte sich auch beim Vergleich von Verbraucherlastgängen an verschiedenen Orten von Deutschland. So gibt es Ost-West Richtung eine zeitliche Verschiebung des Sonnenaufgangs (siehe auch im Anhang Abbildung 11-2), als auch in Nord-Süd Richtung unterschiedliche Tageslängen (Zeit zwischen Sonnenauf- und -untergang).

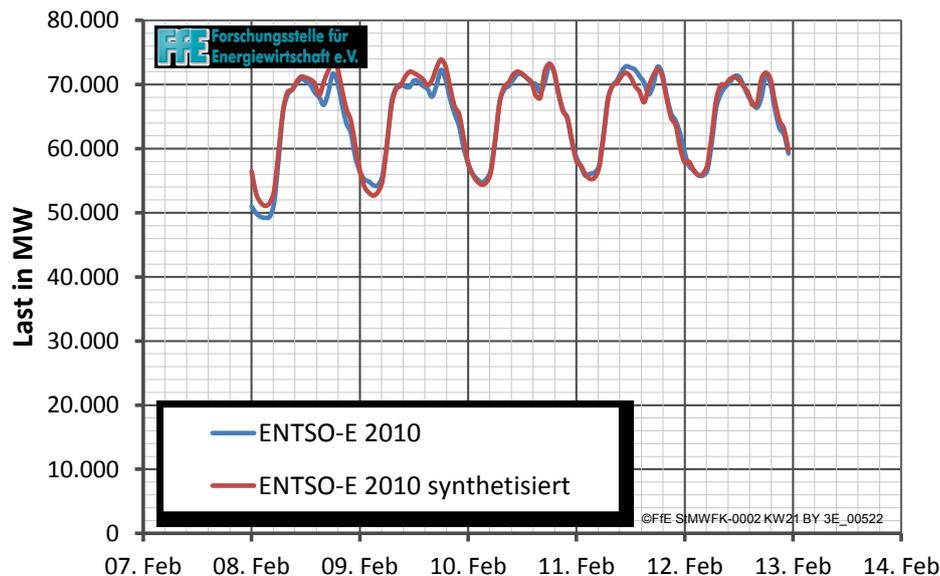
Die Analyse der ENTSO-E Verbraucherlastgänge für die Jahre 2006 bis 2010 ergab, dass folgende Variablen signifikant sind:

- Außentemperatur < 15 °C (Indikator für Heizwärmebedarf)
- Außentemperatur > 15 °C (Indikator für Kältebedarf)
- Werktag (über die Arbeitswoche sinkt Energieverbrauch)
- Ferientag (weniger Arbeitstätigkeiten, mehr Freizeitaktivitäten)
- Dunkelheit bei Dämmerung (geschaltete Beleuchtung ist tagsüber und nachts sowieso an oder aus)

Werden Brückentage bei der Modellbildung und bei der Berechnung des Bestimmtheitsmaßes ausgenommen, so liegt das erreichbare Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ ) für

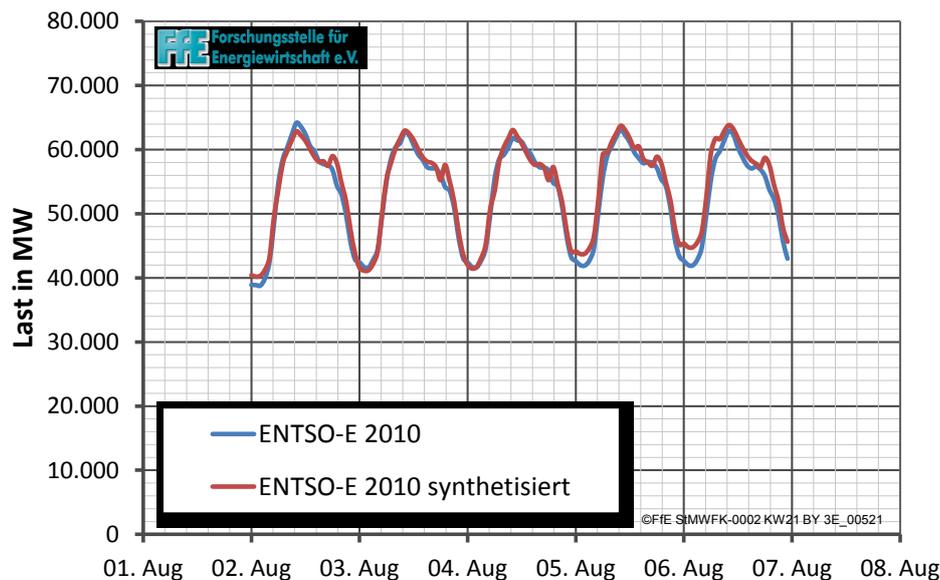
die Modelle der Jahre 2006 bis 2010 bei mehr als 99 %. Bei Berücksichtigung aller Tage inklusive Brückentage erhält man ein Bestimmtheitsmaß besser als 93 %.

In **Abbildung 4-16** sind die ENTSO-E Verbraucherlast des Jahres 2010 und die – über die Regressionsparameter der Regressionsmodelle erstellte – synthetische Verbraucherlast dargestellt. Die augenscheinlich hohe Übereinstimmung wird durch das hohe Bestimmtheitsmaß der Regressionsmodelle bestätigt. Die noch verbleibenden Abweichungen sind durch die natürliche Streuung des Stromverbrauchs und nicht berücksichtigte Zusammenhänge (z.B. lokales Wetter) zu erklären.



**Abbildung 4-16:** *ENTSO-E Verbraucherlast 2010 und daraus per Regressionsmodell erstellter synthetischer Lastgang für eine Winterwoche*

Dieselben Lastgänge für eine Sommerwoche sind in **Abbildung 4-17** dargestellt.



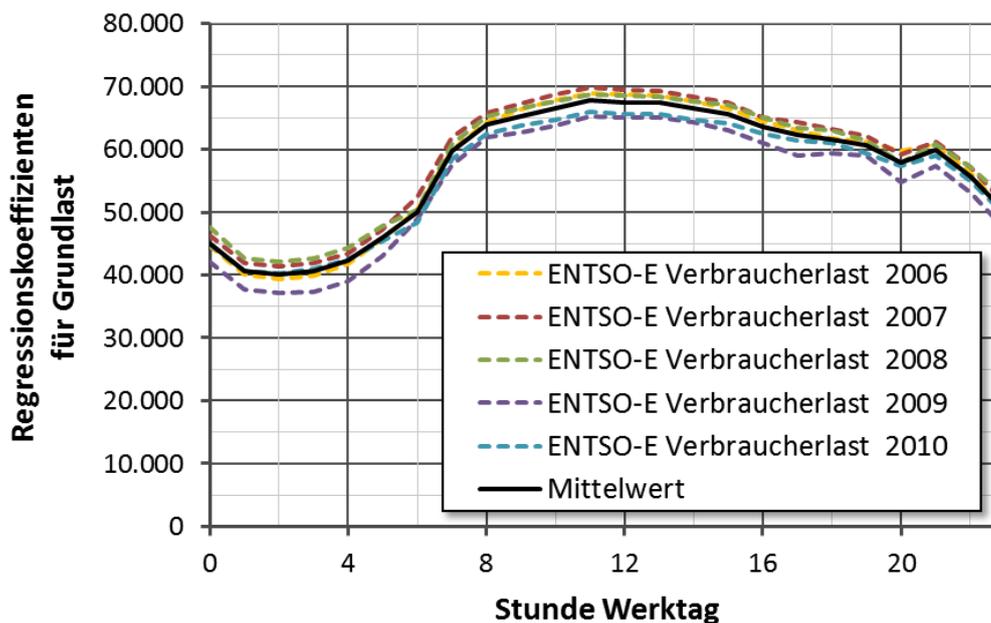
**Abbildung 4-17:** *ENTSO-E Verbraucherlast 2010 und daraus per Regressionsmodell erstellter synthetischer Lastgang für eine Sommerwoche*

### 4.2.3 Ermittlung von typischen Regressionsparametern

Der nächste Schritt bestand in der Generierung eines Satzes von Regressionsparametern, welche einen typischen ENTSO-E Verbraucherlastgang der Jahre 2006 bis 2010 wiedergeben. Hierzu wurden die Regressionsparameter der einzelnen Jahre zur Plausibilisierung vergleichend gegenübergestellt, und mittlere Parameter gebildet. Weitere Methoden zur Generierung von typischen Parametern wurden geprüft, doch keine der komplexeren Methoden zeigte deutlich bessere Übereinstimmungen mit den Original-Lastgänge als die Mittelwertbildung.

In **Abbildung 4-18** sind für die Werktage der Jahre 2006 bis 2010 die Regressionskonstanten für die 24 Stunden des Tages als Zeitreihe dargestellt. Es zeigt sich, dass die Grundlast in den Jahren in einem Band von ca. 5 GW (7 % bis 13 %) schwankt, wobei sich um die Dämmerungszeit morgens und abends deutliche Abweichungen ergeben.

Dies zeigt ein Problem der angewandten Regressionsanalyse. Sie kann nicht entscheiden, ob beispielsweise in der Dämmerungsphase die Beleuchtung normalerweise angeschaltet ist und bei höherer Helligkeit abgeschaltet wird, oder ob die Beleuchtung normalerweise abgeschaltet ist und bei geringerer Helligkeit angeschaltet wird. Dies zeigte sich später auch in den Regressionskoeffizienten der Helligkeit und wurde bei der Bildung typischer Regressionsparameter berücksichtigt.

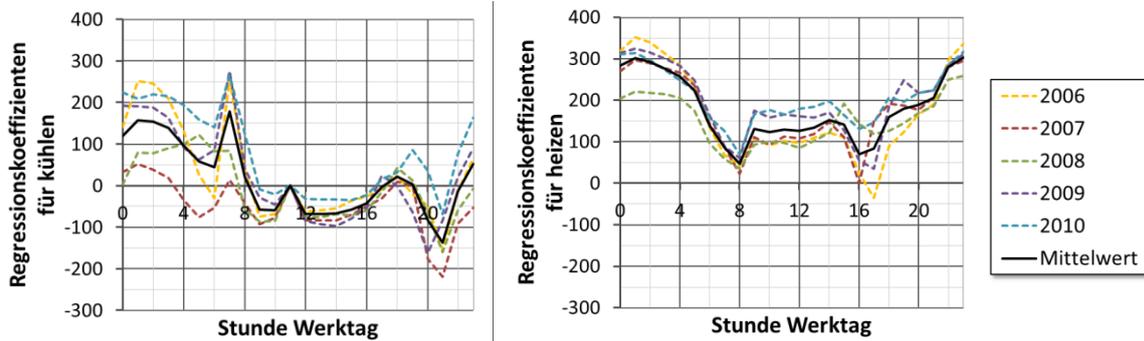


**Abbildung 4-18:** Regressionskoeffizienten entsprechend der Grundlast für Werktage

In **Abbildung 4-19**, **Abbildung 4-20** und **Abbildung 4-21** sind die Regressionskoeffizienten der 24 Stunden-Modelle für Werktage skizziert. Rückschlüsse auf die resultierende Last sind nur über die Skala der erklärenden Variable möglich, die Höhe eines einzelnen Wertes zeigt nur die relative Bedeutung einer Stunde gegenüber einer anderen Stunde. Wie bereits vorher am Beispiel der Helligkeit zur Dämmerungszeit gezeigt, sind negative Koeffizienten immer in Bezug auf die Grundlast zu sehen.

Der Vergleich von Kühltemperaturen und Heiztemperaturen in **Abbildung 4-19** zeigt, dass der Heizwärmebedarf für elektrisches Heizen abends ansteigt und nachts am

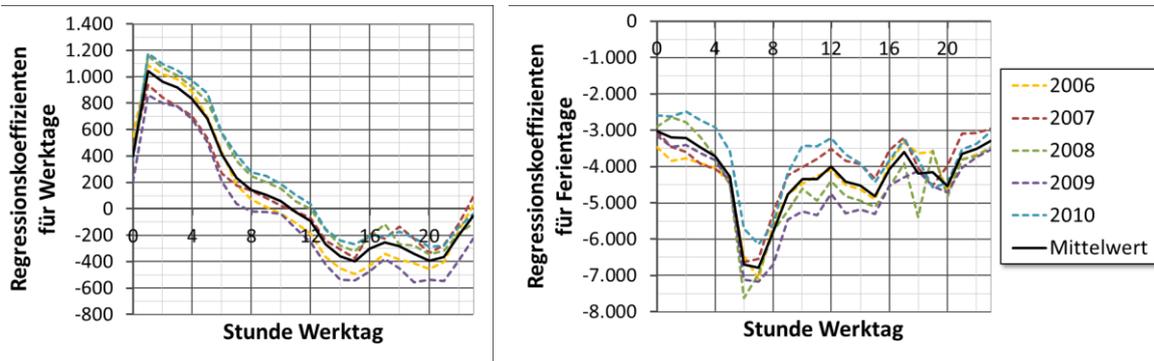
höchsten ist, während der Strombedarf für die Kälteerzeugung tagsüber höher ist. Dieses Ergebnis ist durch die tagsüber höheren inneren und solaren Wärmegewinne plausibel.



**Abbildung 4-19:** Regressionskoeffizienten für die 24 Stunden der Werktag, links für Kühltemperaturen ( $> 14\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) und rechts für Heiztemperaturen ( $< 12\text{ }^{\circ}\text{C}$ )

Die Unterschiede zwischen den Jahren und die Schwankungen zwischen einzelnen Stunden können entstehen, da die erklärenden Variablen nicht komplett unabhängig voneinander sind, die Ferien liegen in Deutschland eher in der warmen Jahreszeit. Da ein herausrechnen der gegenseitigen Abhängigkeiten kaum möglich ist, wurden die Schwankungen in Kauf genommen. Es wird angenommen, dass durch die Mittelwertbildung über die Regressionskoeffizienten der Effekt etwas reduziert wird.

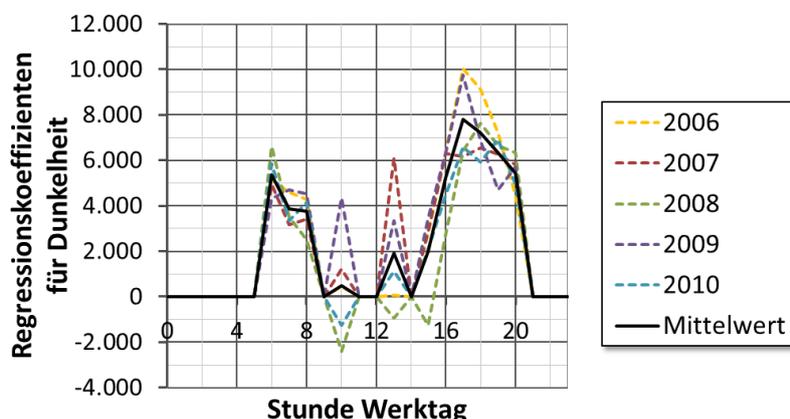
In Abbildung 4-20 sind die Regressionskoeffizienten für Werktag und Ferientage dargestellt. Bei Werktagen zeigt sich, dass von Montag bis Freitag die Last tendenziell in den frühen Morgenstunden – bis 7 Uhr – ansteigt, während die Last am Nachmittag im Wochenverlauf sinkt. Ferientage haben einen generell geringeren Stromverbrauch. Zwischen 7 Uhr und 9 Uhr die ist die stärkste Verbrauchsreduktion zu sehen; dies könnte durch das spätere Aufstehen an Ferientagen erklärt werden, wodurch der morgendliche Lastanstieg verspätet wirkt.



**Abbildung 4-20:** Regressionskoeffizienten für die 24 Stunden der Werktag, links für Wochentage (Montag bis Freitag), rechts für Ferientage

In Abbildung 4-21 sind die Regressionskoeffizienten für die synthetische Variable „Dunkelheit“ während der Dämmerung dargestellt. Es hat sich gezeigt, dass die solare Strahlung nur im Zeitbereich der Dämmerung eine Auswirkung auf den Stromverbrauch hat. Tagsüber besteht kein Beleuchtungsbedarf, nachts ist es sowieso dunkel. Da der

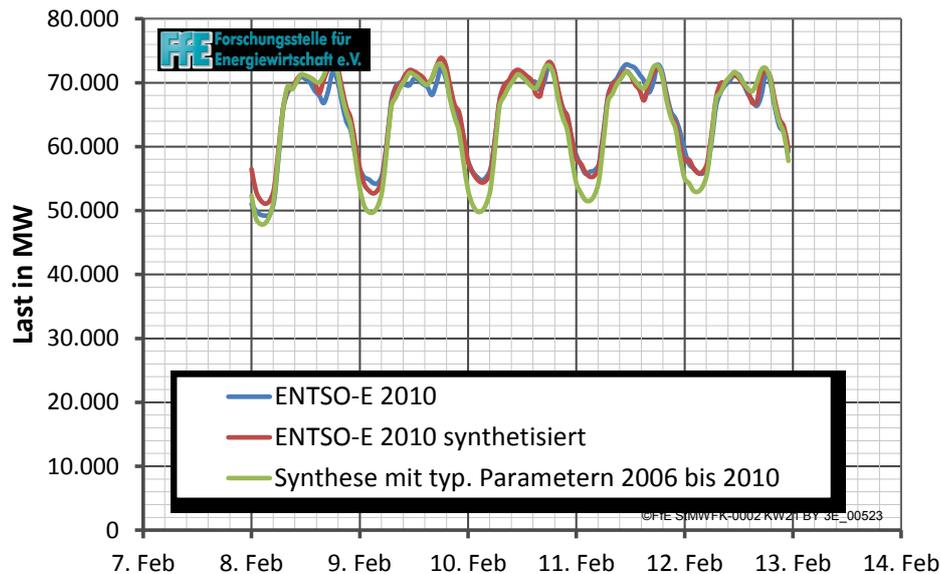
Beleuchtungsbedarf nicht proportional zur solaren Strahlung ist, wurde eine synthetische Variable generiert, welche zur Dämmerung in mehreren Stufen die Dunkelheit als Indikator für den Beleuchtungsstromverbrauch wiedergibt und damit die solare Strahlung implizit enthält. Auch diese Variable hat tagsüber und nachts keinen Einfluss. Neben dem Strom für Beleuchtung werden mit dem Indikator auch z.B. Änderungen im Freizeitverhalten (Aufenthalt am See vs. Fernsehen) abgebildet, welche von der abendlichen Helligkeit abhängig sind.



**Abbildung 4-21:** *Regressionskoeffizienten für die 24 Stunden der Werktag für Dunkelheit während der Dämmerung*

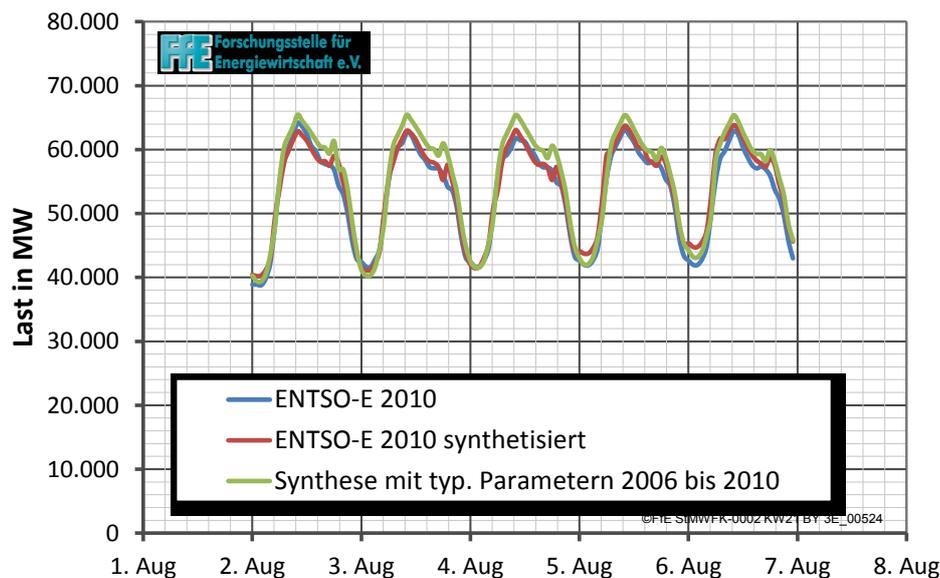
Wie bereits bei der Betrachtung der Grundlast in Abbildung 4-18 erwähnt, hat das Regressionsmodell in jeder Stunde die Entscheidungsfreiheit bei der Betrachtung der Beleuchtung. So kann angenommen werden, dass die Beleuchtung sowieso an ist und Helligkeit zu einer Verbrauchsminderung führt, oder dass die Beleuchtung aus ist und Dunkelheit zu einer Verbrauchserhöhung führt. Da jede Stunde ein eigenständiges Regressionsmodell darstellt, kann jede Stunde unterschiedlich ausfallen. So erhält man z.B. gegen 21 Uhr unterschiedliche Ergebnisse in den Jahren 2006 bis 2010; bei einigen Jahren klingt der Beleuchtungsbedarf langsam aus, bei anderen geht er ins Negative.

Aus diesen ausgewählten Regressionskoeffizienten wurden typische Regressionskoeffizienten hergeleitet. Dabei hat die Mittelwertbildung der Koeffizienten für jede Stunde die besten Ergebnisse gezeigt. In **Abbildung 4-22** sind zum Vergleich der ENTSO-E Verbraucherlastgang von 2010, der auf Basis der Regressionskoeffizienten von 2010 gebildete synthetische Verbraucherlastgang und der auf Basis der typischen Koeffizienten der Jahre 2006 bis 2010 gebildete synthetische Verbraucherlastgang für eine Winterwoche dargestellt. Die typische Verbraucherlast zeigt Abweichungen, doch die Ähnlichkeit ist nach wie vor hoch.



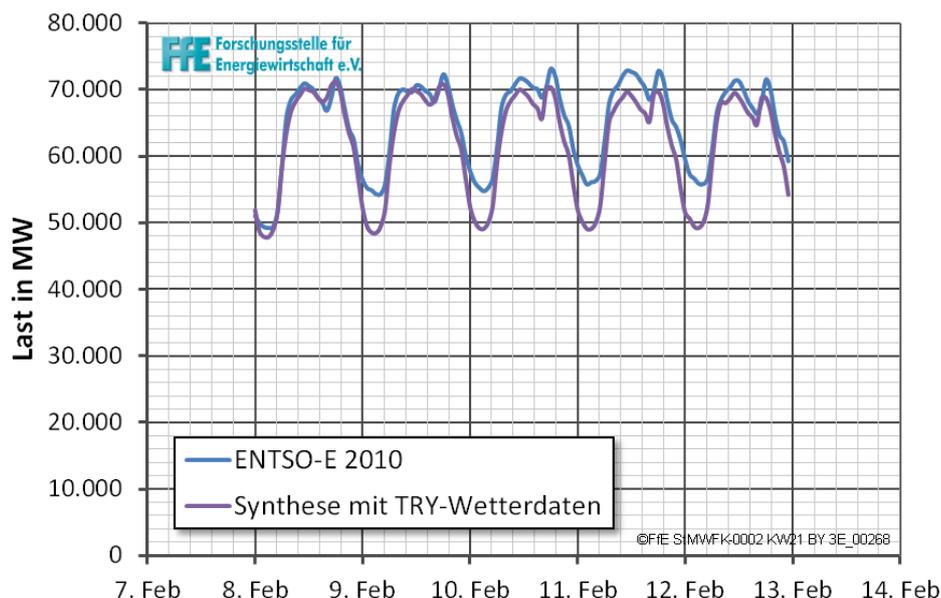
**Abbildung 4-22:** Vergleich synthetisierter Lastgänge mit dem Verbraucherlastgang 2010 einer Winterwoche mit Abendspitzen

Die Darstellung einer Sommerwoche in **Abbildung 4-23** zeigt ein ähnliches Ergebnis.



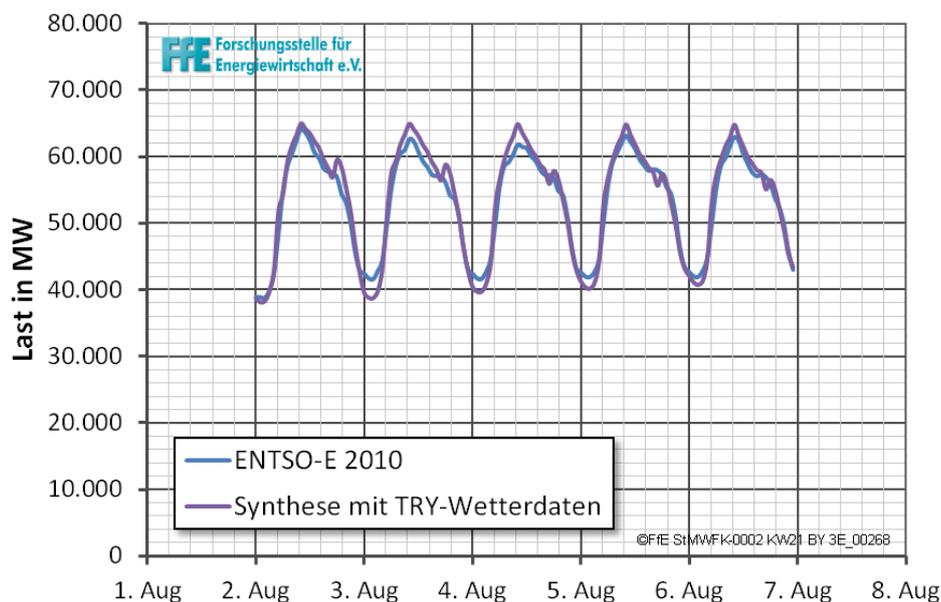
**Abbildung 4-23:** Vergleich synthetisierter Lastgänge mit dem Verbraucherlastgang 2010 einer Sommerwoche

Die bisher gezeigten synthetischen Verbraucherlastgänge basierten alle auf den Wetterdaten des jeweils untersuchten Jahres. Im nächsten Schritt wurde der synthetische Verbraucherlastgang für das Testreferenzjahr-Wetter (TRY) erstellt. **Abbildung 4-24** zeigt das Ergebnis für eine Winterwoche. Wegen des unterschiedlichen Wetters sind deutliche Differenzen, besonders bei der vom Heizstrombedarf abhängigen Grundlast, zu erkennen. Die charakteristischen Ausprägungen der synthetischen Lastgänge sind weiterhin vorhanden.



**Abbildung 4-24:** Vergleich von synthetisierten Lastgängen (Wetterdaten des Testreferenzjahres) mit dem Verbraucherlastgang 2010 einer Winterwoche mit Abendspitzen

In der Sommerwoche (vgl. Abbildung 4-24) sind die Unterschiede geringer. Bei dem Verbraucherlastgang mit TRY-Wetterdaten fällt in den ersten Tagen eine Abendspitze auf, die 2010 nicht sichtbar ist. Dies resultiert aus der unterschiedlichen Helligkeit am Abend bei bedecktem Himmel.



**Abbildung 4-25:** Vergleich von synthetisierten Lastgängen (Wetterdaten des Testreferenzjahres) mit dem Verbraucherlastgang 2010 einer Sommerwoche

Im Anhang sind die minimale Verbraucherlast in Abbildung 11-12 und die maximale Verbraucherlast in Abbildung 11-13 vergleichend für die ENTSO-E Lastgänge und die daraus synthetisierten Lastgänge dargestellt.

#### 4.2.4 Verfeinerung des Regressionsmodells

Zur Verfeinerung des Modells wurde analysiert, ob systematische Abweichungen zwischen realen und synthetischen Lastgängen vorhanden sind, wie sie entstehen und mit welchen Methoden sie minimiert werden können.

- Bei nicht-bundeseinheitlichen Feiertagen wurde über die Anzahl der Bewohner der jeweiligen Bundesländer ermittelt, wie hoch der Anteil der Bevölkerung ist, die an dem Tag frei haben. Der Stromverbrauch dieser speziellen Feiertage setzt sich anteilmäßig aus Sonntag und Werktag zusammen.
- Brückentage, also Arbeitstage, die zwischen einem Feiertag und dem Wochenende liegen, wurden nicht zur Bildung der Regressionskoeffizienten genutzt, da es keine typischen Tage sind.
- Die Datensichtung zeigte, dass Brückentage hinsichtlich ihres Lastverlaufs eine Mischung aus Sonntag und Werktag darstellen. Dementsprechend wurde bei der Synthetisierung geprüft, für welchen Anteil der Bevölkerung ein Tag ein Brückentag ist. Mit einer Schätzung zum Anteil der Personen, die den Brückentag frei nehmen, konnte eine anteilmäßige Zusammenstellung des Stromverbrauchs aus Werktag und Sonntag generiert werden.
- Die Tage zwischen Weihnachten und dem 6. Januar mussten mit einem stärkeren Faktor für Ferien gewichtet werden, da vergleichsweise mehr Personen an diesen Tagen frei haben als zu den sonstigen Ferientagen – und manche Unternehmen wegen Betriebsferien komplett schließen.

Die Berücksichtigung dieser Zusammenhänge führte zu einer weiteren Verbesserung des Regressionsmodells, dargestellt im Anhang in Abbildung 11-11. In **Tabelle 4-1** ist das Bestimmtheitsmaß der Regressionsmodelle für die ENTSO-E Verbraucherlastgänge dargestellt. Die reine Modellierung mit Ausblendung von Feiertagen und Brückentagen erreichte immer über 99 %, die synthetischen Lastgänge mit Feier- und Brückentagen waren immer besser als 93 %. Die in der Tabelle rechts dargestellten Werte zeigen die Synthetisierung mit den mittleren Regressionsparametern für ein typisches ENTSO-E Jahr. Das Bestimmtheitsmaß ist dabei geringer, da die Parameter nicht mehr optimal an die einzelnen Jahre angepasst sind. Dennoch liegt das Bestimmtheitsmaß der meisten Jahre gut über 90 % – nur 2009 ist vermutlich wegen der schlechten Wirtschaftsleistung eine Ausnahme.

**Tabelle 4-1:** *Bestimmtheitsmaß ( $R^2$ ) der Regressionsmodelle für die ENTSO-E Verbraucherlastgänge abhängig von der Auswahl der Regressionskoeffizienten*

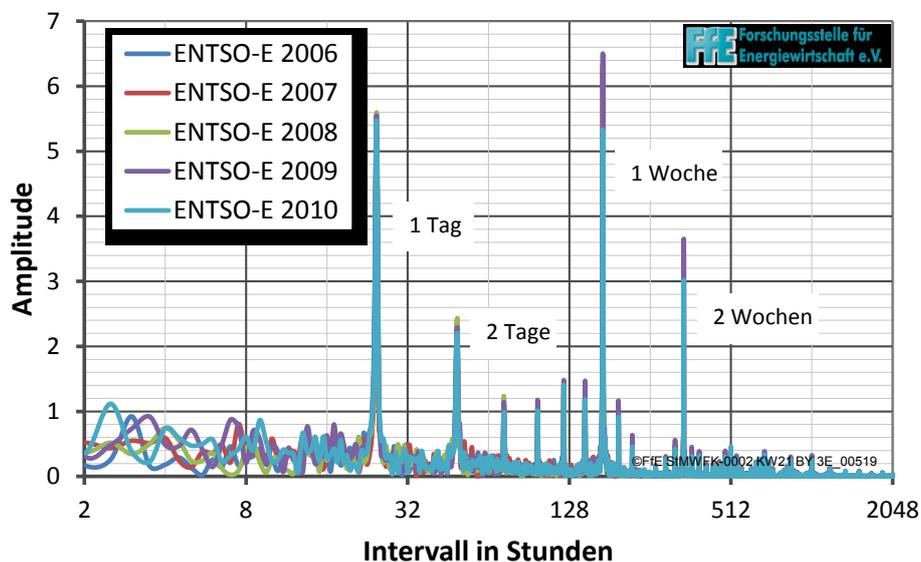
	Regressionskoeffizienten der Modelle		Mittlere Regressionskoeffizienten	
	Gesamt	Ohne Feier- und Brückentage	Gesamt	Ohne Feier- und Brückentage
2006	94,4 %	99,82 %	93,5 %	99,8 %
2007	94,7 %	99,83 %	91,3 %	99,7 %
2008	93,0 %	99,80 %	91,4 %	99,7 %
2009	93,8 %	99,77 %	84,5 %	99,4 %
2010	93,6 %	99,82 %	93,3 %	99,8 %

Bei einem sehr hohen Bestimmtheitsmaß stellt sich immer die Frage, ob durch eine zu hohe Anzahl an Parametern eine Überanpassung (over-fitting) der Modelle vorliegt. Die

Prüfung ergab, dass pro Modell mit 7 Regressionsvariablen bei einem Werktag 246 Beobachtungen und bei Sonn- und Feiertage 67 Beobachtungen vorlagen. Am wenigsten Beobachtungen lagen mit 52 bei Samstagen vor, was aber dennoch pro Variable mehr als 7 Beobachtungen ergibt. Damit kann eine Überanpassung ausgeschlossen werden.

#### 4.2.5 Fourier-Analyse

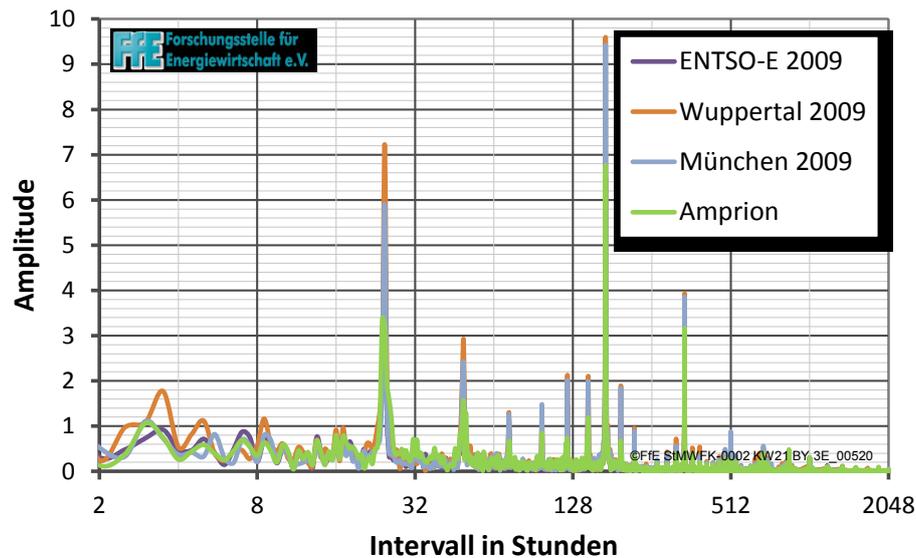
Ein Ansatz zur Untersuchung von Daten mit wiederkehrenden Mustern ist die Fourier-Analyse. Es wurde geprüft, ob damit Charakteristika von Verbraucherlastgängen ermittelt werden können. Dazu wurden die Lastgänge vom Zeitbereich in den Frequenzbereich transformiert. Zyklische Änderungen im Lastgang (wiederkehrende Muster) treten dabei deutlich hervor, etwa der Tages- und der Wochenzyklus (siehe Transformation der ENTSO-E Lastgänge in **Abbildung 4-26** mit logarithmischer Skalierung der x-Achse).



**Abbildung 4-26:** *Fourier-Transformation der ENTSO-E Verbraucherlastgänge*

Die Untersuchungen der fourier-transformierten Lastgänge haben gezeigt, dass die Frequenzen der lokalen Maxima immer gleich sind. Da in allen geprüften Regionen ein Tag 24 Stunden und eine Woche 7 Tage hat, ist dieses Ergebnis zu erwarten. Es wurde geprüft, ob die Lastgänge bei Betrachtung der Frequenzen neben den Vielfachen eines Tages ein charakteristisches Bild ergeben würden. Dies konnte jedoch nicht bestätigt werden. Lediglich die Höhe der Ausprägung der jeweiligen Frequenzen entsprechend eines stärkeren Tages- oder Wochenlastgangs lässt eine gewisse Charakterisierung des Lastgangs zu.

In **Abbildung 4-27** sind für das Jahr 2009 die Fourier-Transformationen des Verbraucherlastgangs mehrerer Verteilnetzbetreiber (VNB) dargestellt, welche gegenüber ENTSO-E eine deutlich geringere Anzahl an Verbrauchern versorgen.



**Abbildung 4-27:** *Fourier-Transformation von VNB Verbraucherlastgängen*

Wie bei den ENTSO-E Lastgängen zeigen sich auch die erwarteten Frequenzen in unterschiedlich starker Ausprägung, wobei die kleineren Versorgungsgebiete höhere Amplituden haben. Dies weist auf einen geringeren Anteil der Grundlast hin. Die Fourier-Transformation ist damit zur groben Plausibilisierung von Lastgängen geeignet.

In der Literatur hat sich die Fourier-Analyse bei verschiedenen energiewirtschaftlichen Themen wie z.B. der Untersuchung des Speichereinsatzes bewährt. Durch den Verlust des zeitlichen Zusammenhangs bei der Umwandlung von dem Zeit- in den Frequenzbereich können für dieses Projekt nur sehr geringe Erkenntnisse durch die Fourier-Analyse gewonnen werden.

### 4.3 Synthese von Einzellastgängen

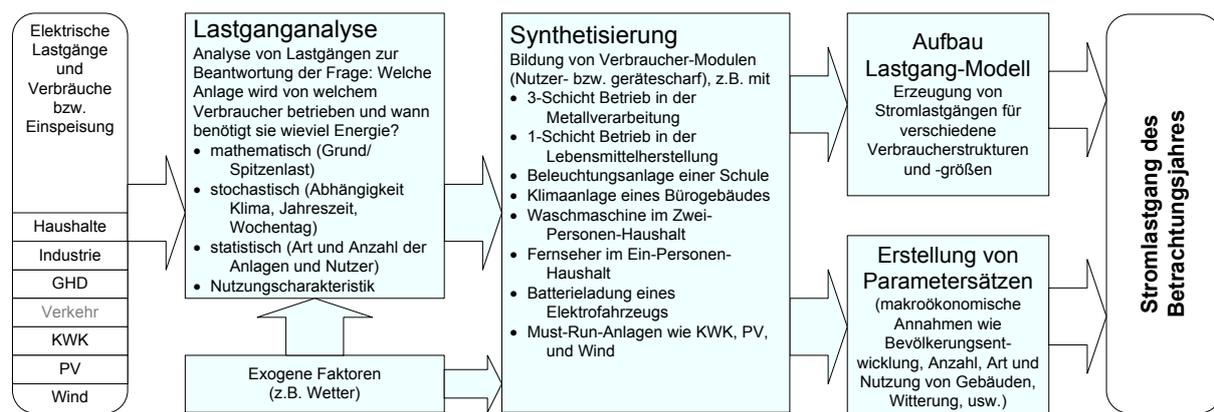
Energiewirtschaftliche Modelle werden häufig so gestaltet, dass sie mit einem Eingangsparametersatz selbstständig die Vorgaben der Methodik bis zum fertigen Ergebnis durchrechnen. Um die Rechenzeit gering zu halten werden alle Zusammenhänge auf lineare Probleme vereinfacht. Dies führt oft zu unbefriedigenden Ergebnissen, da nur ein kleiner Teil der energiewirtschaftlichen Fragestellungen rein linear abgebildet werden kann. Häufig gibt es Sättigungseffekte, Skalierungseffekte oder nicht-lineare gesetzliche Vorgaben, welche den Bereich, in denen die Modelle selbstständig rechnen können, stark einschränken. Werden von dem Modell keine Teilergebnisse ausgegeben, dann fallen Fehler dieser Art erst sehr spät bei der Auswertung der Ergebnisse auf.

Beim Aufbau des hier genutzten Modells hat sich gezeigt, dass eine getrennte Erstellung mehrere Modelle, deren Ergebnisse nach Validierung und gegebenenfalls Kalibrierung an die nächsten Modelle weitergereicht werden, weitaus flexibler handzuhaben ist. Zudem können einzelne Zwischenergebnisse validiert werden, wodurch Fehler in den Modellen oder den Eingangsparametern, welche selbst bei sorgfältigster Bearbeitung nur verringert aber nicht vermieden werden können, schnell erkannt werden. Im Folgenden werden die Modelle beschrieben.

**Abbildung 4-28** zeigt ein Schema der Methodik zum Aufbau des Verbrauchsmodells. Basierend auf einzelnen gemessenen bzw. simulierten Lastgängen wurden mit einem linearen multivariaten Regressionsmodell die Abhängigkeiten der Lastgänge gegenüber exogenen Faktoren wie z.B. dem Wetter oder Ferienzeiten ermittelt. Dies ermöglicht die Synthetisierung von Lastgängen für Jahre mit anderem Wetter (z.B. Klimaverschiebung) oder anderen Ferienzeiten. Die Lastgänge wurden in einem Lastgang-Modell zusammengefasst. Zur Synthetisierung eines Verbrauchslastgangs wird ein Parametersatz benötigt, der die exogenen Faktoren des abzubildenden Bilanzkreises enthält.

### Erhebung der Verbraucher- und Erzeugerlastgänge

Aus eigenen Messungen und der Literatur wurden typische elektrische Lastgänge und Verbräuche ausgewählt und zusammengeführt. Stromverbrauchswerte für Heizung und Kühlung wurden mittels Simulation verschiedener Gebäude, die entsprechend dem deutschen Gebäudeensemble zusammengesetzt sind, generiert. Zudem wurden Erzeugerlastgänge von regenerativen Stromerzeugern sowie Must-Run-Anlagen (z.B. KWK) aus dem Projekt /FFE-01 12/ genutzt, um später aus dem Verbraucher-Stromlastgang die residuale Last, also die von thermischen Kraftwerken gedeckte Last, berechnen zu können.



**Abbildung 4-28:** Aufbau des Verbrauchersmodells (Bottom-Up)

Um Szenarien bilden zu können, wurden für die verschiedenen Sektoren Lastgänge mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad benötigt:

- **Haushalte:** Einzelne Haushaltslastgänge und Lastgänge einzelner Geräte, um über die Disaggregation auf Geräteebene wieder verschiedene Haushaltstypen (Ein- oder Mehrpersonenhaushalte) aufbauen zu können.
- **Industrie:** Wegen der starken Inhomogenität der Verbraucher und der unterschiedlichen Betriebsweise würde aus einer über die Branchen hinausgehenden Lastganguntersuchung keine Verbesserung der Genauigkeit resultieren. Daher wurden die Lastgänge branchenweise zusammengefasst.
- **Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD):** Für verschiedene Branchen (Hotel, Büro, Krankenhaus) werden Lastgänge erhoben. Zusätzlich werden Lastgänge einzelner Querschnittstechnologien erhoben (z.B. Gebäudekühlung, Beleuchtung), um die Auswirkungen der Szenarien (qualitativ und quantitativ) besser einschätzen zu können.

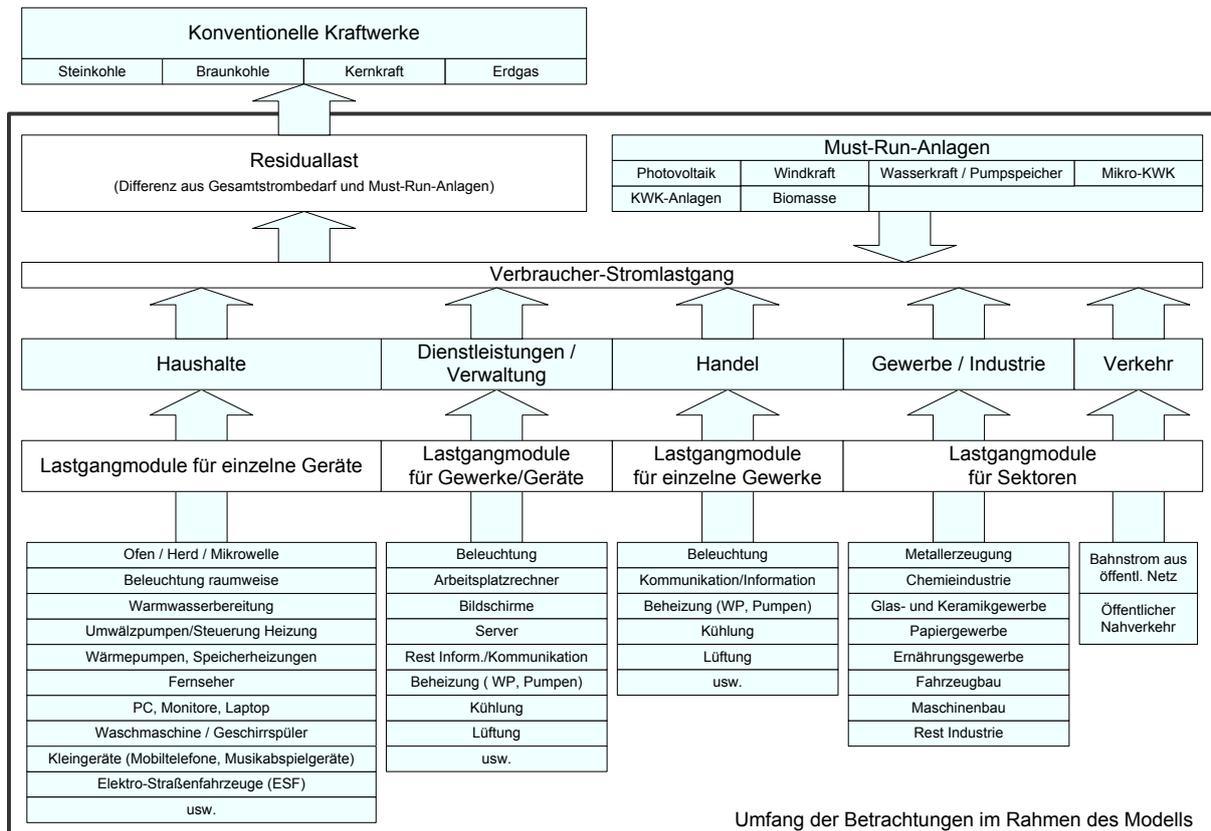
- Verkehr: Der Stromverbrauch der Bahn teilt sich auf Bahnkraftwerke und Bezug aus dem allgemeinen Netz auf. Es wird ein Gesamtlastgang „Verkehr“ für den Bezug aus dem allgemeinen Netz generiert, welcher auch den Verbrauch von z.B. städtischen U-Bahnen enthält.
- PV/Wind/Laufwasser/Pumpspeicher/KWK: Für jedes Bundesland wurde in /FFE-01 12/ über typische Wetterdaten (Testreferenzjahre TRY) ein Must-Run-Erzeugergang erstellt. Dieser wird mit den von den Versorgern veröffentlichten Daten (installierte Leistung, Volllaststunden, Jahreserzeugung) an die reale Einspeisung angepasst. Die Modelle zur Generierung des KWK- und Windlastgangs wurden in den Teilprojekten E2 „KWK-Verbund“ /FFE-23 07/ und E3 „KWK-Technik und regenerative Energien“ /FFE-04 08/ der ersten KW21-Phase aufgebaut.
- Biomasse: Regenerative Energieerzeuger laufen im Allgemeinen im Grundlastbetrieb (hohe Investitionskosten und hohe Einspeisevergütung). Es wurden typische Betriebsweisen von Biomassekraftwerken recherchiert und deren Anteil an der installierten Leistung abgeschätzt. Auf Basis der Betriebsweise wurden Lastprofile generiert und mittels der installierten Leistungen zu einem Gesamtlastgang zusammengeführt. /FFE-01 12/
- On- und Offshore-Windkraft: Zukünftige Windlastgänge werden mit einem Tool für Windlastgänge auf Basis realer Wetterdaten generiert. /FFE-01 12/

### **Lastganganalyse**

Die Lastgänge werden nach verschiedenen Kriterien hinsichtlich der Tauglichkeit als typischer Lastgang geprüft. Dabei werden Werkstage, Samstage und Sonntage/Feiertage getrennt untersucht. Ausreißer oder fehlende Messwerte werden somit erkannt und gegen plausible Werte ersetzt. Je höher die Anzahl an Lastgängen einer Branche bzw. eines Verbrauchers, desto plausibler können typische Lastgänge generiert werden.

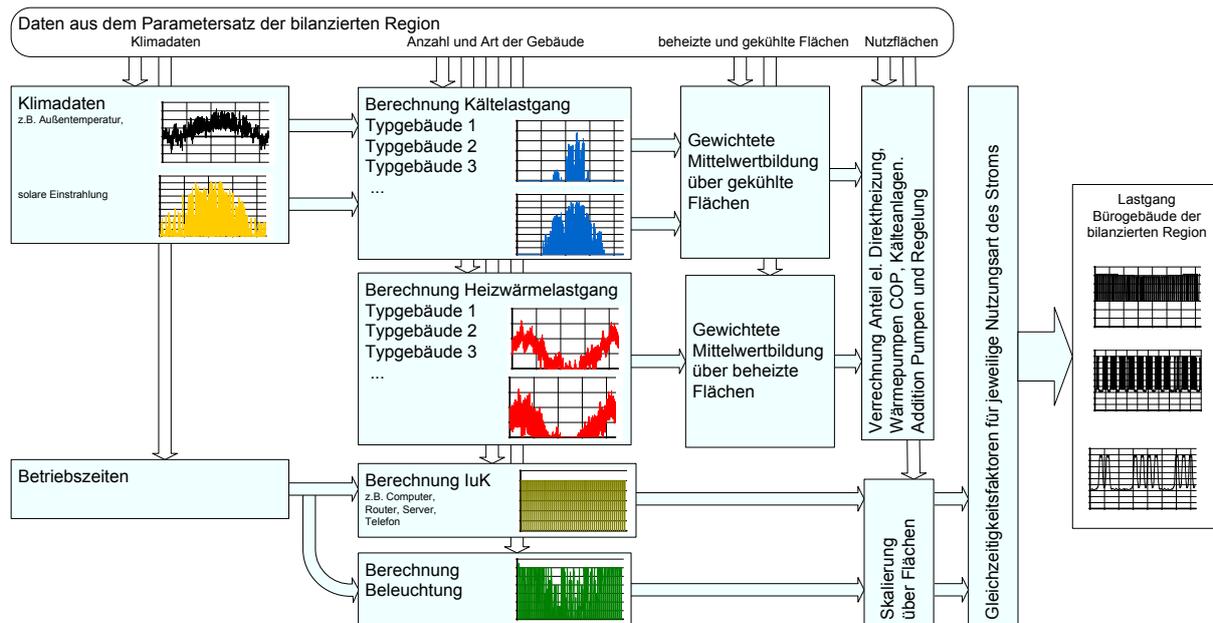
### **Aufbau des Energie-Modells**

Die einzelnen Lastgänge werden zu einem Energiemodell Deutschland zusammengefügt. Die Struktur des Modells ist in **Abbildung 4-29** dargestellt. Ausgehend von einzelnen Lastgangmodulen werden über eine Parametrierung der Module Lastgänge für die einzelnen Sektoren generiert. Diese ergeben zusammen den Verbraucher-Stromlastgang. Abzüglich der Einspeisung der Erneuerbaren und Must-Run-Anlagen ergibt sich die residuale Last, welche von den konventionellen Kraftwerken gedeckt wird.



**Abbildung 4-29:** Schema der Generierung des Energieverbrauchs im Energiemodell

**Abbildung 4-30** zeigt am Beispiel von Bürogebäuden die Modellierung des elektrischen Verbrauchslastgangs. Zentrales Element ist der Parametersatz mit Klimadaten und Angaben zum versorgten Gebiet – wie z.B. beheizte, gekühlte und beleuchtete Flächen sowie Betriebszeiten und Deckungsanteil des Wärmebedarfs durch Wärmepumpen. Zunächst werden der Wärme- und Kältebedarf für verschiedene Typgebäude (leichte/schwere Bauweise, Baualter) berechnet. Über die jeweiligen Anteile der Typgebäude an der gesamten beheizten bzw. gekühlten Fläche werden mittlere Lastgänge für den Wärme- und Kältebedarf generiert. Der Strombedarf für Umwälzpumpen wird auf Basis dieser Lastgänge berechnet. Über den Anteil der Wärmepumpen an der Wärmeerzeugung wird der elektrische Lastgang der in Bürogebäuden eingesetzten Wärmepumpen berechnet. Der Stromlastgang für Arbeitsplatzrechner ergibt sich aus den Betriebszeiten und flächenspezifischen Stromverbrauchswerten. Der Lastgang für Beleuchtung ergibt sich aus den Betriebszeiten (Mix verschiedener Bürotypen) und zu einem geringen Teil aus der solaren Einstrahlung.



**Abbildung 4-30:** Modellierung des Verbrauchs am Beispiel von Bürogebäuden

Die Einzellastgänge werden z.B. über die beheizten, gekühlten oder genutzten Flächen und nutzungsspezifische Energieverbräuche skaliert, um den passenden Jahresenergiebedarf zu erhalten. Im nächsten Schritt werden alle Einzellastgänge mit Gleichzeitigkeitsfaktoren belegt, welche von der Anzahl der Verbraucher sowie der jeweiligen Nutzung abhängig sind.

So liegt der Gleichzeitigkeitsfaktor der Straßenbeleuchtung – nahezu unabhängig von der Anzahl der betrachteten Leuchten – nahe bei eins, während bei Kühlschränken der Gleichzeitigkeitsfaktor abhängig von der Anzahl bis auf 0,3 sinken kann.

### Synthetisierung

Die typischen Lastgänge wurden in synthetische Lastgangmodule umgewandelt. Dabei wurden saisonale Einflüsse sowie Temperaturabhängigkeiten – z.B. für Werktag, Samstag, Sonntag/Feiertag – berechnet. Ziel war es, eine möglichst gute Übereinstimmung zwischen dem Originallastgang und dem synthetischem Lastgang des Lastgangmoduls zu erzielen, wenn das Modul die gleichen Eingangsbedingungen (z.B. Klima, Nutzungsflächen) erhält, die auch beim Originallastgang vorlagen.

Hierzu werden verschiedene Simulationen in den Lastgangmodulen eingesetzt und mit den typischen Lastgängen validiert.

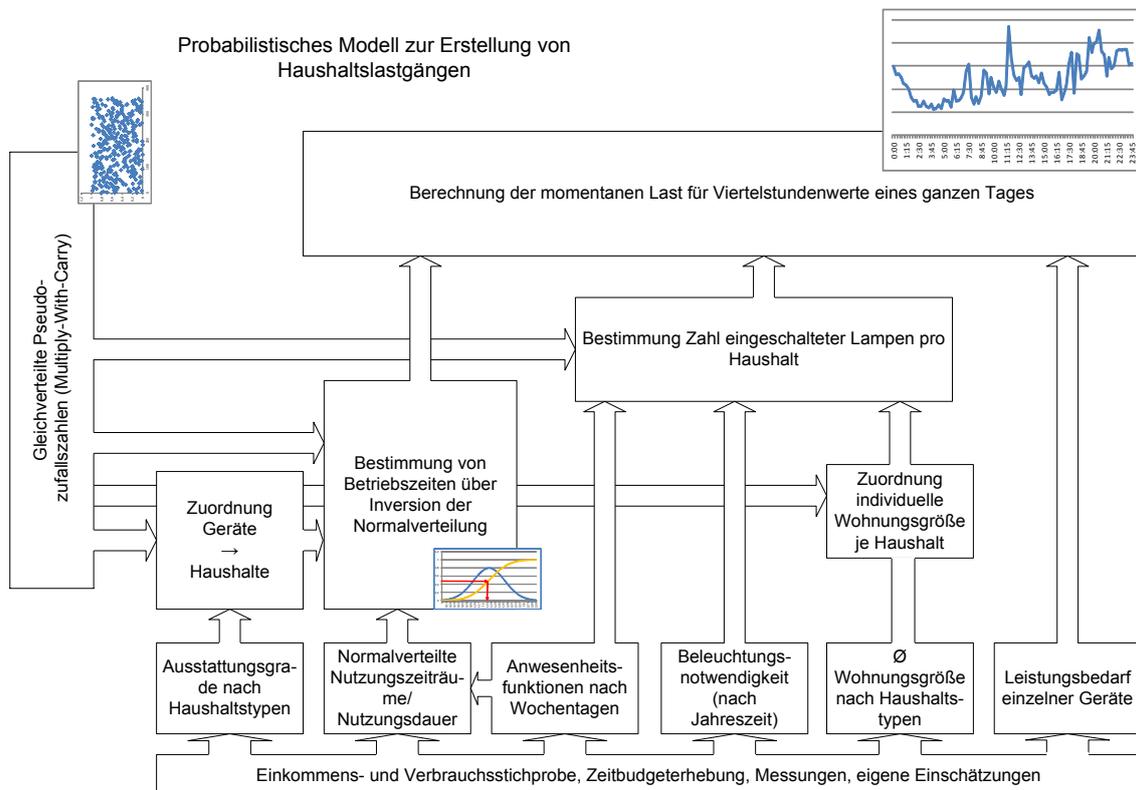
### Erstellung von Parametersätzen

Für verschiedene Regionen bzw. für Gesamtdeutschland wurden Parametersätze erstellt. Die Parametersätze enthalten exogene Faktoren, wie z.B. das Klima der betrachteten Region oder Gebäudeflächen, sowie makroökonomische Annahmen wie Nutzungscharakteristika, welche von den Lastgangmodulen zur Generierung eines Lastgangs benötigt werden. Die Parametersätze beinhalten alle Daten, welche die Lastgangmodule zur Generierung eines Verbraucherlastgangs benötigen.

### 4.3.1 Haushalte und Gewerbe

Der Sektor Haushalte ist in den Statistiken detailliert abgebildet, was zum Teil auch an der gegenüber den anderen Sektoren starken Homogenität der Haushalte liegt. Auf der Basis der Haushaltsstrukturen, der Geräteausstattung /FFE-25 09/ und Zeitbudget-Erhebungen /DSTAT-01 04/ konnte ein probabilistisches Modell zur Erstellung von Haushaltslastgängen aufgebaut werden, welches auch die Gleichzeitigkeit des Verbrauchs – in Abhängigkeit der Anzahl der betrachteten Haushalte – berücksichtigt.

**Abbildung 4-31** zeigt ein Schema des Modells. Für Sommer, Winter und die Übergangszeit wurden Verbraucherlastgänge für verschiedene Haushaltsgrößen generiert und über die Zusammensetzung der Haushalte zu einem Gesamtlastgang kombiniert.



**Abbildung 4-31:** Modell zur Erstellung von Haushaltslastgängen

Der Stromverbrauch von Bürogebäuden für IuK sowie Beleuchtung wurde mit einem analogen Modell generiert.

Gemäß **Abbildung 4-30** wurden der Heizwärme- und Kühlbedarf der Haushalte und Bürogebäude mit einem Gebäudemodell für die TRY-Klimaregionen erstellt und für Deutschland aufsummiert. Für Schulen, Krankenhäuser und Handel wurden reale Verbraucherlastgänge synthetisiert und an die Schul-/Öffnungszeiten der jeweiligen Bundesländer angepasst.

### 4.3.2 Industrie

Wegen der inhomogenen Verbraucherstruktur, welche statistisch kaum erfasst ist, und der unterschiedlichen Arbeitszeiten (Verwaltung/Produktion/Lager) in der Industrie ist eine Modellbildung kaum möglich. Als Verbraucherlastgänge wurden daher reale

Verbraucherlastgänge genutzt. Hierzu wurden die sieben energieintensivsten Branchen getrennt betrachtet:

- DA15 Ernährungsgewerbe
- DE21 Papier
- DG24 Chemie
- DI26 Glas, Keramik, Steine
- DJ27 Eisen, Stahl
- DK29 Maschinenbau
- DM Kraftwagen
- Rest Industrie

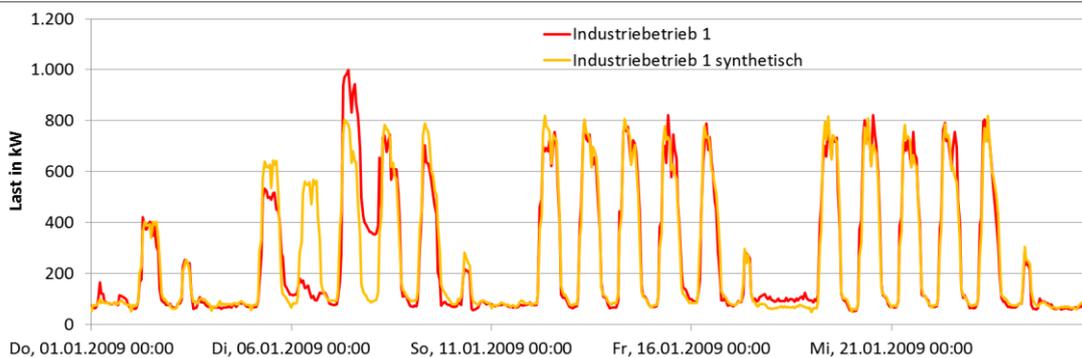
Wie in **Abbildung 4-32** skizziert, wurden zuerst die Lastgänge analysiert, anschließend die gültigen Bereiche (kein Messausfall, Stromausfall, Kurzarbeit) für die weitere Bearbeitung markiert. Von 55 gemessenen Lastgängen konnten 38 genutzt werden, der Rest wurde wegen Messausfällen oder unerklärbarem Verhalten (z.B. nur Messung eines von mehreren Transformatoren) verworfen. Die Bandbreite und die mittleren Vollaststunden der untersuchten Industriebetriebe sind im Anhang in **Abbildung 11-15** dargestellt.

Danach wurde mit den Wetter- und Kalenderdaten der jeweiligen Messzeiten bzw. -orte für jeden Lastgang ein Regressionsmodell erstellt (vgl. auch Kapitel 4.1). Dabei zeigte sich, dass Wochentage mit einem hohen Bestimmtheitsmaß nachgebildet werden können, an Wochenenden jedoch häufig je nach Auftragslage verschiedene Schichtmodelle angewendet werden – wodurch das Modell hier deutlich höhere Abweichungen aufweist.



**Abbildung 4-32:** Aufbau des Verbrauchsmodelles für die Industrie

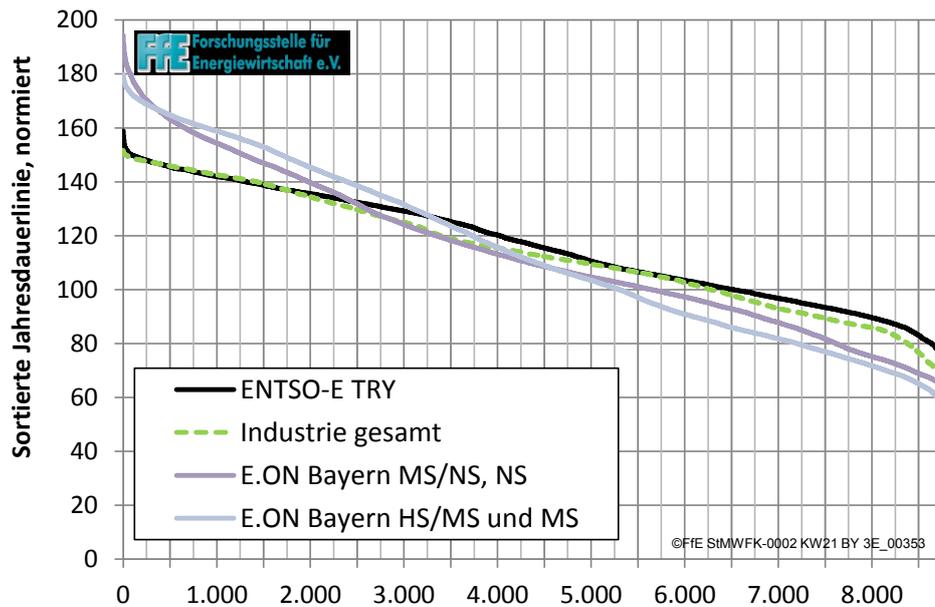
Die Modellierung dämpft einzelne Lastspitzen, da das Regressionsmodell nur typische Lastverläufe abbildet und damit einmalige Spitzen verliert. Dies hat Einfluss auf die Vollbenutzungsstunden. Betrachtet man jedoch mehrere Betriebe, dann entspricht diese Entfernung von Verbrauchsspitzen der normalen Mittelung des Verbrauchs, es wird also keine benötigte Information verloren. In **Abbildung 4-33** sind ein realer und der daraus synthetisierte Industrielastgang dargestellt. Die Brückentage am 02.01.2009 und 05.01.2009 sind gut abgebildet; der Feiertag am 06.01.2009 zeigt eine zu hohe synthetische Last, da es im Modell kein bundeseinheitlicher Feiertag ist. Die Verbrauchsspitze am 07.01.2009 nach dem Brückentag kann nicht abgebildet werden, da das Regressionsmodell von einem normalen Arbeitstag ausgeht.



**Abbildung 4-33:** *Synthetisierung eines Industriebetriebes*

Getrennt nach Branchen wurde geprüft, welche Parameter typisch für die Branche sind. Daraus wurde für jede Branche ein Satz typischer Regressionsparameter entwickelt. So konnte für jede untersuchte Branche ein Lastgang auf Basis des konsistenten Wetterdatensatzes synthetisiert werden.

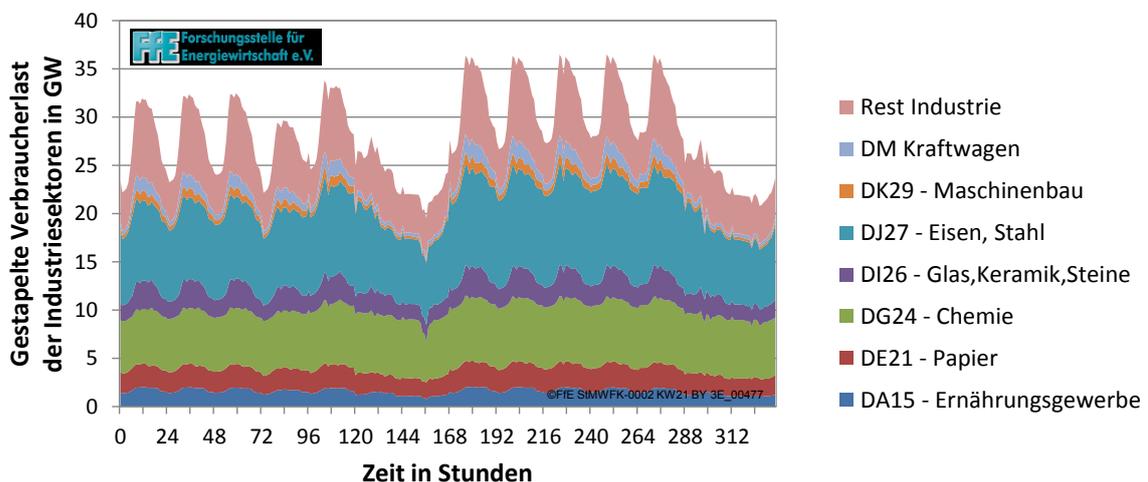
Zur Validierung des gesamten Industrielastgangs wurde auch die sortierte Jahresdauerlinie (siehe **Abbildung 4-34**) betrachtet. Der dahinter liegende Gedanke war, dass die Verbraucher, die beim Verteilnetzbetreiber E.ON Bayern an der Hoch- und Mittelspannung angeschlossen sind, eher Industrieverbraucher als Haushalte/GHD sind. Dies hätte eine Möglichkeit zur Validierung mit dem synthetischen Industrielastgang ermöglicht. Der Vergleich der Dauerlinien von E.ON Bayern für Mittel- und Niederspannung (Haushalte und GHD) mit Hoch- und Mittelspannung (Industrie) zeigt relativ ähnliche Dauerlinien. Allem Anschein nach gibt es in der Jahresdauerlinie keine großen Unterschiede zwischen den Spannungsebenen.



**Abbildung 4-34:** Vergleich der sortierten Jahresdauerlinien für ein Jahr

Die sortierte Jahresdauerlinie der Industrie, welche auf Basis der TRY-Wetterdaten erstellt wird, verläuft hingegen ähnlich wie der auf den TRY-Wetterdaten basierende ENTSO-E Verbraucherlastgang. Betrachtet man die Gleichzeitigkeit und die Abhängigkeit vom Wetter, dann erscheint dies plausibel.

Die reine Aufsummierung der Branchenlastgänge (ohne Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit) ergibt die in **Abbildung 4-35** gezeigte Last



**Abbildung 4-35:** Industrielle Verbraucherlast nach Branchen (ohne Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit)

### 4.3.3 Verkehr

Im Jahr 2011 entfielen nach /BMWI-02 11/ ca. 3,2 % des Stromverbrauchs auf den Verkehr. Entsprechend dieses geringen Einflusses auf den gesamten Stromlastgang und

der schlechten Verfügbarkeit statistischer Daten wurde für den Verkehrssektor ein einfaches Modell entwickelt.

Auf Basis von Veröffentlichungen der Deutschen Bahn (Tageslastgang nach /DB-01 05/, /DB-02 05/, Lastsprünge, Heizstromverbrauch für Züge und für Weichen) wurde ein temperaturabhängiger Verbraucherlastgang für den aus dem allgemeinen Stromnetz entnommenen Strom der Deutschen Bahn und des öffentlichen Nahverkehrs erstellt.

#### **4.3.4 Bahnstrom und industrieller KWK-Lastgang**

In Kapitel 3.1 wurde der Jahresstromverbrauch der ENTSO-E als Referenz festgelegt, damit die in den Lastgängen enthaltene Last mit der bekannten Last der Kraftwerke übereinstimmt. Dies ergibt gegenüber dem Jahresstromverbrauch anhand der KW21-Rahmendaten und dem Netto-Stromverbrauch nach BMWi-Daten /BMWI-02 11/ eine Differenz, welche hauptsächlich durch industrielle Stromeigenerzeugung mit KWK und Eigenerzeugung von Bahnstrom erklärbar ist (siehe **Tabelle 3-1**). Zur Anpassung von ENTSO-E auf die Energiebilanzen wurde ein vereinfachter Stromlastgang generiert.

- Industrielle KWK-Eigenstromerzeugung: Temperaturabhängiger KWK-Lastgang auf Basis von KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung.
- Bahnstrom: Nach einer Analyse der Kraftwerke der Bahn wurde der Bahnlastgang aufgeteilt in Grund-, Mittel- und Spitzenlast und den jeweiligen Kraftwerksarten (Pumpspeicher, Kohle, Laufwasser) entsprechende Anteile der Lasten zugeordnet.

#### **4.4 Abgleich Gesamtlastgang mit der Summe der Einzellastgänge**

Viele der zur Erstellung von einzelnen Lastgängen benötigten Daten – wie z.B. typische Leistungen von Geräten – sind statistisch nicht erfasst. Um zu prüfen, wie nah die Simulationen, Abschätzungen und Erfahrungswerte an die Realität kommen, wurden die Modellergebnisse mit den realen Lastgängen verglichen, wie die Erweiterung der Abbildung 4-28 in **Abbildung 4-36** darstellt. Hierzu wurden sechs Typtage ausgesucht, welche sowohl saisonale Unterschiede als auch die Unterschiede innerhalb einer Woche wiedergeben:

- Werktag Sommer
- Sonntag Sommer
- Werktag Übergangszeit
- Sonntag Übergangszeit
- Werktag Winter
- Sonntag Winter

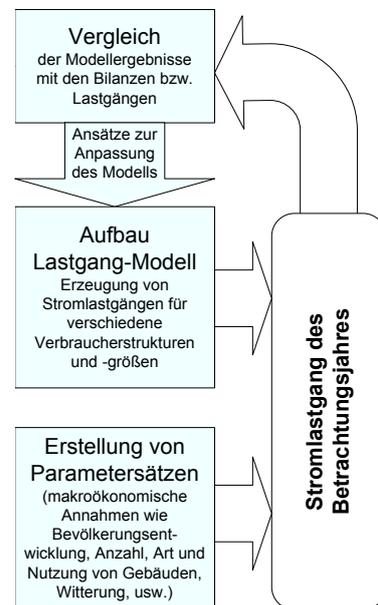
Samstage werden nur am Rande betrachtet, da besonders der Stromverbrauch der Industrie am Samstag stark von der wirtschaftlichen Lage, der Saison, sowie der Art des Unternehmens abhängig ist. Eine genaue Modellierung wäre nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand möglich.

Über Anpassungen des Energiemodells wurde in mehreren Iterationen eine möglichst hohe Übereinstimmung generiert. Hierzu wurden für unterschiedlich große Bilanzräume, für die reale Lastgänge verfügbar sind (Deutschland gesamt, RWE

Netzgebiet und München), Parametersätze generiert, welche die für das Modell benötigten Daten enthalten.

### Aufbau des heutigen Referenzlastgangs (Top Down)

### Aufbau des Verbrauchsmodells (Bottom Up)

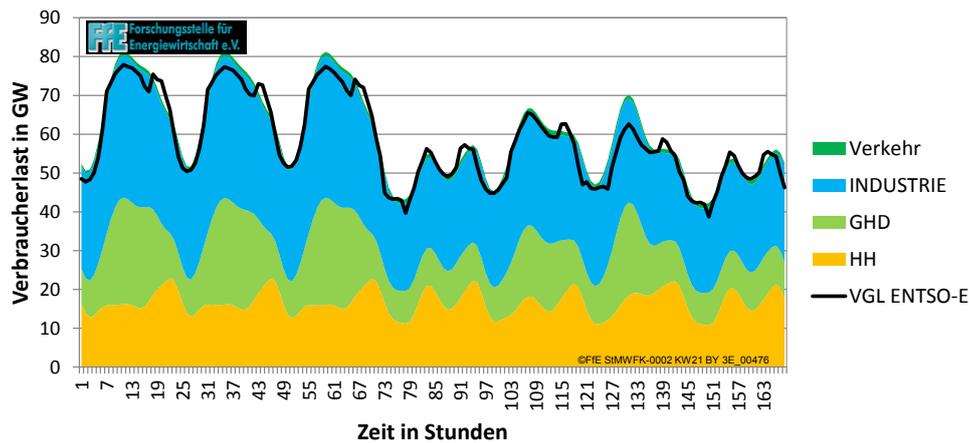


**Abbildung 4-36:** Validierung und Kalibrierung des Modells

Der Vergleich zwischen Aufsummierung der Modell-Lastgänge und realem Lastgang zeigt, wo Annahmen des Modells angepasst werden müssen oder an welchen Stellen das Modell noch verfeinert werden muss. Um eine bessere Anpassung zu erreichen, wurden iterativ die Abweichungen untersucht und – soweit möglich – die Gründe analysiert. Hierzu wurden sowohl die Tage mit den stärksten Abweichungen analysiert als auch synthetische Modelle der Abweichungen erstellt, um systematische Abweichungen erkennen zu können. So konnte ermittelt werden, ob ein Fehler z.B. eher im Winter oder im Sommer auftritt bzw. eher nachts oder an Feiertagen.

Da nicht alle Effekte modelliert werden können, bleibt immer ein Restlastgang. Soweit dieser einem Sektor oder einer Nutzungsart zugeordnet werden konnte, wurde die Leistung unter Berücksichtigung der Energie des jeweiligen Teillastgangs angepasst.

In **Abbildung 4-37** ist der Vergleich der Verbraucherlast für Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), Industrie und Verkehr mit dem synthetischen Verbraucherlastgang für eine Woche gezeigt. Der fünfte Tag in der Abbildung ist der Karfreitag, der Tag zuvor ein Brückentag. Besonders gut treffen die Lastgänge am Karfreitag und am Sonntag zusammen.



**Abbildung 4-37:** Vergleich zwischen modelliertem Verbraucherlastgang und TRY-Lastgang auf Basis der ENTSO-E Verbraucherlastgänge

Die Betrachtung des Korrelationskoeffizienten als Indikator für die Übereinstimmung zwischen Modellierung (Bottom-Up) und Referenzlastgang (Top-down) zeigt mit einem Bestimmtheitsmaß  $R^2 = 96,9\%$ , dass eine sehr gute Übereinstimmung erzielt werden konnte.

Mit dem Abgleich zwischen Verbrauchsmodell und Referenzlastgang kann angenommen werden, dass die Einzellastgänge gut an den realen Verbrauch angepasst sind. Somit werden die Einzellastgänge als Basis für die zukünftigen Veränderungen und für die verschiebbaren Verbraucher im Rahmen von Lastmanagement genutzt.

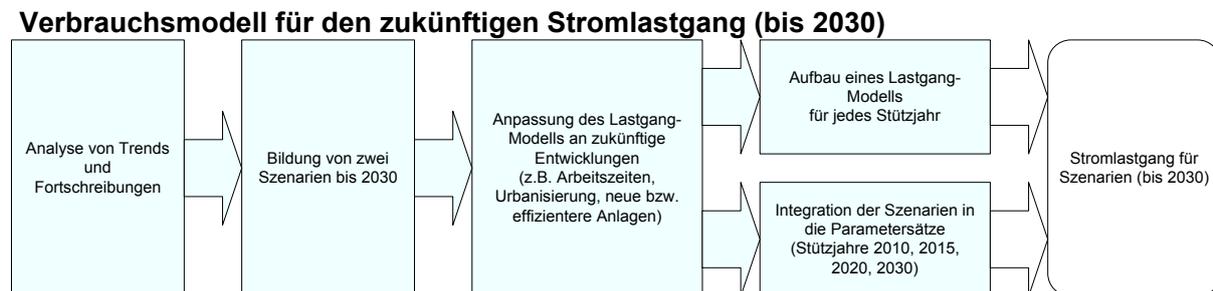
Um den Fehler des Restlastgangs nicht in den weiteren Bearbeitungsschritten mitzuziehen, wird der Referenzlastgang als Basislastgang genutzt, die darauf aufmodulierten zukünftigen Änderungen entstammen den Einzellastgängen.

## 5 Statische Fortschreibung des Stromlastganges

Auf dem Weg zu zukünftigen dynamisierten Stromlastgängen wurde nach dem Aufbau eines Referenzlastganges in Kapitel 0, welcher die heutige Zeit repräsentiert, eine statische Fortschreibung des Lastganges aufgebaut, was in diesem Kapitel beschrieben wird. Die Reaktion der schaltbaren Lasten wird als Dynamisierung im nächsten Kapitel gezeigt.

Eine präzise Prognose des zukünftigen Stromlastganges ist wegen der Vielzahl an Einflussparametern und deren kaum quantifizierbaren Auswirkungen nicht möglich. Dennoch ist es sinnvoll und möglich, auf Basis des heutigen Wissens und unter Berücksichtigung der Entwicklungen der letzten 30 Jahre einen plausiblen Weg aufzuzeigen. So kann gegebenenfalls frühzeitig eine Diskussion um die Notwendigkeit des gesteuerten Ladens von Elektrostraßenfahrzeugen, oder um die Vor- und Nachteile der Verbrauchsverlagerung durch PV-Eigenverbrauch in die Mittagsstunden begonnen werden.

Um einen möglichst wahrscheinlichen Entwicklungspfad zu generieren, wurden in einem ersten Schritt Trends und bestehende Fortschreibungen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den zeitlichen Verlauf des Stromlastganges analysiert (siehe **Abbildung 5-1**). Auf deren Basis wurden Szenarien für den Stromlastgang bis zum Jahr 2030 generiert, welche verschiedene Entwicklungspfade abdecken.



**Abbildung 5-1:** *Schema der Methodik zur Generierung von Szenarien für den zukünftigen Verbraucher-Stromlastgang*

Durch Anpassung des Lastgangmodells an die neuen Rahmenbedingungen und Integration der Szenarien in die Parametersätze konnten statische Stromlastgänge für die Jahre bis 2030 generiert werden. Im Folgenden werden die Arbeitsschritte zuerst skizziert und dann in den Unterkapiteln detaillierter dargelegt.

### Analyse von Trends und Fortschreibungen

Die Erzeugerlastgänge wurden auf Basis der im Rahmen des Verbundprojektes KW21 abgestimmten Rahmenbedingungen an die Ausbauziele der regenerativen Energieerzeugung bis zum Jahr 2030 angepasst. Die Verbraucherlastgänge wurden auf Basis der detaillierten Daten aus dem Projekt „Energiezukunft 2050“ und anderer Studien bis zum Jahr 2030 erstellt. Damit sind die energetischen Auswirkungen auf die Lastgänge wie z.B. eine Änderung von Ausstattungsgraden mit Elektrogeräten abgedeckt; die zeitlichen Auswirkungen wurden in den folgenden Schritten integriert.

Neben den im Projekt „Energiezukunft 2050“ zusammengestellten zukünftigen Veränderungen (Trends), die sich auf den Jahresenergieverbrauch auswirken, werden auch Trends betrachtet, welche sich nur in der zeitlichen Aufteilung der Energie, also dem Lastgang zeigen. Diese Zukunftstrends wurden recherchiert (z.B. aus Siemens „Pictures of the Future“) und kategorisiert, sowie auf quantitative Anwendbarkeit geprüft (z.B. Freigabe der Ladenöffnungszeiten oder Erhöhung der Automatisierungsquote in der Industrie). Energetisch nicht quantifizierbare Trends oder Trends mit zu geringen Auswirkungen wurden nicht berücksichtigt. Ebenso gab es viele Trends, die durch einen gegenläufigen Trend zum Teil wieder ausgeglichen werden (z.B. führt der steigende Anteil an Ganztagsbetreuung bei Schulkindern dazu, dass in Haushalten mittags seltener gekocht wird, in Schulküchen hingegen mehr); daher wurden diese auch nicht berücksichtigt. Um einen direkten Zusammenhang zwischen den Trends und deren Auswirkungen auf den Lastgang treffen zu können, wurde auf eine überschaubare Anzahl von Trends geachtet. So ließen sich vier große Trendbereiche herausarbeiten, die im Kapitel 5.1 beschrieben sind.

### **Definition der Szenarien**

Es wurden zwei Szenarien definiert, um die Sensitivität verschiedener Einflussparameter abschätzen und einen breiteren Ergebnisraum generieren zu können. Das erste Szenario soll als Referenz-Szenario einen wahrscheinlichen Pfad mit Entwicklungen „business as usual“ zeichnen. Das zweite Szenario soll die Möglichkeiten und Grenzen von schaltbaren Lasten (Demand Response, Demand Side Management, Smart Metering) aufzeigen und somit die Grenzen einer möglichen Entwicklung definieren.

### **Rahmendaten und Energieverbräuche**

Demand Side Management und Demand Response führen kaum zu einer Verringerung des Energieverbrauchs. Werden Lasten zeitweise abgeschaltet, so wird der Verbrauch meist nachgeholt. Um z.B. bei Gefrierschränken eine Abschaltung ohne Verringerung der Qualität des Gefriergutes zu erlauben, muss das Gerät vorher auf eine niedrigere Temperatur herunter gekühlt werden, was zu einem Mehrverbrauch führt. Auch die Abschaltung von Prozessen wie z.B. einem Geschirrspüler kann durch Auskühlung des erhitzten Wassers zu einem Mehrverbrauch für das Erhitzen des Wassers auf die ursprüngliche Temperatur führen. Kann ein Verbraucher abgeschaltet werden ohne dass ein Nachholbedarf entsteht, so stellt sich die Frage ob der Verbraucher überhaupt benötigt wird. Zudem werden alle im Demand Side Management eingebundenen Geräte einen Mehrverbrauch für die Abrufbereitschaft und die Kommunikation haben. Selbst wenn dies nur ein Watt pro Gerät wäre, erhält man über die hohe Anzahl an Geräten einen Mehrverbrauch von mehreren Megawatt.

Durch Smart Metering erhalten die Nutzer einen besseren Überblick über die aktuellen Verbraucher und können nicht-benötigte Verbraucher – wie z.B. Lüftungsanlagen in Industriebetrieben – während der Mittagspause abschalten oder mit geringerer Leistung fahren. Auf diese Weise kann Smart Metering bei der Energieeinsparung helfen.

Zur Vereinfachung wird angenommen, dass die Einsparungen durch Smart Metering in einem ähnlichen Bereich liegen wie der Mehrverbrauch für Demand Side Management,

so dass der Energieverbrauch in allen Szenarien gleich bleibt. Dies hat den Vorteil, dass sich nur der Verbrauchslastgang ändert und die Ergebnisse besser vergleichbar werden.

Um die Auswirkungen von Demand Side Management und Smart Metering in einer direkt interpretierbaren Form zu erhalten, bleiben in allen Szenarien die Trends und der Energieverbrauch gleich, nur die Ausprägung der Trends wurde variiert.

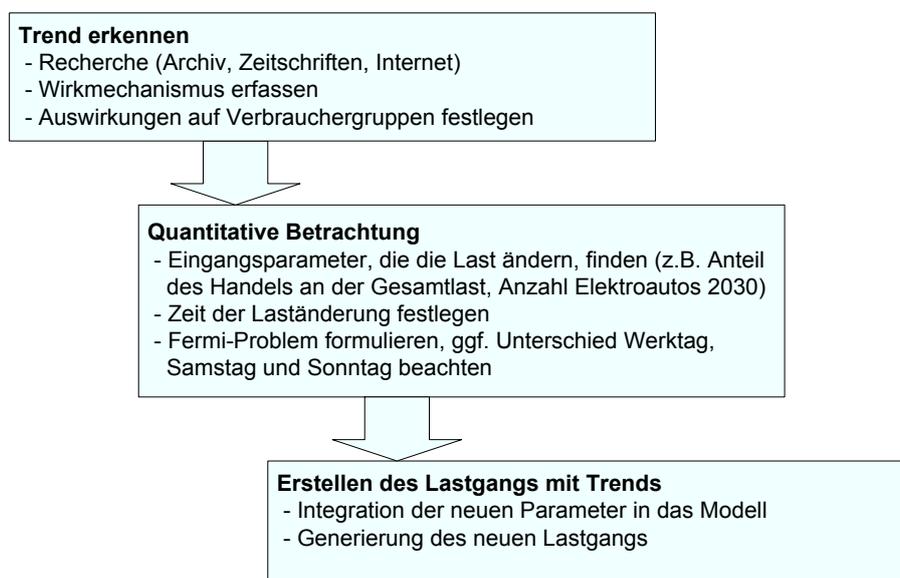
Es wird angenommen, dass die Stromnetze durch Aus-/Umbau in jedem Fall ausreichend dimensioniert sind. Daher erfolgt keine Netzbetrachtung.

## 5.1 Identifizierung von Rahmenbedingungen mit Einfluss auf den Lastgang

Die Änderung der Rahmenbedingungen, wie z.B. die Anzahl der Haushalte oder der Elektrofahrzeuge, wirken sich höchstwahrscheinlich auf den zukünftigen Lastgang aus. Bei anderen Rahmenbedingungen ist der Zusammenhang nicht sofort augenscheinlich zu erwarten. Um die quantitativen Änderungen der Last in den einzelnen Stunden darstellen zu können, wurde zuerst erfasst welche Rahmenbedingungen einen Einfluss auf den Lastgang haben, dann wurde geprüft wie sich die Rahmenbedingungen entwickeln.

Wie bereits am Anfang des Kapitels beschrieben, liegt der Fokus bei der Trendbetrachtung auf den zukünftigen Änderungen, welche Auswirkungen auf den zeitlichen Verlauf des Energieverbrauchs haben. Im Gegensatz dazu stehen reine Änderungen im Energieverbrauch – z.B. durch die Zunahme der Anzahl der Wohnungen oder effizientere Geräte – welche die Last lediglich skalieren. Diese sind bereits in den Eingangsdaten des Projektes Energiezukunft 2050 /FFE-25 09/ enthalten.

Die Trends wurden auf Basis von Recherchen und eigenen Erfahrungen identifiziert (vgl. **Abbildung 5-2**). Darauf folgte die Analyse des Wirkmechanismus sowie eine Überprüfung, welche entgegengesetzten Wirkmechanismen vorhanden sind (z.B. Rebound Effekt). Danach erfolgte eine Festlegung, für welche Verbrauchergruppen der Trend so deutlich auftritt, dass eine weitere Untersuchung sinnvoll ist.



**Abbildung 5-2:** *Erstellung der Lastgänge mit den Trends*

Die Auswirkungen der Trends wurden – soweit möglich – durch bereits messbare Veränderungen in Deutschland bzw. im Ausland ermittelt, oder durch Fermi-Problembildung abgeschätzt. Bei vielen Trends wie der Verlängerung der Ladenöffnungszeiten, Fahrten mit Elektrofahrzeugen oder der Schichtarbeit in der Industrie ist auch eine Unterscheidung der Tage nach Werktag, Samstag oder Sonn- und Feiertag notwendig. Mit der Integration der neuen Parameter in die entsprechenden Modellteile kann dann ein neuer Verbraucherlastgang erstellt werden.

Beim Aufbau der Lastgänge hat sich gezeigt, dass nur bei einem Teil der Trends Abhängigkeiten zum Szenario bestehen. So generiert die Änderung der Schichtmodelle in der Industrie keinen Mehrverbrauch, da nur die Einsatzzeiten der Lasten geändert werden; ebenso bleibt der Stromverbrauch der Elektromobilität gleich. Bei der in einem späteren Schritt durchgeführten Dynamisierung der Lasten können Elektrostraßenfahrzeuge hingegen im zweiten Szenario flexibler geladen werden, und die Veränderung der Schichtmodelle in der Industrie führt zu einem flexibleren Einsatz der verschiebbaren Lasten.

Aus einer Vielzahl an gesammelten Trends wurden die Trends identifiziert, welche deutliche Auswirkungen auf den zeitlichen Verlauf der Last haben. Sie lassen sich in vier Themenbereiche eingliedern:

- Urbanisierung
- Technikwandel
- Klimawandel
- Elektromobilität

### **5.1.1 Urbanisierung**

Die Urbanisierung ist weltweit auf dem Vormarsch – auch in Deutschland halten die Wanderbewegungen der Bevölkerung von kleinen Städten oder dem Land hin zu den großen Städten an /DSTAT-03 08/. Besonders in urbanen Regionen ist seit einigen Jahren zu beobachten, dass der Einfluss von starren Öffnungs- und Arbeitszeiten auf das öffentliche Leben durch deren Auflockerung sinkt (24-h Stadt). Dadurch wird der Strombedarf tagsüber gleichmäßiger und verteilt sich über längere Zeiträume bis in den Abend hinein.

Es wird erwartet, dass die Ladenöffnungszeiten weiterhin (hauptsächlich durch Verlängerung) dem Einkaufsverhalten der Bürger entsprechend angepasst werden. Auch außerhalb von Städten werden die Öffnungszeiten verlängert, allerdings wegen des schwächeren Konkurrenzdrucks in geringerem Maße. Flexiblere Arbeitszeitmodelle, über das Internet durchführbare Behördengänge sowie Beratungsleistungen durch Callcenter erhöhen die zeitliche Flexibilität bei der Tagesplanung.

Auch die Verringerung der durchschnittlichen Wohnungsbelegung (höhere Single-Quote, längeres Leben von Rentnern ohne Partner, Scheidungsfamilien) /DSTAT-03 08/ erhöht die zeitliche Flexibilität, führt aber auch dazu, dass weniger gekocht und mehr außer Haus gegessen wird.

### **5.1.2 Technikwandel**

Das Aufkommen neuer Techniken sowie der Wegfall bestehender Systeme sind im Lastgang zu erkennen, wenn große Leistungen betroffen sind. Bis zum Jahr 2030 trifft dies vor allem auf den Fortschritt in der Informations- und Kommunikationstechnik, der Automatisierung in der Industrie und dem Wegfall der Elektrospeicherheizungen zu.

Die fortschreitende Entwicklung der Informationstechnik ermöglicht den kostengünstigen Datenaustausch zwischen einzelnen Verbrauchern in Haushalt und GHD sowie zwischen Verbrauchern und Erzeugern über kommunikationsfähige Stromzähler (Smart Meter). Bisher aus Kostengründen großen industriellen Anlagen vorbehaltenen Regelungs- bzw. Steuerungsstrukturen wie Spitzenlastmanagement, Demand Response oder Lastprognose können dadurch auch bei kleinen Anlagen eingesetzt werden. So können Verbraucher – wie z.B. Umwälzpumpen oder Kühlschränke – mithilfe der thermischen Trägheit als „Stromspeicher“ genutzt werden. Geschirrspülmaschinen können variabel in einem definierten Zeitfenster, als Schwarmkonzertiert gefahren werden.

Die zunehmende Automatisierung in der Industrie führt nicht nur zu höherer Qualität, sondern auch zu einer Änderung in der Kostenstruktur der Produkte. Während der Lohnkostenanteil an den Produktionskosten mit höherem Automatisierungsgrad sinkt, steigt der Investitionskostenanteil. Mit der Anzahl der Vollbenutzungsstunden steigt der jährliche Ertrag der Anlage bzw. sinkt der Kostenanteil für die Investition. Dies führt dazu, dass Anlagen mit hohem Automatisierungsgrad möglichst ohne Unterbrechung ganzjährig produzieren sollen. Das wiederum hat einen Anstieg der Betriebszeiten von Ein- zu Zweischichtbetrieb und von Zwei- zu Dreischichtbetrieb zur Folge, wodurch der Stromverbrauch der Industrie gleichmäßiger wird.

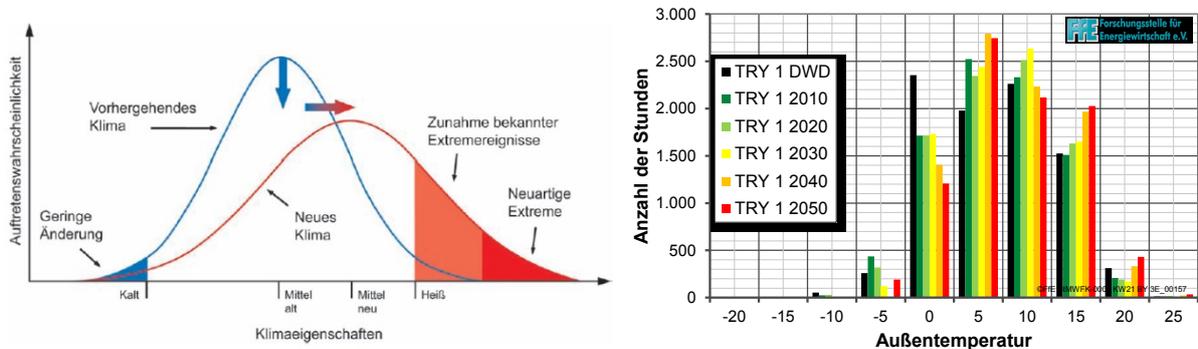
Die Außerbetriebnahme von Nachtstromspeicherheizungen im Rahmen von Sanierungen und Zuheizung mit z.B. Holz, führt zu einer Verringerung der nächtlichen Last im Winter und in der Übergangszeit. Eine Kompensation durch Wärmepumpen findet nur in sehr geringem Maße statt, da Wärmepumpen eine um mehr als den Faktor drei höhere Effizienz haben und größtenteils in neuen oder sanierten Gebäuden mit geringem Heizwärmeverbrauch eingesetzt werden. Zudem haben Wärmepumpen oft unterbrechbare Stromverträge anstelle von Nachtstromtarifen, wodurch eine Wärmepumpe eine andere Lastcharakteristik hat. Auch die Warmwasserbereitung mit Nachtstrom wird zunehmend durch Wärme aus Wärmepumpen oder elektrisch betriebene Durchlauferhitzer verdrängt. KWK-Anlagen und Solarthermie werden verstärkt zur Unterstützung der Warmwasserbereitung eingesetzt.

### **5.1.3 Klimawandel**

Mögliche Auswirkungen einer Klimaerwärmung können zukünftig in steigendem Maße unser Leben beeinflussen. Steigende Außenlufttemperaturen führen einerseits zur Verringerung des Heizwärmebedarfs, andererseits steigt der Kältebedarf durch Solararchitektur und steigende Anforderungen an die Qualität der Wärmedämmung bei Neubauten und Sanierungen. Verstärkt wird dieser Effekt durch höhere Komfortansprüche hinsichtlich aktiver Kühlung von Wohngebäuden.

Für die Analyse des Klimawandels mussten dessen Auswirkungen auf die Regionen Deutschlands betrachtet werden. Für die Zukunft ist dies mit den Testreferenzjahren

(TRY) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) nicht möglich, da diese Daten das heute charakteristische Wetter für verschiedene Regionen wiedergeben. Um zukünftige typische Wetterdaten zu erhalten, wurde analog zu den Testreferenzjahren ein Wetterdatensatz entworfen, welcher die Wetterphänomene des Klimawandels beinhaltet (vgl. **Abbildung 5-3**). Basis ist das regionale Klimamodell REMO des Umweltbundesamtes, welches lokal und zeitlich hochaufgelöste Wetterdaten bis zum Jahr 2100 beinhaltet.



**Abbildung 5-3:** Erwartete (links, /LFU-01 07/) und für den Standort TRY 1 (Nordseeküste) berechnete Klimaverschiebung (rechts)

Auf Basis der für die zukünftigen Jahre typischen Wetterdaten können der Heizwärme- und Kältebedarf auf Basis der Gebäudestruktur (aus „Energiezukunft 2050“) für die Stützjahre 2020 und 2030 neu berechnet werden. Über die Daten zu Art und Anzahl der Wärmeerzeuger wird dann der resultierende Strombedarf für elektrische Heizsysteme (Speicherheizungen, Wärmepumpen) berechnet. Analog kann unter Berücksichtigung der steigenden gekühlten Flächen der Stromverbrauch für Klimatisierung berechnet werden.

#### 5.1.4 Elektromobilität

Die Anzahl der Fahrzeuge mit Elektroantrieb (Plug-In-Hybrid, Elektrofahrzeug mit Range Extender und reines Elektrofahrzeug) erreicht nach /IFE-01 09/ im Jahr 2020 die erste Million. Im Jahr 2030 werden über 7 Millionen Elektrostraßenfahrzeuge (ESF) unterwegs sein. 2040 wird die Anzahl der Elektrofahrzeuge über 17 Millionen betragen. Damit wird der Anstieg des Energiebedarfs der Elektrostraßenfahrzeugflotte die stärksten Auswirkungen auf den zukünftigen Lastgang haben.

Ca. 70 % der Fahrten führen nur zum Arbeitsplatz und zurück. So ergeben sich für Pkw Standzeiten von ca. 22 Stunden pro Tag. Wenn bekannt ist, wo die Elektrostraßenfahrzeuge geladen werden (nur daheim, nur am Arbeitsplatz, oder an beiden Orten), können Rückschlüsse auf den Zeitpunkt der Ladung gezogen und damit flexible Ladeschemen entworfen werden. Bei einem klassischen Pendler kann das Fahrzeug bei Ladung am Wohnort (z.B. der eigenen Garage) abends und nachts geladen werden. Bei Ladung an der Arbeitsstelle ist von einer Ladung zwischen Vor- und Nachmittag auszugehen.

Untersuchungen zur monetären Attraktivität von gesteuertem Laden gegenüber dem Laden zum Ende einer Fahrt haben gezeigt, dass nur Haushalte von gesteuertem Laden profitieren /FFE-36 11/. Dabei wirken die Kosten für die zur getrennten Abrechnung

benötigten Infrastruktur dämpfend auf den Anstieg der Fahrzeuge mit speziellem Ladevertrag. Mit der Verbreitung der Smart Meter wird der Aufwand jedoch geringer. So wird davon ausgegangen, dass erst ab 2025 eine signifikante Anzahl an Elektrofahrzeugen mit speziellem Ladevertrag ausgestattet ist, der Rest der Fahrer lädt nach Bedarf. Dies wird stundenweise zu Lasten im Bereich von 10 GW führen.

## 5.2 Entwicklung von Szenarien bis 2030

Ein Szenario ist nach /WILL-01 06/ ein „...plausibel ausformuliertes, hypothetisches Zukunftsbild eines abgegrenzten Problemfeldes, das alternative Entwicklungsmöglichkeiten berücksichtigt und der Entscheidungsvorbereitung dient.“

Im Gegensatz zu der Fortschreibung eines einzigen Trends aus der Vergangenheit in die Zukunft handelt es sich bei einem Szenario also um die gedankliche Analyse der erwarteten Entwicklung einzelner Teilsysteme und die Berechnung der Entwicklung des Gesamtsystems aufgrund dieser Einzelprognosen. Ein Szenario zeigt also einen angenommenen Zustand in der Zukunft und die Entwicklung dorthin auf. So definiert /WIL-01 06/ Szenarien als „... die Beschreibung einer komplexen, in sich konsistenten zukünftigen Situation sowie die Darstellung eines Entwicklungspfades, der einen Weg aus der Gegenwart zu dieser möglichen Situation aufzeigt.“

Da sich die Schlüsselfaktoren, die auf einen Trend wirken, unterschiedlich entwickeln können, variiert die Qualität der Einflüsse stark. Daher werden oft Spannen der Eintrittswahrscheinlichkeit für die Entwicklung der Einflüsse angegeben. Anschließend werden für das betrachtete Gesamtsystem Szenarien erstellt, indem die mögliche Entwicklung angesichts dieser Einflüsse dargestellt wird. Entsprechend entstehen so immer mehrere Szenarien für die Entwicklung des Gesamtsystems.

Prinzipiell können je nach Anzahl der Faktoren und deren möglicher Entwicklungen beliebig viele Szenarien erstellt werden. Die Aussagekraft und Anschaulichkeit steigt aber nicht mit zunehmender Anzahl an Szenarien. Deshalb werden zumeist zwei bis fünf Szenarien erstellt, da bei dieser Menge eine kognitive Grenze der menschlichen Vorstellungskraft liegt. Üblicherweise werden ein Best-Case-Szenario, ein Worst-Case-Szenario und ein Trend-Szenario formuliert. Ein Szenario kann seinem inneren Wesen nach nicht falsch sein. Allenfalls ist es weniger wahrscheinlich als ein anderes Szenario. /FFE-25 09/

Zu Beginn der Arbeit wurde ermittelt, wo die größten Unsicherheiten bezüglich Aussagen zum zukünftigen Lastverlauf liegen. Dabei zeigte sich, dass bisher kaum Erfahrungen zu den Rückkopplungen zwischen Strompreisen und Verbraucherverhalten bei kurzfristig stark schwankenden Preisen vorliegen. Auch der Einfluss des Ladens von Traktionsbatterien auf den Lastgang gestaltet sich je nach Ladeschema sehr unterschiedlich.

Um die Aspekte der dynamisch schaltbaren Verbraucher detaillierter untersuchen zu können, wurden zwei Szenarien entworfen:

- Szenario 1 „business as usual“ (BAU):  
Rahmendaten wie Energieverbrauch und -erzeugung werden nach „business as usual“ verändert. 60 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 bei steigendem Bruttostromverbrauch (ca. 1 % bis 2030). Abbildung der reinen Trends.
- Szenario 2 „Verstärkter Einsatz schaltbarer Lasten“ (DSM/DR):  
Aufzeigen der Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes schaltbarer Lasten. 80 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 bei sinkendem Bruttostromverbrauch (ca. - 6 % bis 2030). „Grünes Szenario, obwohl nicht alle Effizienzmaßnahmen greifen“.  
Um die Auswirkungen der Elektromobilität getrennt betrachten zu können, wird dieses Szenario als Variante auch ohne Elektromobilität untersucht.

### **5.2.1 Szenario 1 „business as usual“ (BAU)**

Ziel dieses Szenarios ist die Abbildung der Trends, um für das Jahr 2030 einen möglichen Lastgang zu erhalten, der sich „business as usual“ aus dem heutigen Lastgang entwickelt. Die den Lastgängen zugrunde liegenden Rahmendaten wie Energieverbrauch und -erzeugung werden aus den im KW21-Verbundprojekt abgestimmten Rahmendaten „60/plus3“ entnommen: 60 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 bei steigendem Bruttostromverbrauch (ca. + 1 % bis 2030).

Der Einsatz schaltbarer Lasten wird politisch unterstützt, jedoch kann aus verschiedenen Gründen – wie z.B. Komfort, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit der Technik – nur ein Teil der theoretisch schaltbaren Lasten eingebunden werden.

### **5.2.2 Szenario 2 „Verstärkter Einsatz schaltbarer Lasten“ (DSM/DR)**

In diesem Szenario sollen die Potenziale von schaltbaren Lasten möglichst vollständig genutzt werden. Dieses Szenario stellt ein Extremszenario dar; Techniken zur Nutzung von schaltbaren Lasten werden bis zu Jahr 2030 flächendeckend eingesetzt, die Nutzer nehmen auch Einschränkungen im Komfort in Kauf und stellen ihren Tagesplan auf eine möglichst optimale Energienutzung um.

Energieverbrauch und -erzeugung werden aus den im KW21-Verbundprojekt abgestimmten Rahmendaten „80/minus15“ entnommen: 80 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 bei sinkendem Bruttostromverbrauch (ca. 6 % bis 2030). „Grünes Szenario, obwohl nicht alle Effizienzmaßnahmen greifen“.

## **5.3 Quantitative Ausarbeitung der Trends für die Szenarien**

Bei der Mehrzahl der möglichen Auswirkungen der Urbanisierung gibt es einen oder mehrere kompensierende Gegeneffekte. Nur die Verlängerung der Ladenöffnungszeiten führt zu einem zusätzlichen Energieverbrauch durch Beleuchtung und Lüftung des Handels, auch wenn zunehmend Waren über den Versandhandel via Internet umgesetzt werden. Nach dem Wegfall der gesetzlichen Begrenzung der Ladenöffnungszeiten im Jahr 2007 in den meisten Bundesländern – bis auf Bayern, Saarland, Rheinland-Pfalz

und Sachsen – ist zu erwarten, dass die restlichen Bundesländer in den nächsten Jahren folgen werden. Die tatsächlichen Ladenöffnungszeiten werden diesem Wandel langsamer, im Rahmen des gesellschaftlichen Wandels, folgen. So zeigen die Erfahrungen, dass z.B. Lebensmittelmärkte nach 21 Uhr heute noch kaum Umsatz machen. Nutzt man zur Abschätzung der Änderungen bis zum Jahr 2030 Erfahrungswerte der vergangenen 20 Jahre, so zeigt sich, dass gesellschaftliche Veränderungen eher langsam voranschreiten.

Wie in **Tabelle 5-1** gezeigt, ist zu erwarten, dass die tatsächlichen Öffnungszeiten wochentags und samstags schrittweise bis 22 Uhr verlängert werden, ebenso wird es sonntags mehr Einkaufsmöglichkeiten (bisher nur an Flughäfen, Bahnhöfen und in touristischen Gebieten) geben. Eine großflächige Verlängerung der Öffnungszeiten bis 23 Uhr oder länger ist bis 2030 noch nicht zu erwarten. Eine frühere Ladenöffnung in den Morgenstunden wird nur in geringem Umfang zu beobachten sein.

**Tabelle 5-1:** *Änderung der Ladenöffnungszeiten*

	2010			2020			2030		
	Werktag	Samstag	Sonntag	Werktag	Samstag	Sonntag	Werktag	Samstag	Sonntag
Anteil offen ab 7 Uhr	5%	0%	0%	10%	5%	0%	10%	5%	0%
Anteil offen ab 8 Uhr	60%	60%	0%	80%	80%	0%	80%	80%	0%
Anteil offen ab 9 Uhr	30%	20%	0%	10%	5%	10%	10%	5%	20%
Anteil offen ab 10 Uhr	5%	20%	0%	0%	10%	30%	0%	10%	30%
Anteil offen bis 18 Uhr	10%	80%	0%	0%	0%	20%	0%	0%	10%
Anteil offen bis 19 Uhr	5%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	10%
Anteil offen bis 20 Uhr	55%	10%	0%	30%	20%	10%	20%	10%	20%
Anteil offen bis 21 Uhr	15%	1%	0%	40%	10%	0%	30%	10%	5%
Anteil offen bis 22 Uhr	15%	9%	0%	30%	70%	0%	50%	80%	5%

Ein dämpfender Faktor sind die Kosten für Unternehmen. Nur die ersten Händler gewinnen durch die Verlängerung zusätzlich Kunden. Wenn viele Läden länger offen haben, dann ist nur noch eine Verlagerung der Einkäufe sichtbar, aber keine Konsumzunahme. Spitzenzeiten werden entzerrt, doch Zeiten mit bisher wenig Umsatz werden auch von der Verlagerung betroffen sein.

Verstärkende Faktoren sind die zunehmende Variabilität der Arbeitszeiten (z.B. gleitende Arbeitszeit, home office, internationale Projekte), die Ausweitung der Schichtarbeit in der Industrie und die Möglichkeit, im Internet Behördengänge und Einkäufe erledigen zu können.

Die längeren Öffnungszeiten führen zu einem Mehrverbrauch im Sektor GHD. Dies reduziert den Effekt von Energieeinsparungen wie z.B. durch effizientere Beleuchtung im Handel. Um die in den Rahmenbedingungen enthaltene Verbrauchsentwicklung abzubilden, wurde der Energieverbrauch des Handels entsprechend angepasst.

### **5.3.1 Technikwandel**

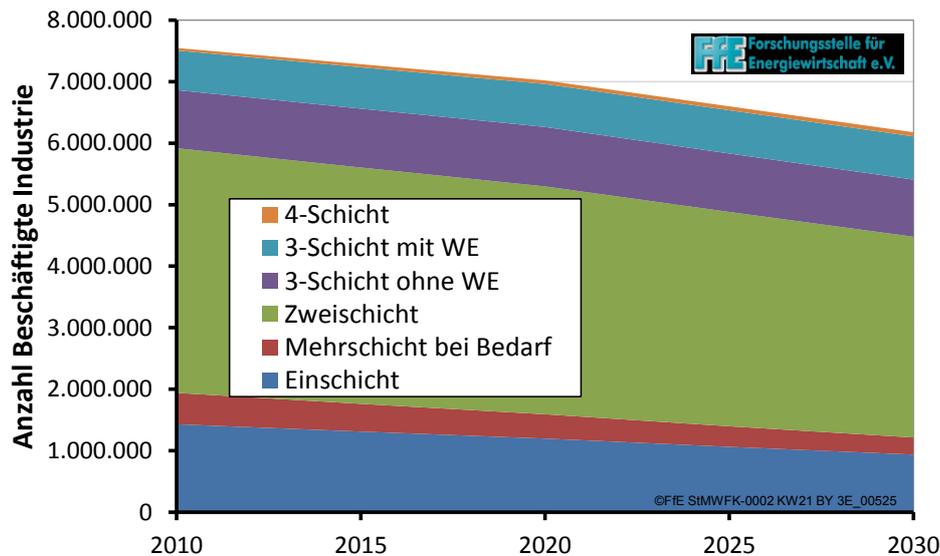
Im Kontext des Technikwandels zeigten sich die Veränderung der Schichtmodelle in der Industrie sowie die Außerbetriebnahme der Nachtstromspeicherheizungen als Trends.

#### **Schichtmodelle in der Industrie**

Aufgrund der immer weiter fortschreitenden Automatisierung in der Industrie ist eine Verlagerung von Arbeitszeit in die Nachtstunden hinein immer besser möglich, bzw. zur

möglichst starken Nutzung von automatisierten Produktionsanlagen notwendig. Gegenargumente wie erhöhter Nachttarif und damit Mehrkosten beim Lohn verlieren mit der Reduktion des Lohnkostenanteils an den Produktionskosten – bedingt durch die Automation – an Bedeutung. Ein Absenken der Stromkosten in den Nachtstunden von Seiten der Stromanbieter könnte dabei einen weiteren Anreiz für Nachtschichten bieten.

In **Abbildung 5-4** ist die Aufteilung der Beschäftigten in der Industrie aufgezeigt. Durch die erwartete Reduktion der Beschäftigten in der Industrie sind die Änderungen in der Verteilung auf die Schichtmodelle nur mehr in geringem Umfang zu erkennen.

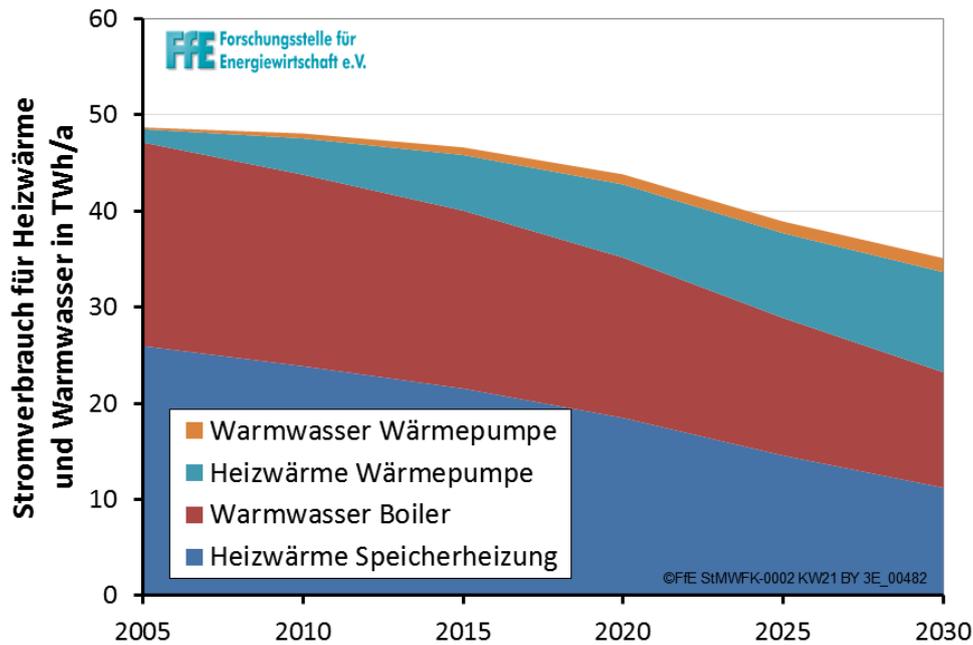


**Abbildung 5-4:** Beschäftigte in der Industrie, aufgeteilt nach Art der Schichtarbeit

Gegenüber dem heutigen Schichtmodell /IAA-01 07/ wird der Ausbau von 3- und 4-Schichtmodellen eine Verschiebung der Last in die Nachtstunden mit sich bringen. Die Reduktion der Beschäftigten geht nicht mit einer Reduktion des Energieverbrauchs einher, da die Produktivität pro Person ähnlich stark steigt wie die Beschäftigtenzahl sinkt.

### Außerbetriebnahme der Speicherheizungen

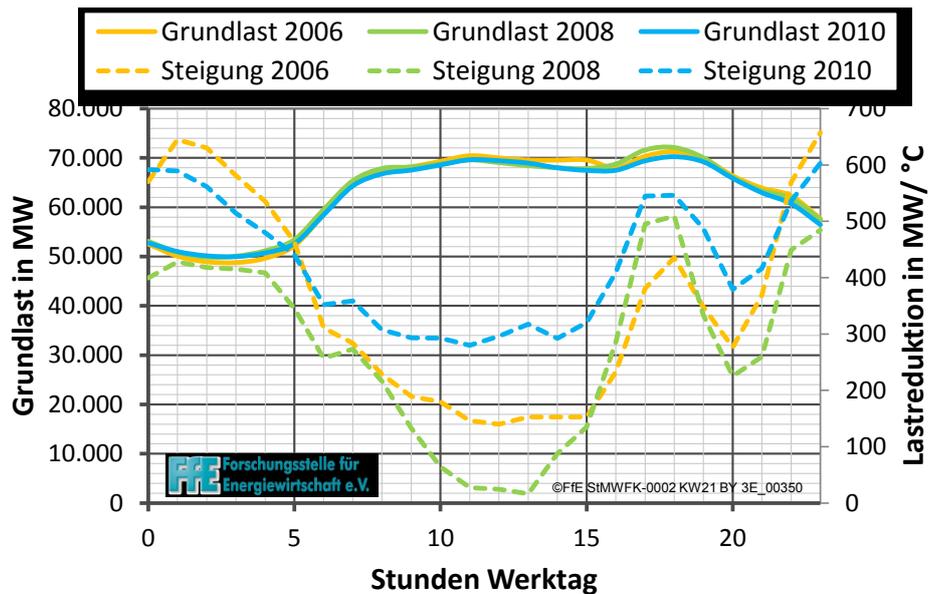
Der elektrische Stromverbrauch für Wärmebereitstellung ist seit mehreren Jahren einer gegensätzlichen Entwicklung unterworfen. Einerseits sinkt die Anzahl der Nachstromspeicherheizungen /FFE-42 10/ durch die vergleichsweise hohen Heizkosten, andererseits steigt die Anzahl der Wärmepumpen stetig. Die Anzahl der installierten Wärmepumpen ist über Herstellerangaben bekannt. Bei Betrachtung der prozentualen Anteile von Neubauten, die mit Wärmepumpen ausgestattet werden, lässt sich eine Prognose für die nächsten Jahre erstellen. So zeigt **Abbildung 5-5** den Stromverbrauch von Wärmepumpen, Direktheizungen und Speicherheizungen für das Szenario 1, nach Heizwärme und Warmwasserbereitung getrennt.



**Abbildung 5-5:** *Veränderung des Stromverbrauchs für Heizwärme und Warmwasser mit Wärmepumpen und Speicherheizungen*

Schwierig gestalten sich die Aussagen zu den Elektrospeicherheizungen. Es gibt Studien zu der aktuellen Anzahl an Stromverträgen mit Speicherheizungen /IZES-01 07/, doch es ist nicht bekannt, ob z.B. nur eine Speicherheizung für die nachträglich ausgebaute Einliegerwohnung am Dachboden betrieben wird oder ob das gesamte Gebäude elektrisch geheizt wird. Auch ist unklar, ob durch Sanierung nur noch ein Teil der vormals betriebenen Geräte tatsächlich läuft. Daher differieren die installierte Leistung und die Leistung von Geräten in Betrieb stark. Die Anzahl und der aktuelle Energieverbrauch wurden für diese Studie auf Basis von Statistiken zum Jahresenergieverbrauch von Speicherheizungen und Abschätzungen zu den Vollbenutzungsstunden ermittelt.

Zur Validierung der installierten Leistung wurden unter anderem die ENTSO-E Lastgänge analysiert. Für jede Stunde des Tages wurde mit einem Regressionsmodell bestimmt, wie hoch die Abhängigkeit zwischen Außentemperatur und Stromverbrauch ist. In **Abbildung 5-6** sind als Ergebnis für die Jahre 2006 bis 2010 die Grundlast und die Steigung in MW/°C für Temperaturen unter 15 °C dargestellt. Dabei zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den Stunden – besonders ab 21 Uhr, wenn die ersten Energieversorger (wie z.B. die Stadtwerke München) den Nachtstrom freigeben. Über diese Änderung kann abgeschätzt werden, wie hoch die installierte Leistung von Speicherheizungen und elektrischer Warmwasserbereitung mit Speicher ist. Bei -14 °C zeigen die ENTSO-E Verbraucherlastgänge temperaturabhängige Lasten mit ca. 15 GW bis 19 GW. Damit konnten die Annahmen plausibilisiert werden.



**Abbildung 5-6:** *Abhängigkeit des Stromverbrauchs von der Außentemperatur*

Mit der EnEV 2009 wurde eine gesetzliche Außerbetriebnahmepflicht von Elektrospeicherheizungen eingeführt. Wegen der vielen Ausnahmegenehmigungen (z.B. alle Gebäude unter sechs Wohneinheiten, Sanierung auf Niveau der Wärmeschutzverordnung 95, nicht ausschließlicher Heizbetrieb, usw.) hatte die Verordnung eine äußerst geringe Wirkung auf die Anzahl der Elektrospeicherheizungen. Die Verordnung wurde im Jahr 2013 wieder zurückgenommen, um Speicherheizungen eine Chance zur Teilnahme am Markt für Stromspeicher zu geben. Die Außerbetriebnahme von Elektrospeicherheizungen resultiert größtenteils aus den hohen Stromkosten des Heizbetriebs. So wird zur Senkung dieser Kosten häufig z.B. mit Holz zugeheizt, oder bei Sanierung ein anderes Heizsystem installiert.

Im ‚grünen‘ Szenario 2 verläuft der Rückgang der Speicherheizungen deutlich dynamischer. Der Vergleich des Stromverbrauchs für Heizwärme und Warmwasser in **Abbildung 5-7** für die zwei Szenarien zeigt auch einen Rückgang des Energiebedarfs für Wärmepumpen. Dies liegt zum einen daran, dass im grünen Szenario mehr Wert auf nachwachsende Rohstoffe, die leicht speicherbar sind, gelegt wird. Andererseits werden auch die Gebäude besser saniert, wodurch insgesamt der Heizenergiebedarf für alle Systeme geringer ist.

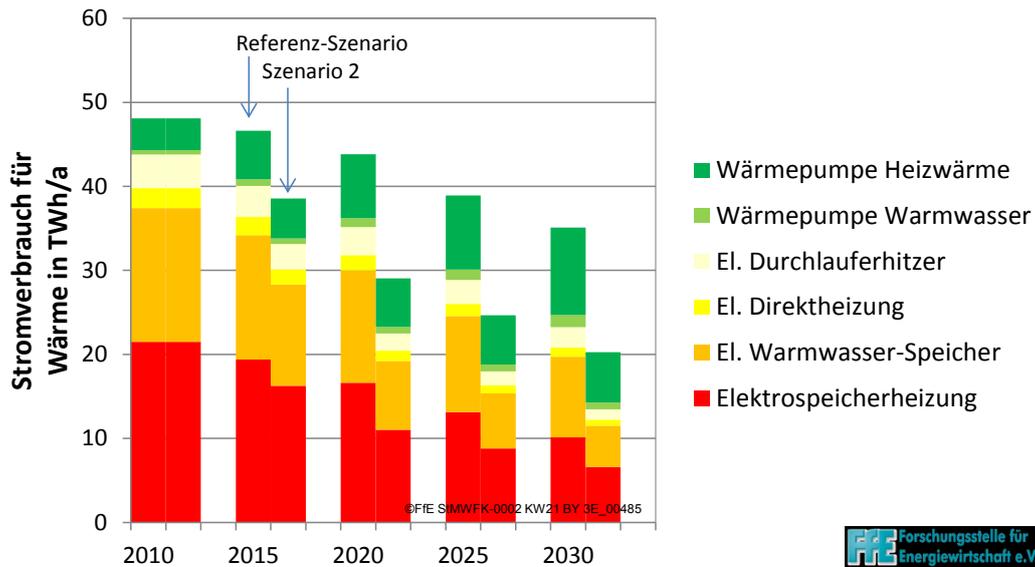
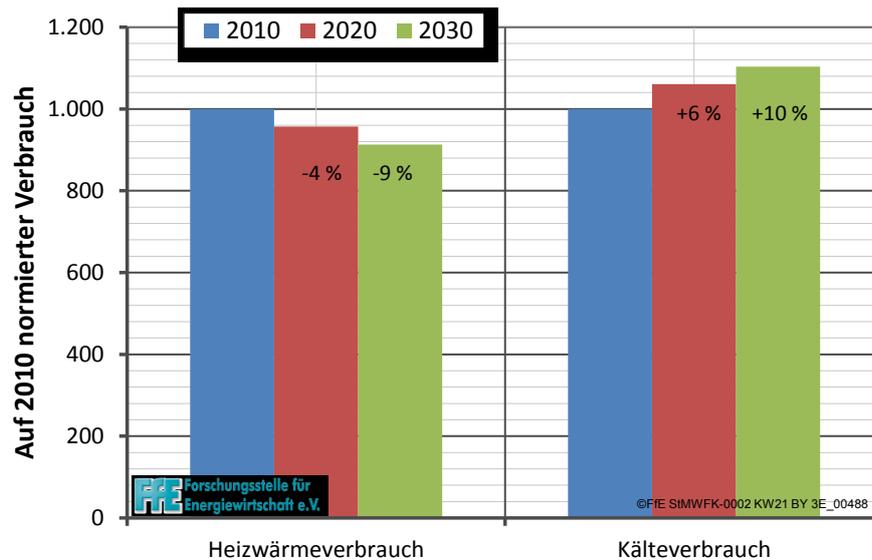


Abbildung 5-7: Veränderung des Stromverbrauchs für Wärme

### 5.3.2 Klimawandel

Die Auswirkungen einer verstärkten Klimatisierung sind heute schon im Lastprofil zu sehen. Für die Ermittlung des Trends mussten zuerst mögliche Auswirkungen des Klimawandels auf die Regionen Deutschlands analysiert werden. Es wurde zuerst analog zu den Testreferenzjahren des DWD ein Wetterdatensatz entworfen, welcher die Wetterphänomene des Klimawandels beinhaltet. Basis ist das regionale Klimamodell REMO des UBA, welches lokal und zeitlich hochaufgelöste Wetterdaten bis zum Jahr 2100 beinhaltet.

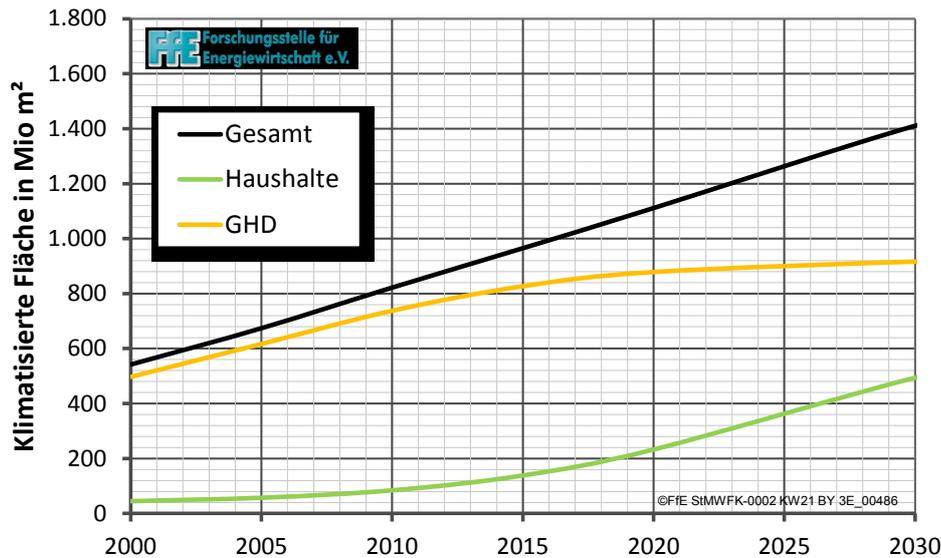
Anschließend wurden Heizwärme- und Kältebedarf auf Basis der Gebäudestruktur – wie im Projekt „Energiezukunft 2050“ mit den neuen Wetterdaten für die Stützjahre 2020 und 2030 – neu berechnet. **Abbildung 5-8** zeigt die Änderung des Heizwärme- und Kälteverbrauchs allein durch das zukünftige Wetter, normiert auf das TRY-Wetter des Jahres 2010. Erwartungsgemäß sinkt der Heizwärmeverbrauch und der Kälteverbrauch steigt; bei beiden liegt die Änderung bei ca. 10 %.



**Abbildung 5-8:** *Veränderung des Heizwärme- und Kälteverbrauchs gegenüber dem Jahr 2010*

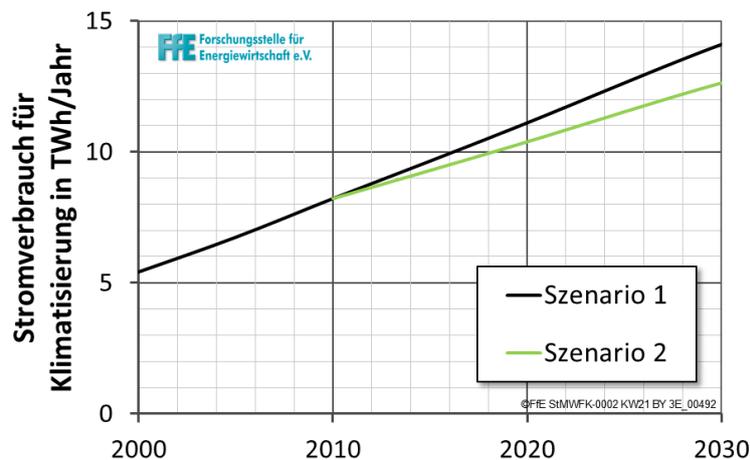
Anhand der Daten zu Art und Anzahl der Wärmeerzeuger wurde dann der resultierende Strombedarf für elektrische Heizsysteme (Speicherheizungen, Wärmepumpen) – sowie für die Klimatisierung – berechnet. Der resultierende Heizwärmeverbrauch ist bereits in Abbildung 5-7 dargestellt.

Stärker als die Veränderung des Klimas wirkt sich der Anstieg der klimatisierten Flächen auf den Stromverbrauch für Kälte aus. Hier sind vor allem das steigende Komfortbedürfnis, die Alterung der Gesellschaft sowie der steigende Anteil an Wärmepumpen, die zu geringen Mehrkosten optional auch kühlen können. So ist seit Jahren im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ein Anstieg der klimatisierten Flächen zu erkennen (vgl. **Abbildung 5-9**), wobei mit Blick auf wärmere Regionen – wie z.B. Italien oder die südlichen Staaten der USA – eine Sättigungstendenz zu erwarten ist /FFE-38 10/. Im Haushaltsbereich ist bereits heute ein leicht steigender Trend zu beobachten, hier wird eine stetige Steigerung bis zum Jahr 2030 erwartet.



**Abbildung 5-9:** Anstieg der klimatisierten Flächen bis zum Jahr 2030

Im Szenario 2 (DSM/DR) fällt der Zuwachs der klimatisierten Fläche geringer aus, da die Leute eher bereit sind, zugunsten des Energiesparens höhere Temperaturen zu akzeptieren. So ergibt sich der in **Abbildung 5-10** gezeigte Jahresstromverbrauch für Klimatisierung in GHD und Haushalten.



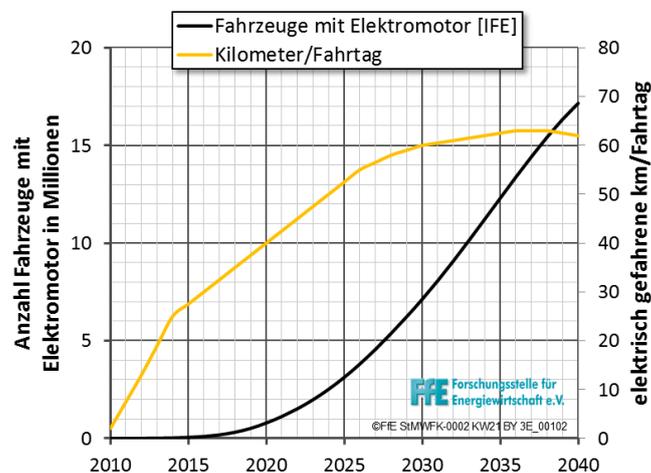
**Abbildung 5-10:** Stromverbrauch für Klimatisierung Szenario 1 und 2

### 5.3.3 Elektromobilität

Elektrostraßenfahrzeuge stellen eine neue Verbrauchergruppe dar, deren Ladeverhalten bei den erwarteten Stückzahlen deutliche Auswirkungen auf den Stromlastgang haben wird. Die Anzahl der Fahrzeuge mit Elektroantrieb (Plug-In-Hybrid, Elektrofahrzeug mit Range-Extender und reines Elektrofahrzeug) erreicht nach /IFE-01 09/ im Jahr 2020 die erste Million. 2030 sind über sieben Millionen Elektrofahrzeuge unterwegs, bis 2040 wird die Zahl auf über 17 Millionen steigen (siehe **Abbildung 5-11**). Die Studie „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland“ der Bundesregierung /DLR-01 09/, auch Leitszenario 2009 genannt, sieht

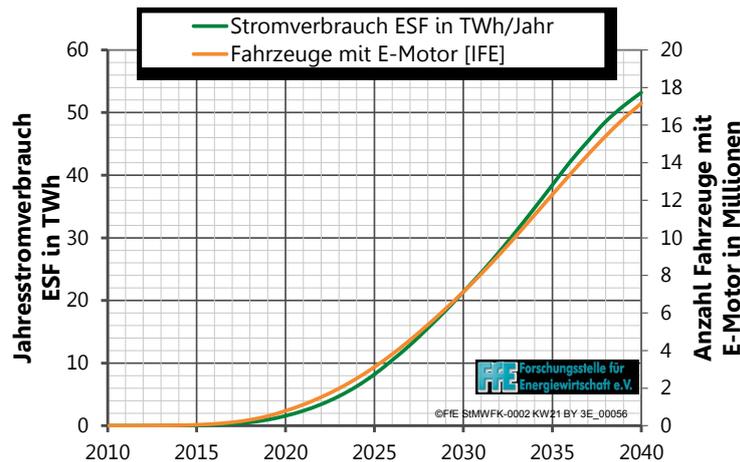
bis 2020 mit einer Million Elektrofahrzeugen eine ähnliche Anzahl. Bis 2050 liegt dort die Prognose mit 5,5 Millionen deutlich unter den hier verwendeten Werten.

Der Wandel vom Plug-In-Hybridfahrzeug mit einer rein elektrischen Reichweite von 10 km, über Fahrzeuge mit Range-Extender mit elektrischen Reichweiten von ca. 50 km bis hin zu reinen Elektrofahrzeugen wird mit sinkenden Kosten der Batteriesysteme einher gehen und entsprechend der Kapazität der Batterien dazu führen, dass die Anzahl rein elektrisch gefahrener Kilometer zwischen zwei Ladungen mit der Zeit ansteigt. Es wird angenommen, dass aus wirtschaftlichen Gründen primär Pendler mit täglichen Kilometerleistungen von 50 bis 100 km Fahrzeuge mit Elektroantrieb kaufen, da bei höheren Fahrleistungen der Akku schnell erschöpft wäre (und ein entsprechend größerer Akku mit hohem Gewicht und größeren Kosten einhergeht). Bei deutlich geringeren Fahrleistungen hingegen wäre der Akku unnötig groß und teuer. So steigen die Kilometerleistungen pro Fahrtag bis 2035 auf ca. 60 km an. Danach erreichen die Fahrleistungen eine Sättigung, da wegen der geringeren Kosten der Fahrzeuge immer mehr Nutzer mit geringeren Fahrleistungen Elektrofahrzeuge kaufen.



**Abbildung 5-11:** Anzahl der Fahrzeuge mit Elektromotor sowie die durchschnittlich pro Ladung elektrisch gefahrenen Kilometer

Trotz der stagnierenden täglich gefahrenen Kilometerzahl steigt der elektrische Verbrauch für Elektromobilität (siehe **Abbildung 5-12**) wegen der weiterhin wachsenden Anzahl an elektrisch angetriebenen Fahrzeugen weiter an. Als Energieverbrauch wurden 20 kWh/100 km angenommen, was bei heutigen Elektrostraßenfahrzeugen (ESF) nur mit sehr moderater Fahrweise im Sommer (ohne Heizung) zu erreichen ist. Fortschritte in der Leistungselektronik, im Motorenbau und den Akkumulatoren sowie Geschwindigkeitsbeschränkungen auf Autobahnen werden die Effizienz von Elektrostraßenfahrzeugen erhöhen bzw. den Verbrauch senken, wodurch zukünftig auch bei der im Straßenverkehr üblichen Fahrweise ein Verbrauch von 20 kWh Strom auf 100 km möglich sein wird.



**Abbildung 5-12:** Jahresstromverbrauch und Anzahl von Elektrostraßenfahrzeugen

Das zukünftige Ladeverhalten der Elektrostraßenfahrzeuge kann nur abgeschätzt werden, da die Technik noch nicht im Massenmarkt verfügbar ist. Die meisten Berichte über Elektrofahrzeuge stammen von Ingenieuren oder Testern mit kooperativem Verhalten, was sicher nicht auf die breite Masse der zukünftigen Anwender übertragbar ist. Stattdessen ist zu prüfen, welche Anreize die Nutzer zu dem gewünschten Verhalten bewegen können.

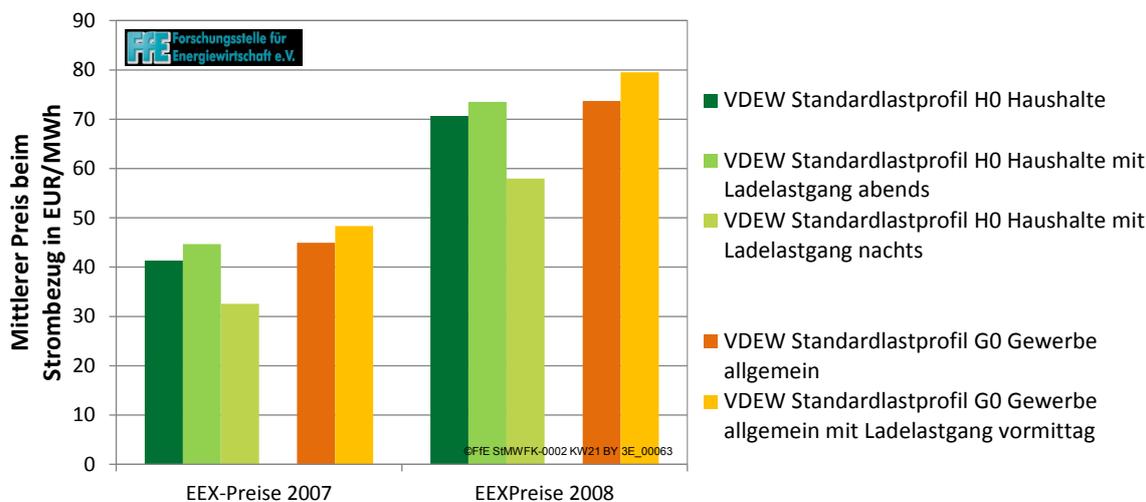
Um Aussagen über die Motivation zum Abschluss spezieller, vom Energieversorger gesteuerter Ladeverträge und damit auch die Zeit des Ladens treffen zu können, wurde der monetäre Vorteil beim Laden zu unterschiedlichen Tageszeiten untersucht. Hierzu wurde geprüft, was der Einkauf des Jahresstrombedarfs für den Stromhändler an der Strombörse EEX für folgende Stromabnehmer kostet:

- Haushalt ohne Elektrofahrzeug
- Haushalt mit Elektrofahrzeug, das abends geladen wird
- Haushalt mit Elektrofahrzeug, das nachts geladen wird
- Gewerbebetrieb ohne Elektrofahrzeug
- Gewerbebetrieb mit Elektrofahrzeug, welches vormittags geladen wird

Der Ladelastgang wurde zu dem Standardlastprofil der jeweiligen Verbraucher addiert, dann wurden die mittleren Stromkosten beim Einkauf für die Jahre 2007 und 2008 ermittelt. In **Abbildung 5-13** sind die Ergebnisse dargestellt. Bei Haushalten führt das ungesteuerte Laden abends – bzw. bei Gewerbebetrieben vormittags – zu ca. 7 % erhöhten Einkaufskosten. Wird hingegen in den günstigsten Nachtstunden geladen, kann der Strom um ca. 22 % preiswerter bezogen werden. So könnte ein Haushalt mit Elektrofahrzeug ca. 100 € pro Jahr sparen.

Für den Stromhändler macht sich ein erhöhter Einkaufspreis kaum bemerkbar, wenn nur wenige Kunden ein Elektrofahrzeug besitzen. Die Installation eines neuen Stromzählers mit Kabel bis in die Garage steht dabei in keinem sinnvollen Verhältnis zum Ertrag. Daher wird angenommen, dass in den nächsten Jahren die Motivation von Stromhändlern, extra Elektroauto-Ladeverträge anzubieten, eher gering sein wird. Haushaltskunden könnten ihre Kosten reduzieren, wenn sie nachts laden, hierzu wäre aber mindestens ein Zweitarifvertrag notwendig. Folglich wird angenommen, dass in

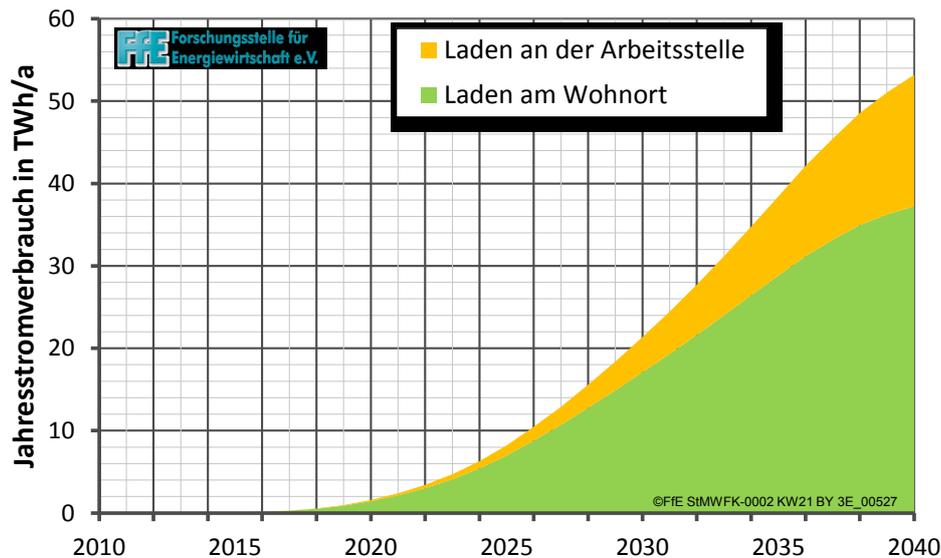
den nächsten Jahren die Besitzer von Elektrofahrzeugen nur zum geringen Teil nachts laden, die meisten werden abends beim Heimkommen sofort laden.



**Abbildung 5-13:** *Mittlere Kosten für den Strombezug von Haushalten bzw. Gewerbekunden*

Mit der Verbreitung der Smart Meter wird der Aufwand der getrennten Bilanzierung des Ladestroms jedoch geringer. So wird davon ausgegangen, dass erst ab 2025 eine signifikante Anzahl an Elektrofahrzeugen mit speziellem Ladevertrag ausgestattet ist, der Rest der Fahrer lädt nach Bedarf. Dies wird stundenweise zu Lasten im Bereich von 10 GW führen.

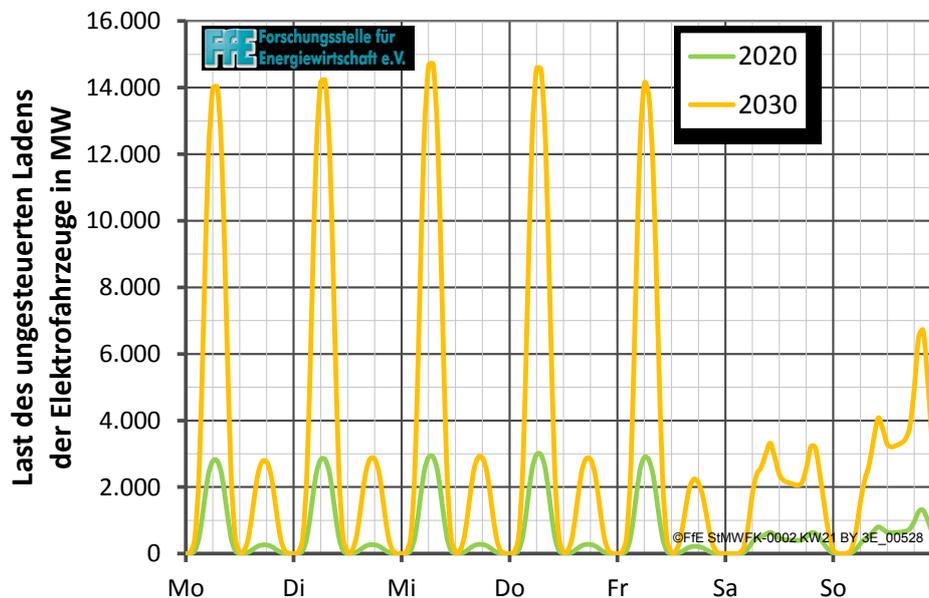
Typische Pendler mit täglichen Strecken zwischen 50 und 100 km wohnen im sog. Speckgürtel von Städten und haben oft eine eigene Garage mit Stromanschluss, in der das Ladegerät installiert ist. Viele Unternehmen bieten keine Ladeplätze an, da hierzu eine Reservierung für Elektrofahrzeuge und somit ein Wegfall herkömmlicher Parkplatzkapazität notwendig wäre – wenn überhaupt firmeneigene Parkplätze für alle Pendler vorhanden sind. Daher wird der Anteil der Fahrzeuge, die an der Arbeitsstelle geladen werden können, erst mit der größeren Verbreitung von Elektrostraßenfahrzeugen steigen, wie in **Abbildung 5-14** dargestellt. Steigendes Umweltbewusstsein und gesetzliche Vorgaben zur Vorhaltung von Ladestationen führen etwas verspätet zum Ausbau von Ladestationen an den Arbeitsstellen. Es wird angenommen, dass bis zum Jahr 2040 ca. 30 % der Fahrzeuge in der Arbeit geladen werden.



**Abbildung 5-14:** Aufteilung des Stromverbrauchs für Elektromobilität auf die Orte des Ladevorgangs

Über den Ort des Ladevorgangs können Rückschlüsse auf den Zeitpunkt der Ladung gezogen werden. Bei einem klassischen Pendler kann das Fahrzeug bei Ladung am Wohnort abends und nachts geladen werden (z.B. in der eigenen Garage). Bei Ladung an der Arbeitsstelle ist von einer Ladung zwischen Vor- und Nachmittag auszugehen.

Mit dem Fahrstromverbrauch der Elektrofahrzeuge aus dem Projekt KW21 BY 2E /FFE-15 12/ und den Annahmen zur Ladung ergibt sich für das ungesteuerte Laden der in **Abbildung 5-15** dargestellte Ladelastgang.



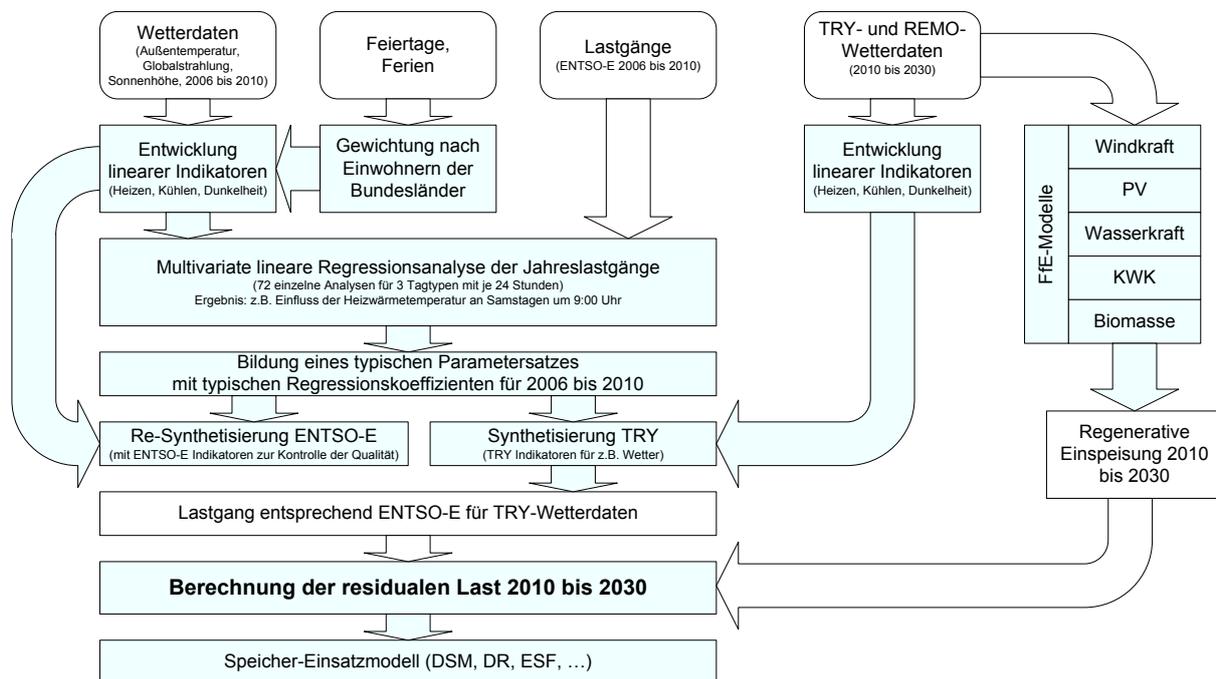
**Abbildung 5-15:** Ladelastgang bei ungesteuertem Laden

Wenn ungesteuert geladen wird, dann könnten Lastspitzen von 14 GW im Jahr 2030 neu hinzukommen. Es ist zu erwarten, dass nur in den ersten Jahren bis 2020 ein größerer Teil der Fahrzeuge ungesteuert geladen wird. Der großflächige Rollout von Smart Metern, die sinkenden Preise für Kommunikation und die steigende Volatilität

der Strompreise werden zukünftig zu einer besseren Wirtschaftlichkeit des gesteuerten Ladens führen. Dies zeigt die Notwendigkeit, zukünftige Lastgänge nicht nur statisch, sondern auch dynamisiert – unter Berücksichtigung der schaltbaren Lasten und der residualen Last – zu betrachten.

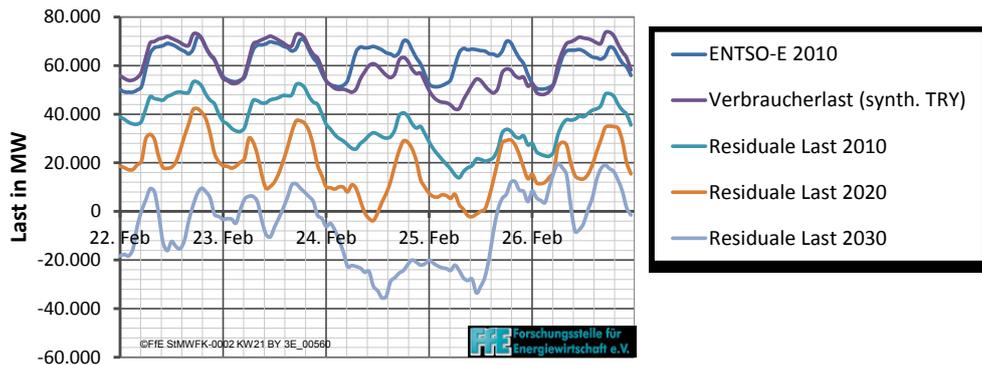
### 5.4 Aufbau eines residualen Lastgangs

Die residuale Last entspricht der Last, welche von konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss. Diese wird aus der Differenz zwischen Verbraucherlast und Erzeugung aus sogenannten Must-Run-Anlagen (Regenerative Energieerzeuger und KWK-Anlagen, welche strompreisunabhängig laufen) gebildet. Dieses Vorgehen ist in **Abbildung 5-16** skizziert.



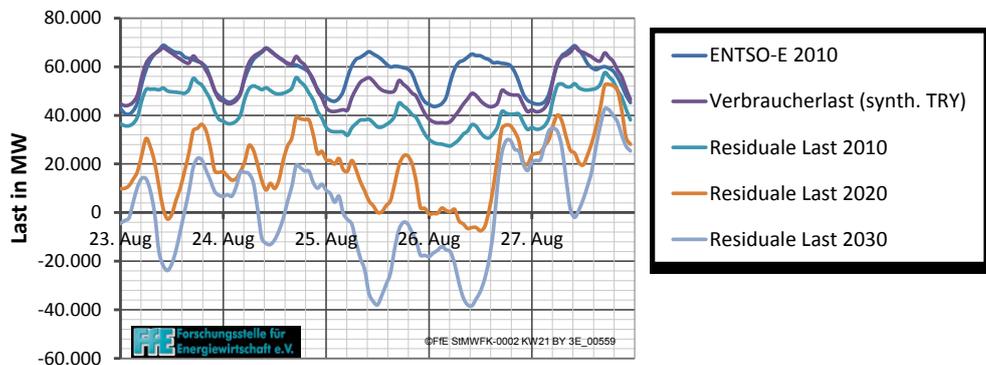
**Abbildung 5-16:** *Bildung der residualen Last*

In **Abbildung 5-17** sind für eine Winterwoche alle Schritte der Generierung der residualen Last vom originalen ENSO-E Verbraucherlastgang über die synthetische Verbraucherlast auf Basis der TRY-Wetterdaten 2010 bis hin zur residualen Last mit den Wetterdaten und regenerativen Einspeisern der Stützjahre 2010, 2020 und 2030 gezeigt. Die mit den Jahren steigende regenerative Einspeisern zeigt sich in der Absenkung der residualen Last. Im Jahr 2030 führt dies dazu, dass die residuale Last das Vorzeichen wechselt, die regenerative Stromerzeugung liefert dann mehr Strom als in Deutschland nachgefragt wird.



**Abbildung 5-17:** Verbraucherlast und residuale Last einer Winterwoche

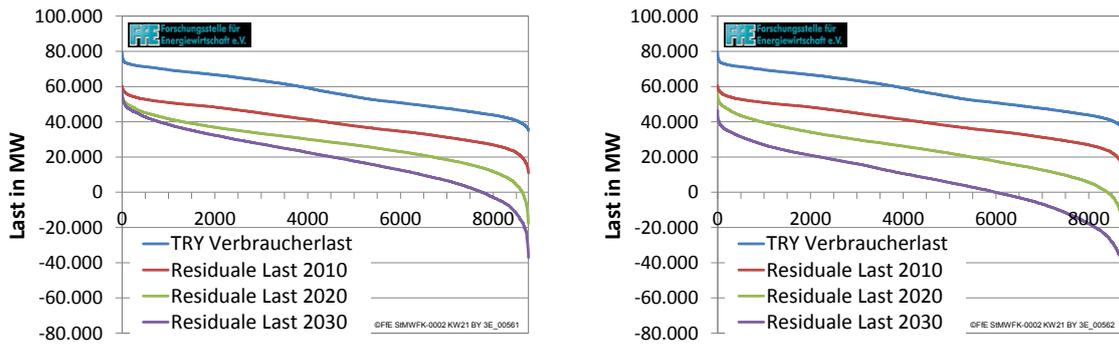
Die gleichen Lastgänge für eine Sommerwoche sind in **Abbildung 5-18** dargestellt. Besonders die Photovoltaik führt wegen des zyklischen Einspeiseverhaltens schon heute zu sichtbaren Auswirkungen auf den Strompreis, so zeigt die residuale Last für heute (im Bild am 3. August 2010) und der EEX Strompreis in **Abbildung 6-3** deutliche Ähnlichkeiten.



**Abbildung 5-18:** Verbraucherlast und residuale Last einer Sommerwoche

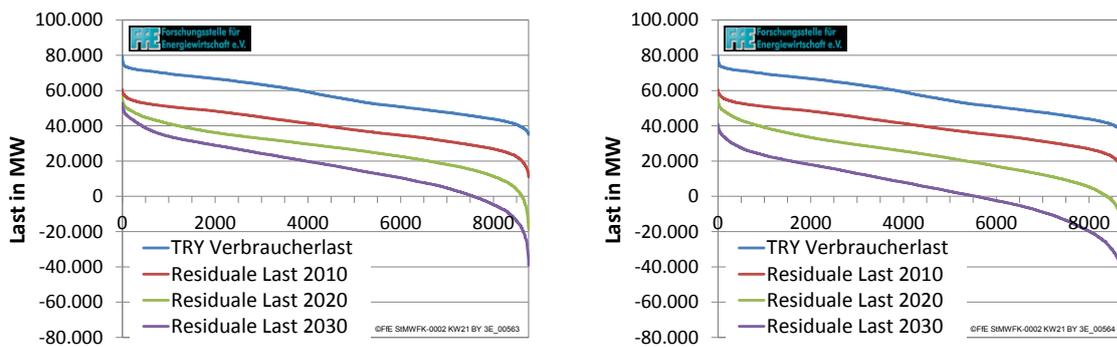
Zukünftig wird es durch den Ausbau Erneuerbarer Energieerzeuger immer häufiger zu Überspeisungen – also einer negativen residualen Last – kommen. Welche Anteile davon durch Verkauf ins Ausland, Verschiebung von Lasten, Speicher oder Drosselung der Einspeiser aus dem Netz entfernt werden können, kann durch marktwirtschaftliche Überlegungen unter Berücksichtigung des verzögerten Netzausbaus ermittelt werden.

Die Jahresdauerlinien der Verbraucherlast und der residualen statischen Last für heute, 2020 und 2030 sind in **Abbildung 5-19** dargestellt. Darin zeigt sich, dass heute noch keine Überspeisung eintritt. Bis zum Jahr 2030 sind je nach Szenario bis zu 2.100 Stunden mit Überschussleistungen um bis zu 50 GW zu erwarten.



**Abbildung 5-19:** Sortierte Jahresdauerlinien der statischen residualen Last (heute bis 2030) mit Elektromobilität (links Szenario 1, rechts Szenario 2)

Betrachtet man die Dauerlinien ohne Elektromobilität in **Abbildung 5-20**, dann fällt vor allem auf, dass es mehr Stunden mit Überspeisung gibt. Die maximale Jahreslast wird von der Elektromobilität auch bei ungesteuertem Laden kaum beeinflusst, da die Fahrzeuge zumeist außerhalb der Hochlaststunden geladen werden. Die minimale Last steigt jedoch durch die Elektromobilität.



**Abbildung 5-20:** Sortierte Jahresdauerlinien der statischen residualen Last (heute bis 2030) ohne Elektromobilität (links Szenario 1, rechts Szenario 2)

Die hier gezeigten Dauerlinien stellen die residuale Last des statischen Verbraucherlastgangs dar. Durch den Einsatz von schaltbaren Lasten kann in vielen Stunden ein Ausgleich der residualen Last von Zeiten mit hoher Last auf Zeiten mit geringer Last umgesetzt werden, wodurch die Dauerlinie einen flacheren Verlauf erhält.

## 6 Dynamisierung der Verbraucherlastgänge

Sinkende Kosten für IT und Datenübertragung ermöglichen eine wirtschaftliche Einbindung einer zunehmenden Anzahl schaltbarer Verbraucher in das Energieversorgungssystem. Das Interesse an schaltbaren Lasten wird durch die Diskussion um die Integration Erneuerbarer Energien gefördert, da ein steigender Bedarf an realen bzw. funktionellen Speichern sowie flexiblen Lasten als wahrscheinlich angenommen wird.

Die Einsatzmöglichkeiten von schaltbaren Verbrauchern sind vielfältig, wie folgende Aufzählung einiger Beispiele zeigt:

- Spitzenlastmanagement
- Ausgleich von Prognosefehlern bezüglich Verbraucherlast und Erzeugung regenerativer Energien, im Rahmen von Intraday Handel oder Regelleistung
- Kurzfristige Unterstützung von Kraftwerken bei Lastwechseln
- Funktionale Speicher
- Netzstabilisierung (Verteil- bzw. Übertragungsnetz)

Eine Anlage kann mit ihrer gesamten Leistung jedoch nur eine dieser Dienstleistungen gleichzeitig anbieten. Bei gleichzeitiger Vermarktung einer Dienstleistung auf zwei Märkten gibt es ein Problem, wenn zwei gegensätzliche Anforderungen kommen (z. B. Belastung Ortsnetz wegen PV und Entlastung Übertragungsnetz). Dies wird in der Diskussion um schaltbare Lasten häufig nicht beachtet. Das für eine Dienstleistung nutzbare Potenzial sollte um die Anlagen reduziert werden, welche bereits für andere Dienstleistungen eingesetzt werden.

Um eine Abschätzung treffen zu können, welche abschaltbaren Verbraucher zukünftig für welche Dienstleistungen zur Verfügung stehen, wurden zuerst passende Märkte identifiziert. Anhand eines Vergleichs der Anforderungen und Erträge wurde schließlich ermittelt, auf welchen Märkten ein Anlagentyp anbieten kann und auf welchem der Märkte die Erträge die höchste Einsatzwahrscheinlichkeit erwarten lassen. Dann wurde geprüft, welche Vermarktungsmöglichkeiten im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden sollen, und wie sich das Laufverhalten der dementsprechend vermarkteten Anlagen verhalten würde. Mit diesen Annahmen wurde dann ein Modell entwickelt, welches den Einfluss der schaltbaren Lasten auf den elektrischen Verbraucherlastgang quantifizieren kann.

### 6.1 Identifizierung von Vermarktungsmöglichkeiten

Für verschiedene Arten von Dienstleistungen gibt es verschiedene Märkte. Die ursprünglich als reine Strombörse gegründete EEX (European Energy Exchange) in Leipzig bietet mittlerweile verschiedenste Produkte von Futures bis hin zu 15-Minuten-Produkten kurz vor Leistungserbringung an. Ein Handel muss nicht zwingend über die Börse ausgeführt werden, sondern kann auch direkt zwischen zwei Akteuren durchgeführt werden (OTC – over the counter). Da beide Akteure das Geschäft alternativ über den Handelsplatz abwickeln könnten, liegen die Preise bei OTC nahe am Preisniveau der EEX oder des Regelleistungsmarktes (Arbitragefreiheit). Da für fast jedes OTC-Geschäft ein vergleichbarer Markt existiert, wird OTC im Folgenden nicht

extra betrachtet. Die Beziehungen der vielen Akteure im Energiehandel ist im Anhang in Abbildung 11-1 dargestellt. Die damit verbundene Verwaltung ist bei jeder Marktteilnahme zu bezahlen, wodurch Geschäfte mit kleiner Marge unwirtschaftliche werden können.

Viele Märkte haben Mindestanforderungen (z. B. Leistung, Leistungsgradienten oder Angebotszeiträume). Um Dienstleistungen von Anlagen unterhalb dieser Mindestgrößen dennoch vermarkten zu können, werden kleinere Anlagen häufig in einem Pool zusammengeschlossen, welche gemeinsam anbieten und sich die Erträge teilen. Dadurch können auch schaltbare Verbraucher, deren Betriebsparameter sich nicht für einen Markt eignen, im Zusammenspiel mit anderen Anlagentypen ein sinnvoller Baustein im Angebotspool sein.

Der im Rahmen dieser Arbeit erstellte dynamisierte Verbraucherlastgang stellt den Verbraucherlastgang etwa eine Stunde vor Leistungserbringung dar. Zu diesem Zeitpunkt sind die Einspeiseprognosen der regenerativen Energieerzeuger nahe an der tatsächlichen Erzeugung und komplett im Strommarkt berücksichtigt, und die flexibel schaltbaren Verbraucher haben im Rahmen ihrer Schaltmöglichkeiten bereits auf die Erzeugungslage bzw. die Preise reagiert. Nicht enthalten im dynamisierten Verbraucherlastgang sind die klassischen Speicher, sowie unvorhergesehene Ereignisse wie Prognosefehler in Erzeugung und Verbrauch oder Kraftwerksausfälle, welche über Regelleistung abgewickelt werden.

### **Energiemärkte**

Bei Energiemärkten besteht die Dienstleistung aus der Bereitstellung elektrischer Leistung über einen Zeitraum (z. B. Lieferung einer MW Leistung über eine Stunde). An der EEX gibt es den EEX Terminmarkt (welcher für schaltbare Verbraucher wegen der dazu notwendigen langfristigen Planbarkeit kaum interessant ist), den Spotmarkt Day-Ahead und den Spotmarkt Intraday. Auch die in Deutschland durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestehende Möglichkeit, im Rahmen des PV-Eigenverbrauchs eine Vergütung für selbstgenutzten Strom zu erhalten, entspricht durch die Vergütung pro kWh einem Energiemarkt. Im Folgenden werden die speziellen Eigenschaften der genannten Energiemärkte beschrieben.

- EEX Spot Day-Ahead:  
Kauf- und Verkauf von Strom (Stunden bzw. Blöcke mehrerer Stunden) am Vortag. Für schaltbare Verbraucher ist die Nutzung des Preis-Spreads zwischen Stunden möglich, die Verbraucher arbeiten dann als funktionaler Speicher.
- EEX Intraday:  
Kauf- und Verkauf von Strom (Stunden bzw. 15-Minuten) bis zu 45 Minuten vor Leistungserbringung. Kurzfristige bis sehr kurzfristige Nutzung des Preis-Spreads zwischen Stunden bzw. Viertelstunden möglich.

- **PV-Eigenverbrauch:**  
Wird PV-Strom in Deutschland nicht ins Netz eingespeist, sondern selbst genutzt, dann wird die EEG-Förderung um 16,38 ct/kWh gesenkt; bei Nutzung von mehr als 30 % der PV-Erzeugung wird für den darüber verbrauchten Strom die Vergütung um lediglich 12 ct/kWh gesenkt. Für Haushalte ist diese Regelung sehr wirtschaftlich, da der selbstgenutzte Strom deutlich günstiger als der bezogene Strom ist. Für Gewerbetriebe ist der Eigenverbrauch trotz des etwas niedrigeren Strompreises häufig noch wirtschaftlich, für die Industrie hingegen mit meist deutlich geringeren Strompreisen uninteressant. Steigende Strombezugspreise erhöhen die Attraktivität des Eigenverbrauchs.

### **Leistungsmärkte**

Bei Leistungsmärkten wird für die zur Verfügung gestellte Leistung gezahlt. Je nach Markt ist die Abrufwahrscheinlichkeit und -häufigkeit sehr unterschiedlich, teilweise wird zusätzlich für die bereitgestellte Energie gezahlt. Leistungsmärkte sind Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve – sowie die Kapazitätsmärkte, deren Einführung in Deutschland derzeit diskutiert wird.

- **Primärregelleistung:**  
Wöchentliche Auktion über die Dauer einer Woche, jeweils eine Woche vorher. Eine Anlage muss die angebotene Leistung stufenlos sowohl zuschalten als auch reduzieren können – sowie im Stande sein, die Leistung für die gesamte Woche zu halten. Automatische Regelung über die Netzfrequenz (Sollwert meist 50,000 Hz). Keine Vergütung der Arbeit. Positive und negative Leistungsabrufe gleichen sich meist aus /GOB-01 11/.
- **Sekundärregelleistung:**  
Wöchentliche Auktion über die Dauer einer Woche, jeweils eine Woche vorher. Die Anlage muss mindestens in diskreten Stufen schalten können. Die Dienstleistung wird unterteilt in HT- und NT-Zeitblöcke sowie in positive und negative Leistung. Die angebotene Leistung muss über den gesamten Block gehalten werden können. Automatische Schaltung durch ein Steuersignal des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB).
- **Minutenreserve:**  
Tägliche Auktion von 4-Stunden-Blöcken für den nächsten Tag mit Unterscheidung nach positiver und negativer Leistung. Die angebotene Leistung muss im gesamten Zeitblock gehalten werden können. Diskrete Leistungsstufen müssen gefahren werden können. Bis zum Jahr 2012 wurde der Abruf telefonisch durchgeführt, danach durch digitale Datenübermittlung.
- **Kapazitätsmarkt:**  
Durch den langen Zeitraum zwischen Planung und Inbetriebnahme bei Kraftwerken können Preissignale im Markt erst mit großer Verzögerung in neue Kraftwerke umgesetzt werden. Die Vermarktung des Stroms über die Börse führt in einem liberalisierten Energiemarkt zum Abbau von Kapazitäten bei Kraftwerken, die sehr selten eingesetzt werden. Ein Kapazitätsmarkt kann zukünftig sinnvoll werden, um die notwendigen Kapazitäten zu sichern. Im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) wird die Erhaltung bestehender Kraftwerkskapazitäten für Deutschland honoriert.

### Anforderungen an Anlagen zur Marktteilnahme

In **Tabelle 6-1** sind die Anforderungen der Märkte speziell für schaltbare Lasten zusammengefasst. Sie gelten für die Mehrheit der Verbraucher, Ausnahmen sind im Einzelnen immer möglich.

Der Markt für Primärregelleistung erfordert, dass sowohl positive als auch negative Leistung entsprechend der angebotenen Leistung bereitgestellt werden kann. Der Markt eignet sich nur für schaltbare Lasten mit sehr geringem spezifischen Schaltaufwand, da fast kontinuierlich Abrufe mit einem Teil der vorgehaltenen Leistung erfolgen. Wegen der hohen geforderten Reaktionsgeschwindigkeit und der Anforderung, die Leistung in beide Richtungen regeln zu können, ist der Markt nur für jene Anlagen geeignet, die ohnehin permanent betrieben werden, und dabei kurzfristig die Leistung erhöhen oder senken können (z. B. Kühlaggregate). Die Leistungsregelung erfolgt kontinuierlich, d.h. die Anlage muss stufenlos bzw. in sehr kleinen Stufen schaltbar sein. Die maximale Abrufdauer entspricht dem Ausschreibungszeitraum von einer Woche; nur bei hydraulischen Anlagen wird eine Ausnahme gemacht, diese müssen die volle Leistung nur für vier Stunden garantieren können.

**Tabelle 6-1:** *Anforderungen der Märkte an schaltbare Lasten /TUG-01 12/*

	Einspeisung	Tolerierbarer Abrufaufwand	Täglicher Einsatz	Modulierend	Reaktionsgeschwindigkeit	Max. Abrufdauer
Primärregelleistung	pos. & neg.	sehr gering	Anlage kann angedrosselt 24 Stunden durchlaufen	kontinuierlich	hoch (15 s), meist nur möglich wenn Anlage bereits läuft	1 Woche (hydr. Anlagen 4 h)
Sekundärregelleistung	pos. oder neg.	gering	-/-	diskrete Stufen	schneller Start möglich (30 s bis 15 min) oder Anlage läuft bereits	12 bis 60 Stunden
Minutenreserve	pos. oder neg.	moderat	-/-	diskrete Stufen	Start in 15 Minuten (Fahrplanprodukt)	4 Stunden
Day-Ahead	Kauf oder Verkauf pos.	gering	gering, Bedarf tritt an sehr vielen Tagen auf	nein	nur nach Fahrplan, Leistungserbringung innerhalb von 15 min	1 Stunde bzw. Produktdauer
Intraday Stunden	Kauf oder Verkauf pos.	gering	gering, Bedarf tritt an sehr vielen Tagen auf	nein	bis 45 Minuten vor Leistungserbringung nach Fahrplan	1 Stunde
Intraday 15-Minuten	Kauf oder Verkauf pos.	gering	gering, Bedarf tritt an sehr vielen Tagen auf	nein	bis 45 Minuten vor Leistungserbringung nach Fahrplan	15 Minuten
PV-Eigenverbrauch (Haushalte und GHD)	negativ	gering	gering, Bedarf tritt häufig auf	nein	-/-	-/-
Kapazitätsmarkt	positiv	hoch	Anlage muss bis zum Abruf abgeschaltet sein	nein	gering, mehrere Stunden bzw. Tage Zeit bis Leistungserbringung	Tage bis Wochen

Am Day-Ahead Markt wird die Dienstleistung der Energielieferung (positive Leistung über einen Zeitblock) gehandelt, diese kann man kaufen oder verkaufen. Um die schaltbare Anlage möglichst häufig einsetzen zu können, sollte der Aufwand (monetär, organisatorisch und zeitlich durch geänderten Betriebsablauf) für eine Zu- oder Abschaltung gering sein, die Schaltung sollte möglichst automatisch durchgeführt werden können. Die Teilnahme am Handel ist nur sinnvoll, wenn der Bedarf möglichst häufig, z. B. durch tägliches Laden eines Elektrostraßenfahrzeugs, aber nicht kontinuierlich, auftritt. Die angebotene Leistung muss über den Zeitraum komplett zur Verfügung gestellt werden, eine Modulation der Anlage ist nicht notwendig. An die Reaktionsgeschwindigkeit werden nur sehr geringe Anforderungen gestellt, da bereits am Vortag die Auktionsergebnisse bekannt sind. Gehandelt werden Produkte mit der Dauer von einer Stunde, vier Stunden, 12 Stunden (peak und offpeak) und 24 Stunden (base). Der Handel am Day-Ahead Markt entspricht einer täglichen Anpassung des Strombesorgungsprofils.

Die Teilnahme an den Märkten erfordert bei den Regelleistungsmärkten eine Präqualifikation durch die Übertragungsnetzbetreiber, mit welcher sichergestellt werden soll, dass die von den Anlagen angebotene Dienstleistung auch tatsächlich erbracht werden kann. Für schaltbare Lasten geht dies meist nur im Pool. Im Gegensatz zu Kraftwerken existieren für schaltbare Lasten häufig keine Standards zur Präqualifikation. In Deutschland lässt sich z. B. das Unternehmen Entelios AG einen Pool schaltbarer Verbraucher für die Minutenreserve präqualifizieren.

Für schaltbare Lasten sind die Mindestleistung und die Dauer der Leistungserbringung oft ein Hemmnis. Die Ausschreibungsdauer von Primär- und Sekundärreserve wurde daher bereits von einem Monat auf eine Woche verkürzt, weitere Vereinfachungen zur Gewinnung neuer Marktteilnehmer sind zu erwarten.

Die meisten schaltbaren Verbraucher ermöglichen eine Verschiebung der Last um mehrere Stunden und entsprechen damit funktionalen Speichern, da sie – wie ein Speicher – beim Abschalten den vermiedenen Strom verkaufen und den zum Nachholen benötigten Strom zu einem späteren Zeitpunkt kaufen. Nur eine geringe Zahl der schaltbaren Verbraucher hat keinen Nachholbedarf nach einer Abschaltung (z. B. Produktionsreduktion in der Industrie) und kann daher den bereits gekauften Strom ohne Gegengeschäft wieder verkaufen.

### **Entscheidungskriterien für die Marktteilnahme**

Für schaltbare Anlagen besteht heute meist kein spezieller Stromtarif (Ausnahme sind Wärmestromverträge für Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen). Dies bedeutet, dass ein Nutzer bzw. Besitzer einer Anlage sich aktiv für eine Marktteilnahme entscheiden muss. Dabei findet die Entscheidung über die Teilnahme und den Markt auf Basis mehrerer verschiedener Kriterien statt. Einige davon werden im Folgenden beispielhaft aufgezählt:

- Aufwand für die Informationsrecherche zu den Märkten und für die Entscheidung im Unternehmen
- Transaktionskosten (Vertragsabschluss, Abrechnung)
- Investitionskosten für die Kommunikation
- Aufwand bei jeder einzelnen Schaltung, organisatorische Kosten
- Opportunitätskosten durch die Produktionsverringering
- Risiko (höhere Ausfallwahrscheinlichkeit, kürzere Anlagenlebensdauer, schlechtere Qualität der Produkte)
- Ertrag auf dem Markt
- Umweltschutz, Hilfe zur Integration Erneuerbarer Energien

Da jeder Entscheider die Faktoren auf Basis seiner aktuellen Situation und Zukunftserwartung anders gewichtet, kann selbst bei identischen Anlagen mit gleicher Laufzeit die Beurteilung von zwei Entscheidern unterschiedlich ausfallen. Hat der Entscheider z. B. durch das Tagesgeschäft keine Zeit für neue Fragestellungen, dann wird er nicht prüfen, ob die Schaltbarkeit seiner Anlagen vermarktet werden kann.

### **Kategorisierung von schaltbaren Verbrauchern**

Die Abschätzung, welcher Markt für eine schaltbare Anlage sinnvoll ist, wird durch eine vorherige Kategorisierung der Verbraucher erleichtert. Dabei sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Mögliche Art der Einspeisung in das öffentliche Netz: Ist eine Leistungserhöhung für negative Leistung und/oder eine Leistungsreduktion für positive Leistung möglich?
- Aufwand für einen Abruf: Welchen organisatorischen oder monetären Aufwand verursacht ein Abruf? Werden viele oder eher wenige Abrufe pro Woche angestrebt?
- Täglicher Einsatz: Wie viele Stunden pro Tag ist ein Bedarf vorhanden? Wie viele Stunden läuft die Anlage mit welcher Leistungsstufe?
- Modulierend: Kann die Leistung der Anlage verändert werden? Ist eine kontinuierliche Leistungsänderung möglich, oder nur diskrete Schritte?
- Reaktionsgeschwindigkeit: Wie schnell kann ein Leistungsabruf (An- oder Abschalten) mit der Anlage umgesetzt werden? Welche Leistungsgradienten kann die Anlage fahren?
- Max./min. Abrufdauer: Wie lange läuft oder steht die Anlage? Kann sie die angebotene Dienstleistung garantiert zur Verfügung stellen?
- Planbarkeit: Wie lange vorher ist der konkrete Einsatz der Anlage bekannt?

Mit dieser Kategorisierung und einem Vergleich mit Tabelle 6-1 können für viele Anlagentypen bereits erste Märkte ausgeschlossen werden, da deren Anforderungen nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand eingehalten werden können.

### **Ertrag an den Märkten**

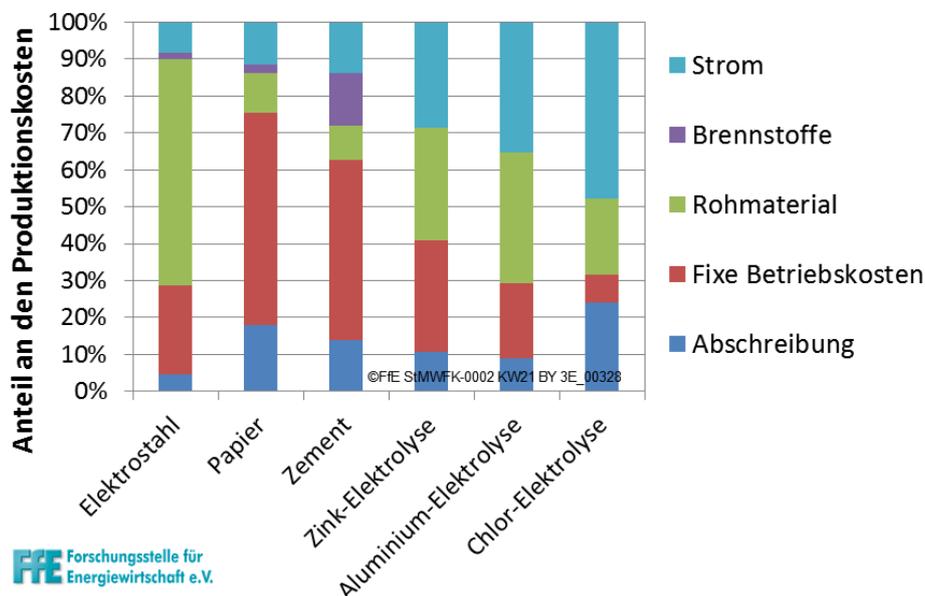
Der mögliche Ertrag für die Dienstleistung ist das wichtigste Entscheidungskriterium bei der Wahl des Marktes. Dabei ist zu beachten, dass die Preise oft starken Schwankungen unterliegen, und dass es keine Garantie für einen Zuschlag bei den Auktionen gibt. Liegt der Preis der Dienstleistung zu hoch, erhalten günstigere Anbieter den Zuschlag. Um dennoch die Erträge auf den verschiedenen Märkten vergleichen zu können, wurden vereinfachende Annahmen getroffen (z. B. Zuschlag bei jedem abgegebenen Angebot) /FFE-42 10/.

- Primärregelleistung: 560 €/(Tag MW), keine Vergütung der Arbeit (Basis: Feb. bis Aug. 2011, 3.900 €/Woche MW)
- Sekundärregelleistung: 260 €/(Tag MW) für positive Leistung, 250 €/(Tag MW) für negative Leistung (Basis: Mittelwerte 2008 bis 2010 bei Zuschlag aller Auktionen, ohne Arbeitspreis, 96.000 €/(Jahr MW) für positive, 93.000 €/(Jahr MW) für negative Sekundärreserve)
- Minutenreserve: 95 €/(Tag MW) für positive Leistung, 180 €/(Tag MW) für negative Leistung (Basis 2008 bis 2010, bei Zuschlag für alle Auktionen, ohne Arbeitspreis)
- EEX Day-Ahead: Verschiebung von 1 MW von teuerster (11 Uhr) zu günstigster (3 Uhr) Stunde ergibt 27 € (Basis: EEX Mittelwert 2010), von 11 Uhr auf 7 Uhr ergibt 9 €, von 18 Uhr auf 22 Uhr ergibt 8 €. Ist nur eine Verschiebung pro Tag möglich, entsprechen diese Angaben den Tageserlösen.

- EEX Intraday Spotmarkt 1-Stunden Produkte: Das Preisniveau folgt den Day-Ahead Preisen, dazu kommen noch kurzfristige Preisschwankungen.
- EEX Intraday Spotmarkt 15-Minuten Produkte: Noch keine Marktpreise bekannt, Preise werden etwa den Intraday-Stundenpreisen entsprechen.
- PV-Eigenstrom: Für Haushalte ergibt sich eine Preisreduktion von etwa 220 €/MWh für den Strombezug auf 164 €/MWh für den selbst genutzten PV-Strom. Dies ergibt einen Preisvorteil von 56 €/MWh bzw. 100 €/MWh ab 30 % Eigenverbrauch (EEG 2012, für Anlagen unter 30 kW peak).
- Bei Poolung reduziert sich der Ertrag für die einzelnen Anlagen entsprechend der Anzahl und des informationstechnischen Aufwands.

Die Abschaltung von Industrieverbrauchern (Produktionsverringerung) ist bei den heutigen Strompreisen nur für sehr wenige Branchen interessant. So zeigt **Abbildung 6-1** den Anteil der Stromkosten an den gesamten Produktionskosten. Je höher der Anteil der Stromkosten, desto eher könnte in Stunden mit hohen Strompreisen eine Abschaltung oder Verringerung der Produktion – und der Verkauf des zuvor bei geringeren Preisen eingekauften Stroms – sinnvoll sein.

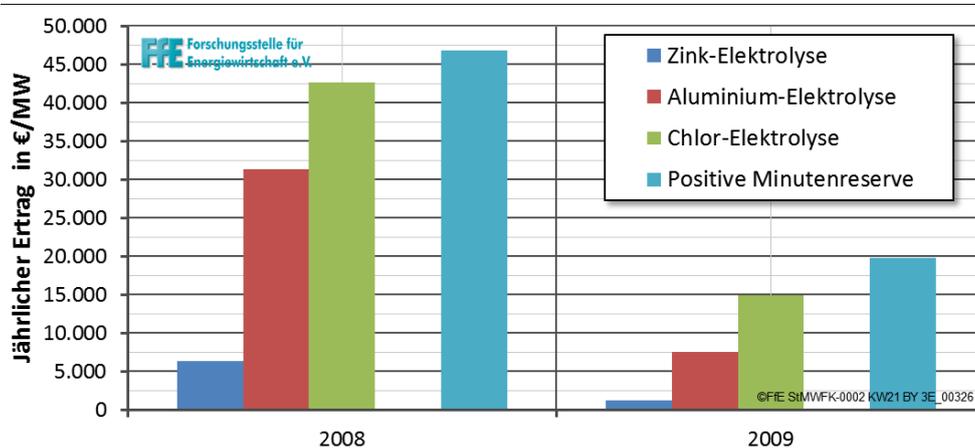
Die Abschaltung von Produktionsprozessen in Unternehmen ist dann wirtschaftlich, wenn der aktuelle Strompreis höher ist als die Summe aus Strombezugskosten, anteiligen Fixkosten, Gewinn (Opportunitätskosten) und Kosten für den Aufwand des Abschaltens (Organisation, Arbeitszeiten, ggf. Vermittlung von Kunden an die Konkurrenz).



**Abbildung 6-1:** Aufteilung der Produktionskosten /ISI-03 09, eigene Berechnungen/

Die Berechnungen ergaben, dass der Verkauf von Strom – für die Industriezweige Elektro Stahl, Papier und Zementherstellung – in den Jahren 2007 bis 2009 zu keiner Stunde die Opportunitätskosten gedeckt hätte. Lediglich bei der Zink-, Aluminium- und Chlor-Elektrolyse wäre dies aufgrund des hohen Stromkostenanteils in ausgewählten Stunden wirtschaftlich gewesen. **Abbildung 6-2** zeigt die damit verbundenen Gewinne für die Jahre 2008 und 2009 sowie den möglichen Erlös bei Vermarktung der Leistung

als Minutenreserve. Dabei zeigen sich die hohen Preisfluktuationen zwischen den Jahren, sowie der Zusammenhang der Preise zwischen EEX Day-Ahead und Minutenreserve (beide Dienstleistungen werden am Vortag gehandelt). Der Vergleich zwischen den Erlösen der Betriebe beim Stromverkauf Day-Ahead und beim Anbieten von positiver Minutenreserve zeigt, dass in beiden Jahren die Minutenreserve einen höheren Ertrag bringen kann.



**Abbildung 6-2:** Vergleich der Erlöse bei Stromverkauf

Der Vorteil der Minutenreserve liegt darin, dass für den gesamten Ausschreibungszeitraum ein Leistungspreis gezahlt wird, auch wenn keine Schaltung stattfindet – während beim Day-Ahead Handel nur Erträge beim Verkauf von zuvor eingekaufter und dann vermiedener Leistung erzielt werden.

### Beispiele für geeignete Märkte

Mit der hier vorgestellten Methodik gelangt man zu einer Abschätzung, für welche Arten schaltbarer Verbraucher welche Märkte geeignet sind. Hierzu ist eine starke Verallgemeinerung notwendig – im Einzelfall oder bei Poolung können andere Märkte besser passen.

Bei den in **Tabelle 6-2** aufgeführten Industriebetrieben fällt auf, dass der Handel an der EEX für schaltbare Verbraucher nicht genannt wird. Dies liegt an der Annahme, dass der Betrieb bereits mit organisatorischen Mitteln den zeitlichen Einsatz seiner Verbraucher soweit optimiert hat, dass es für den statischen Verbraucherlastgang keine Optimierungsmöglichkeiten beim Stromeinkauf an der EEX mehr gibt. Wird dann entschieden, dass schaltbare Verbraucher eingesetzt werden können, dann ist auf den Regelleistungsmärkten ein höherer Ertrag möglich.

**Tabelle 6-2:** Geeignete Märkte für Industriebetriebe

Industrie Lastverringering	Primär- regelleistung	Sekundär- regelleistung	Minuten- reserve	PV-Eigen- verbrauch	EEX Day-Ahead bzw. Intraday
Elektrostahl Verschiebung Last	x	x	x		
Papier Verschiebung Last		x	x		
Zement Verschiebung Last	x	x	x		
Zink-Elektrolyse Verschiebung Last	x	x	x		
Aluminium-Elektrolyse Verschiebung Last	x	x	x		
Chlor-Elektrolyse Verschiebung Last		x	x		
Allgemeines Verschieben (Kühlen, Lagergut, Speicher)		x	x		
<b>Industrie Abschaltung</b>					
Elektrostahl Produktions-Stopp			x		
Papier Produktions-Stopp			x		
Zement Produktions-Stopp			x		
Zink-Elektrolyse Produktions-Stopp			x		
Aluminium-Elektrolyse Produktions-Stopp			x		
Chlor-Elektrolyse Produktions-Stopp			x		

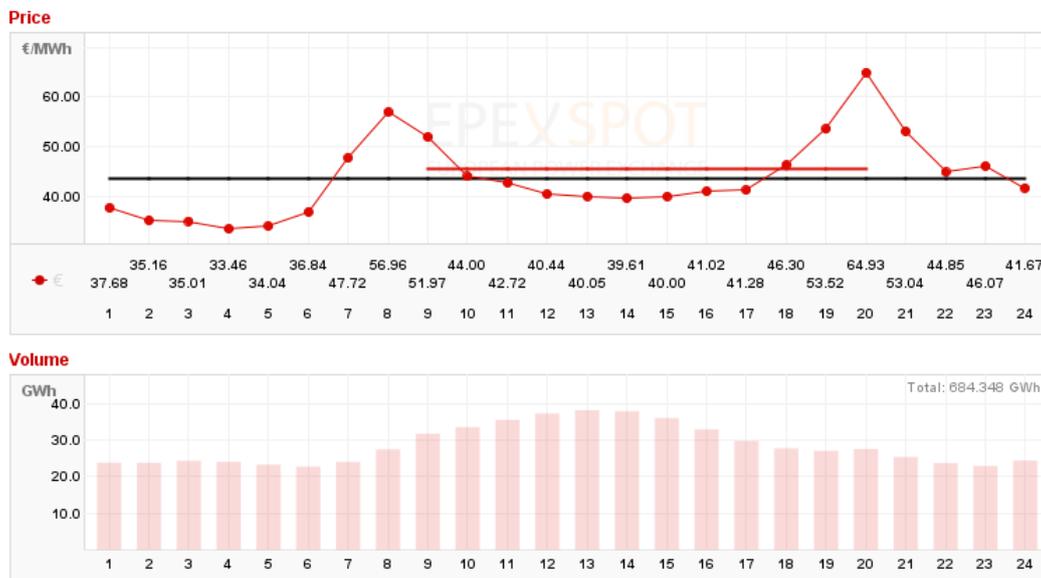
Bei Haushalten (vgl. **Tabelle 6-3**) ist der PV-Eigenverbrauch die lukrativste Möglichkeit zur Vermarktung schaltbarer oder verschiebbarer Lasten. Dies setzt allerdings eine ausreichend dimensionierte und nach dem aktuellen EEG geförderte PV-Anlage voraus. Fortwährend laufende Verbraucher wie Kühlgeräte könnten Primärregelleistung zur Verfügung stellen. Anlagen mit täglichem, kalkulierbarem Verbrauch über wenige Stunden (z. B. Elektromobilität) sind für den EEX Spotmarkt eher interessant. Mittels Poolung könnten Elektrostraßenfahrzeuge auch Regelleistung bereitstellen. Hierzu wird zur Sicherstellung einer immer am Netz befindlichen Mindestleistung jedoch eine erhebliche Anzahl an Fahrzeugen benötigt, was den spezifischen Ertrag stark mindert.

**Tabelle 6-3:** Geeignete Märkte für Haushalte, GHD und Verkehr

Haushalte Lastverschiebung	Primär- regelleistung	Sekundär- regelleistung	Minuten- reserve	PV-Eigen- verbrauch	EEX Day-Ahead bzw. Intraday
Waschmaschine			x	x	
Wäschetrockner			x	x	
Spülmaschine			x	x	
Kühl- & Gefrierschrank	x				
Umwälzpumpen	x				
Elektrospeicherheizungen				x	x
Wärmepumpen			x	x	
Warmwasserbereitung				x	x
Laden von Traktionsbatterien (ESF)				x	x
Mikro-KWK Anlage					x
<b>Gewerbe, Handel und Dienstleistung Lastverschiebung</b>					
Kühl- & Gefrierhäuser und -schränke	x				
Allgemeines Verschieben (Lagergut, Speicher)			x		
Warmwasserbereitung					x
Lüftungsanlagen, Klimaanlage			x		
<b>Verkehr Lastverschiebung</b>					
Heizen/Kühlen von Zügen			x		
Leistungsreduktion von Zügen			x		

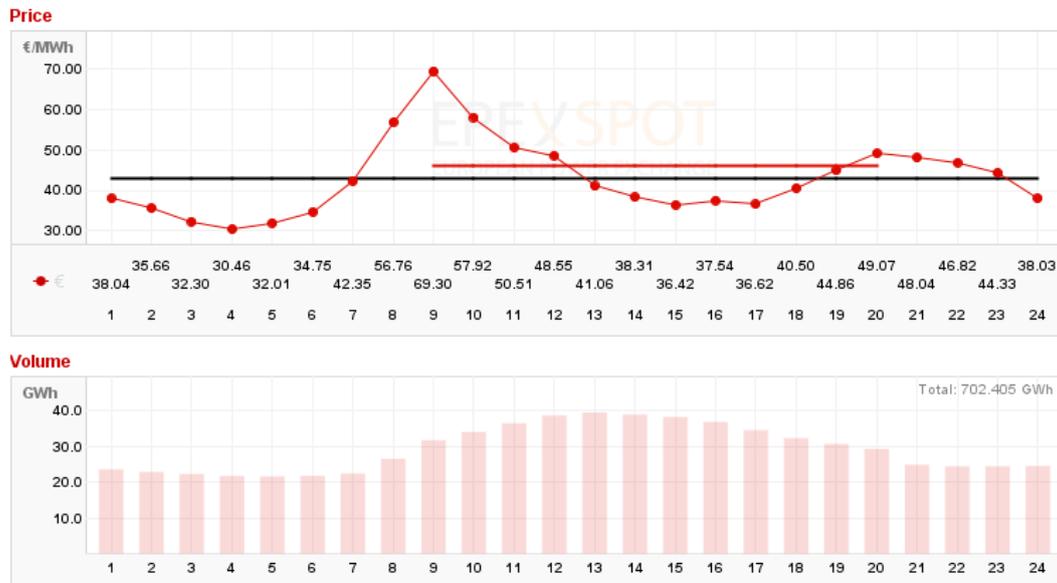
## 6.2 Analyse des Schaltverhaltens

An sonnigen Tagen sieht man heute schon den Einfluss der Einspeisung regenerativer Energien auf die Strompreise an der Strombörse EEX. So zeigen **Abbildung 6-3** und **Abbildung 6-4** die Strompreise PHELIX und das jeweilige Handelsvolumen an der EEX. Der morgendliche Anstieg des Stromverbrauchs resultiert in einem Anstieg der Stromkosten. Sobald bei gutem Wetter die PV-Anlagen Strom liefern, sinkt der Strompreis trotz einem steigenden Bedarf. Der abendliche Preisanstieg ab 17 Uhr resultiert aus dem Rückgang der PV-Leistung. Erst wenn die PV-Leistung gegen Null geht, zeigen sich die unbeeinflussten Preise. So ergibt sich am 16.03.2012 eine preisliche Abendspitze bei einer Last, die um ca. 10 GW geringer als die Tageshöchstlast ist.



**Abbildung 6-3:** *Strompreis PHELIX an der EEX am 16.03.2012 mit Abendspitze /EEX-01 12/*

Am 05.04.2012 (nach der Zeitumstellung) gibt es wegen des geringeren Beleuchtungsbedarfs keinen abendlichen Anstieg, dementsprechend zeigen die Strompreise auch keine Abendspitze.



**Abbildung 6-4:** *Strompreis PHELIX an der EEX am 05.04.2012 ohne Abendspitze nach Zeitumstellung / EEX-01 12/*

Betrachtet man zu den heute schon sichtbaren Auswirkungen der Erneuerbaren Energien auf den Strompreis auch die Ausbaupläne der Bundesregierung, dann lassen sich zukünftig in Abhängigkeit der Einspeisung von Windkraftanlagen und PV-Anlagen deutlich stärkere Preisschwankungen erwarten. Viele schaltbare Lasten, deren Potenzial heute wegen fehlender Wirtschaftlichkeit nicht genutzt wird, könnten dann wirtschaftlich betrieben werden, indem sie Stunden mit hohem Strompreis meiden. Auch die immer engmaschigere digitale Vernetzung (z.B. WLAN, NTC, GSM, UMTS) und die Kostenreduktion bei Hardware für Telekommunikation – sowie der Preisverfall bei den Übertragungsgebühren – senken zusätzlich die Kosten für die Schaltung von Lasten.

Aktuell muss ein Stromhändler für einen Haushaltskunden immer das Standard-Lastprofil zur Versorgung des Kunden einkaufen. Somit hat er keinen Vorteil, wenn der Kunde zu Hochpreisphasen Verbraucher abschaltet. Es ist zu erwarten, dass Verbraucher mit Smart Metern zukünftig wie leistungsgemessene Kunden abgerechnet werden; erst dann können Händler und somit auch Haushaltskunden durch das Schalten von Verbrauchern die Preisschwankungen am Markt zur Kostensenkung nutzen.

Heute schon schaltbare Verbraucher wie Wärmepumpen oder Nachtstromspeicherheizungen werden nur höchst selten geschaltet, da der Stromnetzbetreiber die Hoheit über das Schalten hat und den Stromhändlern temperaturabhängige Standardlastprofile vorgibt. Eine Schaltung würde nur bei Netzengpässen erfolgen; eine wirtschaftliche Optimierung gibt es wegen der Komplexität der Eingriffe in die Bilanzkreise und die daraus resultierenden Zahlungsflüsse nicht.

Nur in der Industrie gibt es eine geringe Anzahl schaltbarer Stromverträge, bei denen die Möglichkeit zur Abschaltung (z.B. bei sehr hohen Strompreisen oder bei Ausfall einer Erzeugungsanlage des zuständigen Stadtwerks) regelmäßig genutzt wird.

Der zu erwartende Anstieg von außen initiiertes Zu- und Abschaltungen von Anlagen wird zu einer Dynamik im Verbraucherlastgang führen, die heute noch nicht existiert. Da die beiden größten Einspeiser Erneuerbarer Energien (Wind und PV) trotz steter Verbesserung der Einspeiseprognosen auch weiterhin volatile Energieerzeuger bleiben, kann man keine zuverlässigen Regeln zum zeitlichen Bedarf an flexibel schaltbaren Lasten ableiten. Die Wahrscheinlichkeit für den Einsatz einer schaltbaren Last wird nicht mehr wie bisher hauptsächlich von Parametern wie Wochentag, Uhrzeit und Wetter abhängig sein, sondern noch zusätzlich von der Strommenge, die von konventionellen Kraftwerken und Speichern bereit gestellt wird. Diese residuale Last berechnet sich aus dem Stromverbrauch abzüglich der Anlagen, die laufen müssen – wie z.B. KWK-Anlagen, Laufwasserkraft, Windkraft und Photovoltaik.

### 6.3 Identifizierung schaltbarer Lasten

Schaltbare Lasten sind funktionale Energiespeicher. Gegenüber klassischen Energiespeichern können sie lediglich die Einsatzzeit verschieben, aber keinen Strom abgeben – und es gibt eine Deadline, bis zu der eine Anlage gelaufen sein muss, um keine Komforteinbußen zu verursachen. Damit verhalten sich funktionale Speicher wie kurzfristige Stromspeicher.

Die Markt- und Ertragsanalyse hat gezeigt, dass bei den heutigen Preisstrukturen für die meisten schaltbaren Verbraucher die Vermarktung im Pool und das Anbieten von Regelleistung die wirtschaftlichste Variante ist. Dies liegt daran, dass bei Regelleistung allein für die Möglichkeit zur Leistungsbereitstellung gezahlt wird, unabhängig vom tatsächlichen Einsatz. Da bei den meisten Verbrauchern beim Schalten ein Aufwand (organisatorisch oder monetär) entsteht, ist die Bereitstellung von Minutenreserve der am häufigsten passende Markt, da dies der Regelleistungsmarkt mit der geringsten Abrufwahrscheinlichkeit ist. Nur wenige Anlagen wie z. B. Kühlgeräte wären besser für Primärregelleistung geeignet. Für das Anbieten von Regelleistung gibt es allerdings einen umfangreichen Katalog an Anforderungen, deren Einhaltung mit einer Präqualifikation zu beweisen ist. Die Präqualifikationsbedingungen orientieren sich häufig an Stromerzeugern; für schaltbare Lasten müssten die Vorgaben geändert werden.

Die stundenweise Abschaltung von Industriebetrieben bei hohen Strompreisen ist nur für sehr wenige Branchen interessant – und zudem wirtschaftlich weniger attraktiv als die Vermarktung dieser Dienstleistung als Regelleistung. Für die meisten schaltbaren Verbraucher stellen die Regelleistungsmärkte die attraktivste Möglichkeit zur Vermarktung dar, nur wenige Ausnahmen können an der Strombörse höhere Erträge erwirtschaften.

Auf Basis der Marktanalyse und Abschätzungen zu einer möglichen Ausbaugeschwindigkeit (z.B. wird bei Kühlschränken nur ein Teil der neuen Geräte die Funktionalität der Schaltbarkeit besitzen) wurde ermittelt, wie hoch die Anteile der schaltbaren Geräte an den Energiemärkten in den zwei Szenarien sein können (siehe **Tabelle 6-4**). Die nicht enthaltenen Anlagen haben entweder aus Kostengründen die Funktionalität des Schaltens nicht erhalten, wurden noch nicht umgestellt oder werden auf anderen Märkten angeboten.

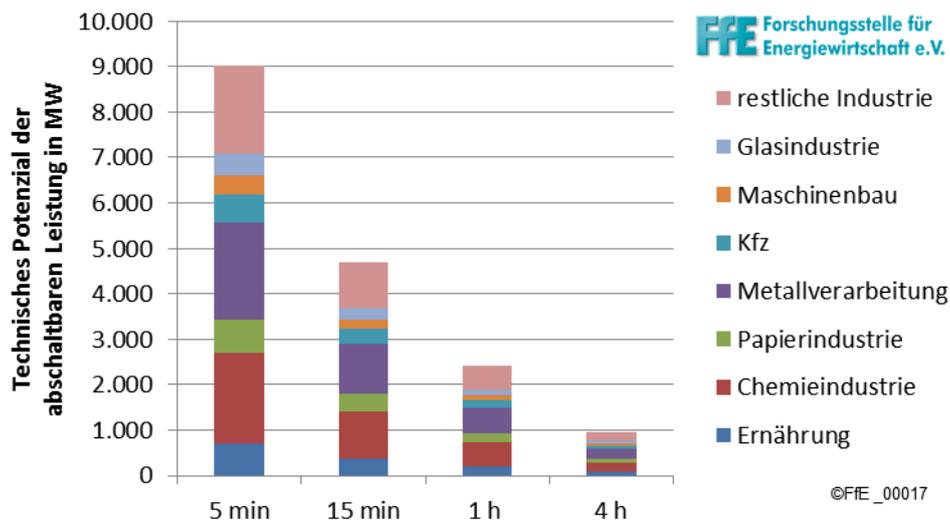
**Tabelle 6-4:** Anteil der schaltbaren Lasten an Energiemärkten

Sektor	Anlage	Szenario 1		Szenario 2	
		2020	2030	2020	2030
Haushalte/GHD	Kühl-/Gefriergeräte	8 %	23 %	20 %	60 %
Haushalte	Waschmaschinen	8 %	68 %	20 %	60 %
Haushalte	Wäschetrockner	8 %	68 %	20 %	60 %
Haushalte	Spülmaschinen	8 %	68 %	20 %	60 %
Haushalte	Elektrospeicherheizungen	100 %	100 %	100 %	100 %
Haushalte	Wärmepumpen	100 %	100 %	100 %	100 %
Haushalte	Warmwasser-Speicher	100 %	100 %	100 %	100 %
Haushalte	Laden von Traktionsbatterie	40 %	60 %	100 %	100 %
GHD/Haushalte	Klimakälte	7 %	20 %	30 %	80 %
Industrie	Prozesse	3 %	10 %	25 %	85 %

Gegenüber den in Tabelle 6-3 empfohlenen Märkten für Wärmepumpen werden diese hier komplett für den Energiemarkt genutzt. Da Wärmepumpen heute schon über abschaltbare Stromverträge versorgt werden, wurde angenommen, dass die Stromhändler diese Schaltbarkeit in den nächsten Jahren auch für einen günstigeren Einkauf des Stroms nutzen werden.

Elektrospeicherheizungen und Speicher-Warmwasserbereiter haben heute auch schon abschaltbare Stromverträge. Bei diesen Verträgen ist die Netzgebühr geringer, dafür darf der Netzbetreiber innerhalb der vertraglichen Grenzen die Anlage mit einer gewissen Häufigkeit und Dauer abschalten (z.B. max. 4 Stunden pro Tag und max. 4 Stunden in Folge). Selbst wenn der Stromhändler über einen digitalen Stromzähler (smart meter) verfügt und damit genau die Leistung kennt, muss er das temperaturabhängige Standardlastprofil für diesen Kunden einkaufen, welches nur im Groben an den früheren Verlauf des Strompreises angepasst ist. Es wird erwartet, dass in den nächsten Jahren gesetzliche Änderungen eine Dynamisierung zulassen. Neue Wärmestromverträge beinhalten teilweise schon explizit, dass auch eine Ladung tagsüber möglich ist.

In der Industrie gibt es eine Vielzahl von Prozessen, die sich verschieben lassen. Wie in **Abbildung 6-5** dargestellt, ist jedoch der größte Anteil schaltbarer Lasten in der Industrie weniger als eine Stunde schaltbar. Um diese hier betrachten zu können, wurden die Lasten gepoolt. So ergeben beispielsweise vier Lüftungsanlagen mit 10 kW Leistung, die für jeweils 15 Minuten abgeschaltet werden können, zusammen eine Leistung von 10 kW, die für eine Stunde schaltbar ist.



**Abbildung 6-5:** Technische Potenziale abschaltbarer Leistung in der Industrie /FFE-42 10/

In **Tabelle 6-5** sind die maximalen Leistungen (praktisches Potenzial) der Anlagen und die Dauer der Verschiebbarkeit der Leistungen zusammengefasst, welche im Szenario 1 an den Energiemärkten vorhanden sein werden.

**Tabelle 6-5:** Schaltbare Lasten im Szenario 1

Sektor	Anlage	Szenario 1 im Jahr 2020		Szenario 1 im Jahr 2030	
		Verschiebbarkeit in Stunden	Max. Leistung in GW	Verschiebbarkeit in Stunden	Max. Leistung in GW
Haushalte	Kühl-/Gefriergeräte	1	0,4	1	3,1
GHD	Kühl-/Gefriergeräte	2	0,3	2	0,8
Haushalte	Waschmaschinen	1	1,0	1	3,0
Haushalte	Wäschetrockner	1	1,1	1	3,3
Haushalte	Spülmaschinen	6	2,0	6	5,9
Haushalte	Elektrospeicherheizungen	18	14,6	18	9,2
Haushalte	Wärmepumpen	1	5,7	1	8,0
Haushalte	Warmwasser-Speicher	18	8,8	18	6,3
Haushalte	Laden von Traktionsbatterie	12	1,9	12	14,9
Haushalte	Laden von Traktionsbatterie	5	0,0	5	0,8
GHD/Haushalte	Klimakälte	1	0,9	2	2,7
Industrie	Prozesse 1	1	0,1	1	0,4
Industrie	Prozesse 2	4	0,0	4	0,1

Die längste Verschiebbarkeit weisen Elektrospeicherheizungen, Warmwasserspeicher und Elektrostraßenfahrzeuge auf. Die größte verschiebbare Leistung weisen Elektrospeicherheizungen und Elektrostraßenfahrzeuge auf, wobei nur die Fahrzeuge und die Warmwasserspeicher ganzjährig zur Verfügung stehen.

In **Tabelle 6-6** sind die im Szenario 2 (DSM/DR) schaltbaren Lasten aufgeführt. Gemäß der Definition des Szenarios sind die Nutzer bereit, auch geringe Komforteinbußen in Kauf zu nehmen und mehr für die Technik auszugeben, um Energie zu sparen bzw. Anlagen flexibel betreiben zu können. Dementsprechend ist die Verschiebbarkeit bei vielen Anlagen in diesem Szenario höher. Die maximale Leistung liegt bei Elektrospeicherheizungen, Wärmepumpen sowie Warmwasser-Speichern niedriger als

im Szenario 1, was an besser gedämmten Gebäuden, der verstärkten Nutzung von Biomasse zur Wärmeerzeugung und einem geringerm Komfortbedürfnis liegt.

Die Verschiebbarkeit von Lasten geht häufig mit einer Überdimensionierung einher, welche ein Nachholen der Energiedienstleistung nach einer Abschaltung ermöglicht. Eine Erhöhung der Effizienz führt häufig zu einer Verringerung der schaltbaren Leistung, da der Energieverbrauch insgesamt sinkt; weiterhin sind effiziente Anlagen besser dimensioniert oder werden mit einer über Frequenzumrichter angepassten Leistung betrieben.

**Tabelle 6-6:** *Schaltbare Lasten im Szenario 2 (DSM/DR)*

Sektor	Anlage	Szenario 2 im Jahr 2020		Szenario 2 im Jahr 2030	
		Verschiebbarkeit in Stunden	Max. Leistung in GW	Verschiebbarkeit in Stunden	Max. Leistung in GW
Haushalte	Kühl-/Gefriergeräte	2	1,0	2	3,7
GHD	Kühl-/Gefriergeräte	2	0,7	2	2,1
Haushalte	Waschmaschinen	3	1,8	3	5,0
Haushalte	Wäschetrockner	3	2,0	3	5,4
Haushalte	Spülmaschinen	12	3,5	12	9,6
Haushalte	Elektrospeicherheizungen	18	9,7	18	6,0
Haushalte	Wärmepumpen	4	4,3	4	4,6
Haushalte	Warmwasser-Speicher	18	5,4	18	3,2
Haushalte	Laden von Traktionsbatterie	12	4,7	12	24,8
Haushalte	Laden von Traktionsbatterie	5	0,1	5	1,3
GHD/Haushalte	Klimakälte	2	3,5	4	9,8
Industrie	Prozesse 1	1	1,1	1	3,7
Industrie	Prozesse 2	4	0,2	4	0,8

## 6.4 Entwicklung eines Einsatzmodells für flexibel schaltbare Lasten

Der Zusammenhang, dass mit steigender Energieerzeugung konventioneller Kraftwerke die Strompreise steigen, da zunehmend teurere Kraftwerke genutzt werden, wird auch zukünftig bestehen bleiben, und um die Anlaufkosten erweitert werden. Je kürzer eine Last anliegt, desto kürzer ist der Zeitraum, auf den die Anlaufkosten des letzten zugeschalteten Kraftwerks verteilt werden können.

Um die Auswirkungen dieser Strompreisschwankungen auf die Verbraucherlast abbilden zu können, wurde ein Einsatzmodell für schaltbare Lasten aufgebaut. Dieses Modell prüft zu jeder Stunde für verschiedene Verbraucher, ob es sinnvoll ist, den Verbraucher zu- oder abzuschalten. Damit wird der Einsatz schaltbarer Verbraucher von Stunden mit hoher residualer Last auf Stunden mit geringerer residualer Last verschoben.

Die Ermittlung eines Strompreises zur Einsatzplanung schaltbarer Lasten wäre für das Projekt mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden. Stattdessen wird als Indikator für den Preis die residuale Last genutzt, welche über die Merit Order Kurve eine starke Korrelation zum Strompreis zeigt. Da das Einsatzmodell die teuersten Stunden meiden, aber nicht den durch die Verschiebung erwirtschafteten Preisvorteil ermitteln soll, erscheint die Nutzung der residualen Last ausreichend genau.

### 6.4.1 Agentenbasiertes Dynamisierungsmodell

Das Einsatzmodell arbeitet mit einer agentenbasierten Modellierung, in der jede schaltbare Last als ein Agent mit seinen spezifischen Eigenschaften wie minimaler und maximaler Leistung sowie maximaler Verschiebedauer agiert. In iterativen Prozessen wurde das Verhalten der Agenten an eine möglichst optimale Verschiebung der Lasten angepasst. Gegenüber direkten Optimierungsmodellen hat diese Vorgehensweise den Vorteil, dass das Handeln der Agenten einfach nachzuvollziehen ist und dass man selbst bestimmen kann, wie lange vorher die Agenten die Zukunft kennen. So findet keine Gesamtoptimierung statt, sondern eine Einsatzplanung auf Basis des Wissens einer 24-Stunden Prognose, wodurch die Ergebnisse näher an der Realität liegen sollten.

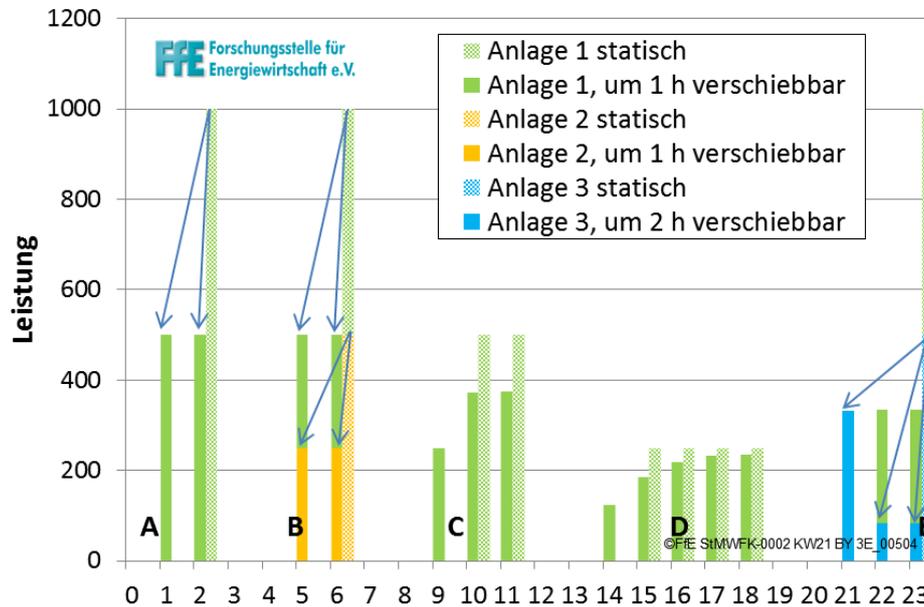
Ziel des Dynamisierungsmodells ist die Änderung des Einsatzes schaltbarer Lasten nach einer vorgegebenen Zielfunktion. Um zu vermeiden, dass sich dabei die gesamte Last auf die Stunde mit dem Maximum der Zielfunktion konzentriert, ist eine Rückkopplung zwischen Zielfunktion und Lastverschiebung notwendig – je mehr Last auf eine Stunde verschoben wurde, desto stärker wird der Wert der Zielfunktion zu dieser Stunde reduziert. Beim Aufbau des agentenbasierten Systems wurden verschiedene Handelsstrategien geprüft. Dabei hat sich gezeigt, dass bei der Einsatzplanung folgende Punkte zu beachten sind:

- Granularität: Wird eine Gerätegattung (z.B. alle Wärmepumpen) als ein Block eingesetzt, dann ist man vom Optimum entfernt, da häufig die günstigste Stunde so viel Last erhält, dass sie teurer wird als die umgebenden Stunden. Löst man eine Gerätegattung zu fein auf, erhöht sich die Rechenzeit.
- Verschiebbarkeit eines Speichers: Werden zuerst die Speicher mit großen Verschiebeintervallen eingesetzt, dann werden den Systemen mit kleinen Intervallen die Freiheitsgrade genommen. Daher sollten zuerst die Systeme mit kleinen Verschiebeintervallen eingesetzt werden und anschließend die mit den größeren. Um dies zu erreichen, würden an einem Markt die Systeme mit geringer Verschiebbarkeit zu einem geringeren Preis anbieten.

In **Abbildung 6-6** ist die Funktionsweise des Dynamisierungsmodells vereinfacht dargestellt. Die Zielfunktion ist für den gesamten Zeitraum gleich, wodurch das Modell versucht, die Last möglichst gleichmäßig zu verteilen. Im Fall A wird eine Last, die um eine Stunde verschiebbar ist, vom statischen Fall (Einsatz zur Stunde 2) durch die Dynamisierung auf die Stunden 1 und 2 verteilt. Im Fall B geschieht dasselbe mit zwei gleichen Lasten.

Im Fall C laufen mehrere Lasten des Typs ‚Anlage 1‘ in den Stunden 10 und 11. So ist die Last zur Stunde 10 um eine Stunde verschiebbar, ebenso die Last zur Stunde 11. Da sich die Agenten nicht absprechen, verteilt zuerst der Agent der in Stunde 10 arbeitenden Anlage die Last gleichmäßig auf die Stunden 9 und 10. Der Agent der in Stunde 11 arbeitenden Anlage sieht, dass in Stunde 10 gerade die Last geringer wurde, und verteilt seine Last wiederum so, dass die gesamte Last in dem ihm zur Verfügung stehenden Zeitraum gleich ist. Dieser Fall zeigt den Unterschied zwischen dem agentenbasierten Modell und einem Optimierungsmodell. Würde dieser Fall häufiger vorkommen, dann müsste geprüft werden, wie gut die Akteure in der Realität bei solchen Situationen zusammen arbeiten oder das Verhalten der anderen abschätzen. Gegebenenfalls müssten die Agenten lernen, sich gegenseitig abzustimmen oder

Abschätzungen zum Verhalten der anderen zu treffen. Dieser vereinfachte Fall einer konstanten Zielfunktion kommt jedoch im Dynamisierungsmodell kaum vor. Zudem würden nachfolgende Agenten wieder einen Ausgleich generieren. Derselbe Sachverhalt tritt auch in Fall D auf, dabei aber mit vier einzeln verschiebbaren Stunden.

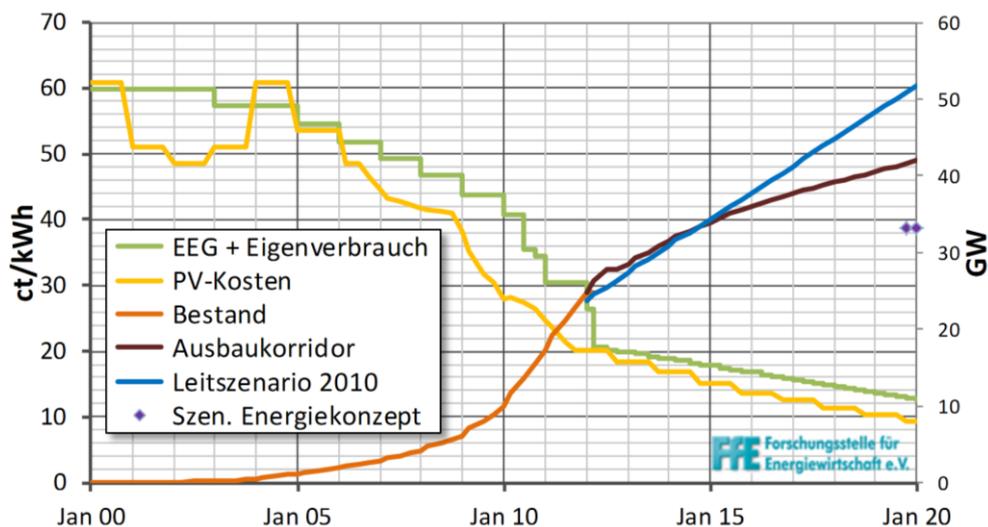


**Abbildung 6-6:** Arbeitsweise des Dynamisierungsmodells

Der Fall E zeigt zwei Anlagen mit einer und zwei Stunden Verschiebbarkeit. Der Agent der Anlage 1 verteilt zuerst seine Last von der Stunde 23 auf die Stunden 22 und 23. Danach erst darf der Agent mit der länger verschiebbaren Last seine Planung durchführen und verschiebt seine Last auf die Stunden 21 bis 23 so, dass die gesamte Leistung gleich wird. Die Aufteilung einer Last auf mehrere einzelne Blöcke ist möglich, da sich eine Last aus einer Vielzahl einzelner kleiner Anlagen zusammensetzt. Somit kann die Leistung schon allein durch die Anzahl der zu einem Zeitpunkt eingesetzten Anlagen gut verteilt werden.

#### 6.4.2 Photovoltaik-Eigenverbrauch

Der Begriff Netzparität (engl. grid parity) wird verwendet, wenn die Stromeigenerzeugung durch regenerative Energieträger (Vollkostenrechnung) genau so teuer wie der Arbeitspreis für den Stromfremdbezug aus dem Netz ist. Durch die gesunkenen Kosten für Photovoltaik und den in Deutschland praktizierten Umschlag der Netzgebühren vorwiegend auf den Arbeitspreis ist die Netzparität für deutsche Haushalte im Jahr 2012 erfolgt, wie die PV-Kosten in **Abbildung 6-7** zeigen.



**Abbildung 6-7:** Reduktion der PV-Kosten bis zum Jahr 2020 /FFE-16 12/

Sobald die Einspeisevergütung für eingespeisten Strom geringer wird als die Strombezugskosten, ist es für die Stromverbraucher sinnvoll, einen möglichst hohen Anteil des erzeugten PV-Stroms selbst zu nutzen. Seit der Änderung des EEGs (Erneuerbare-Energien-Gesetz) im März 2012 liegt die Einspeisevergütung unter dem Arbeitspreis der Haushalte. Je mehr Last ein Haushalt in die Zeiten mit PV-Eigenstromerzeugung verschieben kann, desto höher liegt der wirtschaftliche Vorteil. Dabei gibt es für die meisten Haushalte (Eintarifzählung) keinen wirtschaftlichen Nachteil, wenn die Lastverschiebung in die Mittagszeit – z.B. durch Gewohnheit oder Zeitschaltuhr – auch an Tagen ohne PV-Stromerzeugung durchgeführt wird, da der Haushalt für den bezogenen Strom unabhängig von der Bezugszeit gleich viel zahlt. Erst durch die Verbreitung von Smart Metern (Leistungsmessung beim Kunden) und neue an die Leistung gekoppelte Stromtarife kann dies geändert werden.

Die Betrachtung der Märkte hat ergeben, dass bei Haushalten mit PV-Anlage der lukrativste Markt für schaltbare Verbraucher der Eigenverbrauch ist. So ist zu erwarten, dass immer mehr Haushalte sowohl organisatorisch als auch mit technischen Hilfsmitteln – wie z.B. Zeitschaltuhren oder Gebäudesteuerungssystemen – Lasten in die Zeiten mit der höchsten PV-Einspeisung verschieben.

Stromspeicher zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchsanteils in Haushalten wurden aus folgenden Gründen nicht betrachtet:

- Die hohen Investitionskosten im Betrachtungszeitraum sind für einen großen Teil der Haushalte abschreckend, ebenso sind der Platzbedarf und je nach Batterietyp die Ausgasungen bei der Ladung nicht förderlich.
- Die sich ergebenden Speicherkosten pro kWh erhöhen die Erzeugungskosten des Gesamtsystems, was wiederum die Netzparität von PV mit Batteriespeichern um mehrere Jahre verzögert.
- Selbst wenn mit Speicher die Stromeigennutzung günstiger ist, bleibt das Risiko der hohen Investition, welches sich mit dem bis zum Jahr 2030 erzielbaren monetären Vorteil durch den Speicher kaum kompensieren lässt.

Auch für Gewerbe und Handel sowie die Industrie wird die Netzparität bis zum Jahr 2020 erreicht sein. Doch bei diesen Verbrauchern ist die Gleichzeitigkeit von PV-

Stromerzeugung und Verbrauch bereits ohne Lastverschiebung relativ hoch, zudem sind Lastverschiebungen durch bezahltes Personal teurer – daher ist bis 2020 keine große Lastverschiebung in den Sektoren GHD und Industrie zu erwarten.

Über die Anzahl der PV-Anlagen, die auf Ein- und Zweifamilienhäusern oder Reihenhäusern installiert sein können, wird der mögliche Anteil an Haushalten mit PV-Eigenverbrauch bestimmt. Dabei wurden auch die geringen monetären Erträge berücksichtigt. Das Verschieben des Spülmaschinenbetriebs vom Abend in die Nachmittagsstunden bringt etwa den Gegenwert einer SMS. Bedenkt man, wie achtlos häufig eine SMS geschrieben wird, so muss es neben dem monetären noch einen weiteren Anreiz geben (z.B. Umweltschutz), um die Endkunden zur Verschiebung der Tagesplanung zugunsten des PV-Eigenverbrauchs zu bewegen. Daher wurden hauptsächlich automatisiert verschiebbare Anlagen betrachtet (Waschmaschine, Wäschetrockner, Spülmaschine, Elektrospeicherheizung, Wärmepumpe, Warmwasserspeicher, Laden von Traktionsbatterien).

Die Abschätzung ergab, dass heute schon ca. 2,2 % der Haushalte den PV-Eigenverbrauch nutzen könnten (unter der Bedingung, dass es nach dem EEG wirtschaftlich wäre). Im Jahr 2020 werden es ca. 9 % und im Jahr 2030 ca. 20 % sein. Dabei gibt es keinen Unterschied zwischen den Szenarien, da der höhere Anteil schaltbarer Lasten im Szenario 2 (DSM/DR) nur für die Verbesserung des Gesamtsystems genutzt wird.

Die Zielfunktion setzt sich tagsüber zu 50 % aus der solaren Einspeisung der jeweiligen Stunde und zu 50 % aus der theoretischen Einspeisung (ohne Wolken) zusammen, um sowohl die Reaktion auf eine hohe PV-Leistung als auch die starre Verschiebung durch Gewohnheit oder Zeitschaltuhren abzubilden. Um z.B. Kühlschränke auch nachts steuern zu können, entspricht die Zielfunktion nach Sonnenuntergang der residualen Last, allerdings stark abgeschwächt, um Verbraucher mit längerer Verschiebbarkeit – wie z.B. Elektrofahrzeuge – zur Verschiebung in die Tagstunden zu motivieren.

### **6.4.3 Glättung der residualen Last mit schaltbaren Verbrauchern**

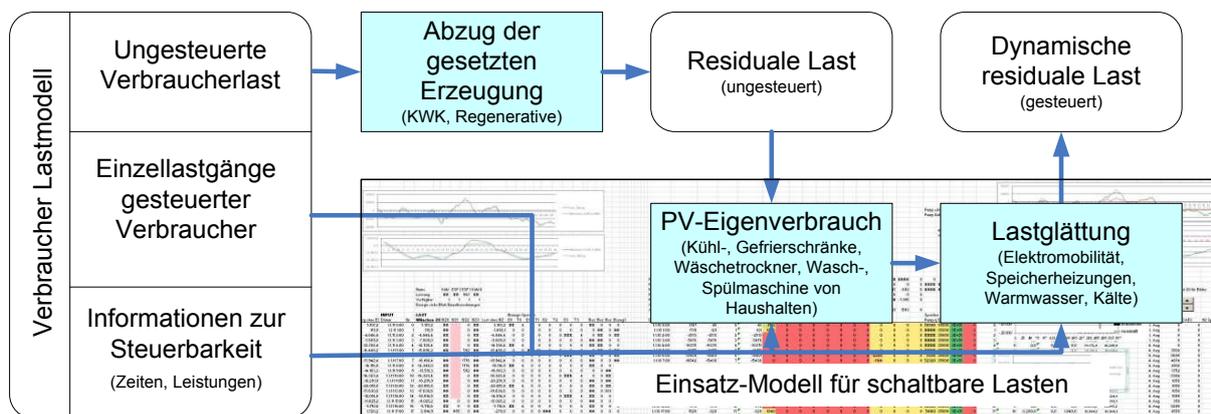
Der größte Teil der schaltbaren Verbraucher erhält als Zielfunktion die residuale Last als Indikator für den Strompreis. Dies führt zu einer Verschiebung der Last von Stunden mit hoher residualer Last in Stunden mit niedriger residualer Last. Bei positiver residualer Last gibt es erfahrungsgemäß einen starken Zusammenhang zwischen Strompreis und residualer Last. Bei negativer residualer Last stellt sich mangels Erfahrung allerdings die Frage, wie sich die Strompreise verhalten.

Es ist zu erwarten, dass die Strompreise weiter dem sehr flachen Verlauf der Merit Order bei geringer Last folgen, da auch bei negativer residualer Last das Ausland oder Ersatzverbraucher wie elektrische Heizgeräte für Wärmenetze zur Aufnahme von Strom zahlen. Je größer die Überproduktion durch Erneuerbare wird, desto geringer wird der vom Ausland und von Ersatzverbrauchern aufgenommene Anteil. Negative Strompreise werden jedoch nur in sehr geringem Umfang zu erwarten sein, da regenerative Anlagen wie Photovoltaik oder Windkraft sehr fein dosiert abgeschaltet oder gedrosselt werden können, zudem gibt es eine Vielzahl an Ersatzverbrauchern (z.B. elektrische Zuheizung in Fernwärmenetzen), welche elektrischen Strom aufnehmen können.

Wenn bei negativer residualer Last die Unterschiede im Strompreis nur noch sehr gering sind, nimmt die monetäre Motivation zu Schaltung von Verbrauchern ab. Dies kann dazu führen, dass im Modell negative Lastspitzen gedämpft werden, die in der Realität aber nicht oder nur in geringerem Maße reduziert würden. Die zeitliche Verschiebbarkeit der Verbraucher von nur wenigen Stunden anstelle von Tagen ist aber zu gering für eine starke Ausprägung dieses Effektes. Da keine belastbaren Informationen zum zukünftigen Strompreis und zu dem Ausbau der Koppelstellen zum Stromexport vorliegen, konnte dieser Aspekt im Modell nicht berücksichtigt werden.

#### 6.4.4 Einsatzmodell für schaltbare Lasten

In **Abbildung 6-8** ist das Schema des Einsatzmodells für schaltbare Lasten dargestellt. Grundlage sind die ungesteuerten Verbraucherlastgänge, die ungesteuerten Einzellastgänge der schaltbaren Verbraucher und Informationen zur Schaltbarkeit (z.B. Dauer, Leistung). Die Einzellastgänge der gesteuerten Verbraucher enthalten für jeden schaltbaren Verbraucher den Lastgang, den er ohne Steuerung hätte. Die ungesteuerte residuale Last ergibt sich durch Abzug der gesetzten Erzeugung (Regenerative Anlagen, KWK) von der Verbraucherlast; sie dient als Indikator für den Strompreis.



**Abbildung 6-8:** Schema des Einsatzmodells für schaltbare Lasten

Der Ertrag bei Nutzung der verschiebbaren Lasten zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs ist deutlich höher als bei der Vergleichmäßigung der residualen Last. Daher wird im Modell zuerst der PV-Eigenverbrauch berücksichtigt.

#### Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs

In dem Einsatzmodell wird zuerst der Einsatz von Anlagen untersucht, die im Rahmen des PV-Eigenverbrauchs geschaltet werden. Um einen möglichst hohen Anteil des Stromverbrauchs aus der PV-Anlage zu decken, werden die Verbraucher möglichst viele verschiebbare Lasten in die Mittagszeiten verschieben. Ein Verbraucher mit Eintarifzähler zahlt unabhängig von der Uhrzeit für den Stromverbrauch. Wird die Verbraucherlast unabhängig von der solaren Leistung komplett in die Mittagsstunden verschoben, dann hat der Nutzer den geringsten Aufwand. Scheint die Sonne, dann kann er Geld sparen, scheint keine Sonne, dann zahlt er dasselbe wie früher. Daher wird davon ausgegangen, dass ein großer Teil der Haushalte mit PV-Eigenverbrauch die verschiebbaren Lasten regelmäßig in die Mittagsstunden legt, unabhängig von der aktuellen Leistung der häuslichen PV-Anlage.

Das Modell generiert auf Basis der in den Wetterdaten enthaltenen solaren Einstrahlung und der über den Sonnenstand möglichen solaren Einstrahlung für jede Stunde einen Einsatz-Indikator. Es ist anzunehmen, dass automatisch schaltbare Verbraucher – wie z.B. Kühlschränke – bei PV-Eigenverbrauch nachts nicht ungesteuert laufen, sondern sich an der residualen Netzlast orientieren, um den Strombezug günstiger zu gestalten. Dies wird auch im Einsatz-Indikator berücksichtigt, indem nachts die residuale Last mit einer deutlich geringeren Gewichtung Einfluss findet.

Für jede schaltbare Last wird dann geprüft, wann der Einsatzindikator im Rahmen der zur Verschiebung zur Verfügung stehenden Zeit maximal ist. Ist der Einsatzindikator nicht zu der durch den Einzellastgang des Verbrauchers vorgegebenen Stunde maximal, sondern zu einer anderen Stunde, dann wird die Last verschoben. Dabei wird die Last von der Stunde des ursprünglichen Einsatzes abgezogen und auf die günstigere Stunde addiert. Um eine Rückkopplung der Verschiebungen auf das Energieversorgungssystem zu integrieren und zu verhindern, dass alle schaltbaren Verbraucher nur zur günstigsten Stunde eingesetzt werden, wird die Lastverschiebung auch im Einsatzindikator abgebildet, so dass eine Stunde umso weniger attraktiv für eine Verschiebung wird, je höher die in diese Stunde bereits verschobene Last ist.

Nach dem Teilmodell des PV-Eigenverbrauchs hat das Modell aus der ungesteuerten residualen Last die residuale Last mit PV-Eigenverbrauch generiert, welche dann im Teilmodell für schaltbare Lasten mit dem Fokus der Lastglättung weiterverarbeitet wird.

### **Berücksichtigung der residualen Last**

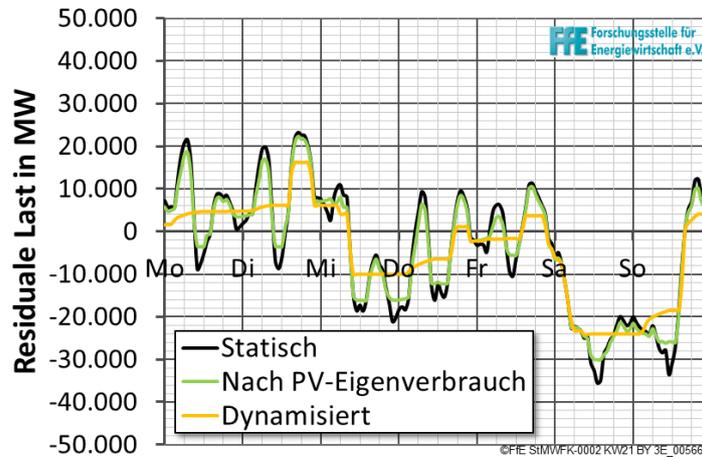
Das Teilmodell zur Lastglättung nutzt als Einsatzindikator die ‚residuale Last mit PV-Eigenverbrauch‘. Für jede schaltbare Last wird geprüft, ob es innerhalb des erlaubten Verschiebezeitraumes eine Stunde gibt, in welcher die residuale Last geringer ist, als die Last zur ursprünglichen Einsatzzeit. Wird eine solche Stunde gefunden, dann wird die zu verschiebende Last von der residualen Last zur ursprünglichen Stunde abgezogen und auf die neue Stunde addiert. Dadurch verändert sich auch die residuale Last, was die Attraktivität der Verschiebung auf diese Stunde verringert.

Höchste Priorität hat bei der Lastverschiebung immer die ausreichende Versorgung des Verbrauchers. Ein Kühlgerät hat zwar die Möglichkeit, innerhalb von z.B. vier Stunden für eine Dauer von zwei Stunden abzuschalten, doch eine Überschreitung der Abschaltzeiten ist zur Vermeidung einer unzulässigen Erwärmung des Geräts nicht erlaubt. Dementsprechend muss auch beim Laden von Traktionsbatterien sichergestellt sein, dass die Batterie genug geladen wird. Wenn in dem erlaubten Verschiebezeitraum keine günstigere Stunde vorhanden ist, dann bleibt der Einsatz der Last auf der im Einzellastgang der ungesteuerten Last festgelegten Stunde.

## **6.5 Dynamisierte residuale Verbraucherlast**

In **Abbildung 6-9** sind die statische residuale Last, die Modellergebnisse der residualen Last nach PV-Eigenverbrauch und der dynamisierten residualen Last nach Einsatz der schaltbaren Lasten dargestellt. Es zeigt sich der Unterschied zwischen der Nutzung schaltbarer Lasten für den PV-Eigenverbrauch und für die Lastglättung. Der PV-Eigenverbrauch hat als Ziel, möglichst viel Last auf die ertragreichen Stunden zu

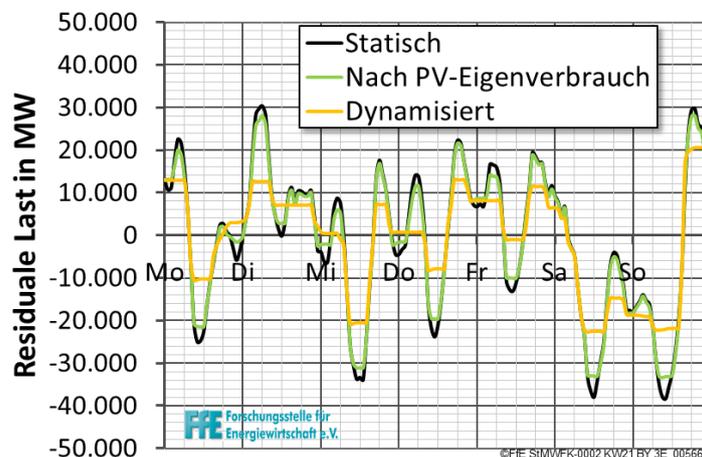
verschieben. Daher werden die Lasttäler mittags deutlich sichtbar aufgefüllt. Die dorthin verlegte Last wird relativ gleichmäßig von den anderen Stunden abgezogen, weshalb Lastspitzen nur geringfügig reduziert werden.



**Abbildung 6-9:** *Dynamisierung der residualen Last für eine Winterwoche für das Szenario 2 (DSM/DR) im Jahr 2030*

Die Bildung der dynamisierten residualen Last hat als Zielfunktion die residuale Last, wodurch Lastspitzen verringert und Lasttäler aufgefüllt werden.

In **Abbildung 6-10** sind dieselben Lastgänge für eine Sommerwoche dargestellt. Wegen der im Sommer nicht benötigten Speicherheizungen in den Haushalten führt der PV-Eigenverbrauch nur in geringerem Maße zu einem Auffüllen der durch die PV generierten Lasttäler.



**Abbildung 6-10:** *Dynamisierung der residualen Last für eine Sommerwoche für das Szenario 2 (DSM/DR) im Jahr 2030*

## 7 Ergebnisbetrachtung

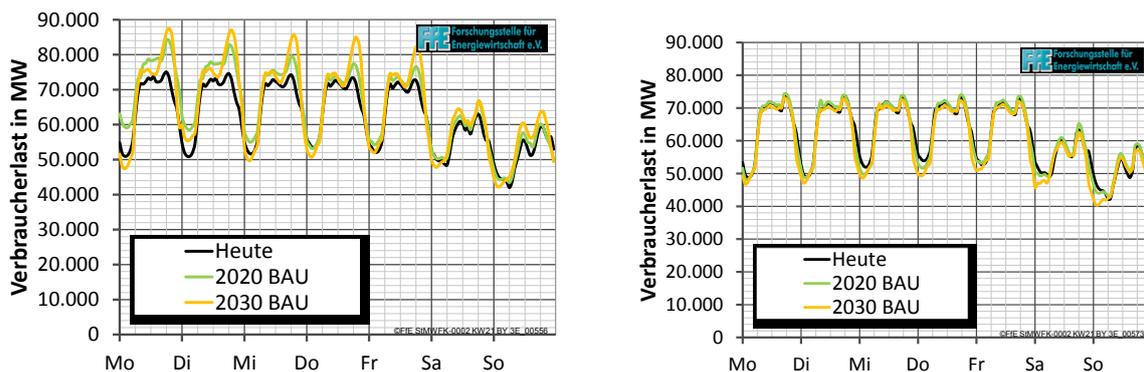
In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Szenarien zusammengefasst. Das Szenario 1 BAU (business as usual) und das Szenario 2 DSM/DR (Grenzen des Einsatzes schaltbarer Lasten) werden jeweils mit und ohne Elektromobilität betrachtet.

Entsprechend den Ergebnissen der einzelnen Teilmodelle wird zuerst die statische Verbraucherlast als Last ohne Steuerung von Verbrauchern betrachtet und anschließend, nach Abzug der regenerativen Einspeisung, die residuale Last. Mit dem Einsatz der schaltbaren Verbraucher ergibt sich dann die dynamisierte residuale Last. Zuletzt wird durch Addition der regenerativen Einspeisung die dynamisierte Verbraucherlast berechnet und beschrieben.

Die Betrachtung der Lasten ohne Elektromobilität erfolgt, um die Auswirkungen eines verzögerten Ausbaus der Elektrofahrzeugflotte darzustellen. Dabei erkennt man auch die Auswirkungen auf den Lastgang durch die weiteren veränderten Eingangsdaten wie z.B. Wetterdaten und Trends.

### 7.1 Statische Verbraucherlast

Der statische Verbraucherlastgang für das Szenario 1 BAU ist in **Abbildung 7-1** exemplarisch für eine Winterwoche dargestellt. Im linken Bild mit Elektromobilität erkennt man die abendliche Ladespitze der Elektrofahrzeuge, die von 2020 auf 2030 deutlich zunimmt. Dies führt zu höheren Lasten im Verteilnetz, wenn die Fahrzeuge ungesteuert geladen werden, und zeigt die Notwendigkeit eines gesteuerten Ladens bei einer hohen Anzahl an Elektrostraßenfahrzeugen. Weitere Unterschiede ergeben sich durch die Trends und die unterschiedlichen Wetterdaten (TRY heute, TRY2020 und TRY2030).

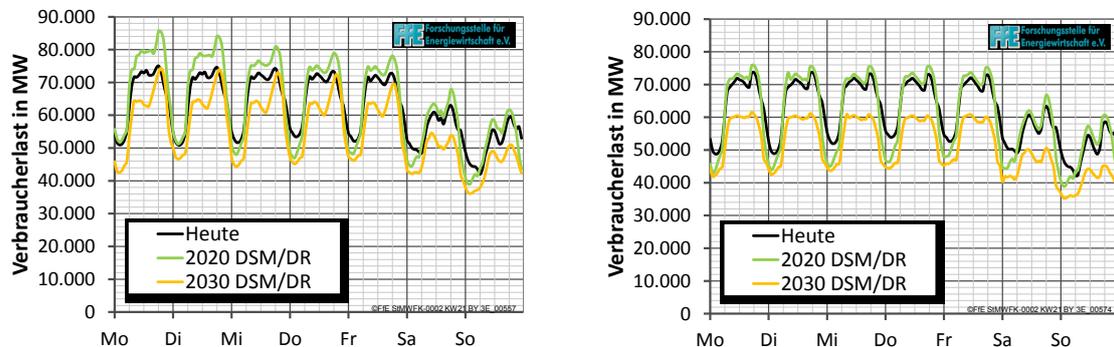


**Abbildung 7-1:** Statische Verbraucherlast für das Szenario 1 BAU für eine Winterwoche (links mit Elektromobilität, rechts ohne)

Da auch im ungesteuerten Fall ein Teil der Fahrzeuge tagsüber und nachts geladen wird, liegt der Lastgang mit Elektromobilität auf einem etwas höheren Niveau.

In **Abbildung 7-2** sind die Verbraucherlastgänge für das Szenario 2 DSM/DR dargestellt, wiederum links mit Elektromobilität, rechts ohne Elektromobilität. Aufgrund der Reduktion des Energieverbrauchs liegt der Lastgang des Jahres 2030 deutlich unter dem heutigen. Die durch das ungesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen

generierten Lastspitzen ergeben im Jahr 2030 die heutigen Spitzenlasten. Im Fall ohne Elektromobilität ist das Abflachen der morgendlichen und abendlichen Verbrauchsspitzen zu erkennen – was unter anderem durch veränderte Schichtmodelle in der Industrie als auch durch unregulierte Ladenöffnungszeiten verursacht wird.



**Abbildung 7-2:** Statische Verbraucherlast für das Szenario 2 DSM/DR für eine Winterwoche (links mit Elektromobilität, rechts ohne)

Eine Übersicht über die statische Verbraucherlast ist zusammen mit der dynamisierten Verbraucherlast in **Tabelle 7-3** dargestellt.

## 7.2 Residuale Last

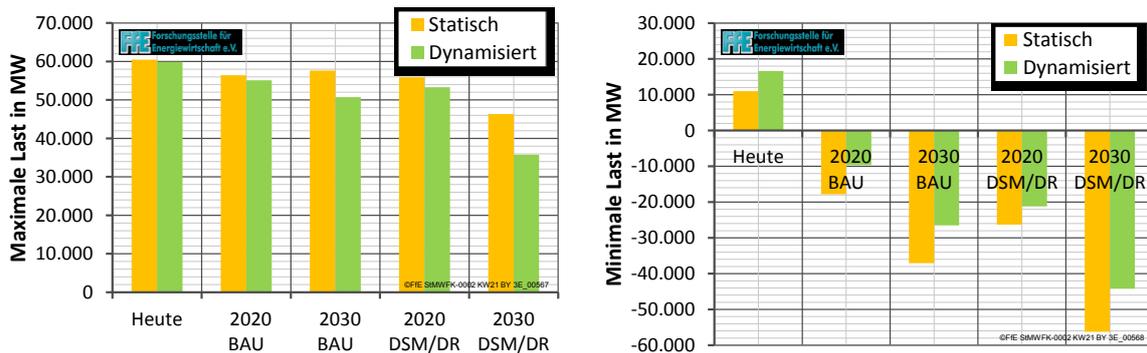
Die residuale Last entspricht der Last, die vom konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden muss, und ergibt sich aus der Differenz aus Verbraucherlast und regenerativer Einspeisung (sowie KWK). Die residuale Last wird auch als Indikator für den Strompreis genutzt und trägt somit zur Einsatzplanung (Dynamisierung) der schaltbaren Lasten bei.

Im Folgenden werden alle Auswertungen mit und ohne Dynamisierung dargestellt, um die Einflussmöglichkeiten von schaltbaren Verbrauchern auf den Lastgang zu zeigen und dem Leser eine Abschätzung der Auswirkungen eines stärkeren oder schwächeren Ausbaus schaltbarer Lasten zu ermöglichen.

Die maximale und minimale residuale Last in **Abbildung 7-3** zeigt im Szenario 1 BAU, dass trotz höherer regenerativer Einspeisung die statische residuale Last im Jahr 2030 höher liegt als im Jahr 2020 – dies ist auf die Elektromobilität zurückzuführen. In der darunter liegenden **Abbildung 7-4** mit den Lasten ohne Elektromobilität ist eine jährlich sinkende maximale und minimale Last zu sehen. Generell ist zu bemerken, dass sich der Ausbau der Erneuerbaren Energien nur in geringem Maße auf die maximale residuale Last auswirkt, da es immer verbraucherseitige Hochlaststunden gibt, in denen kaum regenerative Einspeisung vorhanden ist. Die minimale Verbraucherlast wird hingegen stark vom regenerativen Ausbau und den damit verbundenen Einspeisespitzen beeinflusst; so steht einer Lastreduktion (2030 DSM/DR) der maximalen Last von 17,2 GW (im Vergleich zu heute) eine Reduktion der minimalen Last um 67,2 GW gegenüber.

Wie erwartet, senkt die Dynamisierung die Spitzenlast und erhöht die minimale Last. Im Szenario 2 DSM/DR im Jahr 2030 tragen die schaltbaren Lasten zu einer Reduktion

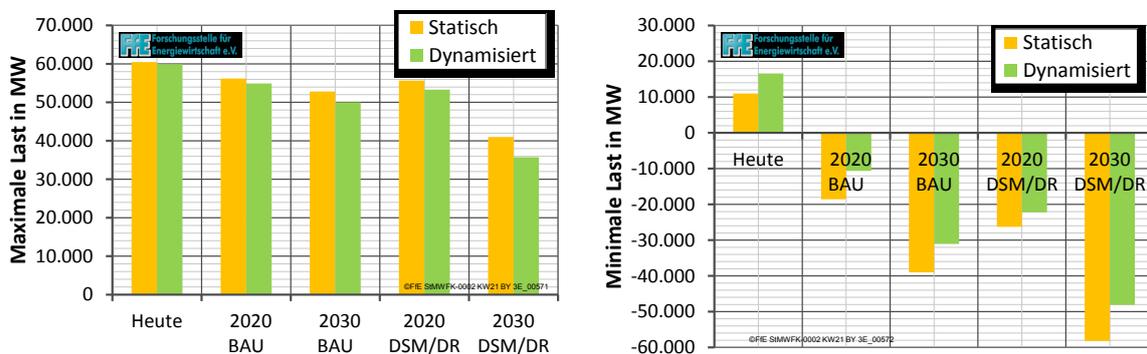
der Spitzenlast um über 10 GW bei. Die minimale residuale Last, also die regenerative Überspeisung, wird im Gegenzug um bis zu 12 GW erhöht.



**Abbildung 7-3:** Maximale und minimale residuale Last im Fall mit Elektromobilität

Im Vergleich zwischen den Auswertungen mit und ohne Elektromobilität sieht man bei dem Szenario 1 BAU, dass die Elektromobilität die statische Spitzenlast bis 2030 deutlich erhöht. Nach dem Einsatz der schaltbaren Last ist dieser Anstieg nicht mehr zu erkennen, da das Laden in die Nachtstunden mit meist geringer residueller Last verschoben wurde.

Je nach Szenario sind bis zum Jahr 2030 über 40 GW regenerative Überspeisung zu erwarten, welche dann gespeichert, ins Ausland verkauft oder durch „Androsselung“ der regenerativen Energieerzeuger vermieden werden können.



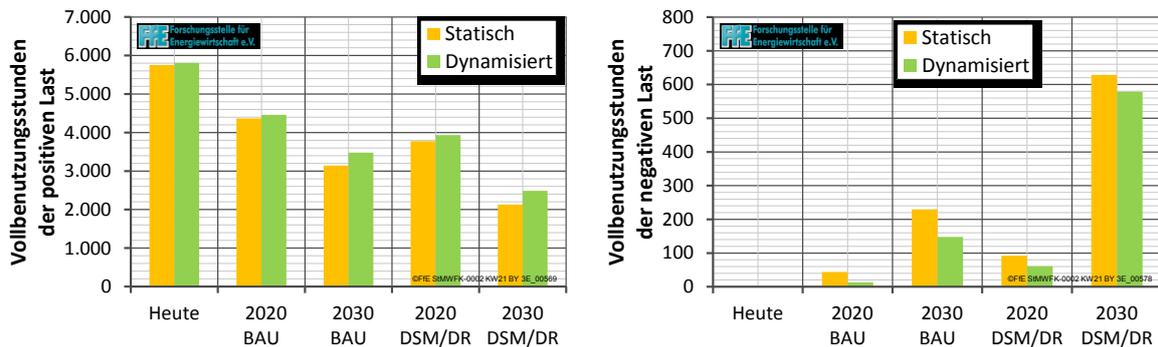
**Abbildung 7-4:** Maximale und minimale residuale Last im Fall ohne Elektromobilität

Die maximalen und minimalen residualen Lasten sind entsprechend dem Ladestromverbrauch bei der Betrachtung ohne Elektromobilität geringer.

Vollbenutzungsstunden sind definiert als der Quotient aus Stromverbrauch und maximaler Last. Bei Lastgängen mit negativen Lasten sollte der Stromverbrauch nicht durch Summenbildung aller Werte berechnet werden, sondern getrennt nach positiven und negativen. Dementsprechend wurde für die nachfolgenden Bilder zwischen Vollbenutzungsstunden der positiven Last, welche sich auf die von konventionellen Kraftwerken sowie Speichern gedeckte Last beziehen, und den Vollbenutzungsstunden der negativen Last unterschieden.

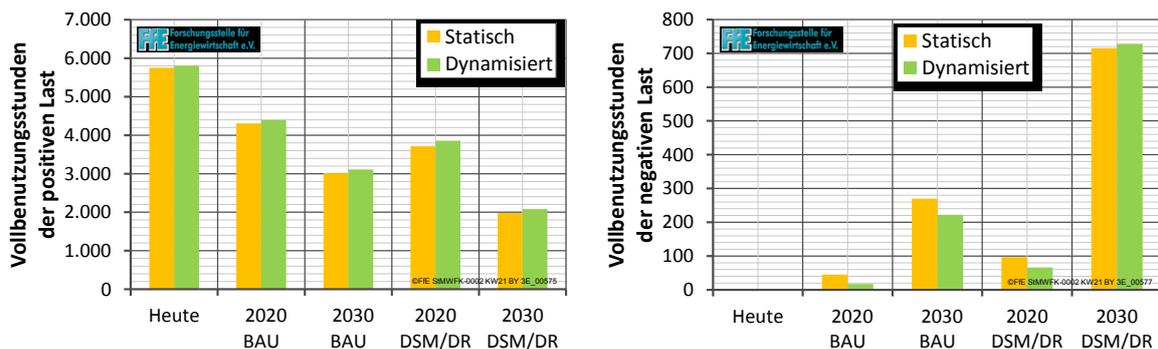
Die Volllaststunden der positiven Last mit Elektromobilität in **Abbildung 7-5** zeigen eine starke Reduktion von heute 5.700 auf unter 2.500 im Szenario 2 DSM/DR

entsprechend der regenerativen Energieerzeugung. Die Volllaststunden der negativen Last zeigen den gleichen Zusammenhang.



**Abbildung 7-5:** *Volllaststunden der positiven und der negativen residualen Last im Fall mit Elektromobilität*

Bei Betrachtung der Volllaststunden ohne Elektromobilität in **Abbildung 7-6** zeigt sich zusätzlich noch der geringere Energieverbrauch ohne die Elektrofahrzeuge – besonders ausgeprägt im Jahr 2030.



**Abbildung 7-6:** *Volllaststunden der positiven und der negativen residualen Last im Fall ohne Elektromobilität*

Eine Zusammenfassung der Auswertungen zur residualen Last mit Elektromobilität ist in **Tabelle 7-1** dargestellt, die Daten ohne Elektromobilität sind in **Tabelle 7-2** aufgezeigt. Das Szenario 2 DSM/DR im Jahr 2030 hat einen geringeren Stromverbrauch und einen höheren Anteil regenerativer Energien, wodurch minimale und maximale residuale Last deutlich unter denen des Szenarios 1 BAU, liegen.

Im Jahr 2020 zeigt das Szenario 1 BAU hingegen eine höhere minimale Last als das Szenario 2 ‚DSM/DR‘. Im Szenario 2 DSM/DR werden die Nachstromspeicherheizungen, welche im statischen und im Jahr 2020 meist auch im dynamisierten Fall nachts eingesetzt werden, schneller außer Betrieb genommen, wodurch die nächtliche Last wegfällt.

**Tabelle 7-1:** Übersichtstabelle der residualen Last im Fall mit Elektromobilität

Residuale Last	2010	2020 BAU		2030 BAU		2020 DSM/DR		2030 DSM/DR	
		statisch	dynamis.	statisch	dynamis.	statisch	dynamis.	statisch	dynamis.
Minimale Last in MW	11.000	-9.600	-17.800	-37.100	-26.500	-26.300	-21.200	-56.200	-44.200
Maximale Last in MW	60.500	55.100	56.400	57.600	50.700	55.900	53.300	46.300	35.700
Jahresverbrauch in GWh	347.900	245.600	245.600	172.600	172.600	208.500	208.500	63.300	63.300
Summe positiver Last in GWh	347.900	245.700	246.400	181.100	176.500	210.900	209.800	98.700	88.900
Summe negativer Last in GWh	0	-100	-800	-8.500	-3.900	-2.400	-1.300	-35.300	-25.600
Vollbenutzungsstunden positiver Last	5.750	4.460	4.370	3.140	3.480	3.770	3.930	2.130	2.490
Vollbenutzungsstunden negativer Last	0	10	40	230	150	90	60	630	580
Lastwechselstunden positive Last	42	32	22	12	32	16	26	10	33
Lastwechselstunden negative Last	0	3	4	4	10	4	6	6	16
Anzahl Stunden mit positiver Last	8.760	8.700	8.630	7.770	8.180	8.410	8.550	5.990	6.300

**Tabelle 7-2:** Übersichtstabelle der residualen Last im Fall ohne Elektromobilität

Residuale Last	2010	2020 BAU		2030 BAU		2020 DSM/DR		2030 DSM/DR	
		statisch	dynamis.	statisch	dynamis.	statisch	dynamis.	statisch	dynamis.
Minimale Last in MW	11.000	-10.600	-18.600	-39.000	-31.100	-26.300	-22.200	-58.200	-48.100
Maximale Last in MW	60.500	54.900	56.200	52.800	50.000	55.700	53.300	41.000	35.800
Jahresverbrauch in GWh	347.900	241.200	241.200	148.700	148.700	204.200	204.200	39.500	39.400
Summe positiver Last in GWh	347.900	241.400	242.100	159.300	155.600	206.700	205.600	81.100	74.500
Summe negativer Last in GWh	0	-200	-800	-10.500	-6.900	-2.500	-1.500	-41.600	-35.000
Vollbenutzungsstunden positiver Last	5.750	4.400	4.310	3.020	3.110	3.710	3.860	1.980	2.080
Vollbenutzungsstunden negativer Last	0	20	40	270	220	100	70	720	730
Lastwechselstunden positive Last	42	29	23	14	21	17	24	12	23
Lastwechselstunden negative Last	0	4	4	5	8	4	6	7	15
Anzahl Stunden mit positiver Last	8.760	8.680	8.620	7.570	7.790	8.390	8.530	5.560	5.700

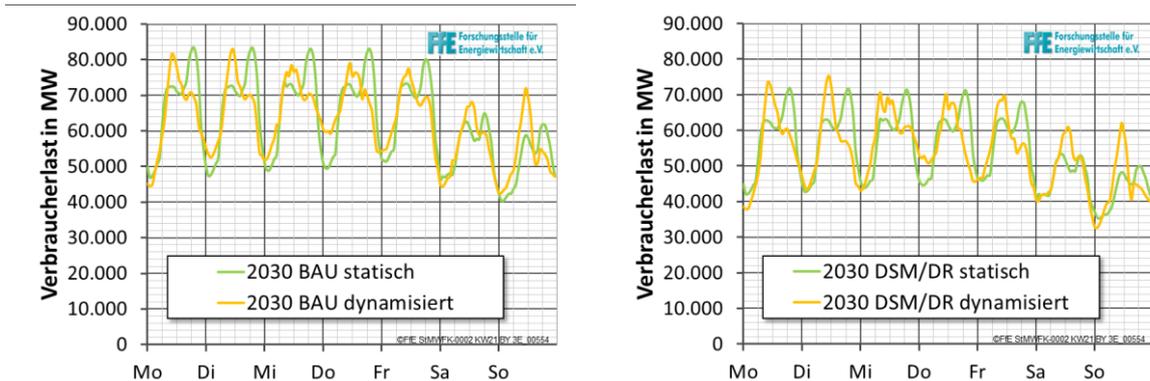
Die Reduktion der Spitzenlast im Szenario 2 DSM/DR im Jahr 2030 um 13 % deckt sich auch mit Ergebnissen der Studie „Coordination of Energy Efficiency and Demand Response“ der Berkeley labs /BER-01 12/. Dort wird davon ausgegangen, dass in den USA bis zum Jahr 2019 eine Reduktion der sommerlichen Spitzenlast um 14 % möglich wäre, bis zum Jahr 2030 je nach monetärem Anreiz 14 % bis 20 %.

Das Einsatzmodell für schaltbare Lasten nutzt die residuale Last als Indikator für den Strompreis. Für große Lasten kann angenommen werden, dass eine weitere Erhöhung der Last auch zu einer Preiserhöhung führen wird. Bei niedrigen oder negativen Lasten hingegen ist die Merit Order Kurve sehr flach, wodurch der Strompreisunterschied bei einer Laständerung sehr klein wird. Negative Strompreise werden sich zukünftig kaum einstellen, da durch Export ins Ausland und Abschaltung regenerativer Energieerzeuger genug Freiraum zur Vermeidung vorhanden ist. Es stellt sich die Frage, ob zukünftig bei niedriger oder negativer residualer Last die schaltbaren Verbraucher den Punkt mit der geringsten Last suchen, auch wenn sich kein monetärer Vorteil ergibt – oder ob sie ab einer definierten Strompreisuntergrenze zur Erhöhung des Komforts keine Verschiebung mehr durchführen. Für das Modell wurde angenommen, dass die Algorithmen zukünftig die Stunde der geringsten Last (bzw. betragsmäßig größten negativen Last) suchen.

### 7.3 Dynamisierte Verbraucherlast

Aus der residualen dynamisierten Last kann die Verbraucherlast rückgerechnet werden, indem die regenerative Einspeisung auf die residuale Last addiert wird. Die Verbraucherlast ist ein Indikator für die von den Stromnetzen aufzunehmende Last.

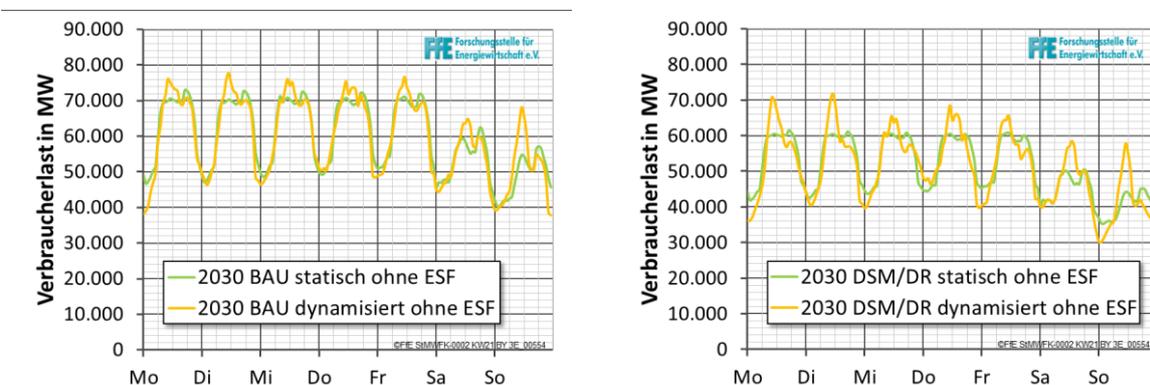
In **Abbildung 7-7** ist die Verbraucherlast mit Elektromobilität für das Szenario 1 BAU links und für Szenario 2 DSM/DR rechts dargestellt. Im Vergleich zwischen statischer und dynamisierter Verbraucherlast zeigt sich bei jedem Lastgang eine höhere Verbrauchsspitze.



**Abbildung 7-7:** *Statische und dynamisierte Verbraucherlast einer Winterwoche im Fall mit Elektromobilität*

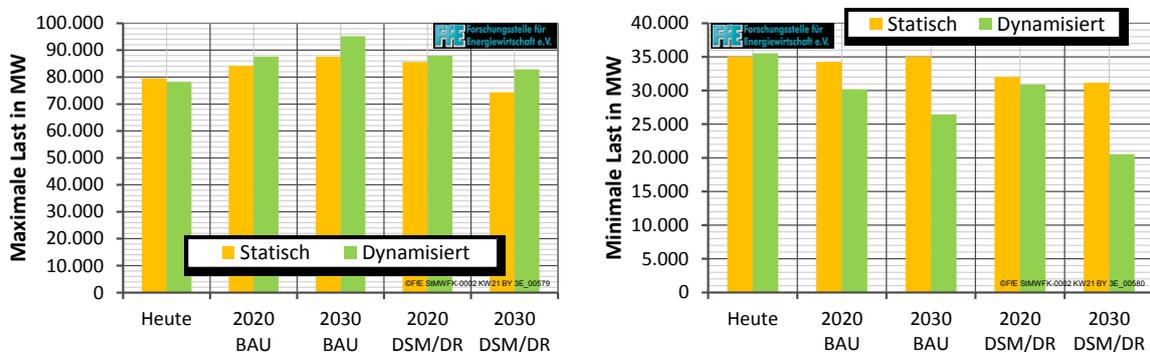
Die beim statischen Verbraucherlastgang durch das Laden der Elektrofahrzeuge generierte Abendspitze wird durch das gesteuerte Laden größtenteils in die Nachtstunden verlegt, was zu diesen Zeiten die Grundlast erhöht. Durch die hohe PV-Einspeisung verlagern viele schaltbare Verbraucher, unter anderem auch die an der Arbeitsstelle geladenen Elektrofahrzeuge, ihre Last in die Mittagsstunden – was beim dynamisierten Lastgang eine neue Mittagsspitze generiert.

Die Verbraucherlast ohne Elektromobilität ist in **Abbildung 7-8** dargestellt. Da die Elektrostraßenfahrzeuge als verschiebbare Last wegfallen, gibt es im Szenario 1 BAU kaum Änderungen in der Grundlast, die solare Verbrauchsspitze mittags fällt deutlich kleiner aus. Entsprechend des geringeren Energieverbrauchs ist die Last im Szenario 2 DSM/DR geringer als im Szenario 1 BAU.



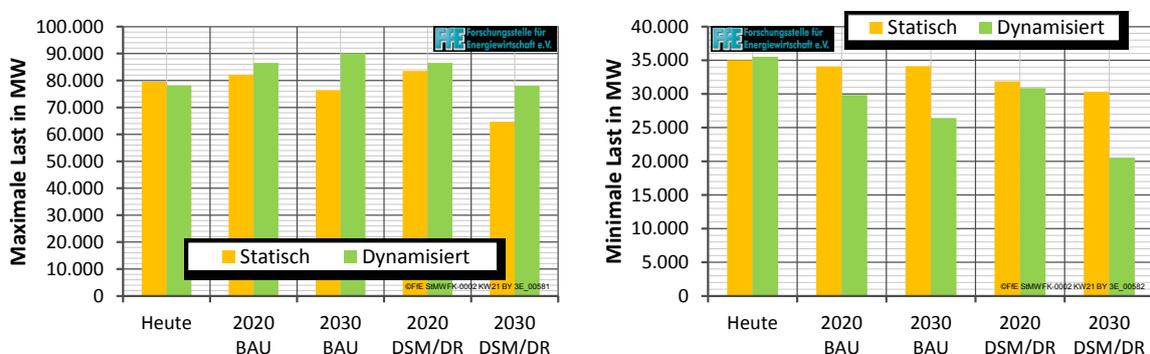
**Abbildung 7-8:** *Statische und dynamisierte Verbraucherlast einer Winterwoche im Fall ohne Elektromobilität*

Die maximale und minimale Verbraucherlast mit Elektromobilität ist für die Szenarien 1 BAU in **Abbildung 7-9** links und für 2 DSM/DR rechts dargestellt. Die maximale Verbraucherlast zur heutigen Zeit würde durch schaltbare Verbraucher reduziert. Da heute residuale Last und Verbraucherlast noch korrelieren, führt eine Glättung der residualen Last auch zu einer Glättung der Verbraucherlast. Dies führt zu einer Reduktion der Spitzenlast und zu einer Erhöhung der minimalen Last. Durch den Ausbau der regenerativen Energieerzeuger geht diese Korrelation verloren, wodurch eine Glättung der residualen Last – z.B. durch Verschiebung von Lasten in eine PV Einspeisespitze – den gegenteiligen Effekt im Verbraucherlastgang generiert. So führt die Dynamisierung in Zukunft zu einer Erhöhung der maximalen Verbraucherlast und zur Reduktion der minimalen Verbraucherlast. Im Szenario 1 BAU führt dies zu einer Erhöhung der Verbraucherlast auf über 95 GW (+20 % gegenüber heute), wodurch die Netze zukünftig stärker belastet werden. Im Szenario 2 DSM/DR ist die Dynamisierung zwar stärker, doch durch den insgesamt niedrigeren Stromverbrauch ist auch die Last geringer und erreicht durch die Dynamisierung etwa das heutige Niveau.



**Abbildung 7-9:** Maximale und minimale Verbraucherlast (mit Elektromobilität)

Die Verbraucherlast ohne Elektromobilität in **Abbildung 7-10** zeigt ein ähnliches Bild. Zwar ist die statische Verbraucherlast deutlich geringer durch den Wegfall des Ladestroms, doch durch die Dynamisierung steigt auch hier die Verbraucherlast wieder an. Die minimalen Lasten unterscheiden sich nur in geringem Umfang, da diese an Sonn- bzw. Feiertagen in den Nachtstunden auftreten, in denen kaum Elektroautos geladen werden.



**Abbildung 7-10:** Maximale und minimale Verbraucherlast (ohne Elektromobilität)



## 8 Zusammenfassung und Fazit

Die Untersuchungen dieser Arbeit haben gezeigt, dass bei geeigneter Modellierung der Einflussparameter eine Synthetisierung von Lastgängen mit hoher Übereinstimmung zu den Originallastgängen möglich ist. Die Synthetisierung mit verändertem Parametersatz (z.B. Wetter eines anderen Jahres) zeigt eine gute Übereinstimmung mit den Originallastgängen des anderen Jahres. Somit kann angenommen werden, dass die Modellierung von Lastgängen mit zukünftigen Wetterdaten aus Klimamodellen ausreichend genaue Ergebnisse liefert.

Die Ergebnisauswertung ergab, dass die Ladestrategie von Elektrostraßenfahrzeugen einen starken Einfluss auf den zukünftigen Lastgang haben kann. Unter der Annahme, dass bedingt durch den Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung die Strompreise zukünftig höhere Fluktuationen aufweisen werden, wodurch die Verschiebung des Stromverbrauchs höhere Erlöse ergibt, ist anzunehmen, dass sich längerfristig spezielle Ladeverträge für gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen durchsetzen werden.

Die mit dem Klimamodell REMO ermittelten Klimadaten zeigen zukünftig für Deutschland einen verringerten Heizwärmebedarf und einen höheren Kältebedarf, verstärkt durch eine Verbesserung des Wärmeschutzes im Bestand. Die Stromerzeugung der Erneuerbaren Energien wird durch die Klimaverschiebung aber kaum beeinflusst.

Es hat sich gezeigt, dass nur ein Teil der schaltbaren Lasten einen Einfluss auf den Verbraucherlastgang haben wird, da für viele Lasten der Einsatz als Regelleistung vom Kosten-Nutzen-Verhältnis deutlich attraktiver ist.

Je stärker schaltbare Lasten zukünftig zur Glättung der residualen Last und damit zur Nutzung von regenerativen Einspeisespitzen beitragen, desto stärkere Verbrauchsspitzen werden bei der Aufnahme der Einspeisespitzen generiert. Einen Teil der schaltbaren Lasten zur Netzentlastung einzusetzen, wenn gleichzeitig andere schaltbare Lasten in die regenerativen Einspeisespitzen verschoben werden, ist nicht zielführend. Damit stellt sich die Frage, welche Lösung die gesamtwirtschaftlich Beste wäre: Verschiebung der Lasten mit Netzausbau, die lokale Zwischenspeicherung der Energie, Substitution der Wärmeerzeugung durch Strom, Export, oder eine Androsselung der Erzeugungsspitzen.

## 9 Weiterer Forschungsbedarf

Für Betrachtungen zu Weiterbetrieb, Bau oder Stilllegung von Kraftwerken und Speichern werden Prognosen für den Stromverbrauch und die Einspeisung regenerativer Energien benötigt, um Investitionsanreize erkennen und Fehlinvestitionen vermeiden zu können. Durch den Stromhandel ist jedoch auch die Betrachtung der umliegenden Staaten notwendig, um solide Aussagen treffen zu können. Mittlerweile sind einige Projekte gestartet, welche für alle an das Verbundnetz angeschlossene Länder den Kraftwerkspark und den regenerativen Ausbau untersuchen. So wäre als nächster Schritt die Untersuchung des Verbraucherlastgangs dieser Länder eine sinnvolle Weiterführung der Arbeit.

Das Thema der schaltbaren Lasten im Sektor Industrie ist wegen der Inhomogenität der Verbraucher und der Verflechtung untereinander, sowie der differenziert zu betrachtenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen bei den einzelnen Betrieben, bisher nur grob untersucht, obwohl dort die größten Potenziale zu vermuten sind. Um Aussagen zu dem praktischen Potenzial zu erhalten, wäre zuerst eine detaillierte Untersuchung der Querschnittstechnologien, welche häufig einfacher und günstiger schaltbar als Produktionsprozesse sind, als sinnvoll zu erachten.

Bei steigendem Anteil an selbsterzeugtem Strom mittels PV in Haushalten wird eine Neuberechnung der heute auf die Arbeit bezogenen Netznutzungsentgelte notwendig werden, da mit der Reduktion der bezogenen Arbeit auch der Deckungsbeitrag sinkt. Die dadurch steigenden Netzkosten lassen für Haushalte eine Autarkie immer wirtschaftlicher erscheinen. Zur Prüfung ob sich Haushalte zukünftig vom Verbundnetz abkoppeln, und gegebenenfalls wie viele dies sind und welche Auswirkungen dies auf die residuale Last sowie die schaltbaren Lasten hat, wäre eine detaillierte Untersuchung der Thematik sinnvoll.

## 10 Literaturverzeichnis

- ARN-01 03 Arndt, Ulli; Hauptmann, Frank; Kraus, Dietmar; Richter, Stefan: Brennstoffzellensysteme für portable und stationäre Kleingeräte – Technikbewertung und Potenziale. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2003
- BAC-60 00 Backhaus, Klaus; Erichson, Bernd; Plinke, Wulff; Weiber, Rolf: Multivariate Analysemethoden – Eine anwendungsorientierte Einführung. ISBN 10 3-540-27870-2, 11. Auflage. Berlin: Springer Verlag, 2006
- BDEW-03 10 Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung. Berlin: EW Medien und Kongress GmbH, 2010
- BER-01 12 Goldmann, Charles; Reid, Michael; Levy, Roger; Silverstein, Alison: Coordination of Energy Efficiency and Demand Response – A Resource of the National Action Plan for Energy Efficiency. Berkeley: Berkeley Lab, 2012
- BMU-07 10 Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin: BMU, 2010
- BMU-08 10 Nitsch, Joachim; Pregger, Thomas; Scholz, Yvonne; Naegler, Tobias: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2010. Berlin: BMU, 2010
- BMWi-02 11 Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 27.04.2011
- DB-01 05 Orzeszko, Siegfried: 16,7 Hz – Insel der Glückseligen? – Qualität der 16,7 Hz-Bahnenergieversorgung in Abhängigkeit von 50 Hz. Frankfurt am Main: DB Energie GmbH, 2005
- DB-02 05 Raithmayr, Werner: Anforderungen an die Leistungselektronik im Netz – Erfahrungen mit statischen Bahnrichter in: Internationaler ETG Kongress 2005. Frankfurt am Main: DB Enerige GmbH, 2005
- DSTAT-01 04 Alltag in Deutschland – Analysen zur Zeitverwendung – Forum der Bundesstatistik, Bd. 43/2004 – Beiträge zur Ergebniskonferenz der Zeitbudgeterhebung 2001/02 am 16./17. Februar 2004 in Wiesbaden. Berlin: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2004
- DSTAT-03 08 Rübenach, Stefan; Weinmann, Julia: Haushalte und Lebensformen der Bevölkerung – Ergebnisse des Mikrozensus 2006. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2008
- DIN-03 03 Wärme- und feuchtetechnisches Verhalten von Gebäuden – Berechnung und Darstellung von Klimadaten – Teil 4: Daten zur Abschätzung des Jahresenergiebedarfs für Kühl- und Heizsysteme (ISO/DIS 15927-4:2003) im DIN Deutsches Institut für Normung e.V., 2003

- EEX-01 12 Strompreise PHELIX an der Strombörse EEX ([www.eex.com](http://www.eex.com))
- ENTSO-01 11 Load and consumption data: Specificities of member countries. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/Load\\_and\\_Consumption\\_Data.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf). Brüssel: ENTSO-E, 2011
- ETEL-01 10 eTelligence, Projekt in Cuxhaven im Rahmen von eEnergy, <http://www.etelligence.de/etelligence.php>, Website vom 27.08.2010
- EU-01 57 EUR-Lex: Vertrag zur Gründung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft, 1957. [eur-lex.europa.eu/de/treaties/index.htm](http://eur-lex.europa.eu/de/treaties/index.htm)
- FFE-01 12 Beer, Michael et al.: flex: Flexibilisierung der Betriebsweise von KWK – Projekt im Verbund "Eneff:Stadt – Chancen und Risiken von KWK im politischen Umfeld". München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2012
- FFE-03 12 Gobmaier, Thomas; Beer, Michael; von Roon, Serafin; Schmid, Tobias; Mezger, Tomás; Corradini, Roger; Hohlenburger, Sebastian: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens bis 2030 - Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21 BY E3). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), Juni 2012
- FFE-04 08 Steck, Michael; Richter, Stefan: Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen Energien. Endbericht im Rahmen des Verbundforschungsvorhaben KW21, TP 3E. München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2008
- FFE-12 08 von Roon, Serafin; Mauch, Wolfgang; Mezger, Tomás; Arndt, Ulli; Gobmaier, Thomas; Gruber, Anna: Kleine KWK-Systeme im Kraftwerksverbund – Prüfstandsuntersuchungen und energiewirtschaftliche Bewertung der disponiblen Regelleistung – Teilprojekt E2 im Verbundforschungsvorhaben Kraftwerkwerke des 21. Jahrhunderts (KW21). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2008
- FFE-15 12 Wagner, Ulrich; Mauch, Wolfgang; Mezger, Tomás; Rasilier, Thomas; Hohlenburger, Sebastian: Energiewirtschaftliche Betrachtung von Lademodellen für Elektroautos – Zwischenbericht zum Projekt KW21 BY 2E – Einsatzmöglichkeiten von Elektroautos zum Lastmanagement. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2012
- FFE-16 12 Schmid, Tobias; Pfeifroth, Philipp; Samweber, Florian: Netzparität und Eigenverbrauch bei steigenden Strompreisen wirken der Reduktion der EEG-Förderung entgegen. Webseite der Ffe, <http://www.ffe.de/-publikationen/fachartikel/397-trendanalyse-der-preise-fuer-photovoltaik-deutet-auf-weiteren-ausbau-trotz-eeg-kuerzung-hin>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2012
- FFE-23 07 von Roon, Serafin; Mezger, Tomás; Arndt, Ulli; Gobmaier, Thomas: Kraftwerke des 21. Jahrhunderts - Teilprojekt E2: Kleine KWK-Systeme

- im Kraftwerksverbund - Prüfstandsuntersuchungen und energie-  
wirtschaftliche Bewertung der disponiblen Regelleistung -  
Sachstandsbericht 2007. München: Forschungsstelle für  
Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2007
- FFE-24 09 Beer, Michael; Fieger, Christian; Gobmaier, Thomas; Köll, Lorenz;  
Podhajsky, Rainer; Steck, Michael; Zotz, Manfred; Corradini, Roger;  
Karl, Hans-Dieter: Energiezukunft 2050, Teil I - Methodik und IST-  
Zustand. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2009
- FFE-25 09 Beer, Michael; Fieger, Christian; Gobmaier, Thomas; Podhajsky, Rainer;  
Steck, Michael: Energiezukunft 2050, Teil II - Szenarien. München:  
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2009
- FFE-28 09 Lumpe, Dominik: Einfluss der Windstromerzeugung bis zum Jahr 2020  
auf die Bewirtschaftung von Stromspeichern – Diplomarbeit an der  
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Hochschule  
München. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2009
- FFE-35 09 Beer, Michael: Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland bis 2050  
in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59. Jg. (2009) Heft 11. Essen: etv  
GmbH, 2009
- FFE-36 11 Gobmaier, Thomas; von Roon, Serafin: Standardlastprofile für Kunden  
mit Elektrostraßenfahrzeugen in: [http://www.ffe.de/publikationen/  
fachartikel/316-standardlastprofile-fuer-kunden-mit-elektrostrassen-  
fahrzeugen](http://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/316-standardlastprofile-fuer-kunden-mit-elektrostrassen-fahrzeugen). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2011
- FFE-38 10 Schmid, Tobias: Energetische Einsparpotentiale durch Gebäudekühlung  
mit PCM in: e-nova 2010, FH Burgenland. München: Forschungsstelle  
für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2010
- FFE-42 10 von Roon, Serafin; Gobmaier, Thomas: Demand Response in der  
Industrie – Status und Potenziale in Deutschland. München:  
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2010
- GOB-01 11 Gobmaier, Thomas: Netzfrequenzmessung – Messung der Netzfrequenz  
und Berechnung der aktuellen Primärregelleistung in:  
[www.netzfrequenzmessung.de](http://www.netzfrequenzmessung.de). München, 2011
- IAA-01 07 Baszenski, Norbert: Gestaltung von Arbeitszeit und Schichtarbeit. Köln:  
Institut für angewandte Arbeitswissenschaften e.V. , 2007
- IFE-01 09 Roth, Hans; Gohla-Neudecker, Bodo: Netzintegration von  
Elektrostraßenfahrzeugen – Ausblick auf mögliche Entwicklungen in der  
Stromerzeugung. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2009
- IFE-02 11 Kuhn, Philipp.; Kühne, Maximilian.: Optimierung des Kraftwerks- und  
Speicherausbaus mit einem iterativen und hybriden Modell. In:  
Optimierung in der Energiewirtschaft. VDI-Berichte 2157. 9. Fachtagung  
in der Energiewirtschaft. S. 305-317. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2011
- IFZ-01 07 Späth, Philipp: EnergieRegionen: Wirksame Leitbildprozesse und  
Netzwerke zur regionalen Gestaltung sozio-technischen Wandels –

- Energiesysteme der Zukunft Projekt 810717 – Endbericht des Projektes LeitER. Graz: IFZ, 2007
- ISI-03 09 Wille-Haussmann, Bernhard; Erge, Thomas; Klobasa, Marian: Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2009
- IZES-01 07 Horst, Juri; Schulz, Wolfgang; Frey, Günther: Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich. Saarbrücken: Bremer Energie-Institut, 2007
- LFU-01 07 Beierkuhnlein, Carl; Foken, Thomas: Klimaanpassung Bayern 2020 - Der Klimawandel und seine Auswirkungen - Kenntnisstand und Forschungsbedarf als Grundlage für Anpassungsmaßnahmen. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU), 2007
- ROON-02 11 von Roon, Serafin: Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Vermarktung von Windstrom. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- SRU-01 11 Faulstich, Martin; Foth, Heidi: Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung – Kurzfassung für Entscheidungsträger. Berlin: ESV Erich Schmidt Verlag, 2011
- TUG-01 12 Gobmaier, Thomas; von Roon, Serafin; Bernhard, Dominik: Markets for Demand Side Management - Session D4, Beitrag 5.4.1 des 1st International European Demand Response Center (EDRC) Workshop. Graz, Österreich: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, 2012
- TUM-01 00 Wenz, Alexandra: Rechnergestützte Anlageneinsatzplanung und -optimierung in Querverbundsystemen. München: Technische Universität München, 2000
- UBA-02 06 Max-Planck-Gesellschaft für Meteorologie: Künftige Klimaänderungen in Deutschland – Regionale Projektionen für das 21. Jahrhundert - Hintergrundpapier April 2006, aktualisiert im September 2006 in: <http://www.remo-rcm.de/Publikationen-Berichte.1232.0.html>
- UBA-06 10 Klaus, Thomas; Vollmer, Carla; Werner, Kathrin; Lehmann, Harry; Müschen, Klaus: Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen – Modellierung einer 100-Prozent erneuerbaren Stromerzeugung in 2050, FKZ 363 01 277. Dessau-Roßlau: UBA, 2010
- VDEW-01 99 Adam, Thomas; Fünfgeld, Christian; Meier, H.; Schieferdecker, Bernd.: Repräsentative Lastprofile der VDEW. Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Materialien M-32/99 der VDEW Publikationen, 1999
- WIL-01 06 Wilms, Falko: Szenarien sind Systeme. in: Szenariotechnik – Vom Umgang mit der Zukunft (Hrsg. Wilms F.). ISBN 3258069883. Haupt Verlag, Bern, Stuttgart, Wien, 2006



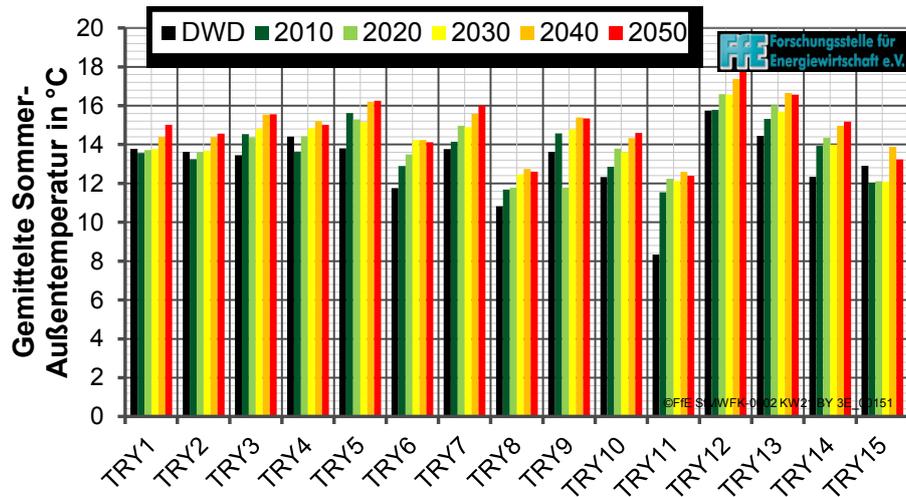


Abbildung 11-3: Mittlere Jahresaußentemperaturen in den TRY-Regionen im Sommer

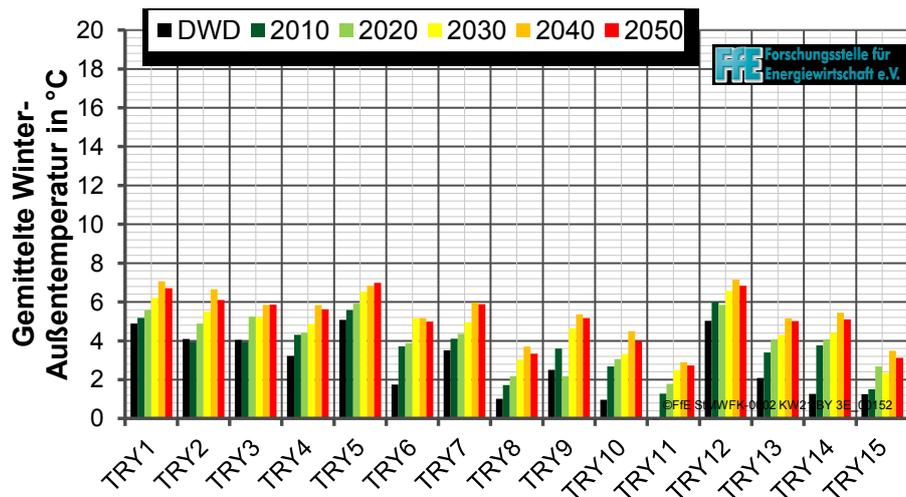


Abbildung 11-4: Mittlere Jahresaußentemperaturen in den TRY-Regionen im Winter

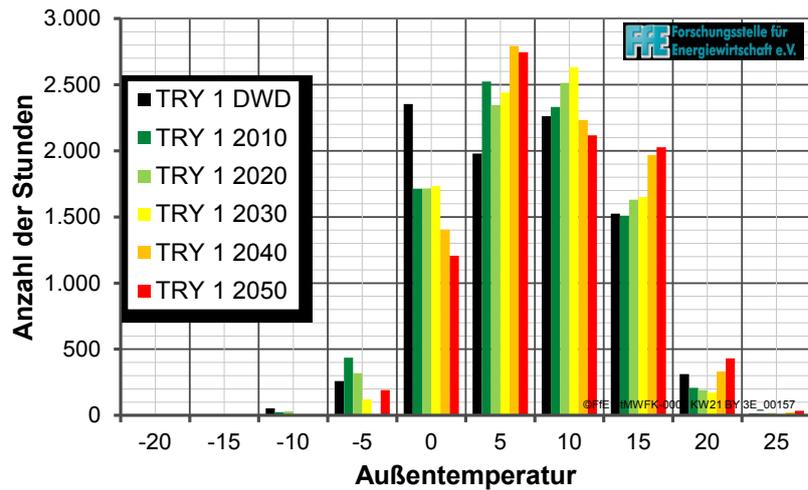


Abbildung 11-5: Häufigkeit der Stunden gleicher Außentemperatur für die Region TRY 1 Nordseeküste (Bremerhaven)

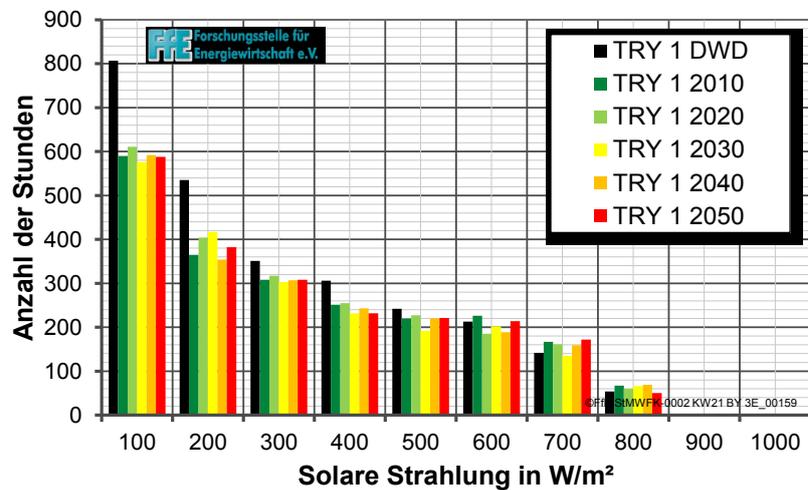


Abbildung 11-6: Häufigkeit der Stunden gleicher solarer Strahlung für die Region TRY 1 Nordseeküste (Bremerhaven)

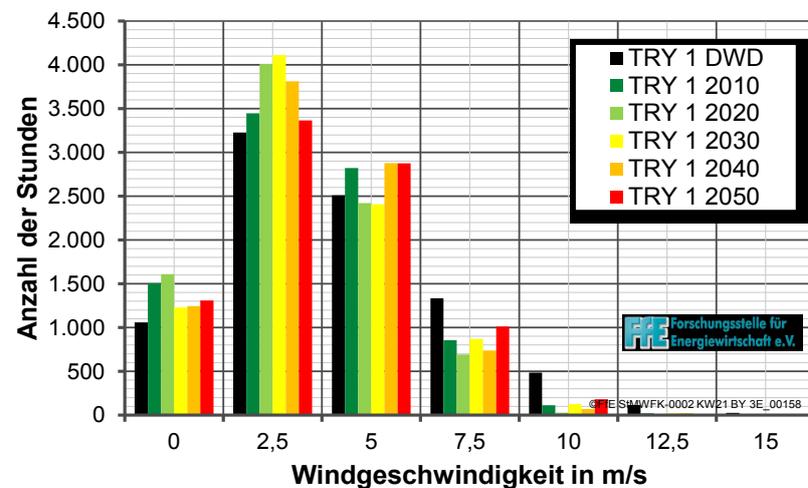


Abbildung 11-7: Häufigkeit der Stunden gleicher Windgeschwindigkeit für die Region TRY 1 Nordseeküste (Bremerhaven)

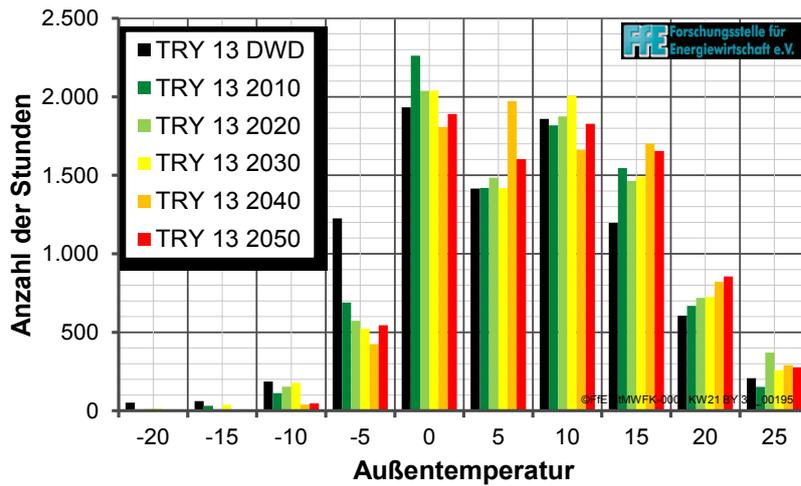


Abbildung 11-8: Häufigkeit der Stunden gleicher Außentemperatur für die Region TRY 13 Schwäbisch-fränkisches Stufenland und Alpenvorland

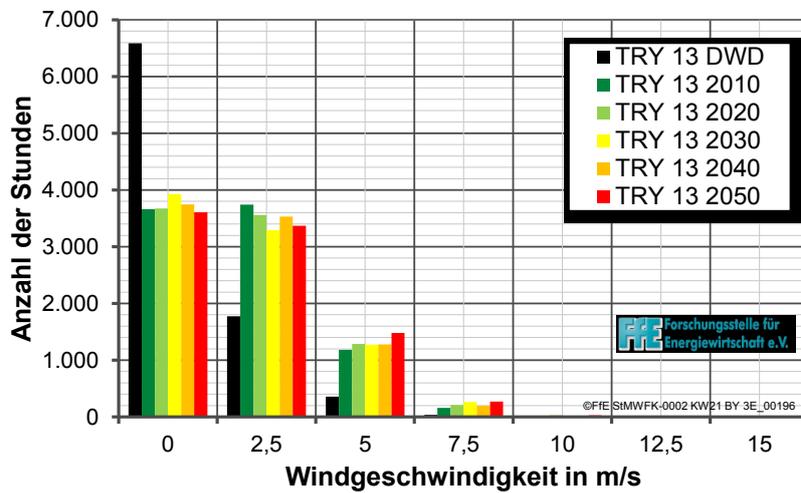


Abbildung 11-9: Häufigkeit der Stunden gleicher Windgeschwindigkeit für die Region TRY 13 Schwäbisch-fränkisches Stufenland und Alpenvorland

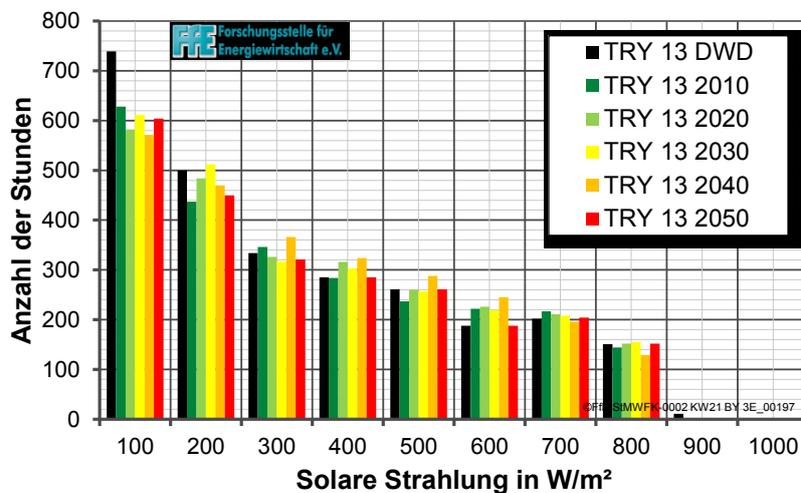


Abbildung 11-10: Häufigkeit der Stunden gleicher solarer Strahlung für die Region TRY 13 Schwäbisch-fränkisches Stufenland und Alpenvorland

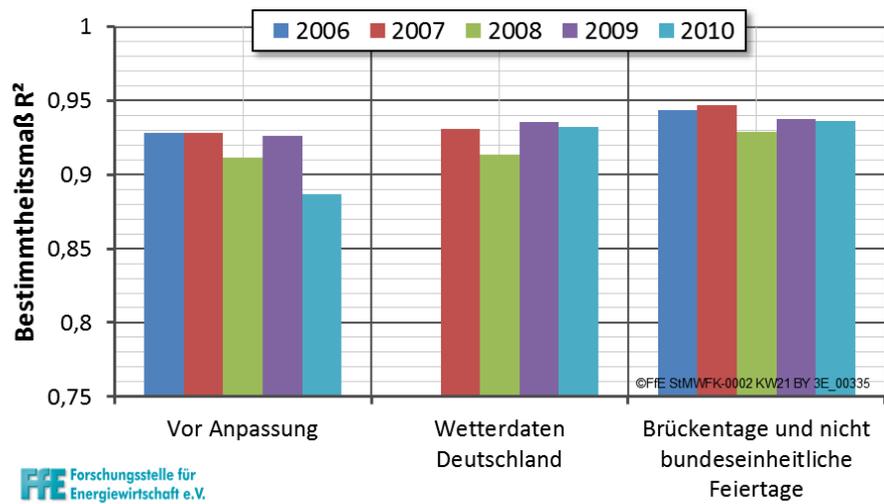


Abbildung 11-11: Verbesserung des Bestimmtheitsmaßes durch Erweiterung und Verfeinerung des Regressionsmodells

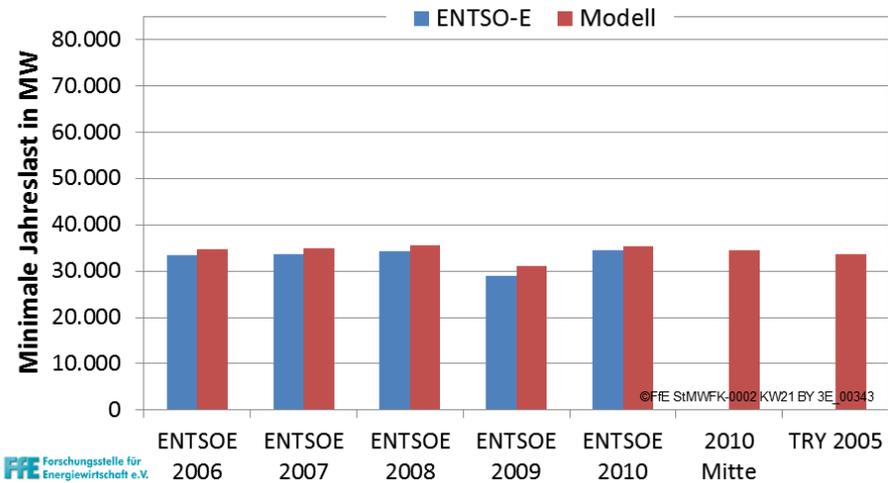


Abbildung 11-12: Bewertung des Modells mittels minimaler Verbraucherlast

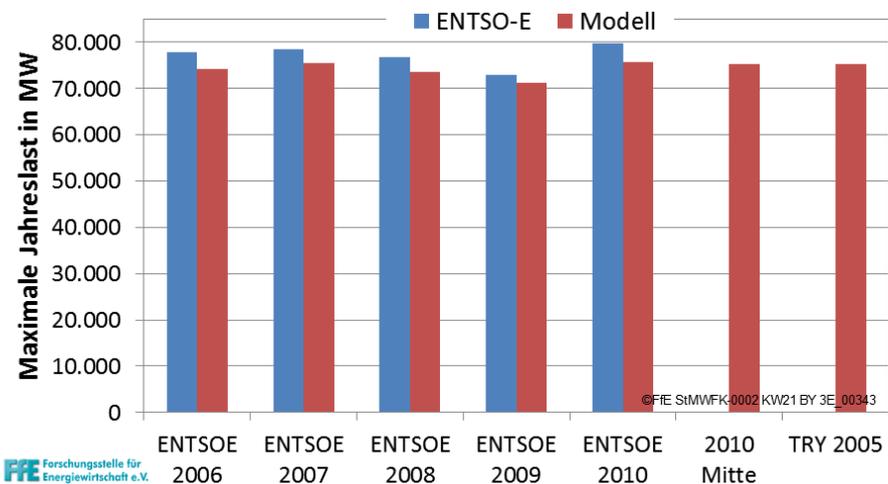


Abbildung 11-13: Bewertung des Modells mittels maximaler Verbraucherlast

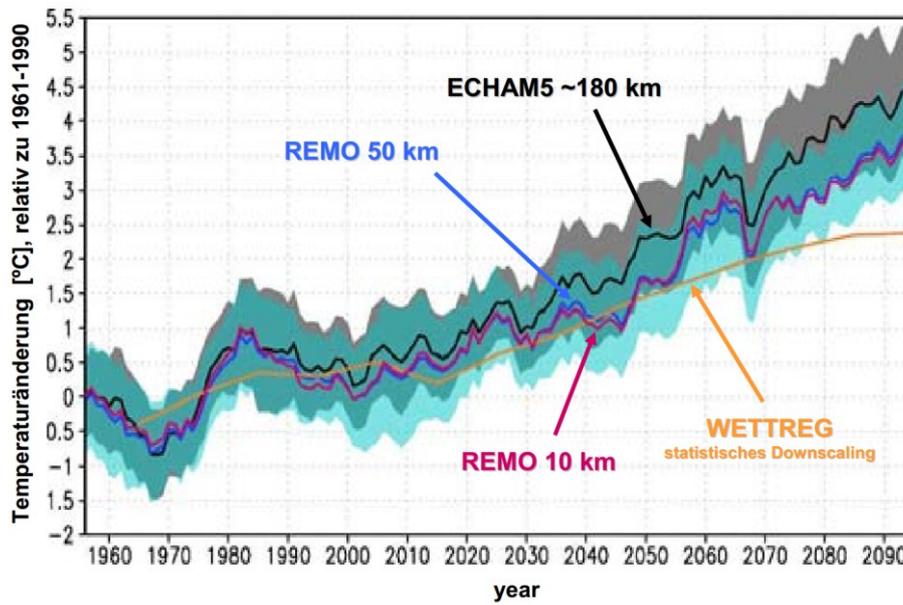


Abbildung 11-14: Temperaturänderung relativ zu 1961 bis 1990 zum Vergleich verschiedener Klimamodelle /UBA 02 06/

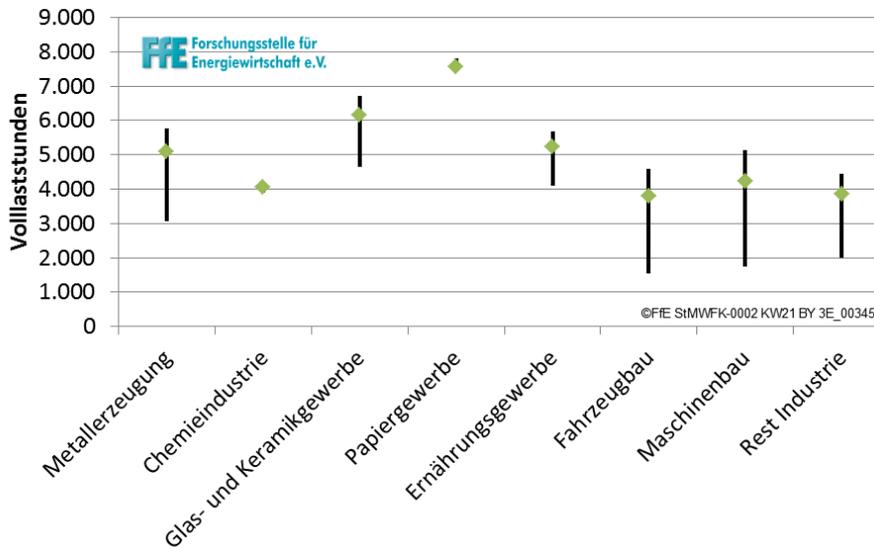


Abbildung 11-15: Bandbreite und mittlere Jahresvolllaststunden der untersuchten Industriebetriebe