

## **Entwicklung von Steuerungssignalen zur systemdienlichen und ökologischen Stromabnahme**

**Bayerisches Landesamt für Umwelt**



Endbericht

Fertigstellung Endversion: 29.08.2017

## **Im Rahmen des Projektes**

Energieinfrastruktur der Zukunft: Energiespeicherung und Stromnetzregelung mit  
hocheffizienten Gebäuden – Windheizung 2.0

## **den Teilbereich zum Thema:**

Entwicklung von Steuerungssignalen zur systemdienlichen und ökologischen Stromabnahme

## **Bayerisches Landesamt für Umwelt**



Endbericht

Fertigstellung Endversion: 29.08.2017

Projektverantwortliche:  
Prof. Dr. Mario Adam  
Dr. Philipp Riegebauer  
Thomas Spiegel, M. Sc.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>I</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>IV</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>VI</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>X</b>
<b>1 Hintergrund</b> .....	<b>11</b>
<b>2 Definition und Abgrenzung des Projektes</b> .....	<b>13</b>
<b>3 Zielsetzung des Gesamtprojektes</b> .....	<b>16</b>
<b>4 Beschreibung des Leistungsumfangs von Arbeitspaket 1 „Signalentwicklung“</b> .....	<b>18</b>
<b>5 Beschreibung des Leistungsumfangs von Arbeitspaket 2 „Entwicklung eines Geschäftsmodells“</b> .....	<b>21</b>
<b>6 Kriterien und Schaltsignale der Stromabnahme</b> .....	<b>22</b>
<b>6.1 Schaltsignale und Fahrweise der Windheizung 2.0</b> .....	<b>22</b>
<b>6.2 Wirtschaftliche Kriterien</b> .....	<b>23</b>
6.2.1 Kurzfristig gehandelte Strommärkte.....	23
6.2.2 Regelleistungsmärkte.....	23
<b>6.3 Systemdienliche Kriterien</b> .....	<b>24</b>
<b>6.4 Ökologische Kriterien</b> .....	<b>25</b>
<b>7 Grundansatz und Definition der Bewertungskennzahlen</b> .....	<b>26</b>
<b>7.1 Grundansatz</b> .....	<b>26</b>
<b>7.2 Kennzahl zur Bewertung einer Nutzung von niedrigen Strompreisen</b> .....	<b>27</b>
7.2.1 Definition der Kennzahl.....	28
7.2.2 Vereinfachter Ansatz zur Definition der Kennzahl.....	29
7.2.3 Diskussion der Einflussfaktoren.....	31
<b>7.3 Kennzahl zur Bewertung der Netzdienlichkeit</b> .....	<b>32</b>
<b>7.4 Kennzahl zur Bewertung der ökologischen Auswirkungen</b> .....	<b>33</b>
<b>8 Schlussfolgerungen Arbeitspaket 1.1</b> .....	<b>34</b>
<b>9 Informationstechnik zur Ansteuerung durch Preissignale des Spotmarktes</b> .....	<b>36</b>
<b>9.1 Konzept des informationstechnischen Lösungsansatzes</b> .....	<b>37</b>
<b>9.2 Implementierung in die Informationsverarbeitung</b> .....	<b>38</b>
9.2.1 Idee der Infrastruktur.....	38
9.2.2 Server.....	39
9.2.3 Client.....	44
9.2.4 Bereitstellung der Schaltanweisung durch den Server.....	46
<b>9.3 Programmanleitung</b> .....	<b>49</b>
<b>10 Schlussfolgerungen Arbeitspaket 1.2/1.3</b> .....	<b>50</b>

<b>11</b>	<b>Handelsoptionen auf dem deutschen Strommarkt.....</b>	<b>52</b>
<b>12</b>	<b>Terminmärkte .....</b>	<b>57</b>
<b>13</b>	<b>Kurzfristig gehandelte Strommärkte .....</b>	<b>58</b>
<b>13.1</b>	<b>Marktanalyse.....</b>	<b>58</b>
13.1.1	Die Märkte Day-Ahead, Intraday und Day-After Handel .....	58
13.1.2	Kosten, Mindesthandelsvolumina und Fristen .....	58
13.1.3	Mechanismen der Strompreisbildung .....	60
<b>13.2</b>	<b>Detailanalyse für kurzfristig gehandelte Strommärkte .....</b>	<b>62</b>
13.2.1	Methodik.....	62
13.2.2	Detailanalyse für den Day-Ahead Markt.....	64
13.2.3	Detailanalyse für den Intraday Markt.....	68
13.2.4	Day-Ahead Markt vs. Intraday Markt .....	69
<b>13.3</b>	<b>Ausblick auf eine mögliche zünftige Strompreisentwicklung.....</b>	<b>70</b>
<b>14</b>	<b>Bilanzkreismanagement .....</b>	<b>71</b>
<b>15</b>	<b>Systemdienstleistungen .....</b>	<b>75</b>
<b>15.1</b>	<b>Einspeisemanagement .....</b>	<b>75</b>
<b>15.2</b>	<b>Netzengpassmanagement .....</b>	<b>75</b>
<b>16</b>	<b>Regelleistungsmärkte .....</b>	<b>77</b>
<b>16.1</b>	<b>Marktanalyse.....</b>	<b>77</b>
16.1.1	Die unterschiedlichen Regelleistungsmarktprodukte .....	77
16.1.2	Vorgaben an die Leistungserbringung.....	78
16.1.3	Ausschreibungszeitraum, Mindesthandelsvolumina und Fristen .....	79
16.1.4	Präqualifikationsverfahren.....	80
16.1.5	Informationstechnische Anforderungen .....	81
16.1.6	Pooling von Anlagen .....	81
<b>16.2</b>	<b>Marktanalyse für negative Sekundärregelleistung.....</b>	<b>81</b>
16.2.1	Präqualifikationsanforderungen.....	82
16.2.2	Ablaufschema für ein Ausschreibungsverfahren.....	83
16.2.3	Zusammenfassung der Anforderungen für eine Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt.....	84
<b>16.3</b>	<b>Detailanalyse für negative Sekundärregelleistung .....</b>	<b>85</b>
16.3.1	Mechanismen der Preissetzungsmethoden .....	85
16.3.2	Entwicklung des Leistungspreises.....	86
16.3.3	Entwicklung der Arbeitspreisgebote .....	87
16.3.4	Abhängigkeit der Abrufwahrscheinlichkeit vom gebotenen Arbeitspreis .....	88
<b>16.4</b>	<b>Zusammenfassende Bewertung der Regelleistungsmärkte .....</b>	<b>89</b>

<b>17</b>	<b>Zusammenfassende Klärung der Markteignung für die Windheizung 2.0</b> .....	<b>90</b>
17.1	Terminmärkte .....	90
17.2	Day-Ahead Markt .....	90
17.3	Intraday Markt .....	91
17.4	Bilanzkreismanagement .....	92
17.5	Einspeisemanagement .....	92
17.6	Netzengpassmanagement .....	93
17.7	Regelleistungsmärkte .....	93
<b>18</b>	<b>Schlussfolgerungen Arbeitspaket 2.1</b> .....	<b>95</b>
<b>19</b>	<b>Business Model Canvas für die Geschäftsmodell Darstellung</b> .....	<b>98</b>
<b>20</b>	<b>Geschäftsmodelle für Windheizung 2.0-Gebäude</b> .....	<b>101</b>
20.1	Geschäftsmodell für kurzfristig gehandelte Märkte .....	103
20.2	Geschäftsmodell für das Einspeisemanagement (Direktvermarktung)...	111
<b>21</b>	<b>Regulatorische Rahmenbedingungen</b> .....	<b>119</b>
21.1	Mögliche Privilegierungsregelungen bei der EEG-Umlage .....	120
21.2	Mögliche Privilegierungsregelungen für die Konzessionsabgabe bei netzdienlichem Einsatz .....	121
21.3	Mögliche Privilegierungsregelungen bei den Netzentgelten .....	121
21.4	Mögliche Privilegierungsregelungen bei den weiteren netzbezogenen Umlagen .....	123
21.5	Mögliche Privilegierungsregelungen bei der Stromsteuer .....	123
21.6	Schlussfolgerungen zu den regulatorischen Rahmenbedingungen .....	124
<b>22</b>	<b>Politische Handlungsempfehlungen</b> .....	<b>125</b>
<b>23</b>	<b>Schlussfolgerungen Arbeitspaket 2.2</b> .....	<b>127</b>
<b>24</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>128</b>
<b>25</b>	<b>Quellenverzeichnis</b> .....	<b>133</b>
<b>26</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>138</b>

## Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
AP	Arbeitspreis
AW	Ausschreibungswoche
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
DA	Day-Ahead
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EinsMan	Einspeisemanagement
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX	European Power Exchange
ESS	ENTSO-E Scheduling System
FCR	Frequency Containment Reserve
FRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
HT	Haupttarif
ID	Intraday
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Leistungspreis
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MRL	Minutenreserveleistung
MSB	Most Significant Bit

## Abkürzungsverzeichnis

---

MW	Megawatt
NT	Nebentarif
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
reBAP	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
RR	Reserve Replacement
SLP	Standardlastprofil
SOHO	Small Office Home Office
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 9-1:	Konzept der Steuerungstechnik für Power to Heat .....	37
Abbildung 9-2:	Prinzip der Client-Server Kommunikation [12].....	38
Abbildung 9-3:	XAMPP Komponenten .....	40
Abbildung 9-4:	XAMPP Control Panel .....	40
Abbildung 9-5:	FileZilla FTP-Server – Konfigurationsfenster .....	41
Abbildung 9-6:	FileZilla FTP-Server – Benutzereinstellungen.....	42
Abbildung 9-7:	FileZilla FTP-Server – Konfiguration der Benutzerrechte .....	42
Abbildung 9-8:	phpMyAdmin Oberfläche für das Ausführen von MySQL-Abfragen.....	43
Abbildung 9-9:	Schnittstellen des Raspberry Pi 3 [14] .....	44
Abbildung 9-10:	USB Image Tool – Oberfläche.....	45
Abbildung 9-11:	Client-Server Model .....	46
Abbildung 9-12:	Programmablaufplan der script.sh Skriptdatei .....	49
Abbildung 10-1:	Konzept der Steuerungstechnik für Power to Heat .....	50
Abbildung 10-2:	Konzept des strompreisabhängig Fernschaltens eines E-Heat der Firma EFG .....	51
Abbildung 11-1:	Struktur des europäischen Strommarktes (eigene Darstellung in Anlehnung an [20]) .....	53
Abbildung 11-2:	Interaktion von Bilanzkreisen mit Ausgleichsenergie und resultierende Regelenergie (in Anlehnung an [21]) .....	55
Abbildung 13-1:	Handelsoptionen auf dem deutschen Strommarkt.....	58
Abbildung 13-2:	Auswirkung einer erhöhten Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern (Windenergie- bzw. Photovoltaikeinspeisung) auf den Strompreis an Kurzfristmärkten. ....	61
Abbildung 13-3:	Veränderung des börsengehandelten Strompreises durch eine Erhöhung der Stromnachfrage bspw. durch eine Windheizung 2.0.....	61

Abbildung 13-4:	Korrelation der Day-Ahead Spotmarktpreise der European Power Exchange mit der Residuallast für das Jahr 2012 (links: Gesamt) und (rechts: Ausschnitt des für die Windheizung 2.0 relevanten Bereichs) [35,37,38,40] .....	64
Abbildung 13-5:	Korrelation der Day-Ahead Spotmarktpreise der European Power Exchange mit On- und Offshore Windenergieeinspeisung für das Jahr 2012 [35,37,38,40] .....	65
Abbildung 13-6:	Korrelation der Day-Ahead Spotmarktpreise der European Power Exchange mit der Residuallast für das Jahr 2016 (links: Gesamtansicht) und (rechts: Ausschnitt des für die Windheizung 2.0 relevanten Bereichs) [35,37,38,40].....	66
Abbildung 13-7:	Korrelation der Day-Ahead Spotmarktpreise der European Power Exchange mit On- und Offshore Windenergieeinspeisung (links) und der Photovoltaikeinspeisung (rechts) für das Jahr 2016 [35,37,38,40] .....	67
Abbildung 13-8:	Korrelation der Intraday Spotmarktpreise der European Power Exchange mit der Residuallast für das Jahr 2016 (links: Gesamt) und (rechts: Ausschnitt des für die Windheizung 2.0 relevanten Bereichs) [35,38,41].....	68
Abbildung 13-9:	Korrelation der Intraday Spotmarktpreise der European Power Exchange mit On- und Offshore Windenergieeinspeisung (links) und der Photovoltaikeinspeisung (rechts) für das Jahr 2016 [35,38,41] .....	69
Abbildung 14-1:	Darstellung des Bilanzkreismanagements in zeitlicher Reihenfolge mit Zuordnung der Handlungsoptionen auf dem deutschen Strommarkt und den Rahmenbedingungen für die Fahrplananmeldung in Deutschland [42] .....	71
Abbildung 14-2:	Darstellung der Ausgleichsenergiepreise für die Jahre 2013 bis 2016 ....	73
Abbildung 16-1:	Zeitliche Abrufreihenfolge der Regelleistungsarten (in Anlehnung an [46]).....	78
Abbildung 16-2:	Unterschiede der zeitlichen Aktivierung der Regelleistungsarten [50] ...	79
Abbildung 16-3:	Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung negativer Sekundärregelleistung [53] .....	82

Abbildung 16-4:	Ablaufschema des Vergabemechanismus für Vorhaltung und Lieferung von Sekundärregelleistung .....	83
Abbildung 16-5:	Merit-Order der Leistungs- und Arbeitspreise einer Ausschreibungswoche für negative Sekundärregelleistung.....	85
Abbildung 16-6:	Empirische Marktdaten für die Gebote der Leistungspreise für die negative Sekundärregelleistung in der Zeitperiode von 01.2014 bis 05.2016 (HT und NT Zeitscheiben zusammengefasst, Datenquelle: regelleistung.net) [55].....	87
Abbildung 16-7:	Empirische Marktdaten für die Gebote der Arbeitspreise für die negative Sekundärregelleistung in der Zeitperiode von 01.2014 bis 05.2016 (HT und NT Zeitscheiben zusammengefasst, Datenquelle: regelleistung.net) [55].....	87
Abbildung 19-1:	Business Modell Canvas .....	98
Abbildung 20-1:	Farbcodes für den Status der Umsetzung innerhalb der Geschäftsmodellentwicklung .....	102
Abbildung 20-2:	Auswertung der Strompreisverteilung am Day-Ahead Markt der EPEX für die Heizperiode 2015/2016 (Zeitraum: 1.10.2015 – 30.04.2016) .....	106
Abbildung 20-3:	Auswertung der Strompreisverteilung am Intraday Markt (stündliche Kontrakte) der EPEX für die Heizperiode 2015/2016 (Zeitraum: 1.10.2015 – 30.04.2016) .....	106
Abbildung 20-4:	Business Modell Canvas für das Geschäftsmodell: Day-Ahead Markt.....	108
Abbildung 20-5:	Business Modell Canvas für das Geschäftsmodell: Intraday Markt.....	109
Abbildung 20-6:	Business Modell Canvas für das Geschäftsmodell: Day-Ahead und Intraday Markt .....	110
Abbildung 20-7:	Zahlungsanspruch eines Windenergieanlagenbetreibers gegenüber Netzbetreiber und Direktvermarkter im Rahmen der Einspeisevergütung und der Direktvermarktung des EEG 2012, 2014 und 2017 .....	112

Abbildung 20-8:	Das Marktprämienmodell im EEG 2017 aus Sicht eines Windenergieanlagenbetreibers und eines Direktvermarkters .....	114
Abbildung 20-9:	Business Modell Canvas für das Geschäftsmodell: Einspeisemanagement (Direktvermarktung).....	116
Abbildung 21-1:	Strompreisbestandteile für Haushaltskunden gemäß der Abgaben-/Umlagenstruktur in Deutschland im Jahr 2017 (Eigene Darstellung in Anlehnung an [58]) .....	120
Abbildung 26-1:	Darstellung der monatlichen Strompreisverteilung und maximalen Wiederholungszeiträume des Intraday Marktes (stündliche Kontrakte) der EPEX in der Heizperiode 2015/2016.....	139
Abbildung 26-2:	Darstellung der monatlichen Strompreisverteilung und maximalen Wiederholungszeiträume des Day-Ahead Marktes der EPEX in der Heizperiode 2015/2016.....	141

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 9-1:	Schaltanweisungen gemäß Spotmarktpreisen .....	47
Tabelle 9-2:	GPIO Beschaltung für elektrischen Wärmerezeuger .....	48
Tabelle 9-3:	Serverausgabe der Schaltanweisungen .....	48
Tabelle 9-4:	Vergleich der Optionen für die Ausgabe der Schaltanweisung.....	48
Tabelle 12-1:	Terminprodukte und ihre Eigenschaften auf dem deutschen Strommarkt .....	57
Tabelle 13-1:	Kosten und Mindesthandelsvolumina für die Teilnahme auf den Handelsplätzen des deutschen Strommarktes [24,25] .....	59
Tabelle 16-1:	Regelenergieprodukte und ihre Eigenschaften [46,51] .....	80
Tabelle 16-2:	Charakteristika von Sekundärregelleistung [54] .....	84
Tabelle 17-1:	Terminprodukte und ihre Eigenschaften auf dem deutschen Strommarkt .....	90
Tabelle 17-2:	Kosten und Mindesthandelsvolumina für die Teilnahme am Day-Ahead Handel der EPEX [24] .....	91
Tabelle 17-3:	Kosten und Mindesthandelsvolumina für die Teilnahme am Intraday Handel der EPEX [24].....	91
Tabelle 17-4:	Regelenergieprodukte und ihre Eigenschaften [46,51] .....	93
Tabelle 18-1:	Überblick der Kriterien und ihrer Erfüllung für unterschiedliche Optionen eines Windheizung 2.0-Gebäudes auf dem deutschen Strommarkt .....	95
Tabelle 20-1:	Auswahl der Optionen eines Windheizung 2.0-Gebäudes auf dem deutschen Strommarkt für die Bildung von Geschäftsmodellkonzepten auf der Business Modell Canvas .....	101
Tabelle 21-1:	Strompreisbestandteile für Haushaltskunden gemäß der Abgaben-/ Umlagenstruktur in Deutschland im Jahr 2017 .....	119
Tabelle 24-1:	Überblick der Kriterien und ihrer Erfüllung für Optionen eines Windheizung 2.0 Gebäudes auf dem deutschen Strommarkt.....	129

# 1 Hintergrund

Die Energiewende in Deutschland führt zu einer Transformation des Energieversorgungssystems. Bedingt durch die politischen Zielvorgaben der Bundesregierung bedeutet dies eine Veränderung des Energieversorgungssystems in Richtung Dekarbonisierung, Effizienzsteigerung sowie einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch hat heute bereits einen signifikanten Wert von rd. 32 % erreicht. [1] Der derzeitige Ausbaupfad der Bundesregierung sieht vor, diesen Anteil bis 2035 auf 60 % und bis 2050 auf 80 % zu erhöhen. [2]

In diesem Rahmen nimmt die Integration fluktuierender Stromerzeugung eine zunehmende Bedeutung ein. Vor allem der Ausbau und die Integration von PV- und Windenergieanlagen (WEA) führen zu zahlreichen Herausforderungen in der Energieversorgung. Der fluktuierende Erzeugungscharakter resultiert für Erzeuger, Verbraucher und Netzbetreiber in der technischen Integration sowie im energiewirtschaftlichen Umfeld in komplexere Aufgaben. Die heute noch zum Teil zentralen Stromerzeugungsstrukturen werden sich verstärkt zu mehr dezentralen Energieversorgungsstrukturen verändern. Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen werden gemeinsam mit Speicherlösungen als Teilnehmer intelligenter Verteilnetze miteinander im Verbund interagieren.

Durch den steigenden Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energieträger im deutschen Energiesystem steigt auch die Relevanz des zeitlichen Nachfrageprofils. Diese Flexibilisierung des Stromsystems ist ein viel diskutiertes Thema. Vor allem auf Seiten der Nachfrage besteht großes, bis jetzt fast ausschließlich nicht genutztes Potenzial. Als praktische Anwendung eignet sich die Wärmeproduktion mit Strom. Flexible Nachfrager für die kurzfristig hohen Stromspitzen sind im Netz mit eingeschränkten Kapazitäten vorhanden. Der Verbrauch kurzfristig hoher Einspeisung aus fluktuierenden Energien kann durch Demand Response von bestimmten Industrieprozessen oder Power to Heat Systemen mit Wärmespeichern in Wärmenetzen der Fernwärmeversorgung umgesetzt werden. Im Haushaltssektor ist das Potenzial für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien mit flexiblen Stromanwendungen gering, da der Stromverbrauch aktuell unter 10 % des Endenergiebedarfs liegt. Der weit größere Anteil entfällt auf Wärmeenergie, welche vor allem in der Heizperiode benötigt wird. Dieser Zeitraum deckt sich grundsätzlich mit der fluktuierenden Einspeisung aus WEA.

Der Strommarkt reagiert auf den fortschreitenden Ausbau Erneuerbarer Energien mit einer Zunahme der Volatilität am Spotmarkt der Strombörse European Power Exchange (EPEX). Die Spitzen an „Überschussstrom“ aus Erneuerbaren Energien verursachen an der Strombörse niedrige und in Grenzzeiten auch kurzfristig negative Strompreise. Eine Nutzung dieses Stroms ist eine notwendige Voraussetzung für die nachhaltige Systemintegration fluktuierender Erneuerbarer Energien.

Für eine kosteneffiziente Energiewende spielt die sinnvolle Vernetzung der Bereiche Energieeffizienz, intelligente Stromnetze, Energiespeicherung und zweckmäßige Nutzung Erneuerbarer Energien eine entscheidende Rolle. Eine Verknüpfung des Strom- und Wärmemarktes durch Power to Heat bietet eine flexible Möglichkeit, Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu integrieren. Ohne eine Verknüpfung der Märkte und damit der Möglichkeit einer Reduzierung des hohen Anteils konventioneller Wärmeproduktion lassen sich die beschlossenen Verringerungen des CO<sub>2</sub>-Emissionsausstoßes im Klimaplan 2050 nicht erreichen. [3]

## 2 Definition und Abgrenzung des Projektes

Unter Einbeziehung aller Projektphasen ergeben sich Erfolgsfaktoren, welche wesentlich zu einem Gelingen für das Konzept Windheizung 2.0 beitragen. Diese bereits in den vorangegangenen Projektschritten definierten Anforderungen der Auftraggeber werden nachfolgend zusammengefasst. [4]

### **Wesentliche gebäudebezogene Erfolgsfaktoren:**

- Heizen mit Strom ist nur sinnvoll, wenn Strom so sparsam wie möglich eingesetzt wird. Ein minimierter Wärmebedarf steht im Einklang mit dem Passivhausstandard im Neubau und dem 3-Liter Standard bei der Sanierung von Bestandsgebäuden. Damit werden nur hocheffiziente Gebäude betrachtet. Dies setzt eine hochwertige Dämmhülle voraus, die den Passivhausstandard im Neubau und den 3-Liter Standard im Bestandsbau entspricht. Die Lüftungsanlage soll mindestens 80 % Wärmerückgewinnungsgrad erreichen.
- Das Gebäude benötigt Massen zum Speichern von Wärme und zur Pufferung hoher Wärmeeinträge. Größere Massen verbessern die Speichermöglichkeit und Entkoppeln die Zeiten mit Wärmebedarf von denen ohne Windstromüberschuss. Schwere Massen wie Beton, Ziegel oder Kalksandstein (Decken und Innenwände) zur Speicherung von Wärme und Pufferung der Raumtemperatur begünstigen damit das System.
- Das Gebäude muss in der Aufheiz- bzw. Speicherphase verhältnismäßig viel Energie in kurzer Zeit aufnehmen können. Dies setzt eine relativ hohe Abnahme- bzw. Einspeicherleistung voraus. 24 kW<sub>el</sub> Leistung für einen Durchlauferhitzer in einem Einfamilienhaus werden als sinnvoll erachtet. Erprobungswerte zeigen, dass in drei aktivierten Betondecken mit einer Leistung von bis zu 60 kW eingespeichert werden kann.

In einem vorgelagerten Projektschritt wurden Starkwindereignisse in Deutschland, basierend auf Daten des Deutschen Wetterdienstes, untersucht. Gemäß dieser Untersuchung beträgt die mittlere Dauer der Starkwindereignisse 9 Stunden und das Zeitintervall zwischen zwei Starkwindereignissen beträgt in den meisten Fällen nicht mehr als 13 Tage (95 % Quantil). Die Dauer eines Starkwindereignisses und das Zeitintervall definieren die Anforderungen an die Windheizung 2.0. Die Gebäudetemperatur darf einen vom Nutzer individuell eingegebenen Temperaturkorridor nicht über- oder unterschreiten. Dies definiert die Anforderungen an Wärmerückhaltevermögen, Gebäudedämmung und Wärmespeicherkapazität. [4]

### **Versorgungssicherheit und Systemverträglichkeit:**

- Es wird ein möglichst hoher Verzicht von Heizstrombezug ohne Systemdienlichkeit angestrebt. Der Strombezug verschiebt sich in Richtung Zeiten hoher Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien oder auf Zeiten geringer Stromnachfrage. Dieser netzlastorientierte Energiebezug bedeutet schlussendlich eine Stromabnahme, wenn diese besonders systemdienlich ist. Erzeugungsorientierter Energiebezug bedeutet andererseits auch ein Verzicht auf Abnahme in Stromengpasszeiten bzw. Zeiten hoher Stromnachfrage.
- Erforderlich ist eine möglichst lange Speicherung von Wärme im Gebäude. Durch den Verzicht einer Stromabnahme zu anderen Zeiten kann dieser Ansatz einer elektrischen Wärmeerzeugung zu Zeiten hoher Windstromeinspeisung daher als „funktionaler Stromspeicher“ bezeichnet werden.
- Das Gebäude soll sich systemdienlich verhalten und den künftigen Anforderungen an das Stromsystem genügen. Neben dem regionalen wird auch das übergeordnete Stromsystem betrachtet.
- Maßgeblich sind nicht die Netz- und Versorgungssysteme der Vergangenheit, sondern der geplante Ausbaustand von Erneuerbaren Energien und Stromnetzen.

### **Wirtschaftlichkeit:**

- Ergebnisse von Voruntersuchungen präferieren aus wirtschaftlichen Gründen ein Power to Heat System mit Wärmespeicherung ohne weitere Einbindung von Heizsystemen.
- Hinsichtlich Speicher-, Verteil- und Regelungssystemen im Gebäude soll Technologieoffenheit bestehen.
- Weitere Ergebnisse vorangegangener Projektphasen empfehlen eine Orientierung an den Börsenstrompreisen, ggf. auch als Steuergröße für den Strombezug. Dadurch werden Betriebskosten für das Heizungssystem minimiert und eine Lenkungswirkung für das Stromsystem erreicht.
- Voraussetzung sind flexible Stromtarife, die sowohl für den Nutzer günstig sind, als auch eine systemverträgliche Abnahme befördern.
- Aus Kostengründen soll das Gebäude mit möglichst minimierter Steuerungs- und Regelungstechnik ausgestattet sein, und idealerweise soll die Stromheizung das alleinige Heizungssystem darstellen. Auf diesen Punkt setzen Arbeitspaket 1.2 und Arbeitspaket 1.3 durch die Entwicklung einer kostengünstigen Steuerungseinheit an.

### **Nutzerkomfort:**

- Der Gebäudenutzer soll möglichst selbstständig über den Temperaturkorridor entscheiden können. Entscheidungskriterien sind persönliches Wohlbefinden und die Möglichkeit, günstige Energiepreise durch hohe Flexibilität zu nutzen. Die Regelungstechnik soll möglichst automatisiert umgesetzt werden.
- Das Gebäude soll so beschaffen sein, dass mit kostengünstigen und technisch einfachen Lösungen auch in der Übergangszeit möglichst geringe Raumtemperaturschwankungen erreicht werden.

### **Ökologische Aspekte:**

- Es wird eine möglichst vollständige Nutzung von Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Einspeisung angestrebt. Damit wird erreicht, dass der Strom möglichst vollständig aus umweltverträglichen Quellen stammt.
- Der Wärme- bzw. Stromverbrauch des Gebäudes soll möglichst minimal sein. Der minimierte Verbrauch steigert die Speicherdauer und verlängert die Zeit zwischen dem notwendigen Strombezug.

### **Abgrenzung zu anderen Power to Heat Ansätzen:**

Mit diesen Grundvoraussetzungen grenzt sich das vorliegende Projekt „Windheizung 2.0“ vom Projekt „Windheizung“ der RWE ab. [5] Weitere Power to Heat Optionen sind ein verstärkter netzabhängiger Betrieb von Wärmepumpen und Direktheizungen sowie der Einsatz elektrischer Zusatzheizungen parallel zu herkömmlichen Wärmeerzeugern. Im Projekt Windheizung 2.0 wird, nach derzeitigem Kenntnisstand, kein herkömmliches konventionelles Heizsystem verwendet, womit möglichst geringe Investitionskosten erreicht werden. Eine reine Stromheizung ist vor allem bei einer hohen Wärmeeffizienz im Gebäude und damit geringem Wärmebedarf denkbar. Eine möglichst hohe Überbrückungszeit ohne Heizenergiebedarf bei Bauteilaktivierung stellt einen Flexibilitätsvorteil einer Windheizung 2.0 gegenüber einer Wärmepumpe dar. Wie bei Systemen mit Wärmepumpen besteht jedoch der Nachteil, dass Strom eventuell auch zu Zeiten mit sehr geringer Einspeisung Erneuerbarer Energien oder hoher Netzauslastung benötigt wird falls keine Restwärmemenge mehr vorhanden ist.

Für alle Varianten einer elektrischen Wärmeerzeugung sind bisher keine wirtschaftlich darstellbaren serienmäßigen Smart-Grid Komponenten verfügbar. Des Weiteren existieren momentan keine Stromtarife, welche die fluktuierende Einspeisung von Wind und Sonne widerspiegeln und für Endverbraucher nutzbar machen.

### 3 Zielsetzung des Gesamtprojektes

Durch den steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energieträger im deutschen Energiesystem gewinnt auch das zeitliche Nachfrageprofil immer mehr an Bedeutung. Diese Flexibilisierung des Stromsystems ist ein viel diskutiertes Thema. Vor allem auf Seiten der Nachfrage besteht großes, bis jetzt fast ausschließlich nicht genutztes Potenzial. Als praktische Anwendung eignet sich die Wärmeproduktion mit Strom. Einerseits wird damit die thermische Trägheit genutzt, um flexibel Strom immer dann zu beziehen, wenn eine hohe Windstromeinspeisung vorhanden ist. Andererseits wird durch die Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt das große Potenzial von Wärmeanwendungen erschlossen.

Im Rahmen des Projektes „Energieinfrastruktur der Zukunft: Energiespeicherung und Stromnetzregelung mit hocheffizienten Gebäuden – Windheizung 2.0“ des Bayerischen Landesamts für Umwelt wird untersucht, inwieweit sich Strom insbesondere aus WEA, in effizienten Gebäuden mit Wärmespeichermöglichkeit als Heizwärme speichern lässt. Die Zeiten hoher Windstromeinspeisung sind weitgehend identisch mit der Heizperiode von hocheffizienten Gebäuden.

Bislang verursacht das in unseren Breiten auch für hocheffiziente Gebäude benötigte Heizungssystem verhältnismäßig hohe Investitionskosten, trotz der dort relativ kurzen Heizperiode. Der Ansatz des „Windheizung 2.0“ Projektes ist die Entwicklung eines kostengünstigen, ökologischen und systemdienlichen Heizsystems. Die Beheizung sollte auf Basis von Strom aus Erneuerbaren Energien stattfinden und diesen Anteil möglichst maximieren. Dafür ist es notwendig, die Wärme so lange im Gebäude zu speichern, dass ein mehr als einwöchiger Abstand zwischen den Windspitzen überbrückt werden kann, ohne dass es im Gebäude zu größeren – komforteinschränkenden – Temperaturschwankungen kommt.

**Im Rahmen der Projektphase in den Jahren 2016 und 2017 gilt es, folgende Arbeitspakete zu bearbeiten.**

- Arbeitspaket 1 hat das Ziel der Signalentwicklung zur netzdienlichen und ökologischen Abnahme von Überschussstrom. In Arbeitspaket 1.1 werden netzdienliche und ökologische Kriterien diskutiert und Bewertungskennziffern definiert. In Arbeitspaket 1.2 gilt es, Vorschläge für die Bereitstellung und technische Umsetzung generierter Schaltsignale für Windheizung 2.0-Gebäude zu erarbeiten. In Arbeitspaket 1.3 werden die vorgegebenen Signale unter realitätsnahen Bedingungen in einem Praxistest erprobt und mithilfe von Plausibilitätsuntersuchungen validiert.
- Das Ziel des Arbeitspaketes 2 ist die Entwicklung von Geschäftsmodellen in Abhängigkeit geeigneter Strommärkte. In Arbeitspaket 2.1 wird eine Marktanalyse durchgeführt. Zielmärkte, an welchen Windheizung 2.0-Gebäude teilnehmen können, werden identifiziert. Darüber hinaus werden diese auf die Eignung für eine

ökonomische, netzdienliche und marktwirtschaftliche Betriebsweise überprüft. Darauf aufbauend gilt es, in Arbeitspaket 2.2 Vorschläge für Geschäftsmodelle für das System Windheizung 2.0 in diesen Märkten aufzuzeigen.

Die Ergebnisse der Untersuchungen sollen mittelfristig als Empfehlungen für die Errichtung und Sanierung von Gebäuden, in die das System integriert werden kann, zusammengeführt werden. Die Entwicklung von Produkten und Dienstleistungen, welche im Sinne einer strategischen Neuausrichtung von Vermarkter und Energieversorger den Anforderungen von morgen gerecht werden, ist bereits heute von enormer Bedeutung. Entlang der Dimensionen der Energiewende bietet der alternative Geschäftsansatz von Power to Heat die Möglichkeit der Kundenbindung und Profitabilität, in Einklang mit Umweltverträglichkeit samt einem Beitrag zur Systemdienlichkeit und Versorgungssicherheit.

## **4 Beschreibung des Leistungsumfangs von Arbeitspaket 1 „Signalentwicklung“**

Der Ausbau Erneuerbarer Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz sind zwei wesentliche Säulen des aktuellen Energiekonzeptes der Bundesregierung. Die große Herausforderung bei einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien am Energiemix besteht darin, die schwankende Nachfrage und das fluktuierende Angebot von Wind- und Solarstrom auszugleichen. Zur Integration von Stromüberangeboten aus Erneuerbaren Energien bieten sich Maßnahmen des Demand Side Managements (DSM) an. Diese können als flexible Lösungen zum schnellen Lastwechsel und zur Anpassung von Lastschwankungen gesehen werden.

Um eine netzdienliche Wärmeproduktion mit Strom zu erreichen wird ein Schaltsignal benötigt. Dieses Signal stellt einen Indikator für die erzeugungsseitigen Flexibilitätsanforderungen des Stromnetzes bzw. Strommarktes dar.

Nachfrageseitig ist die Nutzung des Signals im Wesentlichen abhängig von der Restwärmespeicherkapazität des Windheizung 2.0-Gebäudes. Der Wärmebedarf, als externe Größe beeinflusst durch die Außentemperaturen, lässt sich durch den Gebäudestandard und die thermische Trägheit der Materialien in einem Windheizung 2.0-Gebäude beeinflussen. Das Bestreben wird dabei sein, möglichst dann Windstrom zu beziehen, wenn die Preise niedrig sind. Dies bedeutet eine marktwirtschaftliche Ausrichtung der Betriebsweise. Des Weiteren ergibt sich die Frage, welche Anforderungen an das Stromverbrauchsverhalten für einen „stromsystemstabilisierenden“ Betrieb gestellt werden müssen und wie sich die „Stromsystemstabilisierung“ gebäudetechnischer Anlagen quantitativ erfassen lässt. [6]

In Arbeitspaket 1.1 wird die Erarbeitung von ökologischen, netzdienlichen und marktwirtschaftlichen Kriterien für die Signalentwicklung dargestellt. Zur Bewertung der Parameter für die Bildung des Schaltsignals gilt es, Kriterien für eine ökologische, netzdienliche und marktwirtschaftliche Stromabnahme aufzustellen und zu bewerten.

- Der Anteil fluktuierender Stromproduktion von Erneuerbaren Energien (Wind im Winter- und Sonne im Sommerhalbjahr)
- Der Anteil fluktuierender Stromproduktion von Erneuerbaren Energien in der Heizperiode (im wesentlichen Wind)
- Flexible Preissignale der Kurzfristmärkte an der Strombörse EPEX

Eine Kombination mehrerer Bewertungsparameter ist sinnvoll. Die Signale zur elektrischen Wärmeerzeugung werden hinsichtlich des ökologischen Nutzens (Reduzierung des nicht erneuerbaren Endenergieverbrauchs, Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen), der Marktteilnahme (Nutzen niedriger Stromhandelspreise) sowie der Netzdienlichkeit (Stromabnahme in Abhängigkeit der Residuallast) bewertet.

Als eine Maßnahme für das DSM bietet sich die Wärmeerzeugung mittels Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude an. Basierend auf den Erkenntnissen aus Arbeitspaket 1.1 wird eine vom Stromhandelspreis am Spotmarkt abhängige und somit flexible elektrische Wärmeerzeugung dargestellt. Die Wärmebereitstellung wird durch Wärmespeicher von der Stromproduktion und den Überangebotszeiten entkoppelt, ebenso werden durch die Erzeugung von regenerativer Wärme fossile Brennstoffe substituiert und CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert. Das Entscheidungskriterium für eine elektrische Wärmebereitstellung ist der Stromhandelspreis.

Das Ziel des Arbeitspaketes 1.2 und 1.3 ist die Entwicklung einer Steuerung, die auf der Grundlage des Day-Ahead Stromhandelspreises am Spotmarkt der EPEX den Betrieb eines Wärmeerzeugers in einem Windheizung 2.0-Gebäude dezentral regeln kann. Das Ergebnis soll Bestandteil eines Konzeptes für die Integration von Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien vornehmlich zu Starkwindzeiten sein. Dieses Konzept kann in Gebäuden zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung zum Einsatz kommen. Für den Haushaltsbereich mit geringen Wärmemengen gilt es, eine kostengünstige und somit wirtschaftliche Steuerung zu entwickeln. Bestehende Lösungen bieten nicht benötigte Funktionalität, welche höhere Investitionskosten zur Folge hat. Für die Realisierung einer wirtschaftlichen Steuerung wurde aus diesem Grund eine auf die Lösung der Problemstellung reduzierte Funktionalität umgesetzt. Aufgrund der vergleichsweise geringen Leistungsauslegung im dezentralen Bereich soll es möglich sein, eine Vielzahl von Steuereinheiten modular in einem Netzwerk zusammenzufassen. Endprodukt ist ein mit Power to Heat im DSM intelligent führbares, flexibel regelbares sowie zentral überwacht- und steuerbares System für dezentrale Heizungssysteme.

Die Herausforderung bei der Netzintegration volatiler Stromerzeugung ist die Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit. Als volatile Stromerzeugung wird das fluktuierende Angebot von Wind- und Solarstrom, welches gemäß der Wetterlage schwankt und somit nicht zeitlich konstant ist, verstanden. Aufgrund erhöhter Einspeisung von Erneuerbaren Energien können die Residuallast und der Stromhandelspreis sehr gering oder sogar negativ sein. Die Residuallast ist der Bedarf an Leistung, welcher nicht von Erneuerbaren Energien gedeckt wird und somit konventionell bereitgestellt werden muss. Basierend auf der Vorrangseinspeisung Erneuerbarer Energien resultiert zeitweise ein hoher Anteil Ökostrom im Netz. Aufgrund der geringen variablen Kosten von Erneuerbaren Energien ergibt sich ein hoher Preisdruck gemäß dem Merit-Order-Prinzip des Stromhandels. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit geschieht nach dem Prinzip „Erzeugung folgt Verbrauch“, der Erzeuger muss die Menge Strom produzieren, die im Netz verbraucht wird. Um für das Lastmanagement das Überangebot Erneuerbarer Energien auszugleichen und das Stromnetz regional vor Überlast zu schützen, wird das Einspeisemanagement angewendet. Ein Eingriff erfolgt bei geringer Nachfrage und hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien, um die Netzstabilität durch das Herunterfahren von Erzeugungseinheiten zu sichern.

Neben den beschriebenen Maßnahmen des Einspeisemanagements bestehen weitere Lösungsansätze zur Systemintegration Erneuerbarer Energien. So kann über eine Anpassung der Nachfrage die volatile Stromerzeugung Erneuerbarer Energien ebenfalls in das Netz integriert werden. In diesem Zusammenhang bietet das Konzept des Windheizung 2.0-Gebäudes eine flexible Lösung zur Anpassung von Lastschwankungen im DSM und sorgt somit für eine Stabilisierung des Stromnetzes. Die elektrische Wärmeerzeugung bei einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien stellt auf der Stromverbraucherseite eine Integrationsmöglichkeit von Ökostromüberangeboten dar. Bei steigender Einspeisung Erneuerbarer Energien kann demnach durch zusätzliche Nachfrage zur Netzstabilität beigetragen werden. Das Lastmanagement folgt nun dem Prinzip „Verbrauch folgt Erzeugung“.

Unter den genannten Aspekten wird in diesem Arbeitspaket die Entwicklung einer Steuerung für ein Windheizung 2.0-Gebäude zur Nutzung von Stromüberangeboten aus Erneuerbaren Energien vorgestellt. Das Ziel des Arbeitspaketes ist es, niedrige Spotmarktpreise des Stromhandels für die elektrische Wärmeerzeugung in einem Windheizung 2.0-Gebäude zu nutzen.

Der EPEX SPOT bezeichnet den zentraleuropäischen Spotmarkt für Energie, auf welchem kurzfristig lieferbare Strommengen gehandelt werden. Dieser bietet die Möglichkeit der Nutzung von Stromüberangeboten im Day-Ahead und im Intraday Handel. Basierend auf den Ergebnissen aus Arbeitspaket 1.1 wird mit der Steuerung eine vom Day-Ahead Spotmarktpreis abhängige Betriebsweise von Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude eingeführt. Die Steuerung dient als Bindeglied zwischen dem Strommarkt und Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude.

## **5 Beschreibung des Leistungsumfangs von Arbeitspaket 2 „Entwicklung eines Geschäftsmodells“**

Das Ziel des Arbeitspaketes 2 ist die Entwicklung von Geschäftsmodellen in Abhängigkeit geeigneter Strommärkte. In Arbeitspaket 2.1 wird eine Marktanalyse durchgeführt. Zielmärkte, an welchen Windheizung 2.0-Gebäude teilnehmen können, werden identifiziert. Darüber hinaus werden diese auf die Eignung für eine ökonomische, systemdienliche und marktwirtschaftliche Betriebsweise überprüft. Darauf aufbauend gilt es, in Arbeitspaket 2.2 Vorschläge für Geschäftsmodelle in diesen Märkten aufzuzeigen.

### **Beschreibung des Leistungsumfangs von Arbeitspaket 2.1 „Klärung des Marktes“**

- An welchen Märkten an der Börse oder im außerbörslichen Handel könnten Windheizung 2.0-Gebäude teilnehmen (z. B. Day-Ahead- oder Intraday-Handel, Regelenenergiemarkt (Primär-, Sekundär, Minutenreserve), Terminmarkt)?
- Welche Dienstleistungen könnten Windheizung 2.0-Gebäude bereitstellen (z. B. Netzengpassmanagement, Einspeisemanagement, Bilanzkreismanagement)?
- Es sind die jeweiligen grundsätzlichen Möglichkeiten und Voraussetzungen sowie Vor- und Nachteile aufzuzeigen und zu beschreiben. Welche Handlungsempfehlungen können daraus abgeleitet werden?

### **Ausblick auf den Leistungsumfang von Arbeitspaket 2.2 „Geschäftsmodell für Vermarkter und Energieversorger“**

- Es sind Vorschläge zu erarbeiten, wie ein Geschäftsmodell für den netzreaktiven Betrieb von Windheizung 2.0-Gebäuden aussehen könnte:
- Welche Akteure können/müssen welche Rolle spielen?
- Welche Faktoren begünstigen die Einführung des vorgeschlagenen Geschäftsmodells?
- Welche Hemmnisse liegen ggf. vor, ein solches Geschäftsmodell einzuführen (Rechtliche, ökonomische, politische und technische Rahmenbedingungen)?
- Wie müssten Stromtarife gestaltet werden, damit Windheizung 2.0-Gebäude attraktiv für Bauherren sowie Netzbetreiber/Vermarkter werden?
- Welches Flexibilitätspotenzial ergibt sich auf regionaler Netzebene, wenn mehrere Windheizung 2.0-Gebäude im Gebäudeverbund oder in einem Quartier betrachtet werden? (Zuordnung des Stromfreigabesignals unter Berücksichtigung der jeweiligen Wärmemenge im Speicher.)

## 6 Kriterien und Schaltsignale der Stromabnahme

Das Betriebsverhalten einer Windheizung 2.0 stellt ein Zusammenspiel aus nachfrageseitigem Bedarf und erzeugerseitigem Angebot dar. Nachfolgend wird auf mögliche Schaltsignale und die Fahrweise einer Windheizung 2.0 eingegangen. In diesem Kapitel werden Kriterien qualitativ beschrieben, welche eine Bewertung nach wirtschaftlichen, netzdienlichen und ökologischen Aspekten ermöglichen.

### 6.1 Schaltsignale und Fahrweise der Windheizung 2.0

Eine netzdienliche Wärmeproduktion mit Strom ist nachfrageseitig im Wesentlichen abhängig von der Restwärmespeicherkapazität des Windheizung 2.0-Gebäudes. Der Wärmebedarf stellt eine externe Größe dar, welche durch die Außentemperaturen determiniert wird. Der absolute Wärmebedarf als auch der Zeitraum, welcher ohne Heizstrom überbrückt werden kann, lässt sich durch den Gebäudestandard und die thermische Trägheit der Materialien beeinflussen. Über die Speichermassen der Baukonstruktion wird die eingespeicherte thermische Energie zeitlich verzögert als Heizwärme abgegeben.

Die Größe des tatsächlich möglichen Einlagerungspotenzials von Wärme muss in Abstimmung mit dem Raumkomfort erfolgen. Daraus ergibt sich die Frage, welcher der Dämmstandards bei welcher Gebäudenutzung sinnvoll ist, um regenerativ gewonnene elektrische Energie maximal und möglichst sinnvoll einzulagern. Der Wärmeverlust des Gebäudes in der absoluten Größe und die maximal notwendige Wärmeabgabe in der Heizperiode sind die dafür abzuwägenden Parameter. [7] In dieser Studie wurde für einen Vergleich mit nicht hocheffizienten Gebäuden, die Heizperiode exemplarisch auf einen Zeitraum vom 01. Oktober bis 30. April festgelegt. Die Anpassung des Betrachtungszeitraumes an die Kernheizperiode von hocheffizienten Windheizung 2.0-Gebäuden (01. November bis 28. Februar) ist möglich.

Es ist daher zu bestimmen, welche Zeiträume in der Gebäudeversorgung, in Abhängigkeit des Gebäudestandards und Speicherverhaltens, mit Wärme aus regenerativen Leistungsspitzen überbrückt werden können. Ergebnisse von Voruntersuchungen des Bayerischen Landesamtes für Umwelt zeigen ein hohes Lastverschiebepotenzial bei Nutzung von Starkwindereignissen. Während bei herkömmlichen Power to Heat Systemen mit thermischem Wasserspeicher Lastverschiebungen von ca. einem bis drei Tagen realisiert werden, konnten im bisherigen Projektverlauf Verschiebungen von über einer Woche nachgewiesen werden. [4] Aufgrund der thermischen Trägheit des Gebäudes und der Anforderungen an den Raumkomfort, lässt sich der nachfrageseitige Bedarf innerhalb eines spezifischen Zeitraums variieren. Ein zeitweiliges Überangebot aus regenerativen Energien soll in Form von Wärme in das Gebäude zeitlich möglichst weitgehend entkoppelt vom tatsächlichen Bedarf in der Heizperiode gespeichert werden. Mit Demand Response kann eine Stromnachfrage zeitlich flexibel generiert werden. Praktisch kann dies eine Erhöhung als auch eine Verringerung bzw. Aussetzen der Stromnachfrage bedeuten.

Um die Optionen der „elektrischen Nachladung“ zu spezifizieren, wird ein Schaltsignal benötigt. Dieses Signal stellt einen Indikator für die erzeugungsseitigen Flexibilitätsanforderungen des Stromnetzes dar. Eine Festlegung der Fahrweise der Windheizung 2.0 definiert die Zeitpunkte des Strombezuges und bestimmt die Auswirkungen auf das Netz oder den Markt. In einem ersten Schritt werden Bewertungskriterien diskutiert, welche die Auswirkungen der Stromheizung widerspiegeln. Für die Bildung des Schaltsignals eignet sich eine Bewertung nach ökologischer, netzdienlicher und marktwirtschaftlicher Stromabnahme. Im Unterschied zu [6] wird jedoch das Kriterium der Wirtschaftlichkeit als Führungssignal definiert, die Berechnung ist unterschiedlich und es werden verschiedene eigenständige Bewertungskennzahlen definiert. Eine Bewertung des ökologischen Nutzens und der Netzdienlichkeit resultieren jeweils aus den Zeitperioden eines wirtschaftlich günstigen Betriebs. Kriterien betrachten jeweils einen spezifischen Aspekt der Windheizung 2.0, weshalb eine Kombination mehrerer Bewertungsparameter sinnvoll ist.

## **6.2 Wirtschaftliche Kriterien**

Die technische Komplexität bei Teilnahme an Regelenergiemärkten ist aufgrund der Präqualifikationsanforderungen insgesamt höher als bei einer Ausrichtung am Börsenstrompreis. Das Nutzen niedriger Stromhandelspreise wird als sinnvolle Führungsgröße für ein Windheizung 2.0-Gebäude angesehen. Unter Berücksichtigung der aktuellen Marktsituation erscheint eine Teilnahme am Day-Ahead oder Intraday Handel der EPEX besonders attraktiv. Der Day-Ahead Markt handelt im Wesentlichen die Prognoseungenauigkeiten der Erneuerbaren Energien. Der Handel am Intraday Markt bietet die Möglichkeit der Reduzierung von Prognoseungenauigkeiten.

### **6.2.1 Kurzfristig gehandelte Strommärkte**

Ein Strombezug anhand flexibler Preissignale an den kurzfristig gehandelten Strommärkten wird in dieser Arbeit als eine Ausrichtung an wirtschaftlichen Gesichtspunkten definiert. Das Bestreben wird dabei sein, möglichst dann Windstrom zu beziehen, wenn die Preise niedrig sind, was eine marktwirtschaftliche Ausrichtung der Betriebsweise definiert. Der Mehrwert von Power to Heat liegt in der Option, zu Zeiten von geringen Stromhandelspreisen Wärmeenergie kosteneffizient zu generieren. Prinzipiell eignen sich Day-Ahead Markt und Intraday Markt, welche die aktuelle Marktsituation widerspiegeln. Eine detaillierte Untersuchung der Stromhandelspreise an Kurzfristmärkten wird in Kapitel 13.2 im Rahmen des Arbeitspaketes 2.1 „Klärung des Marktes“ durchgeführt.

### **6.2.2 Regelleistungsmärkte**

Ebenfalls als sinnvoll kann sich eine Teilnahme an einem der Regelenergiemärkte darstellen. Wie bereits erwähnt, bedingt eine Teilnahme am Regelenergiemarkt eine rein systemdienliche Betriebsweise. Die Regelleistungsanforderung ist dabei unabhängig vom tatsächlichen

Wärmebedarf. Das Schaltsignal wird vorgegeben und muss eingehalten werden. Dieser systemdienliche Betrieb wird auf den Märkten für Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung jeweils mit einem Leistungs- und Arbeitspreis vergütet. Die Höhe der Vergütung ergibt sich aus Gebotshöhe und Abrufhäufigkeit. Bei Teilnahme mit Power to Heat Systemen muss der Wärmebedarf mit der Wahrscheinlichkeit der Abrufhäufigkeit im Vorfeld der Ausschreibungswoche abgeglichen werden. Die Abrufhäufigkeit lässt sich mit der Höhe des Preisgebotes beeinflussen (Ex post). Die Höhe des Preisangebotes und damit verbunden die Abrufhäufigkeit sind wesentliche Faktoren für die Wirtschaftlichkeit einer Teilnahme der Windheizung 2.0 an den Märkten für Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung. Im Bereich der Primärregelleistung wird nur ein Leistungspreis gezahlt und positive und negative Regelleistung gekoppelt ausgeschrieben. Da diese Ausschreibung wöchentlich im Voraus stattfindet, ist für die Gebotswoche kein Eingriff in das Steuerungssignal mehr möglich. Stellt sich die tatsächliche Temperatur über die Woche kälter dar, kann Strom zugekauft werden. Ist der Wärmebedarf jedoch geringer, muss die Anforderung an den Strombezug dennoch eingehalten werden. Eine Eignung des Regelenenergiemarktes für den wirtschaftlichen Betrieb der Windheizung 2.0 wird in Kapitel 16.3 im Rahmen des Arbeitspaketes 2.1 detailliert untersucht und mögliche Geschäftsmodelle diskutiert.

### **6.3 Systemdienliche Kriterien**

Der Begriff Systemdienlichkeit beschreibt das Verhalten eines Betriebsmittels, welches das übergeordnete Ziel der Flexibilisierung des gesamten Energiesystems begünstigt. Dies beinhaltet, dass Schwankungen der Residuallast minimiert werden. Das Kriterium „Systemdienlichkeit“ verlangt dementsprechend ein hohes Maß an Flexibilität, Kommunikation und Interaktion verschiedener Systemkomponenten.

Es ergibt sich die Frage, welche Anforderungen an das Stromverbrauchsverhalten für einen „systemdienlichen“ Betrieb gestellt werden müssen. Mit der Erstellung von Bewertungskennzahlen wird eine quantitative Erfassung der Fahrweise zum Vorteil der Stromnetze von gebäudetechnischen Anlagen realisiert.

Unter dem Begriff der „Stromsystemstabilisierung“ von Windheizung 2.0-Gebäuden wird in dieser Arbeit der regelungstechnische Ansatz verstanden, die aktuelle Situation im Stromnetz in die Regelung der Power to Heat Anlagen zur Wärmeerzeugung einzubeziehen. Um eine Bewertung des Nutzens einer Windheizung 2.0 im Hinblick auf eine Stromsystemstabilisierung vornehmen zu können, wird eine netzbasierte Vergleichsgröße benötigt. Die Residuallast eignet sich als aussagekräftiger Parameter, um den Anteil an Erneuerbaren Energien im Netz im Vergleich zur Nachfragesituation zu quantifizieren. Je kleiner die Residuallast umso geringer ist die aktuelle Stromnachfrage und/oder umso höher ist die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien einzuschätzen. Bei geringer Residuallast wird die Windheizung 2.0 betrieben und bei hoher Residuallast wird die Wärmeenergie aus der im Windheizung 2.0-Gebäude gespeicherten

thermischen Energie gespeist, d.h. auf Strombezug verzichtet. Dies stellt eine Strombezugscharakteristik dar, welche eine günstige Reaktion aus Stabilitätssicht des Stromsystems beschreibt.

Das Bewertungskriterium der Systemdienlichkeit kann mit unterschiedlichen Ansätzen bestimmt werden. Ist ein möglichst wirtschaftlicher Betrieb die Führungsgröße, ergibt sich das Kriterium aus der Systemdienlichkeit, was in dem Ansatz dieser Arbeit aus der Höhe der Residuallast hervorgeht. Eine andere Möglichkeit ist eine Definition der Höhe der Residuallast, ab welcher die Windheizung 2.0 Strom aus dem Netz aufnehmen und die Überschüsse Erneuerbarer Energien ausgleichen soll. In diesem Fall ergibt sich die Wirtschaftlichkeit aus den definierten Bedingungen der Systemdienlichkeit.

Eine zu 100 % systemdienliche Betriebsweise stellt die Teilnahme am Regelenenergiemarkt dar. Bei der Anforderung von Regelleistung besteht nur in Ausnahmefällen die Möglichkeit, diese zurückzuweisen. Das Schaltsignal wird vom Primär-, Sekundär oder Tertiärregelenenergiemarkt vorgegeben, welche sich bspw. in den Anforderungen an die Reaktionszeiten, Dauer des maximalen Abrufs unterscheiden sowie Aufnahme von Strom und/oder Produktion unterscheiden. Durch die garantierte Stromabnahme bei Regelleistungsbedarf wird eine maximale Systemdienlichkeit definiert. Die Systemdienlichkeit im Hinblick der Bereitstellung von Regelleistung wird deshalb nicht mit einer Kennzahl abgebildet.

## **6.4 Ökologische Kriterien**

Der konventionelle Wärmemarkt ist stark von fossilen Energieträgern dominiert. Eine Analyse des potentiellen Beitrags von Power to Heat zur Dekarbonisierung und Flexibilisierung des deutschen Energiesystems wurde in unterschiedlichen Veröffentlichungen vorgestellt. [8–10] Es konnte gezeigt werden, dass Power to Heat Technologie einen deutlichen Einfluss auf die Endenergieeinsparung im Vergleich zu konventionellen Anlagen besitzen. Dies wird durch einen Wirkungsgrad von annähernd 100 % erreicht. Unter der Voraussetzung einer möglichst vollständigen Nutzung regenerativen Netzstroms werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu konventionellen Anlagen reduziert. Die in Kapitel 2 definierten Grundvoraussetzungen wie bspw. hohe Gebäudeeffizienz und große thermische Speichermassen, begünstigen einen ökologischen Betrieb der Windheizung 2.0. Einerseits wird eine möglichst vollständige Nutzung von Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Einspeisung angestrebt. Andererseits soll der Wärme- bzw. Stromverbrauch des Gebäudes möglichst minimal sein. Durch diesen minimierten Stromverbrauch zu Heizungszwecken wird die Ökologie weiter begünstigt. Der ökologische Nutzen ist das Resultat aus den Steuerungssignalen für eine wirtschaftliche Fahrweise. Die CO<sub>2</sub>-Einspeisung dient nicht als eigenständige Führungsgröße für die Windheizung 2.0. Die Signale zur elektrischen Wärmeerzeugung werden hinsichtlich der Reduzierung des nicht erneuerbaren Endenergieverbrauchs und einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen bewertet.

## 7 Grundansatz und Definition der Bewertungskennzahlen

In Kapitel 6 wurden die einzelnen Kriterien beschrieben und die Eignung für die Windheizung 2.0 evaluiert. Nachfolgend werden Kennzahlen  $R_X$  zur Bewertung des zeitaufgelösten Stromverbrauchsverhaltens von Gebäuden in Bezug auf das Stromnetz definiert.

### 7.1 Grundansatz

Eine Bewertungskennzahl zur „Netzdienlichkeit“ wurde vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme erarbeitet. [6] Mit dieser lässt sich das Strombezugsverhalten für beliebige Verbraucher, Betrachtungszeiträume und stromnetzbasierete Vergleichsgrößen quantitativ und dimensionslos bewerten. Die grundsätzliche Definition von [6] zur Beschreibung der Bewertungskriterien wird als sinnvoll angesehen und bei dieser Arbeit angewendet. Grundsätzlich wird ein Vergleich des Strombezugs, unter Berücksichtigung zeitlich schwankender Referenzgrößen mit dem gemittelten Strombezug über den Betrachtungszeitraum unter der Referenzgröße, vorgenommen. Es bestehen aber Unterschiede in dieser Arbeit zum zuvor erwähnten Ansatz.

$$R_G^T = \frac{\int P_{el,P2H}(t) \cdot G(t) \cdot dt}{W_{el,ges} \cdot \bar{G}} \Bigg|_T$$

$R_G^T$	: Bewertungskennzahl
$P_{el,P2H}$	: Stromabnahme durch Power to Heat Technologie innerhalb eines Zeitinkrements [kW <sub>el</sub> ]
$G(t)$	: zeitlich schwankende Referenzgröße
$W_{el,ges}$	: Gesamter Strombezug des Windheizung 2.0-Gebäudes im Betrachtungszeitraum $T$ [kWh <sub>el</sub> ]
$\bar{G}$	: Zeitlich gemittelte Referenzgröße über den Betrachtungszeitraum $T$
$\forall t \in T$	: Stündliche Werte, von 1 zu $T$ Stunden $T = 8760$ Stunden für Standardjahr, $T = 8784$ Schaltjahr

Alle Bewertungskennzahlen evaluieren den Betrag zur Systemstabilisierung. Durch unterschiedliche Referenzgrößen werden einzelne Bewertungskennzahlen für die Auswirkungen der Fahrweise einer Windheizung 2.0 definiert. Unterkriterium sind die Nutzung niedriger Strompreise, Residuallast als Kriterium der Netzdienlichkeit und CO<sub>2</sub>-Einsparung. Dieses Vorgehen wird als besser nachvollziehbar betrachtet, da sofort ersichtlich ist, welche Bezugsgröße bewertet wird. Ein weiterer Unterschied besteht darin, dass nur ein Kriterium der Wirtschaftlichkeit als Führungssignal für den praktischen Einsatz einer Windheizung 2.0 als geeignet erscheint. Eine Bewertung des ökologischen Nutzens und der Netzdienlichkeit resultieren jeweils aus den Zeitperioden eines wirtschaftlich günstigen Betriebs. Aufgrund der Determinierung aller Bewertungskennzahlen durch die

Handelsstrompreise wird auch die zeitliche Auflösung von stündlichen Werten festgelegt. Wird der realistische Fall angenommen, dass die Windheizung 2.0 nur über zwei Schaltzustände verfügt (an/aus), können die Definitionen der Bewertungskennzahlen deutlich vereinfacht werden. Dieser vereinfachte Ansatz wird ebenfalls beschrieben, da dies die Transparenz der Kennzahlen deutlich erhöht. Dadurch können diese auch einfach überprüft werden. Zusammenfassend wird durch den alternativ vorgeschlagenen vereinfachten Ansatz und die Bestimmung unabhängiger Kennzahlen die Transparenz der Kennzahlen deutlich verbessert.

Ein Windheizung 2.0-Gebäude ist darauf ausgelegt, den Heizwärmebedarf regenerativ zu decken. Dieser Bedarf findet ausschließlich in der Heizperiode statt. Der Bezugszeitraum der Bewertungskennzahlen ist deshalb einerseits mit auf die Heizperiode bezogen. Damit wird vor allem Windstromerzeugung zu regenerativer Wärme umgewandelt. Zur Beurteilung des Einflusses auf die Gesamtsituation ist jedoch auch ein jährlicher Bezug sinnvoll, weshalb auch dieser Zeitraum mit definiert wird. Damit wird der Anteil fluktuierender Stromproduktion von Erneuerbaren Energien Anlagen im Gesamtjahr (Wind im Winterhalbjahr sowie Wind und Sonne im Sommerhalbjahr) berücksichtigt. Grundsätzlich lassen sich beliebige Zeiträume mit den Definitionen betrachten. Bspw. bietet sich eine wöchentliche Betrachtungsperiode an, um eine Ausschreibungswoche bei Teilnahme am Regelenergiemarkt zu bewerten.

## **7.2 Kennzahl zur Bewertung einer Nutzung von niedrigen Strompreisen**

Die Nutzung niedriger Strompreise stellt die Führungsgröße zur Generierung eines Schaltsignals dar. Das tatsächliche Auslösekriterium „niedrige Strompreise“ vereint die Systemdienlichkeit und Ökologie. Die weiteren Kennzahlen sind damit untergeordnet und es kann kein Schalsignal aus diesen generiert werden. Alle Bewertungskennzahlen werden nicht online generiert und es wird eine ex-post Berechnung durchgeführt. Das Nutzen niedriger Stromhandelspreise wird als sinnvolle Führungsgröße für ein Windheizung 2.0-Gebäude angesehen. Unter Berücksichtigung der aktuellen Marktsituation erscheint eine Teilnahme am Day-Ahead oder Intraday Handel der EPEX besonders attraktiv. Zur Beurteilung der Nutzung niedriger Strompreise, durch eine Betriebsweise mit Orientierung an den Kurzfristmärkten des Stromhandels, kann der Day-Ahead Markt oder der Intraday Markt als netzbasierte Referenzgröße angesehen werden.

## 7.2.1 Definition der Kennzahl

Im Falle der handelsbasierten Bewertungskennzahl wird das Produkt aus stündlich [h] abgerufener elektrischer Leistung  $P_{el}$  [ $kW_{el}$ ] und dazugehörigem Strompreis  $k_{EPEX}$  [ $€/MWh_{el}$ ] berechnet. Der Day-Ahead Markt eignet sich besonders für die Betrachtung, da dort Prognoseungenauigkeiten der Erneuerbaren Energien einen Tag vor der Stromlieferung gehandelt werden. Grundsätzlich eignet sich auch der Intraday Markt an welchem verbleibende Prognosefehler der Erneuerbaren am Tag der Stromlieferung gehandelt werden. Ein Vergleich der Eignung dieser Märkte wird in Kapitel 13.2 im Rahmen des Arbeitspaketes 2.1 „Klärung der Märkte“ durchgeführt

Der Day-Ahead Preis wird zurzeit stündlich gehandelt. Diese stündlichen Werte stehen im Zähler und werden über den Betrachtungszeitraum aufsummiert. Sie stehen für den tatsächlichen Einsatz der Power to Heat Technologie. Die Werte aus dem Zähler werden mit dem Produkt aus dem gesamten Strombezug des Windheizung 2.0-Gebäudes und dem zeitlich gemittelten Preis  $\bar{k}_{EPEX}^T$  [ $€/MWh_{el}$ ] über den Betrachtungszeitraum verglichen. Nachfolgende Gleichung bezieht sich auf ein Gesamtjahr.

$$R_{EPEX}^T = \frac{\int P_{el,P2H}(t) \cdot k_{EPEX}(t) \cdot dt}{W_{el,ges} \cdot \bar{k}_{EPEX}} \Bigg|_T$$

$R_{EPEX}^T$	: Bewertungskennzahl zur Nutzung niedriger Strompreise
$P_{el,P2H}$	: Stromabnahme durch Power to Heat Technologie innerhalb eines Zeitinkrements [ $kW_{el}$ ]
$k_{EPEX}$	: Stündlich variierender Strompreis [ $ct/kWh_{el}$ ]
$W_{el,ges}$	: Gesamter Strombezug des Windheizung 2.0-Gebäudes im Betrachtungszeitraum $T$ [ $kWh_{el}$ ]
$\bar{k}_{EPEX}$	: Zeitlich gemittelter Preis über den Betrachtungszeitraum $T$ [in $ct/kWh_{el}$ ]
$\forall t \in T$	: Stündliche Werte, von 1 zu $T$ Stunden $T = 8760$ Stunden für Standardjahr, $T = 8784$ Schaltjahr

Die Gleichung kann jeden beliebigen Betrachtungszeitraum reflektieren. Es bietet sich an, den Betrachtungszeitraum auf die Heizperiode zu beziehen. Das Verständnis für den Einfluss einer Windheizung 2.0 wird dadurch erhöht. Die abgewandelte Gleichung zur Bewertung einer Nutzung von niedrigen Strompreisen innerhalb der Heizperiode ist nachfolgend definiert. Ein Bezug auf die Heizperiode verbessert naturgemäß alle Kriterien deutlich.

$$R_{EPEX}^{T_H} = \frac{\int P_{el,P2H}(t) \cdot k_{EPEX}(t) \cdot dt}{W_{el,ges} \cdot \bar{k}_{EPEX}} \Bigg|_{T_H}$$

$R_{EPEX}^T$	: Bewertungskennzahl zur Nutzung niedriger Strompreise
$P_{el,P2H}$	: Stromabnahme durch Power to Heat Technologie innerhalb eines Zeitinkrements [kW <sub>el</sub> ]
$k_{EPEX}$	: Stündlich variierender Strompreis [ct/kWh <sub>el</sub> ]
$W_{el,ges}$	: Gesamter Strombezug des Windheizung 2.0-Gebäudes im Betrachtungszeitraum T [kWh <sub>el</sub> ]
$\bar{k}_{EPEX}$	: Zeitlich gemittelter Preis über den Betrachtungszeitraum T [ct/kWh <sub>el</sub> ]
$\forall t \in T_H$	: Stündliche Werte, von 1 zu T <sub>H</sub> Stunden Heizperiode vom 01. Oktober bis 30. April T <sub>H</sub> = 5088 Stunden für Standardjahr, T <sub>H</sub> = 5112 Stunden für Schaltjahr

## 7.2.2 Vereinfachter Ansatz zur Definition der Kennzahl

Wie in Kapitel 7.2 diskutiert, wird ein vereinfachter Ansatz zur Berechnung der Kennzahlen für viele Anwendungsfälle als ausreichend betrachtet. Dann können die Definitionen der Bewertungskennzahlen deutlich vereinfacht werden. Dieser vereinfachte Ansatz wird ebenfalls beschrieben, da dies die Transparenz der Kennzahlen deutlich erhöht. Weiter wird eine einfache Überprüfbarkeit ermöglicht.

Das Zeitinkrement wird durch den Börsenstromhandel determiniert. Ist ein Gebot des Strombezuges erfolgreich, steht für eine Stunde Strom zur Verfügung. Um den vereinfachten Ansatz anzuwenden, sind zwei Limitierungen auf Seiten der Power to Heat Technologie notwendig. Es wird der realistische Fall angenommen, dass die Windheizung 2.0 nur über zwei Schaltzustände verfügt (an/aus). Darüber hinaus wird eine unmittelbare Stromaufnahme angesetzt. Es besteht nur eine minimale Verzögerung der elektrischen Leistungsaufnahme und kann deshalb in der Praxis ebenfalls vernachlässigt werden. Daraus ergibt sich die Möglichkeit der einfachen Aufsummierung der stündlichen Werte für die Stromabnahme.

$$R_{EPEX}^T = \frac{\sum_{\Gamma} P_{el,P2H}^{\Gamma} \cdot k_{EPEX}^{\Gamma} \cdot \Gamma}{W_{el,ges}^T \cdot \bar{k}_{EPEX}^T}$$

- $R_{EPEX}^T$  : Bewertungskennzahl zur Nutzung niedriger Strompreise  
 $P_{el,P2H}^{\Gamma}$  : Stündlich variierende Stromabnahme durch die Power to Heat Technologie [kW<sub>el</sub>]  
 $k_{EPEX}^{\Gamma}$  : Stündlich variierender Strompreis [ct/kWh<sub>el</sub>]  
 $W_{el,ges}^T$  : Gesamter Strombezug des Windheizung 2.0-Gebäudes im Betrachtungszeitraum T [kWh<sub>el</sub>]  
 $\bar{k}_{EPEX}^T$  : Zeitlich gemittelter Preis über den Betrachtungszeitraum T [ct/kWh<sub>el</sub>]  
 $\forall \Gamma \in T$  : Stündliche Werte, von 1 zu T Stunden  
 T = 8760 Stunden für Standardjahr, T = 8784 Schaltjahr

Die vereinfachte Gleichung kann sich ebenfalls auf jeden beliebigen Betrachtungszeitraum beziehen. Nachfolgend ist die vereinfachte Gleichung zur Bewertung einer Nutzung von niedrigen Strompreisen auf die Heizperiode beschrieben.

$$R_{EPEX}^{T_H} = \frac{\sum_{\Gamma} P_{el,P2H}^{\Gamma} \cdot k_{EPEX}^{\Gamma} \cdot \Gamma}{W_{el,ges}^{T_H} \cdot \bar{k}_{EPEX}^{T_H}}$$

- $R_{EPEX}^{T_H}$  : Bewertungskennzahl zur Nutzung niedriger Strompreise  
 $P_{el,P2H}^{\Gamma}$  : Stündlich variierende Stromabnahme durch die Power to Heat Technologie [in kW<sub>el</sub>]  
 $k_{EPEX}^{\Gamma}$  : Stündlich variierender Strompreis [ct/kWh<sub>el</sub>]  
 $W_{el,ges}^{T_H}$  : Gesamter Strombezug des Windheizung 2.0-Gebäudes im Betrachtungszeitraum T [kWh<sub>el</sub>]  
 $\bar{k}_{EPEX}^{T_H}$  : Zeitlich gemittelter Preis über den Betrachtungszeitraum T<sub>H</sub> [ct/kWh<sub>el</sub>]  
 $\forall \Gamma \in T$  : Stündliche Werte, von 1 zu T<sub>H</sub> Stunden  
 Heizperiode vom 01. Oktober bis 30. April  
 T<sub>H</sub> = 5088 Stunden für Standardjahr, T<sub>H</sub> = 5112 Stunden für Schaltjahr

### 7.2.3 Diskussion der Einflussfaktoren

Nachfolgend werden die einzelnen Einflussfaktoren diskutiert. Dies wird an der vereinfachten Gleichung für einen Betrachtungszeitraum von einem Jahr durchgeführt, besitzt jedoch Gültigkeit für alle Definitionen. Grundsätzlich beschreibt die Gleichung das Verhältnis von Strombezug zu Zeiten eines niedrigen Strompreises, zu Zeiten mit durchschnittlichem Strompreis. Ziel ist, eine möglichst geringe Bewertungskennzahl mit einem Windheizung 2.0-Gebäude zu erzielen. In diesem Fall ist die Power to Heat Technologie aus Sicht der Systemstabilisierung vorteilhaft eingesetzt. Ein sich an den Kurzfristmärkten einstellender Stromüberschuss aus Erneuerbaren Energien, welcher sich in niedrigen Spotmarktpreisen abbildet, wird abgebaut.

$$R_{EPEX}^T = \frac{\sum_{\Gamma} \left( \overset{\text{P}}{P_{el,P2H}^{\Gamma}} \cdot \overset{\text{k}}{k_{EPEX}^{\Gamma}} \right) \cdot \Gamma}{\left( \overset{\text{W}}{W_{el,ges}^T} \cdot \overset{\bar{\text{k}}}{\bar{k}_{EPEX}^T} \right)}$$

<div style="border: 1px solid green; border-radius: 10px; width: 40px; height: 40px; margin: 10px auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;">k</div>	<p>Bezieht der Verbraucher mehr Strom zu Zeiten mit unterdurchschnittlichen Strompreis (<math>k_{EPEX}^{\Gamma}</math> möglichst klein) nimmt die Bewertungskennzahl <math>R_{EPEX}^T</math> einen Wert kleiner 1 an. Bezieht er überwiegend zu Zeiten Strom, an welchen überdurchschnittliche Preise (<math>k_{EPEX}^{\Gamma}</math> höher) auftreten, wird die Kennzahl größer als 1.</p>
<div style="border: 1px solid green; border-radius: 10px; width: 40px; height: 40px; margin: 10px auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;">k̄</div>	<p>Der Vergleichswert für niedrige Strompreise ist dabei der Mittelwert <math>\bar{k}_{EPEX}^T</math> über den Betrachtungszeitraum. Bei einer Einzelbetrachtung zwischen den Strompreisen führt ein Strombezug in einer Stunde mit niedrigerem Strompreis als im Mittel des Betrachtungszeitraums zu Werten kleiner 1.</p>
<div style="border: 1px solid orange; border-radius: 10px; width: 40px; height: 40px; margin: 10px auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;">P</div>	<p>Eine höhere Stromabnahme der Power to Heat Technologie zu Zeiten niedriger Strompreise <math>P_{el,P2H}^{\Gamma}</math> würde die Bewertungskennziffer erhöhen.</p>
<div style="border: 1px solid orange; border-radius: 10px; width: 40px; height: 40px; margin: 10px auto; display: flex; align-items: center; justify-content: center;">W</div>	<p>Deshalb beinhaltet der Parameter des gesamten Stromverbrauchs <math>W_{el,ges}^T</math> auch den Strombezug der Windheizung 2.0. Dieser Mehrbezug wird mit dem gemittelten Strompreis der Betrachtungsperiode multipliziert. Ein Strombezug zu niedrigeren Strompreisen als dem Mittel des Betrachtungszeitraums reduziert damit die Bewertungskennziffer.</p>

### 7.3 Kennzahl zur Bewertung der Netzdienlichkeit

Als weitere Referenz eines systemstabilisierenden Einsatzes der Windheizung 2.0 wird die Netzdienlichkeit betrachtet. Um eine Bewertung des Nutzens einer Windheizung 2.0 im Hinblick auf eine Stromsystemstabilisierung vornehmen zu können, wird eine netzbasierte Vergleichsgröße benötigt. Die Residuallast spiegelt den Anteil der Erneuerbaren Energien im Netz wieder und eignet sich deshalb für eine Bewertung der Netzdienlichkeit. Dies ist in Kapitel 6.3 diskutiert.

Wie bereits diskutiert, wird ein wirtschaftlicher Betrieb als Führungsgröße angesetzt. Die Residuallast  $E_{RL}^r$ , welche sich zum Zeitpunkt des Strombezuges niedriger Strompreise  $k_{EPEX}^r$  einstellt, wird in der vereinfachten Form stündlich berücksichtigt. Diese Kennzahl ist damit determiniert durch die Zeiten einer Nutzung von niedrigen Strompreisen. Der Zusammenhang von Residuallast mit den Börsenstrompreisen wird in Kapitel 13 analysiert. Die tatsächlich bei Stromabnahme vorherrschende Residuallast wird mit der mittleren Residuallast im Betrachtungszeitraum  $\bar{E}_{RL}^T$  verglichen. Die Definition der Netzdienlichkeit wird anhand des vereinfachten Ansatzes für den Betrachtungszeitraum eines Jahres diskutiert. Alle anderen Berechnungen erfolgen analog Kapitel 7.2.

$$R_{RL}^T = \frac{\sum_{\Gamma}^T P_{el,P2H}^{\Gamma} \cdot E_{RL}^{\Gamma}(k_{EPEX}^{\Gamma}) \cdot \Gamma}{W_{el,ges}^T \cdot \bar{E}_{RL}^T}$$

$R_{RL}^T$	: Bewertungskennzahl der Netzdienlichkeit
$P_{el,P2H}^{\Gamma}$	: Stündlich variierende Stromabnahme durch die Power to Heat Technologie [ $kW_{el}$ ]
$E_{RL}^{\Gamma}(k_{EPEX}^{\Gamma})$	: Zum Zeitpunkt der Stromabnahme (an der Strombörse) durch die Power to Heat Technologie vorliegende Residuallast [ $kW_{el}$ ]
$W_{el,ges}^T$	: Gesamter Strombezug des Windheizung 2.0-Gebäudes im Betrachtungszeitraum $T$ [ $kWh_{el}$ ]
$\bar{E}_{RL}^T$	: Mittlere Residuallast im Betrachtungszeitraum $T$ [ $kW_{el}$ ]
$\forall \Gamma \in T$	: Stündliche Werte, von 1 zu $T$ Stunden $T = 8760$ Stunden für Standardjahr, $T = 8784$ Schaltjahr

## 7.4 Kennzahl zur Bewertung der ökologischen Auswirkungen

Die tatsächliche CO<sub>2</sub>-Einsparung ergibt sich aus dem Umfang der abgerufenen regenerativen Strommengen. Die tatsächlich genutzte Strommenge ist abhängig von der Abrufzeit sowie der installierten elektrischen Leistung. Deshalb ist diese Kennzahl ebenfalls abhängig von der Nutzung niedriger Stromhandelspreise  $k_{EPEX}^r$ . Der Umfang des Strombezuges  $P_{el,P2H}^r \cdot \Gamma$  zu Zeiten von hoher Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien determiniert die geringeren Mengen an CO<sub>2</sub>-Emissionen  $\beta_{CO_2}^{EE}$ . Je geringer die Residuallast umso höher ist im Allgemeinen die Einspeisung Erneuerbarer Energien. Als Vergleichsparameter werden die mittleren CO<sub>2</sub>-Emissionen im Deutschen Strommix definiert  $\bar{\beta}_{CO_2}^{konv}$ .

$$R_{CO_2}^T = \frac{\sum_{\Gamma} P_{el,P2H}^r(k_{EPEX}^r) \cdot \beta_{CO_2}^{EE} \cdot \Gamma}{W_{el,ges}^T \cdot \bar{\beta}_{CO_2}^{konv}}$$

- $R_{CO_2}^T$  : Bewertungskennzahl der ökologischen Auswirkungen
- $P_{el,P2H}^r(k_{EPEX}^r)$  : Stündlich variierende Stromabnahme (an der Strombörse)  
durch die Power to Heat Technologie [kW<sub>el</sub>]
- $\beta_{CO_2}^{EE}$  : CO<sub>2</sub>-Emissionen in Abhängigkeit der Residuallast [g CO<sub>2</sub>/kW<sub>el</sub>]
- $W_{el,ges}^T$  : Gesamter Strombezug des Windheizung 2.0-Gebäudes  
im Betrachtungszeitraum T [kW<sub>el</sub>]
- $\bar{\beta}_{CO_2}^{konv}$  : Mittlere CO<sub>2</sub>-Emissionen im Deutschen Strommix [g CO<sub>2</sub>/kW<sub>el</sub>]
- $\forall \Gamma \in T$  : Stündliche Werte, von 1 zu T Stunden  
T = 8760 Stunden für Standardjahr, T = 8784 Schaltjahr

Strombezug zu Zeiten geringer Strompreise ist im Allgemeinen gleichbedeutend mit hoher Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien. Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen  $\beta_{CO_2}^{EE}$  je kW<sub>el</sub> sinken damit.<sup>1</sup> Eine Möglichkeit besteht darin, einen CO<sub>2</sub>-Emissionswert für eine hohe Einspeisung Erneuerbarer Energien zu bestimmen, z. B. anhand der Zusammensetzung des Strommixes bei maximaler Windstromeinspeisung. Die mittleren CO<sub>2</sub>-Emissionen im Deutschen Strommix  $\bar{\beta}_{CO_2}^{konv}$  werden durch den Ausbau Erneuerbarer Energien kontinuierlich geringer. Die durchschnittlichen Kohlendioxidemissionen ohne Berücksichtigung des Stromhandelssaldos einer Kilowattstunde Strom (spezifischer Emissionsfaktor) beläuft sich im Jahr 2013 auf 579 g/kWh. [11]

<sup>1</sup> Der Zusammenhang von geringen Strompreisen an den Kurzfristmärkten und niedriger Residuallast ist wissenschaftlich nachgewiesen. Mit zunehmender Einspeisung Erneuerbarer Energien werden die Strompreise jedoch zunehmend direkt abhängig von der Einspeisung und die Abhängigkeit des Strompreises von der Residuallast wird geringer. Darüber hinaus wird angemerkt, dass die Strompreisbildung von einer Vielzahl an Faktoren beeinflusst wird, welche sich mit dem Merit-Order Effekt überlagern. Als Beispiel kann die gestiegene Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparkes angeführt werden. Bisher waren Großkraftwerke nicht sehr flexibel und haben kaum auf die Einspeisung Erneuerbarer Energien reagiert.

## 8 Schlussfolgerungen Arbeitspaket 1.1

Ziel des Arbeitspaketes 1.1 war die Definition von Bewertungskriterien für eine Wärmeproduktion mit Strom in einem Windheizung 2.0-Gebäude. Der Wärmebedarf des hocheffizienten Gebäudes begrenzt das Potenzial und eine elektrische Windheizung 2.0 muss auf den Wärmebedarf dimensioniert werden. Eine Schlussfolgerung aus der Betrachtung besteht darin, dass ein einzelnes Bewertungskriterium nicht als ausreichend erachtet wird, um die Vielzahl der Einflüsse einer Windheizung 2.0 zu beschreiben. Deshalb werden die Auswirkungen auf die Stromsystemstabilisierung in Bewertungskennziffern unterteilt. Die Nutzung von niedrigen Strompreisen, die Netzstabilisierung und der ökologische Nutzen wird mit verschiedenen Kennziffern bewertet. Neben einer ganzjährigen Berücksichtigung der Bewertungskennzahlen ist vor allem eine Beschränkung der Kennzahlen auf die Heizperiode sinnvoll. Dieser Betrachtungszeitraum berücksichtigt die saisonale Ausprägung des Wärmebedarfs.

Es wird angenommen, dass eine systemstabilisierende Betriebsweise einer Windheizung 2.0 Hand in Hand mit einer marktwirtschaftlichen Betriebsweise stattfindet. Ein handelsbasiertes Kriterium gibt an, wie oft Strom an der Börse zu Preisen bezogen werden kann, die möglichst gering im Vergleich zum Durchschnittspreis des Betrachtungszeitraums sind. Damit wird eine möglichst wirtschaftliche Betriebsweise erreicht. Der Reststrombezug zu Zeiten hoher Residuallast soll möglichst minimal sein, da dies negative Auswirkungen auf die Netzdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit besitzt.

Gemäß den Marktregeln sind bei Zeiten niedriger Strompreise an den Kurzfristmärkten auch die Einspeisung Erneuerbarer Energien hoch. Niedrige Strompreise wirken sich positiv auf einen den Betrieb einer Windheizung 2.0 aus. Bei Annahme einer Kupferplatte (ausreichende Netzkapazitäten) ist es immer dann stromsystemstabilisierend, wenn Windstrom dann verbraucht wird, wenn dieser in hohem Maße vorhanden ist. Eine Teilnahme am Regelenergiemarkt ist immer zu 100 % netzdienlich, da Strom abgenommen werden muss wenn dies angefordert wird.

Es wurde analysiert (siehe Kapitel 13.2), dass bei niedrigen Preisen an den Kurzfristmärkten auch eine hohe regenerative Einspeisung vorherrscht. Dies ist mit der Korrelation von Residuallast und Spotmarktpreis zu erklären. Die Nutzung eines möglichst hohen Anteils Erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung spart CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber fossiler Wärmeerzeugung ein. Eine Bewertung des ökologischen Nutzens erfolgt in dieser Arbeit anhand der CO<sub>2</sub>-Einsparung. Der Umfang des regenerativen Strombezuges definiert die Einsparungen an CO<sub>2</sub>-Emissionen. Damit ist eine ökologische Betriebsweise ebenfalls abhängig von dem Kriterium einer Nutzung niedriger Strompreise.

Zusammenfassend wird durch den alternativ vorgeschlagenen vereinfachten Ansatz und die Bestimmung unabhängiger Kennzahlen die Transparenz der Kennzahlen deutlich verbessert. Durch die Verwendung von Bewertungskennzahlen werden die systemstabilisierenden Auswirkungen einer Windheizung 2.0 erkennbar und vergleichbar. Der Pilotbetrieb einer Windheizung 2.0, welcher im Rahmen des Projektes angestrebt wird, kann anhand der in diesem Arbeitspaket definierten Bewertungskennzahlen auf den Beitrag zur Stromsystemstabilisierung sowie des ökologischen Nutzens verifiziert werden.

## 9 Informationstechnik zur Ansteuerung durch Preissignale des Spotmarktes

Das Betriebsverhalten einer Windheizung 2.0 stellt ein Zusammenspiel aus nachfrageseitigem Bedarf und erzeugerseitigem Angebot dar. Eine systemdienliche Wärmeproduktion mit Strom ist nachfrageseitig im Wesentlichen abhängig von der Restwärmespeicherkapazität des Windheizung 2.0-Gebäudes. Der absolute Wärmebedarf als auch der Zeitraum, welcher ohne Heizstrom überbrückt werden kann, lässt sich durch den Gebäudestandard und die thermische Trägheit der Materialien beeinflussen. Ein zeitweiliges Überangebot aus regenerativen Energien soll in Form von Wärme in das Gebäude zeitlich möglichst weitgehend entkoppelt vom tatsächlichen Bedarf in der Heizperiode gespeichert werden. Mit Demand Response kann eine Stromnachfrage zeitlich flexibel generiert werden. Praktisch kann dies eine Erhöhung als auch eine Verringerung bzw. ein Aussetzen der Stromnachfrage bedeuten.

Um die Optionen der „elektrischen Nachladung“ zu spezifizieren, wird ein Schaltsignal benötigt. Dieses Signal stellt einen Indikator für die erzeugungsseitigen Flexibilitätsanforderungen des Stromnetzes dar. Die generierten Schaltsignale einer Windheizung 2.0 geben auch die Anforderungen vor, welche durch die Strommärkte bedient werden müssen. Eine Festlegung der Fahrweise der Windheizung 2.0 definiert die Zeitpunkte des Strombezuges und bestimmt die Auswirkungen auf das Netz und den Markt. Wie in Arbeitspaket 1.1 beschrieben, wird die Verwendung niedriger Stromhandelspreise als sinnvolle Führungsgröße für ein Windheizung 2.0-Gebäude angesehen.

Im Folgenden wird die Methodik für die Entwicklung einer am Day-Ahead Spotmarktpreis der EPEX orientierten Steuerung für Power to Heat vorgestellt. In Zeiten von geringen Stromhandelspreisen kann Wärmeenergie durch Power to Heat kosteneffizient elektrisch bereitgestellt werden. Letztlich gilt es die Frage zu beantworten, wie eine derartige Steuerung realisiert werden kann.

Aufbauend auf dem Prinzip der Client-Server Kommunikation wird ein Konzept für die strommarktpreisabhängige betriebsweise von Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude entwickelt. Im Rahmen des Arbeitspaketes wird die Hardware und ihre Funktion für die Ansteuerung eines Heizsystems vorgestellt. Im Weiteren wird die verwendete Software für Client und Server, welche eine Verbindung zwischen Strommarkt und Heizsystem bilden, erörtert. Anschließend wird die programmtechnische Realisierung der Kommunikation zwischen Strommarkt, Server, Client und Heizsystem beschrieben.

## 9.1 Konzept des informationstechnischen Lösungsansatzes

Dieses Kapitel stellt mit dem Konzept der Informationstechnik den Lösungsansatz zur Ansteuerung eines Heizsystems durch Preissignale des Spotmarktes vor. Die Implementierung in die Informationstechnik sowie eine Programmanleitung werden diskutiert.

In Abbildung 9-1 wird ein Überblick des Gesamtkonzeptes dargestellt. Es wird mit der Steuerung eine vom Strommarktpreis abhängige Betriebsweise von Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude eingeführt. Die Steuerung dient als Bindeglied zwischen den Strommärkten und Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude.

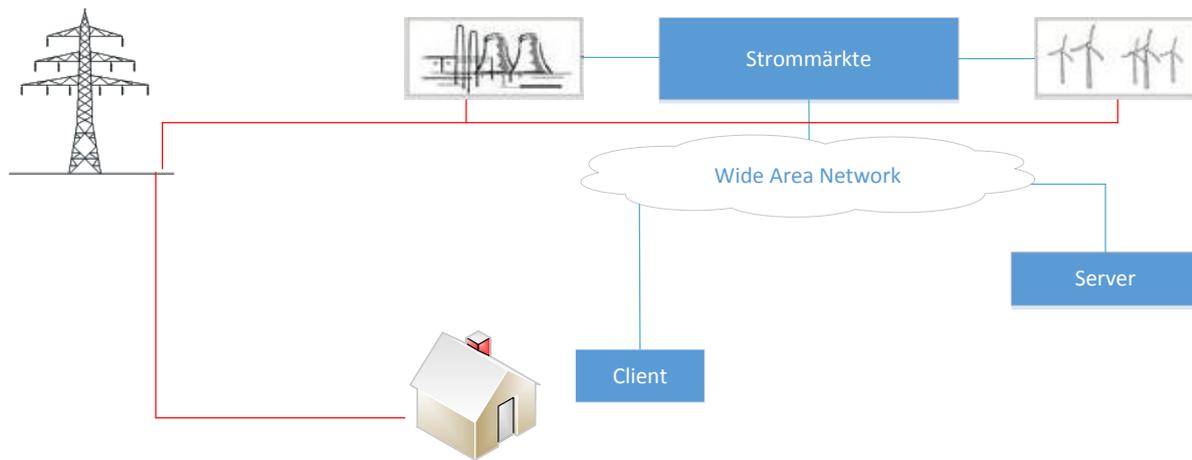


Abbildung 9-1: Konzept der Steuerungstechnik für Power to Heat

Die Daten des Day-Ahead Strommarktes bilden die Grundlage der marktbasierenden Betriebsweise der Steuerungstechnik für Power to Heat. Aufgrund der stündlich variierenden Marktdaten des Day-Ahead Spotmarktes bietet sich mit der Steuerung eine flexible Integrationsmöglichkeit für Erneuerbare Energien mit einem Windheizung 2.0-Gebäude. Die auf dem Spotmarkt basierende Regelung erfordert eine stündliche Verarbeitung der Daten, um einer hohen Flexibilität Rechnung zu tragen. Der Server generiert auf Basis der Daten des Spotmarktes ein Schaltsignal, welches der Steuerung für Power to Heat zur Verfügung gestellt wird. Im Windheizung 2.0-Gebäude wird eine kostengünstige Steuerung für die Regelung des Heizungssystems realisiert.

## 9.2 Implementierung in die Informationsverarbeitung

Dieses Kapitel stellt die Umsetzung des Konzeptes für den informationstechnischen Lösungsansatz vor. Es wird das Prinzip der Client-Server Kommunikation beschrieben sowie die programmtechnische Umsetzung von Server und Client erörtert.

### 9.2.1 Idee der Infrastruktur

Die Steuerung des dezentralen Heizsystems kommuniziert über das Internet Protokoll mit dem Server der zentralen Leitstelle. Es wird eine Verbindung zum Server der Leitstelle hergestellt und eine Kommunikation gestartet. Dieses Prinzip entspricht dem Standardkonzept für die Kommunikation in einem Netzwerk und stellt das für die Lösung der Problemstellung verwendete Client-Server Prinzip dar. Abbildung 9-2 zeigt die Anwendung des Prinzips mit mehreren Clients und dem Internet als Netzwerk.

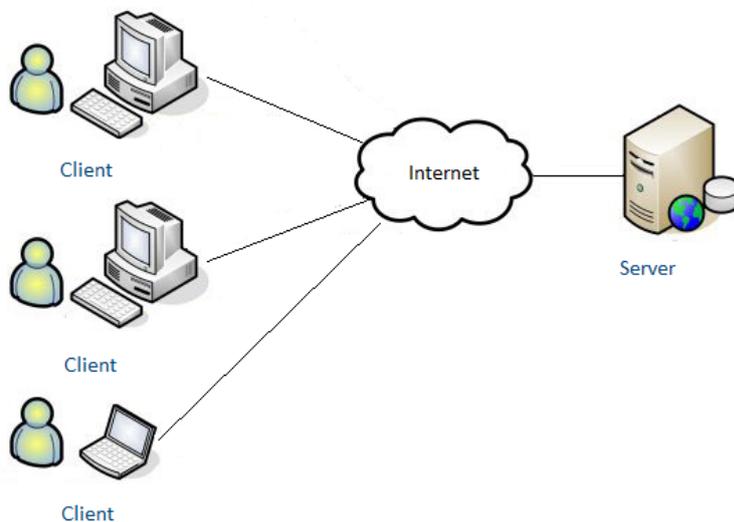


Abbildung 9-2: Prinzip der Client-Server Kommunikation [12]

Ein Client kann eine Aufgabe, auch Dienst genannt, von einem Server anfordern. Der Server führt den Dienst aus und beantwortet die Anfrage. Mit der Anwendung des Client-Server Prinzips übernimmt der Server die Bereitstellung einer Information für den Betrieb eines Heizungssystems. Der Client fordert zyklisch einen entsprechenden Dienst für die Abfrage der Betriebsinformation vom Server an. Der Server beantwortet die Anfrage und übermittelt dem Client die Betriebsinformation. Die Regeln der Kommunikation für einen Dienst werden durch das verwendete Protokoll definiert. [12]

Der Server verhält sich nach diesem Prinzip passiv, der Client aktiv. Der Client stellt für die Anforderung eines Dienstes den Kontakt mit dem Server über die zugehörige IP-Adresse her. Durch die Kontaktaufnahme des Clients erfährt der Server die IP-Adresse des Clients und kann eine Verbindung für die Antwort aufbauen.

Diese Tatsache bedeutet, dass für eine Abfrage der Betriebsinformation nur die IP-Adresse des Servers benötigt wird, nicht die des Clients.

Im bearbeiteten Anwendungsfall wird das Netzwerk, in dem sich Client und Server befinden, durch das Internet dargestellt. Der Client, welcher sich im SOHO (Small Office Home Office) Bereich befindet, verfügt über einen Internetzugang, der im 24-stündigen Intervall einer Zwangstrennung unterworfen ist. Nach jeder Zwangstrennung wird dem Client von seinem Internetanbieter eine neue IP-Adresse zur Identifizierung zugewiesen. Der Server besitzt eine statische, sich nicht im 24-stündigen Intervall ändernde IP-Adresse. Aufgrund dieses Sachverhalts empfiehlt es sich nicht, die Client-Server Kommunikation vom Server aufbauen zu lassen, sondern wie beschrieben vom Client.

Im Zusammenhang mit dem Entwurf eines virtuellen Kraftwerks wird der Sachverhalt verdeutlicht. Im Falle eines Verbindungsaufbaus durch den Server müsste die IP-Adresse von jedem Client bekannt und in einer Datenbank eingepflegt sein. Bei einem clientseitigen Verbindungsaufbau muss nur die IP-Adresse des Servers bekannt sein. Dies reduziert die Fehleranfälligkeit und den Aufwand für die Datenbankpflege.

### **9.2.2 Server**

Dieses Kapitel stellt die serverseitig konfigurierten Dienste für die Client-Server Kommunikation auf einem Microsoft Windows Betriebssystem vor und beschreibt ihre Anwendung.

Anwendung finden das HTTP-Protokoll, welches einen Zugriff mit Leserechten ermöglicht sowie das FTP-Protokoll, welches neben Leserechten auch Schreibrechte zur Verfügung stellen kann. Des Weiteren wird eine MySQL Datenbank für die Datenverwaltung mehrerer Clients installiert. Diese stellt eine Grundlage für das Pooling von Clients dar. Als Softwareumgebung wird der kostenlose Webserver XAMPP gewählt, welcher gemäß [13] für die Betriebssysteme Microsoft Windows, Linux, Mac OS X, Solaris und andere UNIX Distributionen verfügbar ist. Neben einem Apache HTTP Server mit dem benötigten HTTP-Protokoll, stellt XAMPP den FTP-Server FileZilla zur Verfügung, der das FTP-Protokoll beinhaltet. Optional kann das Datenbankverwaltungssystem MySQL installiert werden.

XAMPP stellt ein Komplett-Paket dar, mit dem ohne große Vorkenntnisse in kurzer Zeit ein Webserver erstellt werden kann. Der Hersteller weist jedoch darauf hin, dass dieser Sachverhalt zu Lasten des Sicherheitsaspektes geht und empfiehlt XAMPP nicht für den Produktionsbetrieb einzusetzen, ohne die Sicherheitseinstellungen des Webserver anzupassen [13].

## XAMPP Installation

Vor der Installation des XAMPP Webservers muss das Microsoft Visual C++ 2008 Redistributable Package installiert werden. Im Laufe des XAMPP Installationsvorgangs werden, wie in Abbildung 9-3 dargestellt, die zu installierenden Komponenten ausgewählt.

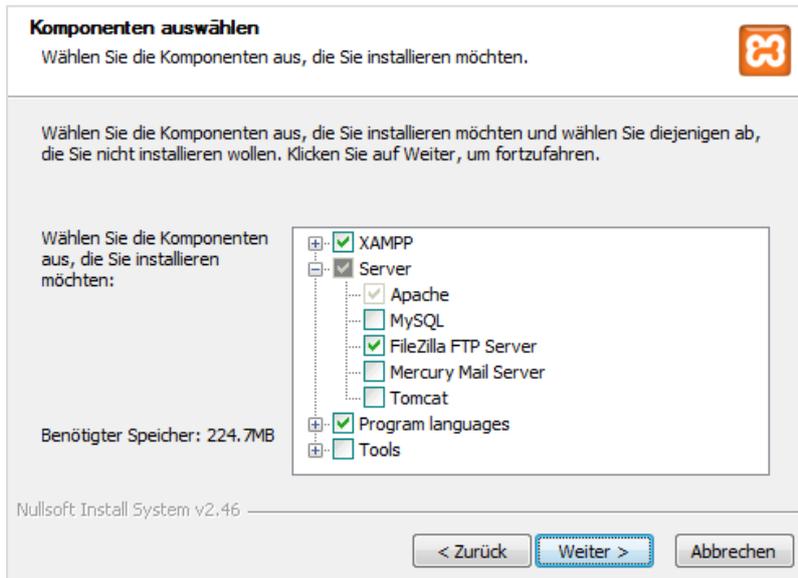


Abbildung 9-3: XAMPP Komponenten

Nach der erfolgreichen Installation kann das XAMPP Control Panel, gezeigt in Abbildung 9-4, ausgeführt werden. Im Folgenden können Apache- und FTP-Server gestartet, konfiguriert und als Dienst eingerichtet werden.

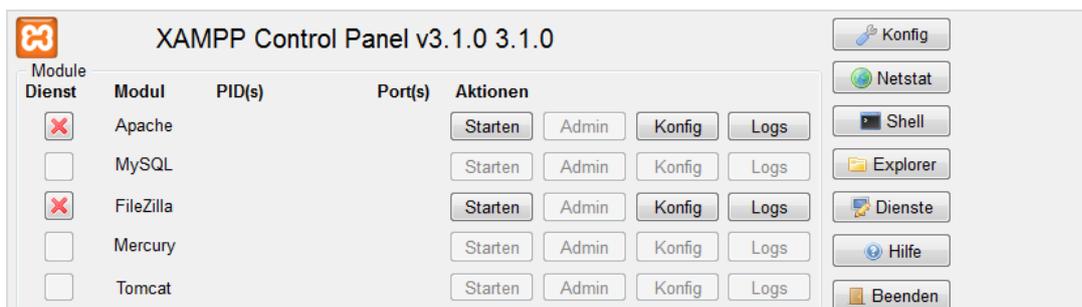


Abbildung 9-4: XAMPP Control Panel

Der Apache HTTP-Server ermöglicht dem Client das Lesen und der FTP-Server das Erstellen von sowie das Schreiben in Dateien auf dem Server.

## Apache Server

Der Apache HTTP-Server benötigt keine weitere Konfiguration. Das Stammverzeichnis befindet sich im Installationsverzeichnis von XAMPP unter:

```
..\xampp\htdocs\
```

Dateien, die sich im Stammverzeichnis des Apache HTTP-Server befinden, wie beispielsweise die Datei index.html, können lokal über die Adresse:

```
http://localhost/index.html
```

ausgelesen werden. Soll über ein Netzwerk auf die Datei zugegriffen werden, muss die Netzwerk IP-Adresse des Webservers bekannt sein. Die Adresse ändert sich beispielsweise, wenn die IP-Adresse des Webservers 192.168.123.123 lautet:

```
http://192.168.123.123/index.html
```

## FTP Server

Ein Beispiel für die serverseitige Lösung der Messdatenerfassung ist der FileZilla FTP-Server. Dieser bietet anonymen Zugriff auf den Webserver sowie Zugriff über definierte Benutzerkonten. Aus sicherheitstechnischen Gründen empfiehlt es sich für den Zugriff via FTP-Protokoll einen Benutzer anzulegen.

Mit dem Betätigen der Schaltfläche *Konfig* in der dritten Zeile des XAMPP Control Panels, siehe Abbildung 9-4, wird die Konfiguration des FileZilla FTP-Servers gestartet. Durch Bestätigen des neuen Fensters wird das Konfigurationsfenster aus Abbildung 9-5 geöffnet.

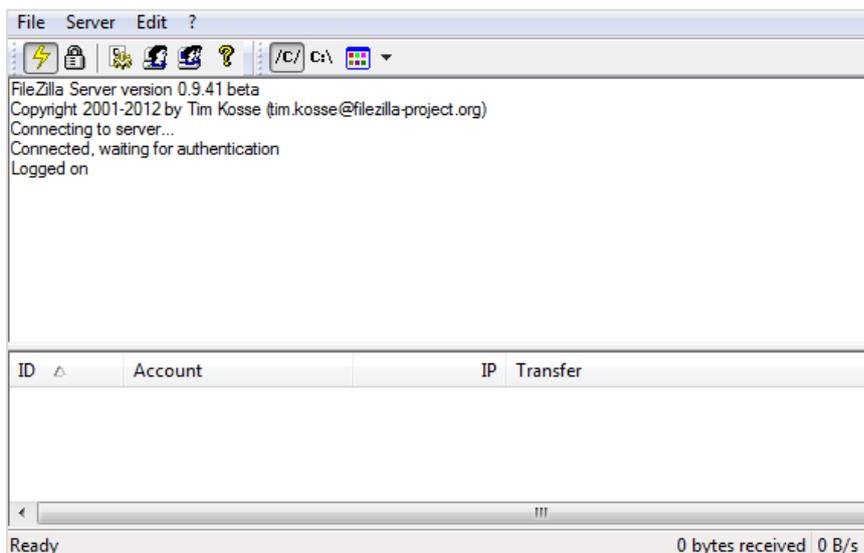


Abbildung 9-5: FileZilla FTP-Server – Konfigurationsfenster

Der *user account dialog* für die Benutzerverwaltung wird durch Betätigen der vierten Schaltfläche (zeigt das Bild eines Gesichts in Seitenansicht vor einem Computer) gestartet. Für die Erstellung eines neuen Benutzers wird im ersten Schritt über die *Add* Schaltfläche auf der Seite *General*, gemäß Abbildung 9-6, ein neuer Benutzer hinzugefügt.

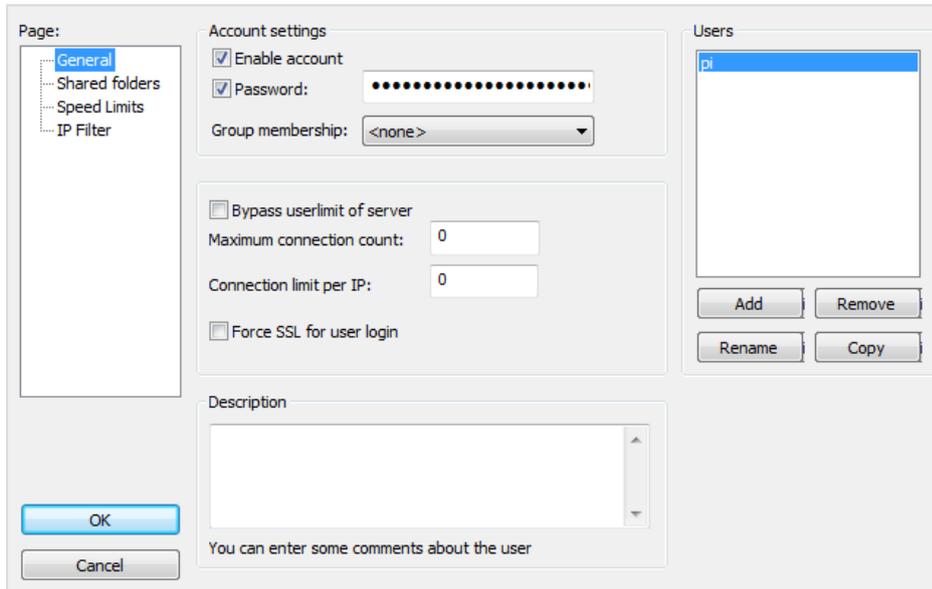


Abbildung 9-6: FileZilla FTP-Server – Benutzereinstellungen

Unter *General* kann zusätzlich ein Passwort vergeben werden. Im folgenden Schritt wird unter *Shared folders*, siehe Abbildung 9-7, das Verzeichnis mit entsprechenden Lese-, Schreib- und Append-Rechten hinzugefügt und als Stammverzeichnis über die Schaltfläche *Set as home dir* markiert.

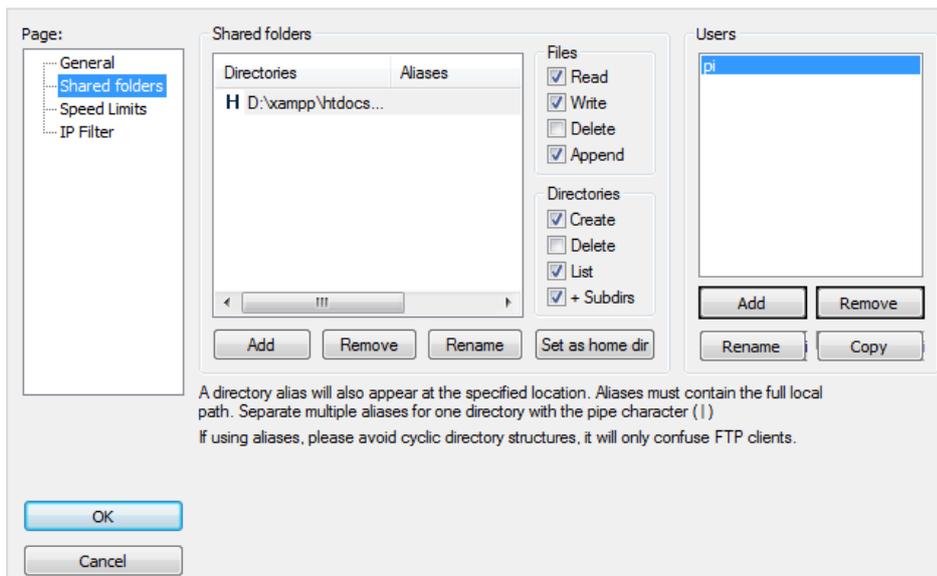


Abbildung 9-7: FileZilla FTP-Server – Konfiguration der Benutzerrechte

## MySQL Datenbank

Ein weiterer serverseitiger Lösungsansatz, speziell für die Verwaltung größerer Datenmengen, ist die Verwendung eines Datenbankverwaltungssystems. In diesem Anwendungsfall stellt dies eine Option für die Verwaltung einer beliebigen Anzahl von Anlagen dar. Es bietet sich das weltweit populärste, für Datenspeicherung von Webservices genutzte, Open-Source-Datenbankverwaltungssystem MySQL, welches im XAMPP Webserver vorhanden ist, an. Die Verwaltung einer SQL-Datenbank mit MySQL durch SQL-Abfragen kann über eine grafische Oberfläche, siehe Abbildung 9-8 oder durch das Ausführen von .html- oder .php-Dateien, welche die SQL-Abfragen beinhalten, erfolgen. Letztere Option bietet die Möglichkeit, Daten über das Internet an das Datenbankverwaltungssystem zu übermitteln.

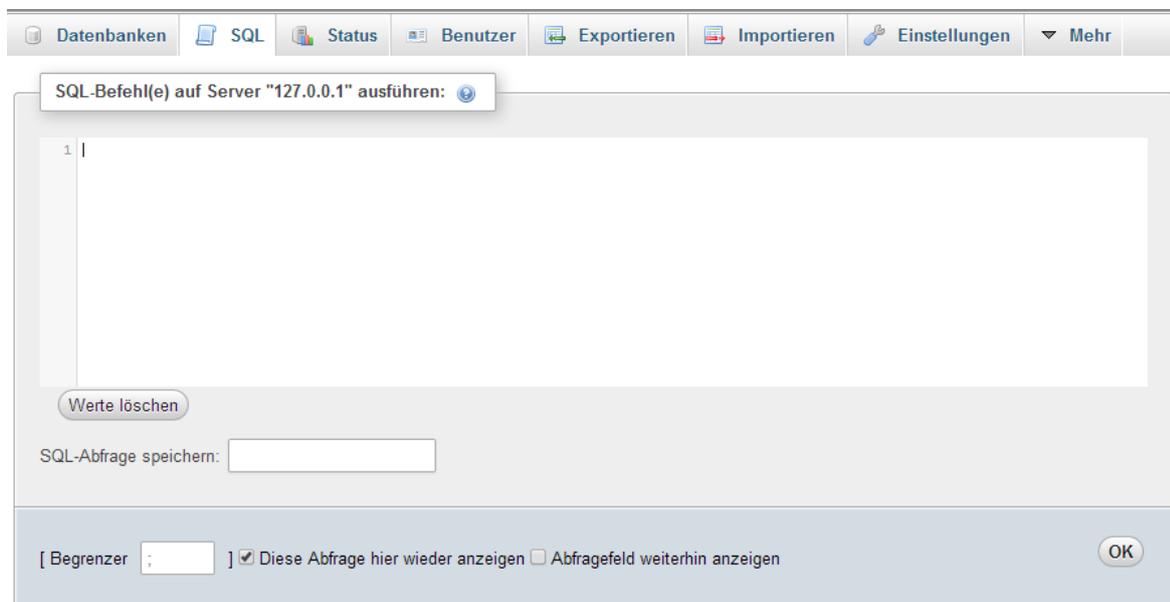


Abbildung 9-8: phpMyAdmin Oberfläche für das Ausführen von MySQL-Abfragen

Der Zugriff auf die grafische Oberfläche erfolgt über die URL:

<http://localhost/phpmyadmin>

Bei externem Zugriff muss die IP-Adresse des Servers anstatt der Bezeichner *localhost* verwendet werden.

### 9.2.3 Client

Dieses Kapitel stellt die für die Steuerung getroffene clientseitige Wahl der Hardware und des Betriebssystems dar. Die von der Hardware zu erfüllenden Eigenschaften sind eine Schnittstelle zur Ausgabe von Schaltsignalen sowie dem Auslesen von Sensoren. Ebenso wird eine Schnittstelle für den Internetzugriff vorausgesetzt. Der Einplatinencomputer Raspberry Pi im Modell 3 der Raspberry Pi Foundation erfüllt die genannten Anforderungen.

#### Raspberry Pi 3

Der Raspberry Pi 3 verfügt über die in Abbildung 9-9 gezeigten Schnittstellen.

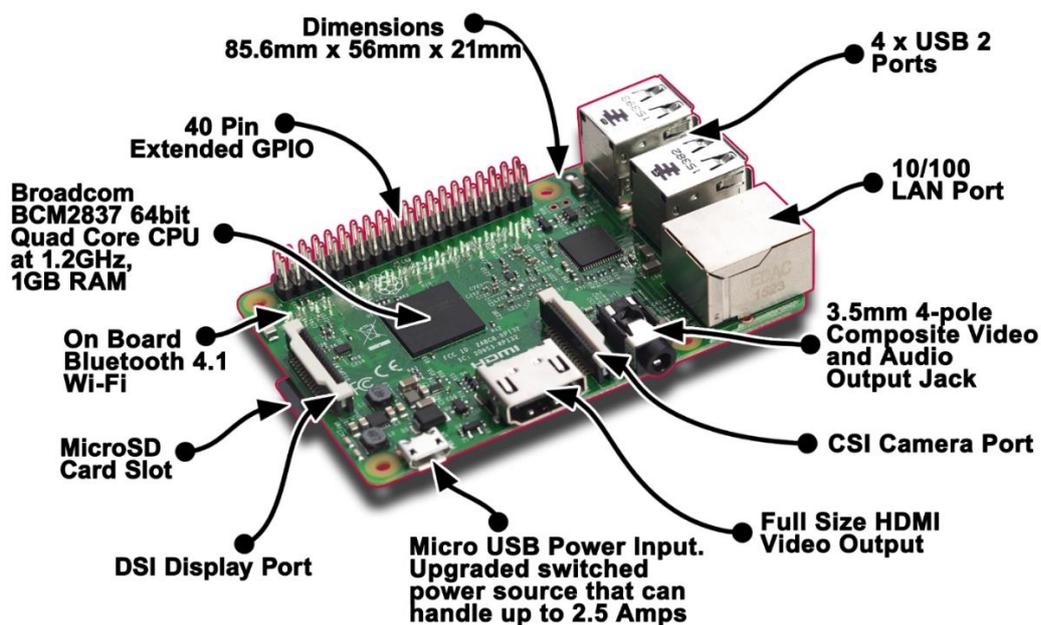


Abbildung 9-9: Schnittstellen des Raspberry Pi 3 [14]

Neben einer RJ45-Schnittstelle und einer WLAN-Schnittstelle für die Verbindung mit einem Netzwerk verfügt der Raspberry Pi 3 über vier USB Ports, über die beispielsweise ein UMTS-Stick für die Verbindung mit dem Mobilfunknetz betrieben werden kann.

Das Betriebssystem wird von einer SD-Karte ausgeführt. Dieser Sachverhalt ermöglicht eine einfache Wartung bei eventuellen softwareseitigen Störungen, indem durch den Austausch der SD-Karte ein neues, voll funktionsfähiges Betriebssystem zur Verfügung gestellt werden kann.

Im Folgenden wird die Wahl und die Installation des Betriebssystems Raspbian auf Basis von Debian 8.6 erklärt.

## Raspbian Debian 8.6

Als Betriebssystem wird die Linux Distribution Raspbian, basierend auf Debian 8.6 gewählt.

<https://www.debian.org/CD/http-ftp/>

Diese Linux Distribution erfüllt folgende Eigenschaften [15]:

- Gute Systemstabilität
- Kompatibilität gegenüber Programmiersprachen und Entwicklungswerkzeugen
- MySQL Datenbankunterstützung
- Hohe Systemsicherheit
- Hohe Supportqualität

Die Installation von Raspbian auf einer SD-Karte erfolgt unter Verwendung eines Microsoft Windows Betriebssystems mit dem Programm USB Image Tool, siehe Abbildung 9-10, welches als Freeware unter folgendem Link erhältlich ist:

<http://www.alexpage.de/download/usbit/usbit.zip>

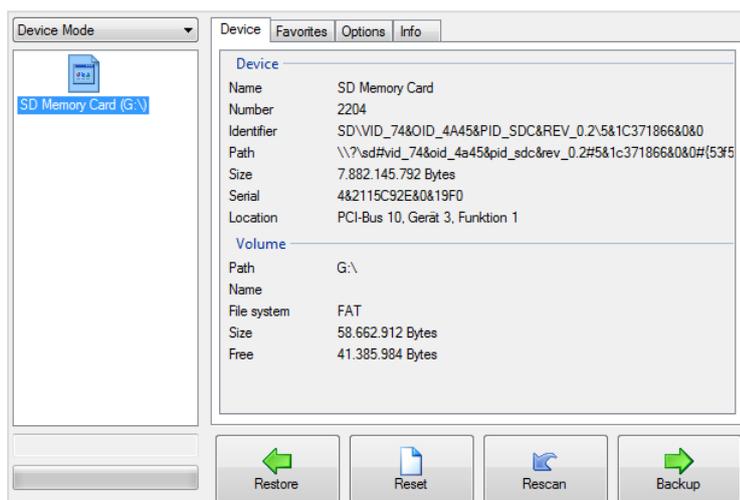


Abbildung 9-10: USB Image Tool – Oberfläche

Nach der Wahl des Speichermediums wird über die Schaltfläche *Restore* die Raspbian Image-Datei ausgewählt und das System automatisch installiert. Nach erfolgreicher Installation kann die SD-Karte mit dem Raspberry Pi verwendet werden.

## 9.2.4 Bereitstellung der Schaltanweisung durch den Server

Basierend auf dem Prinzip der Client-Server Kommunikation stellt der Server passiv einen Dienst, im behandelten Anwendungsfall die Schaltinformationen, bereit. Der Client in der aktiven Rolle kann den Server auffordern einen Dienst auszuführen - in diesem Fall die Ausgabe der Schaltanweisung. Dieses Prinzip ist mit einer beliebigen Anzahl an Clients, die einen Dienst von einem Server anfordern, realisierbar. Abbildung 9-11 visualisiert diesen Sachverhalt.

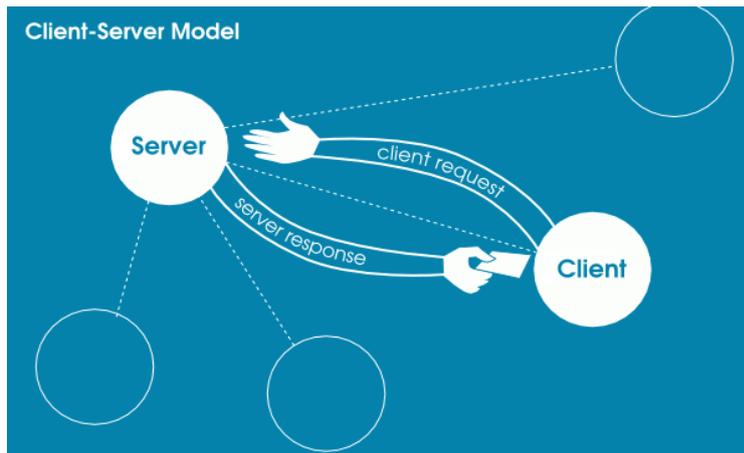


Abbildung 9-11: Client-Server Model

Das Konzept der Steuerung des Systems wird wie folgt beschrieben:

- Bereitstellung der Schaltanweisung durch den Server - die Schaltinformation wird auf Basis des Börsenpreises für Strom bestimmt.
- Abfrage der Schaltanweisung durch den Client über eine Internetverbindung zum Server.
- Auf Basis der Schaltanweisung wird clientseitig entschieden, wie das Heizsystem betrieben wird.
- Im nächsten Schritt sendet der Client eine Rückmeldung an den Server mit Informationen über den Zeitpunkt der Schaltung und des Schaltzustandes.

Die Realisierung der Skriptdateien erfolgt aufgrund einfacher Syntax und breiter Datenbankunterstützung mit der Skriptsprache PHP.

Für die Ermittlung des aktuellen Strompreises pro MWh am Spotmarkt ergeben sich zwei Möglichkeiten:

- 1) Bereitstellung der Marktdaten durch den Betreiber des Servers
- 2) Auslesen und Speichern der Marktdaten über die Internetpräsenz der EPEX. Dies muss mindestens einmal täglich für den Folgetag umgesetzt werden.

Anhand der Marktdaten können die Schaltbefehle berechnet werden. Im Weiteren wurde ein Schwellenwert von 27 €/MWh<sub>el</sub> am Spotmarkt angenommen. Dies stellt für ein typisches Gas-Brennwertsystem mit reduzierten Steuern und Abgaben einen exemplarischen Wert dar, der im Allgemeinen für jede Anlagenkonstellation spezifisch bestimmt werden muss. Der Schwellenwert für den Strombezug ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Bezugspreis für den fossilen Brennstoff zum Betrieb eines konventionellen Wärmeerzeugers, beispielsweise ein erdgasbetriebenes BHKW und den Kosten, welche in Form von Steuern und Abgaben für die Wärmeerzeugung mit Strom abgeführt werden müssen.

Die Schaltanweisungen für einen Tag werden durch ein .php Skript zur Verfügung gestellt. Die möglichen Werte der Schaltanweisung können Tabelle 9-1 entnommen werden.

Tabelle 9-1: Schaltanweisungen gemäß Spotmarktpreisen

Preis am Spotmarkt	Schaltanweisung	Schaltzustand
> 27 €/MWh <sub>el</sub>	0	Aus
≤ 27 €/MWh <sub>el</sub>	1	Ein / Aus

Liegt der momentane Preis am Spotmarkt über dem definierten Grenzwert von 27 €/MWh<sub>el</sub>, generiert der Server für die aktuelle Stunde eine Schaltanweisung mit dem Wert 0. Eine Schaltanweisung mit dem Wert 0 verhindert einen Betrieb eines elektrischen Wärmeerzeugers. Liegt der Preis unter oder ist gleich 27 €/MWh<sub>el</sub>, ergibt sich eine Schaltanweisung mit dem Wert 1. Auf Grundlage dieser Schaltanweisung kann der elektrische Wärmeerzeuger geschaltet werden, wenn Wärmekapazität im Speicher vorhanden ist. Ein Preis unterhalb oder gleich dem Grenzwert bewirkt somit keine direkte Schaltung des elektrischen Wärmeerzeugers. Auf Grundlage der aktuellen Messwerte des Heizsystems kann der elektrische Wärmeerzeuger intelligent geschaltet werden.

Die GPIO Schnittstelle des Clients wird für die Ausgabe des Schaltsignals zur Ansteuerung eines elektrischen Wärmeerzeugers verwendet. Der GPIO21 Anschluss an Pin 40 wird für die Ausgabe des Schaltsignals verwendet. Tabelle 9-2 listet Pinbelegungen und zugehörige Spannungspegel auf.

Tabelle 9-2: GPIO Beschaltung für elektrischen Wärmeezeuger

Pin	Spannung	Beschreibung
40 – GPIO21	3,3V	Elektrischer Wärmeezeuger
39	Ground	

Die Ausgabe der Schaltanweisungen kann in zwei Varianten erfolgen.

Option 1:

Der Server gibt alle 24 Schaltanweisungen für einen Tag zusammen aus. Der mögliche Fahrplan wird in Form einer Folge von Einsen und Nullen generiert und wie in Tabelle 9-3 gezeigt ausgegeben.

Tabelle 9-3: Serverausgabe der Schaltanweisungen

Serverausgabe
011111111100111111000001

Die Bit-Zählung beginnt links mit dem Most Significant Bit (MSB) und endet rechts mit dem Least Significant Bit. Das MSB repräsentiert die Schaltanweisung für die Uhrzeit  $t$  mit  $0:00 \leq t < 1:00$ . Das LSB steht demnach für die Uhrzeit  $t$  mit  $23:00 \leq t < 24:00$

Diese Option verlangt eine einmalige Übertragung der Schaltanweisungen pro Tag.

Option 2:

Der Server stellt zu jeder Stunde den Wert der aktuellen Schaltanweisung zur Verfügung. Dies ergibt eine Ausgabe für die Uhrzeit  $t$  mit  $0:00 \leq t < 1:00$  von 0 und eine Ausgabe für die Uhrzeit  $t$  mit  $23:00 \leq t < 24:00$  von 1.

Tabelle 9-4 vergleicht Vor- und Nachteile der genannten Optionen.

Tabelle 9-4: Vergleich der Optionen für die Ausgabe der Schaltanweisung

	Option 1	Option 2
Abfrageintervall	mindestens einmal pro Tag	mindestens einmal pro Stunde
Datenvolumen	++	+
Datenintegrität	+	++

Option 1 besitzt ein größeres notwendiges Abfrageintervall als Option 2. Dies bewirkt ein geringeres Datenvolumen, welches positiv für Option 1 zu werten ist. Ein größeres Abfrageintervall besitzt bezüglich der Datenintegrität den Nachteil, dass Änderungen seitens des Spotmarktes zwischen den Abfrageintervallen nicht registriert werden.

### 9.3 Programmanleitung

Die clientseitige Programmierung erfolgt in der Skriptdatei *client.php*, welche im Verzeichnis

`/home/pi/Client/`

gespeichert wird. Sie kann per Konsole mit dem Befehl

```
sudo php /home/pi/Client/client.php
```

gestartet werden. Zur Automatisierung kann die Datei in einem definierbaren Zeitintervall ausgeführt werden. Dies übernimmt ein Shell Skript, in welchem zusätzlich die Anzahl der Aufrufe der Datei beliebig eingestellt werden kann. In diesem Fall wurde der Anzahl der Aufrufe kein Grenzwert gesetzt und das Zeitintervall mit  $t = 10$  s vorgegeben. Die Skriptdatei aktiviert und definiert zusätzlich den Port GPIO21 (Wärmeerzeuger).

Der Programmablaufplan in Abbildung 9-12 beschreibt das Shell Skript *script.sh*.

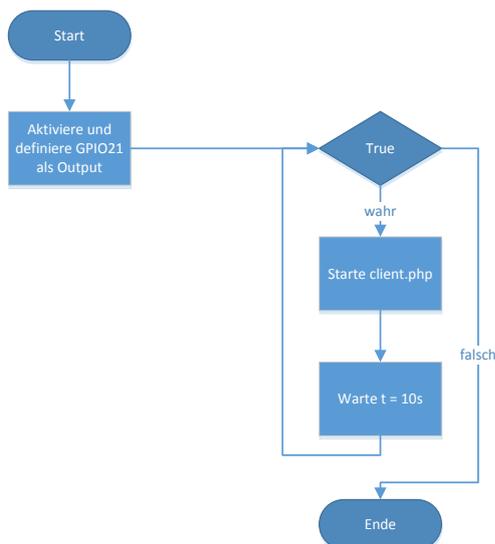


Abbildung 9-12: Programmablaufplan der *script.sh* Skriptdatei

Das Shell-Skript kann automatisch beim Start des Betriebssystems ausgeführt werden, indem die Datei *rc.local* im Verzeichnis

`/etc/init.d/`

mit Administratorrechten editiert und um die Pfadangabe des Shell-Skriptes erweitert wird.

```
sudo /home/pi/Client/script.sh
```

## 10 Schlussfolgerungen Arbeitspaket 1.2/1.3

Im vorliegenden Arbeitspaket wurde ein Konzept für die Verknüpfung des Strommarktes mit Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude vorgestellt und eine Steuerung für die Umsetzung des Konzeptes realisiert. Die Steuerung wurde in Zusammenarbeit mit der Firma EFG aus Kaufbeuren getestet. Die an das System gestellten Anforderungen wurden erfüllt. Das Konzept und die Umsetzung werden im Folgenden zusammengefasst.

### Konzept der Steuerung für Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude

Das Konzept beschreibt eine vom Strommarktpreis abhängige Betriebsweise von Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude. Die entwickelte Steuerung dient als Bindeglied zwischen den Strommärkten und der Power to Heat Anlage im Gebäude. In Abbildung 10-1 wird ein Überblick des Gesamtkonzeptes dargestellt.

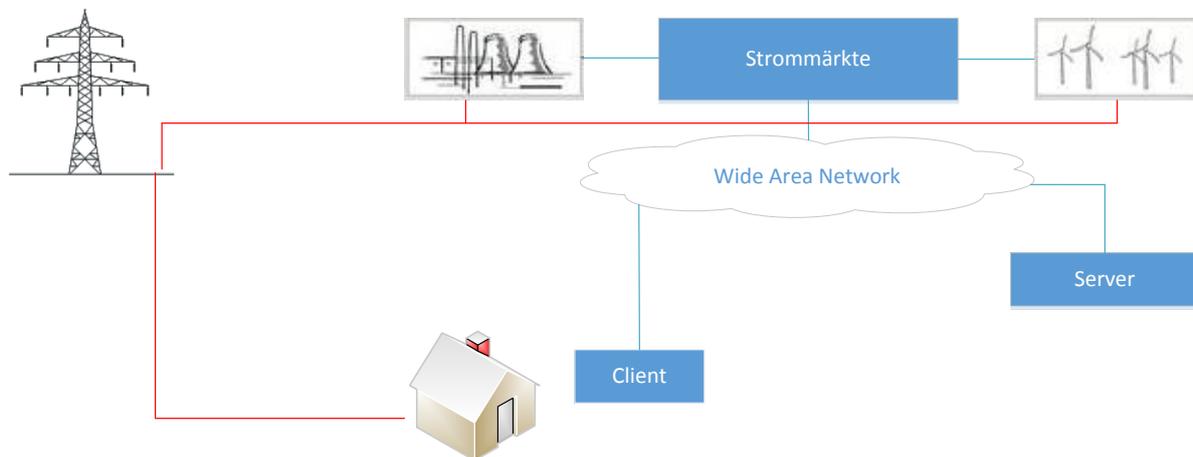


Abbildung 10-1: Konzept der Steuerungstechnik für Power to Heat

Die Daten des Day-Ahead Strommarktes bilden die Grundlage der marktbasierten Betriebsweise der Steuerung für Power to Heat in einem Windheizung 2.0-Gebäude. Diese werden von einem Server verarbeitet und der Steuerung zur Verfügung gestellt.

Im Windheizung 2.0-Gebäude wird eine kostengünstige Steuerung für die Regelung des Heizungssystems realisiert.

In Zusammenarbeit mit der Firma EFG in Kombination mit einem EFG Heizsystem wurde am 24. Januar 2017 in Kaufbeuren der Betrieb eines E-Heat in Kombination mit der vorgestellten Steuerungstechnik präsentiert. Abbildung 10-2 zeigt in diesem Zusammenhang das Konzept des strompreisabhängigen Fernschaltens eines E-Heat der Firma EFG.

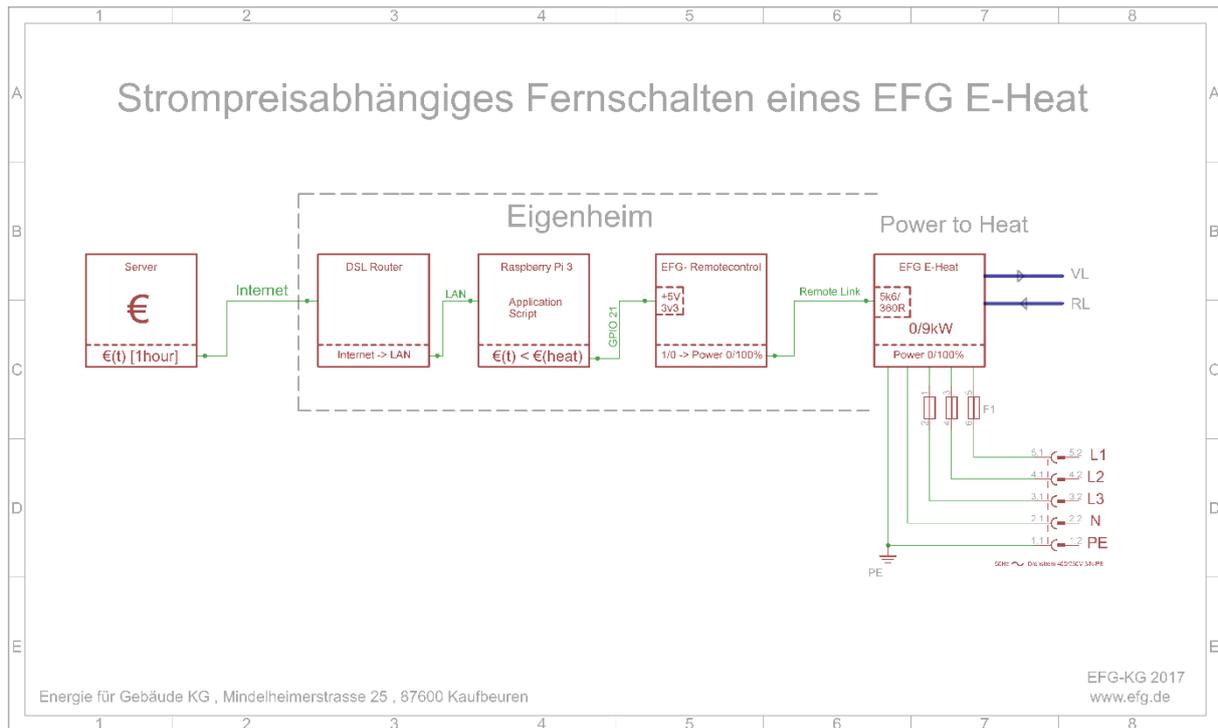


Abbildung 10-2: Konzept des strompreisabhängig Fernschaltens eines E-Heat der Firma EFG

### Programmtechnische Umsetzung des Konzeptes für P2H im Haushaltsbereich

Die verwendete Software für Client und Server, welche eine Verbindung zwischen Strommarkt und Heizsystem bildet sowie ein Pooling mehrerer Anlagen ermöglicht, wurde erörtert. Anschließend wurde die programmtechnische Realisierung der Kommunikation zwischen Strommarkt, Server, Client und Heizsystem beschrieben. Die serverseitige Bereitstellung der Schaltanweisung erfolgt über das HTTP-Protokoll. Die Sicherung von Systemdaten wurde in Form von zwei Optionen vorgestellt. Die umgesetzte Option verwendet serverseitig eine MySQL Datenbank für die Verwaltung von Systemdaten. Eine weitere Option stellt die Sicherung der Daten per FTP-Protokoll in Dateiform dar. Die serverseitige Generierung der Schaltanweisung und die clientseitige Abfrage sowie Regelung und Steuerung des Heizsystems erfolgt mit PHP Programmen.

## 11 Handelsoptionen auf dem deutschen Strommarkt

Vor dem Hintergrund der eingeleiteten Umgestaltung des Energieversorgungssystems hin zu einem System mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien, gewinnt die Systemintegration fluktuierender Stromerzeugung zunehmende Bedeutung. Die Erzeugung durch Erneuerbare Energien ist nicht ausschließlich last- sondern auch wetterabhängig. Daraus folgt, dass die Wichtigkeit der Nutzung vorhandener Flexibilitätspotenziale stetig zunehmen wird, damit die Versorgungssicherheit und damit die Akzeptanz für die Energiewende in der Bevölkerung weiterhin in hohem Maße gewährleistet ist. [16,17]

Der kontinuierliche räumliche und zeitliche Ausgleich der Differenzen und somit das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage bildet die Basis, um eine sichere Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten. Basierend auf dem schwankenden Erzeugungscharakter von Windenergie und PV-Anlagen und der damit einhergehenden Unschärfe in den Erzeugungsprognosen, ist es nicht möglich, die Einspeisung exakt zu bilanzieren. Auf der Bilanzkreisebene<sup>2</sup> führt dies zu Fahrplanabweichungen gegenüber den Anmeldungen des Vortages. Bilanzkreisverantwortliche sind verpflichtet, ihren Bilanzkreis auf Viertelstundenbasis im Gleichgewicht zu halten. [18] Ebenso fordert das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine Schärfung der Bilanzkreistreue. [19] Prognoseabweichungen können über den Handel am Day-Ahead, Intraday und Day-After Markt ausgeglichen werden. Differenzen die an diesen Märkten nicht gehandelt werden können, werden im Rahmen der Abrechnung für Ausgleichsenergie verrechnet. Damit einhergehend ergeben sich schwer kalkulierbare Ausgleichsenergiekosten für Bilanzkreisverantwortliche.

Die Zunahme volatiler Erzeugungseinheiten auf Bilanzkreisebene fordert die Erweiterung des Geschäftsfeldes der einzelnen Marktakteure. Dies ist notwendig, um der Forderung nach Bilanzkreistreue und damit verbunden der Reduzierung von Ausgleichsenergiekosten sowie dem resultierenden wirtschaftlichen Risiko Rechnung zu tragen.

### **Strommarkt**

Der Strommarkt befindet sich in mitten einem Wandel von einem statischen Vortagsmarkt zu einem flexiblen Echtzeitmarkt. Zwei Ursachen begründen diesen Wandel. Erster Auslöser ist die Liberalisierung und Schaffung eines einheitlichen europäischen Strommarktes, welcher den Rahmen für freien Wettbewerb sowie den freien Handel zwischen Erzeugern und Verbrauchern ermöglicht. Zweiter ist die wachsende Anzahl an wetterabhängigen Erneuerbaren Energien, wie

---

<sup>2</sup> Bilanzkreise sind virtuelle Energiemanagementkonten auf denen Einspeisungen von Erzeugern sowie Energieeinkäufe und Entnahmen von Verbrauchern sowie Energieverkäufe saldiert werden.

sie Windenergie- und PV-Anlagen darstellen. Die Integration dieser fluktuierenden Erzeugungseinheiten verlangt kurzfristige Handelsaktivitäten sowie kurzfristige Reaktionen auf Netzzustandsänderungen. Im Weiteren wird die Struktur des europäischen Strommarktes beschrieben. Diese bildet einen Rahmen für Erzeugung, Verbrauch, Handel und Bilanzierung. Darauf aufbauend wird das Themengebiet des Bilanzkreismanagements erörtert sowie deren Teilnehmer und die Herausforderungen, die sich durch fluktuierende Erzeugungseinheiten ergeben.

Die Struktur des europäischen Strommarktes folgt einer hierarchischen Ordnung. Diese wird in Anlehnung an [20] in Abbildung 11-1 dargestellt.

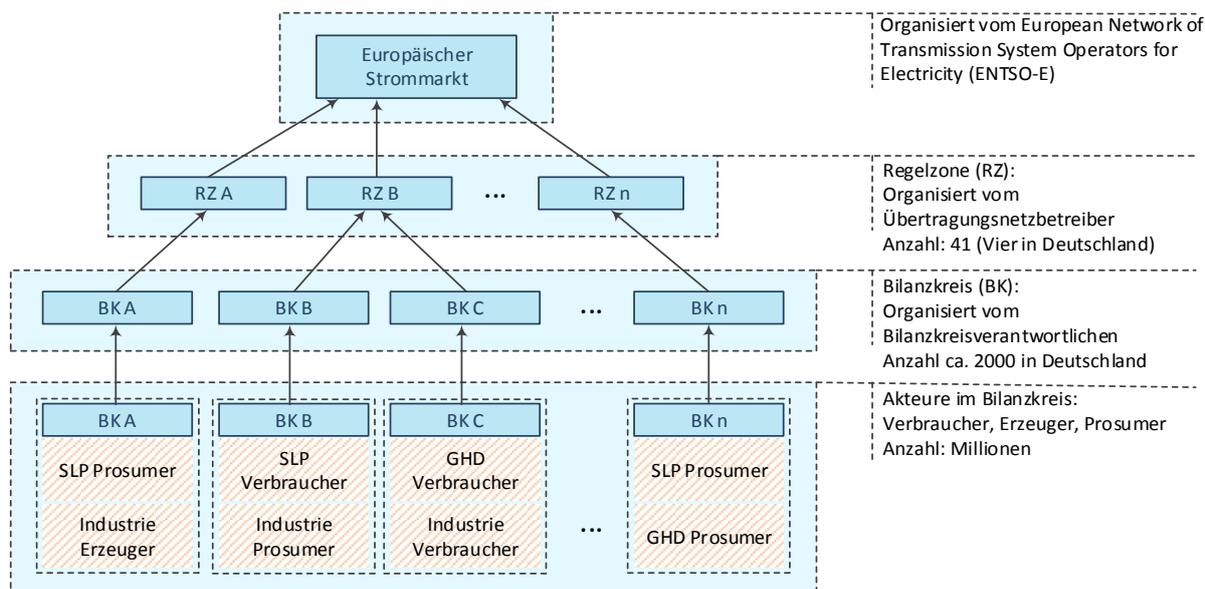


Abbildung 11-1: Struktur des europäischen Strommarktes (eigene Darstellung in Anlehnung an [20])

Die oberste Position der Struktur wird vom europäischen Strommarkt repräsentiert. Dieser wird von dem European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) organisiert. Das ENTSO-E ist ein Netzwerk von 41 europäischen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) aus 34 Ländern. Es organisiert den Betrieb des europäischen Strommarktes und teilt ihn in Regelzonen auf.

Den Betrieb sowie die Sicherheit der jeweiligen Regelzone übernimmt der zugehörige ÜNB. In Deutschland gibt es vier Regelzonen, welche den ÜNB Amprion, TenneT, 50Hertz und TransnetBW zugeordnet sind.

Innerhalb der Regelzonen werden Bilanzkreise gebildet. Bilanzkreise sind virtuelle Gruppen in denen Marktteilnehmer (Erzeuger und Verbraucher) zusammengefasst werden. Jeder Bilanzkreis wird von einem Bilanzkreisverantwortlichen organisiert. Der Bilanzkreisverantwortliche ist gegenüber dem ÜNB verpflichtet, für den Ausgleich zwischen dem Aufbringen und der Abgabe elektrischer Energie innerhalb des Bilanzkreises zu sorgen.

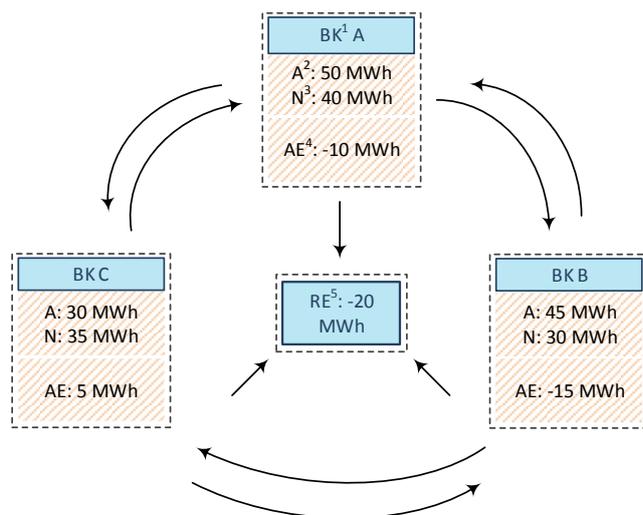
Rechnung getragen wird dieser Forderung mittels Bezugs- und Lieferfahrplänen, welche der Bilanzkreisverantwortliche auf Prognosebasis erstellt und dem ÜNB übermittelt. Innerhalb der deutschen Regelzonen agieren rd. 2.000 Bilanzkreisverantwortliche.

Die letzte Ebene der Struktur des europäischen Strommarkts nehmen die SLP bilanzierten Privatkunden, Industriekunden sowie industrielle Erzeuger ein. Eine besondere Position besetzen hierbei Marktteilnehmer mit Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten in einem. Diese Gruppe wird im weiteren Verlauf als Prosumer bezeichnet und an späterer Stelle detailliert betrachtet. In Deutschland werden mehrere Millionen Marktteilnehmer in Bilanzkreisen zusammengefasst und von Bilanzkreisverantwortlichen organisiert.

Neben der Organisation der Bilanzkreise innerhalb ihrer Regelzone haben die ÜNB die Verantwortung für die Gewährleistung der Systemstabilität des Stromnetzes. Dem wird mit der Aufrechterhaltung des Gleichgewichtes zwischen Stromangebot und –nachfrage Rechnung getragen. Innerhalb einer jeden Regelzone muss die Summe der Abweichungen sämtlicher Bilanzkreise über den Einsatz von kurzfristig verfügbarer Leistungsreserve, sog. Regelleistung, ausgeglichen werden.

Die Summe der Ausgleichsenergiemengen einer jeden Viertelstunde innerhalb einer Regelzone ergibt den Regelleistungsbedarf. Dieser wird vom ÜNB der zugehörigen Regelzone vorgehalten. Mit dem Abruf der Regelleistung werden die Mehr- oder Mindermengen an elektrischer Energie im Stromnetz ausgeregelt, um die Stabilität des Stromsystems aufrecht zu halten.

Die Summe der Ausgleichsenergie innerhalb einer Regelzone kann den Regelleistungsbedarf um ein Vielfaches überschreiten, da Bilanzkreise sich physisch untereinander ausgleichen. Abbildung 11-2 veranschaulicht die Interaktion von drei exemplarischen Bilanzkreisen innerhalb einer Regelzone, die Verteilung der Ausgleichsenergiemengen sowie die resultierende Regelenergie.



<sup>1</sup> Bilanzkreis

<sup>2</sup> Angebot elektrischer Energie

<sup>3</sup> Nachfrage elektrischer Energie

<sup>4</sup> Ausgleichsenergie; Berechnung:  $AE = N - A$  (Verbraucherzählpeilsystem)

<sup>5</sup> Regelenergie; Berechnung:  $(-10 - 15 + 5) \text{ MWh} = -20 \text{ MWh}$

Abbildung 11-2: Interaktion von Bilanzkreisen mit Ausgleichsenergie und resultierende Regelenergie (in Anlehnung an [21])

In Abbildung 11-2 sind drei exemplarische Bilanzkreise mit zugehörigem elektrischen Angebot sowie elektrischer Nachfrage aufgeführt. Bilanzkreise bilden die Grundlage für die Bilanzierung jeglicher Stromhandelsaktivitäten der Bilanzkreisverantwortlichen innerhalb einer Regelzone. Jeder Bilanzkreisverantwortliche ist vertraglich verpflichtet, seinem zugehörigen Bilanzgruppenkoordinator für seinen Bilanzkreis einen ausgeglichenen Fahrplan für jede Viertelstunde des Jahres zu liefern. Die Rolle des Bilanzgruppenkoordinators übernimmt in Deutschland der ÜNB der zugehörigen Regelzone. Aufgrund von Prognoseungenauigkeiten in der Erzeugung und dem Verbrauch resultieren Fahrplanabweichungen. Diese werden in Form von Ausgleichsenergie ausgeglichen und durch den Bilanzkreiskoordinator dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt.

Der Saldo von Angebot und Nachfrage ergibt den Ausgleichsenergiebedarf eines jeden Bilanzkreises. Die Summe der Ausgleichsenergiemengen innerhalb einer Regelzone ergibt den Bedarf an Regelenergie. Diese wird im Rahmen der Systemdienstleistungen der ÜNB eingesetzt, um Abweichungen zwischen Stromangebot und -nachfrage kurzfristig auszugleichen und somit die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten. Treten in den einzelnen Bilanzkreisen einer Regelzone positive oder negative Bilanzkreisabweichungen auf, kompensieren die Bilanzkreise diese in einem ersten Schritt durch den Austausch von Ausgleichsenergie untereinander. Nur der letztlich bestehende positive oder negative Regelzonensaldo wird durch die ÜNB als Regelzonenverantwortliche durch die physische Bereitstellung von Regelenergie ausgeglichen. Diese stellt damit den Teil der

Ausgleichsenergie dar, der nicht durch die Interaktion der Bilanzkreise ausgeglichen werden kann.

Ein positiver Regelzonensaldo beschreibt den Bedarf an positiver Regelenergie. Der Verbrauch innerhalb der Regelzone ist höher als das Energieaufkommen, die Regelzone ist demnach unterdeckt. Ein negativer Regelzonensaldo verlangt die Lieferung negativer Regelenergie. Das Energieaufkommen ist größer als der Verbrauch. Die Regelzone ist überdeckt.

Um jederzeit ausreichend Regelenergie zur Verfügung stellen zu können, halten die ÜNB eine prognostizierte Menge an Regelleistung vor. Diese beschaffen sie in einem Ausschreibungswettbewerb auf einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt für Regelenergie. [22] Es wird nach den geltenden Regeln des ENTSO-E zwischen drei aufeinander abgestimmte Regelleistungsarten hinsichtlich zeitlicher Aktivierung, Abrufprinzip und technischer Anforderungen unterschieden. Diese Produkte werden als

- Frequency Containment Reserves (FCR) bzw. Primärregelleistung (PRL)
- Automatic Frequency Restoration Reserve (FRR) bzw. Sekundärregelleistung (SRL)
- Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) und Reserve Replacement (RR) bzw. Minutenreserveleistung (MRL)

bezeichnet und werden in Kapitel 16 detailliert beschrieben.

## 12 Terminmärkte

Terminmärkte handeln Stromlieferungen in der Zukunft. Der Zeithorizont kann Jahre, Quartale oder Monate betragen. Für die Jahre 2017 und 2018 haben die großen Stromerzeuger die Auslastung ihrer Kraftwerke größtenteils bereits verkauft. Für die Lieferung in den Jahren 2017 und 2018 konnten Strom-Verkaufspreise über den aktuellen Marktpreisen erzielt werden. [23]

In Tabelle 12-1 werden die Rahmenbedingungen für den Handel am Terminmarkt der European Energy Exchange (EEX) aufgetragen. Es werden verfügbare Produkte und Lieferprofile benannt. Des Weiteren werden Mindestgröße in MW und der Handelsbeginn der unterschiedlichen Produkte beziffert.

Tabelle 12-1: Terminprodukte und ihre Eigenschaften auf dem deutschen Strommarkt

Produkt	Lieferprofil	Lieferstunden [h]	Mindestgröße [MW]	Handelsbeginn
Jahr	Base <sup>1</sup>	8760 / 8784	5	4 Jahre vorher
Quartal		2159 <sup>3</sup> – 2209 <sup>4</sup>	5	7 Quartale vorher
Monat		672 <sup>5</sup> – 745 <sup>6</sup>	5	6 Monate vorher
Woche		168	10	4 Wochen vorher
Jahr	Peak <sup>2</sup>	3120 – 3144	5	4 Jahre vorher
Quartal		780 – 792	5	7 Quartale vorher
Monat		240 – 276	5	6 Monate vorher
Woche		60	10	4 Wochen vorher

<sup>1</sup> Lieferzeitraum: 0 – 24 Uhr

<sup>2</sup> Lieferzeitraum: Montags – Freitags von 8 – 20 Uhr (auch an Feiertagen)

<sup>3</sup> 1. Quartal, kein Schaltjahr, Zeitumstellung (-1) berücksichtigt

<sup>4</sup> 4. Quartal, kein Schaltjahr, Zeitumstellung (+1) berücksichtigt

<sup>5</sup> Februar, kein Schaltjahr

<sup>6</sup> Oktober, Zeitumstellung (+1) berücksichtigt

Das Lieferprofil der Terminprodukte wird in Base und Peak differenziert. Das Produkt Base entspricht einer Lieferung mit konstanter Leistung über den gesamten Lieferzeitraum. Das Produkt Peak entspricht ebenfalls einer Lieferung mit konstanter Leistung. Der Zeitraum hingegen ist beschränkt auf die Tage Montag – Freitag und die Stunden 8 – 20 Uhr. Feiertage in diesem Zeitraum sind auch Liefertage. Die Mindestgröße der elektrischen Leistung liegt unabhängig des Lieferprofils bei 5 MW für Jahres-/ Quartals- und Monatsprodukte. Wochenprodukte verlangen eine Mindestgröße von 10 MW Leistung.

Die Mindestgröße der elektrischen Leistung übersteigt die Leistung eines Windheizung 2.0-Gebäudes um ein Vielfaches. Als Teilnehmer eines virtuellen Kraftwerkes bzw. als Bestandteil eines Portfolios eines Vermarkters ist der Energiebezug als Terminkontrakt möglich. Die Grundidee des Windheizung 2.0-Gebäudes, Strom in Zeiten hoher Windeinspeisung aufzunehmen, wird mit Terminkontrakten jedoch nicht realisiert.

## 13 Kurzfristig gehandelte Strommärkte

Erzeuger, Verbraucher, Bilanzkreisverantwortliche und Vermarkter können in Deutschland auf verschiedenen Strommarktplätzen handeln.

### 13.1 Marktanalyse

#### 13.1.1 Die Märkte Day-Ahead, Intraday und Day-After Handel

In Abbildung 13-1 ist ein Teil der möglichen Handelsplätze auf dem deutschen Strommarkt dargestellt. Außerbörsliche Handlungsoptionen vor dem Lieferzeitpunkt werden nicht aufgeführt. Der Börsenhandel der EPEX mit seinen Märkten Day-Ahead und Intraday wird in blau abgebildet. Als Handlungsoption nach dem Lieferzeitpunkt wird der außerbörsliche Day-After Handel in grau dargestellt. Neben den Produkten dieser drei Handelsplätze stellen Terminprodukte der EEX, sog. EEX Futures, eine weitere Option für den Handel von Energiemengen dar. Diese Energiemengen können in Form von Jahres-/ Quartals-/ Monats- und Wochenblockkontrakten gehandelt werden. Eine zeitlich feinere Auflösung der Energiemengen ermöglichen Einzelstundenkontrakte auf dem Day-Ahead Markt der EPEX.

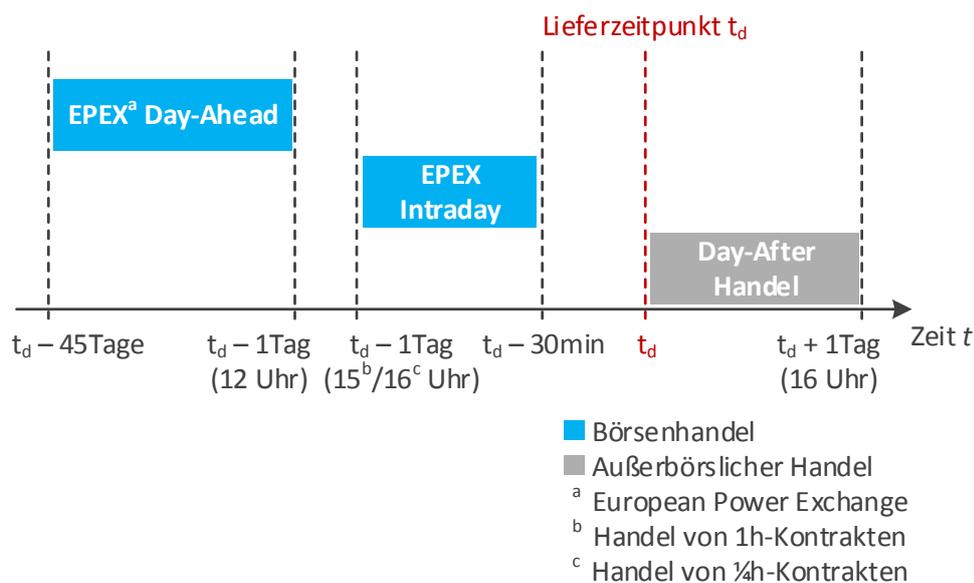


Abbildung 13-1: Handlungsoptionen auf dem deutschen Strommarkt

#### 13.1.2 Kosten, Mindesthandelsvolumina und Fristen

Das Fahrplanmanagement verlangt, entsprechend den Vorgaben des ENTSO-E Scheduling System (ESS), die Wahrung unterschiedlicher Fristen für den Day-Ahead, Intraday und Day-After Handel. Ein Handel von Day-Ahead Kontrakten wird ab dem 45. Tag vor dem Lieferzeitpunkt bis zum Vortag des Lieferzeitpunktes um 12 Uhr ermöglicht. Somit kann der Bilanzkreisverantwortliche seinen Fahrplan für den ÜNB mit Terminprodukten der EEX sowie

Stundenkontrakten des Day-Ahead Marktes der EPEX decken. Ab 15 Uhr des Tages vor der Lieferung bis 30 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt können Energiemengen in Form von Stunden- und Blockkontrakten am Intraday Markt der EPEX gehandelt werden. Ein Handel von Viertelstundenkontrakten am Intraday Markt ist ab 16 Uhr des Tages vor der Lieferung bis 30 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt möglich. Der Handel am Intraday Markt erlaubt dem Bilanzkreisverantwortlichen Fahrplanabweichungen, welche nach der Fahrplananmeldung beim ÜNB und 30 Minuten vor Lieferung der Energiemengen festgestellt werden, auszugleichen. Prognoseungenauigkeiten, die zu Abweichungen des angemeldeten Fahrplans führen und erst nach der Fahrplananmeldung identifiziert werden, können somit mittels Intraday Handel ausgeglichen werden. Ab 30 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt sind keine Fahrplananpassungen mittels Handelsaktivitäten am Intraday Markt mehr möglich. Sämtliche verbleibenden Fahrplanabweichungen werden als Ausgleichsenergiemengen in die Bilanzierung aufgenommen. Eine letzte Option über Handelsaktivitäten die Ausgleichsenergiemengen zu reduzieren ist der Day-After Handel. Den Bilanzkreisverantwortlichen wird bis 16 Uhr des Folgetages ermöglicht, mittels Day-After Handel, in Form von außerbörslicher Handelsaktivität, Fahrplanabweichungen auszugleichen.

Die Handlungsoptionen auf dem deutschen Strommarkt wurden mit den zugehörigen Fristen und Mindesthandelsvolumina für die Rolle eines Bilanzkreisverantwortlichen dargestellt. Die Teilnahme am Börsenhandel wird auch anderen Marktteilnehmern unter der Voraussetzung eines Börsenzugangs ermöglicht. So ist es auch Vermarktern oder Betreibern von virtuellen Kraftwerken möglich Energiemengen am Day-Ahead, Intraday oder Day-After Markt zu handeln. In Tabelle 13-1 werden die Kosten und Mindesthandelsvolumina für die Teilnahme auf den Handelsplätzen des deutschen Strommarktes aufgeführt. [24,25]

Tabelle 13-1: Kosten und Mindesthandelsvolumina für die Teilnahme auf den Handelsplätzen des deutschen Strommarktes [24,25]

	EPEX <sup>1</sup>		IntradayS
	Day-Ahead	Intraday	Day-After <sup>2</sup>
Eintrittsgebühr		25.000 €	3.000 €
Jährliche Gebühr		10.000 €	1.200 €
Handelsgebühr	0,04 €/MWh	0,1 €/MWh	0,01 €/MWh
Handelsregistrierung	0,04 €/MWh	0,1 €/MWh	-
Handelsinkrement <sup>3</sup>	0,1 MW	0,1 MW	1 MW

<sup>1</sup> European Power Exchange

<sup>2</sup> Die Preise entsprechen den Day-Ahead Marktdaten der EPEX [25]

<sup>3</sup> Das Handelsinkrement repräsentiert ebenfalls das Mindesthandelsvolumen

### 13.1.3 Mechanismen der Strompreisbildung

Ungeachtet dessen, dass ein Großteil der Stromlieferungen über bilaterale, langfristige Verträge erfolgt und somit nur ein Teil des insgesamt verbrauchten Stroms durch Börsenhandel umgesetzt wird, hat sich der Spotmarktpreis an der EEX als der Referenzpreis für Strom etabliert. Dies ist durch die als Arbitrage-Freiheit bezeichnete Option eines der Vertragspartner begründet, sich bei einer auftretenden Preisdifferenz durch alternative Beschaffung an der Strombörse besserzustellen. Der börsengehandelte Preisverlauf der letzten zehn Jahre hat gezeigt, dass dieser im Tages- und Jahresverlauf erheblich variiert.

Die Strompreise werden von der Nachfrage und der Angebotskurve bestimmt. Das Angebot in Strommärkten ist durch eine heterogene Kostenstruktur charakterisiert. Die Angebotskurve wird durch die kumulierten Grenzkosten des gesamten Kraftwerksparks nach dem Merit-Order Prinzip festgelegt und ist im Grundlastbereich typischerweise flach, während sie näher an der Kapazitätsgrenze steiler verläuft. [26] Je höher die Nachfrage bei gegebenem Kraftwerkspark, desto teurere Kraftwerke kommen zum Einsatz und desto höher ist der Strompreis. Die Erzeugung aus Must-Run-Anlagen<sup>3</sup> lässt sich als nahezu preisunabhängiges Angebot abbilden. Die Begründung liegt in den geringen variablen Kosten von WEA und PV-Anlagen bzw. einem Betrieb des Kraftwerks unabhängig von der Marktsituation, da ein Koppelprodukt bereitgestellt wird. Dies trifft z.B. auf KWK-Anlagen zu, die wärmegeführt betrieben werden.

Abbildung 13-2 zeigt die systematische Preisbildungsstruktur für eine Erhöhung des Angebots Erneuerbarer Energien. Bei einer gegebenen Stromnachfrage und einem festgelegten konventionellen Kraftwerkspark führt eine erhöhte Einspeisung aus Must-Run-Anlagen zu einer verminderten Residuallast und infolgedessen auch zu einem verringerten Strompreis.

---

<sup>3</sup> Aufgrund der Vorrang einspeisung werden Erneuerbare Energien als Must-Run-Anlagen betrachtet.

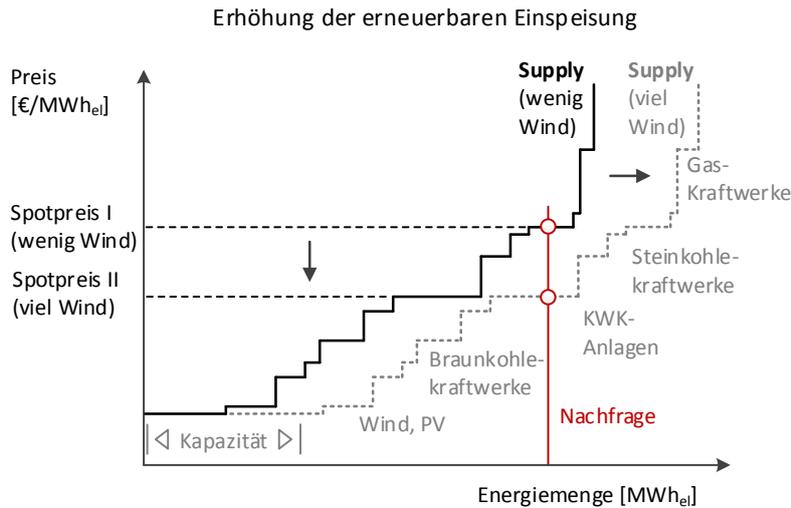


Abbildung 13-2: Auswirkung einer erhöhten Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern (Windenergie- bzw. Photovoltaikeinspeisung) auf den Strompreis an Kurzfristmärkten.

Durch den Strombezug für die elektrische Wärmeerzeugung wird jedoch die Nachfrage erhöht und das Auftreten von Überangeboten sukzessiv abgebaut. Dies führt in Abhängigkeit der nachgefragten Energiemenge zu einem Anstieg der Strompreise. Diese Wechselwirkung kann exemplarisch der Abbildung 13-3 entnommen werden.

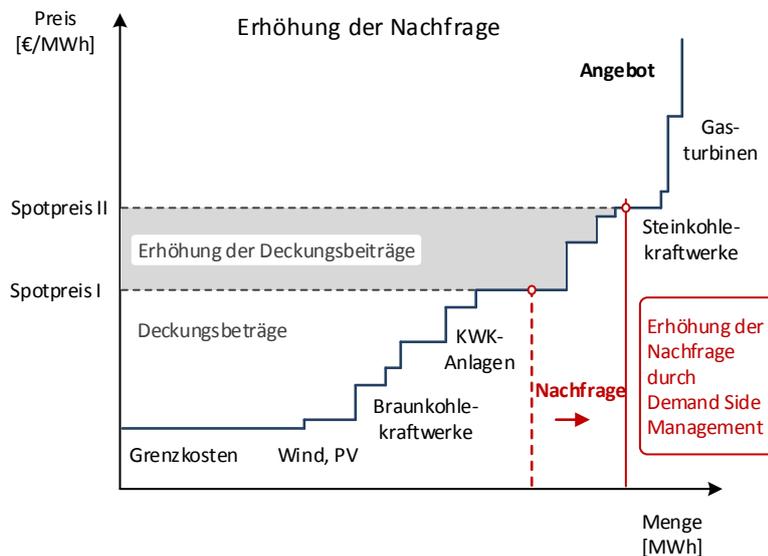


Abbildung 13-3: Veränderung des börsengehandelten Strompreises durch eine Erhöhung der Stromnachfrage bspw. durch eine Windheizung 2.0

## 13.2 Detailanalyse für kurzfristig gehandelte Strommärkte

In diesem Kapitel werden der Day-Ahead und Intraday Markt einer detaillierten Analyse unterzogen. Es wird beantwortet, ob niedrige Strompreise in der Heizperiode zu erwarten sind und wie stark diese mit der Windenergieeinspeisung korrelieren.

### 13.2.1 Methodik

Allgemein kann angenommen werden, dass bei unverändertem Marktdesign in Zukunft die Preisvolatilität im Strommarkt weiter ansteigt und starke Preisausschläge in negativer als auch positiver Richtung zu verzeichnen sind.<sup>4</sup> [27–29] Infolge des Ausbaus Erneuerbarer Energien werden die Strompreise mehr und mehr durch die Residuallast determiniert und der Zusammenhang zwischen Strompreis und Nachfrage zunehmend aufgehoben. [30–34]

Es wird der Ansatz verfolgt, die Entwicklung der Strompreise mit Hilfe der Residuallast zu erklären. Mit der Beschränkung auf die Residuallast als wesentlichen Einflussfaktor auf den am Spotmarkt gehandelten variablen Anteil des Strompreises, wird ein transparenter Ansatz gewählt. Neben den empirischen Preisdaten des Day-Ahead und Intraday Marktes wird die Residuallast benötigt. Als Residuallast wird die Last bezeichnet, welche durch konventionelle Erzeugungskapazitäten gedeckt werden muss. Diese kann aus der Differenz der Stromnachfrage an einem bestimmten Zeitpunkt und der Einspeisung erneuerbarer Energien zum gleichen Zeitpunkt berechnet werden.

#### Berechnung der Stromnachfrage

Für die Ermittlung der Residuallast wird die stundenscharfe Einspeisung erneuerbarer Energien mit dem Nettostromverbrauch verglichen. Der Nettostromverbrauch ergibt sich durch Skalierung der in stündlicher Auflösung bereitgestellten Netzlast des Jahres 2016 auf den Gesamtstromverbrauch. [35] Zur Berechnung der Stromnachfrage werden für den Day-Ahead Markt die Prognosedaten der Last (Day-Ahead Total Load) und für den Intraday Markt die tatsächliche Stromnachfrage (Actual Total Load) verwendet. Der Gesamtstromverbrauch in Deutschland 2016 wird (vorläufig) auf 594,70 TWh/Jahr<sub>2016</sub> taxiert. [36]

#### Berechnung der fluktuierenden Stromeinspeisung aus Wind und der Residuallast

Zur Berechnung der fluktuierenden Stromeinspeisung werden für den Day-Ahead Markt die Prognosedaten [37] und für den Intraday Markt die tatsächliche Stromeinspeisung [38]

---

<sup>4</sup> Im Rahmen der Studie werden unterschiedliche Marktdesigns nicht untersucht. Bei einem nahezu kompletten Umbau der Erzeugungsstruktur sind auch Anpassungen des Marktdesigns unerlässlich. Da zum Studienzeitpunkt keine gesicherten Kenntnisse über die Ausgestaltung der zukünftigen Energiemärkte vorliegen, wird von einem unveränderten Marktdesign auch für die Prognose ausgegangen.

verwendet. Die Vortagesprognose als auch die tatsächliche Erzeugung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in Deutschland (Erzeugungsprofile) werden in stündlicher Auflösung von den vier ÜNB auf der Transparenzplattform der ENTSO-E veröffentlicht.

Für Laufwasserkraftwerke wird eine beständige Energiemenge angesetzt, da diese über den Tag eine relativ konstante Energiemenge erzeugen und durch ihre Regelfähigkeit nicht zu den Anlagen mit Vorrang einspeisung gehören. Dadurch bewirken diese in der Modellierung lediglich eine Verschiebung der Residuallast. Bei der Einspeisung für Biomasse wird ebenfalls auf die Werte der ENTSO-E Transparenzplattform zurückgegriffen. Pumpspeicherkraftwerke, als wichtiger Baustein für den Energieausgleich, sind ebenfalls in den Berechnungen berücksichtigt. Da alle Erzeugungsprofile empirisch und in stundenscharfer Auflösung vorliegen, werden Berechnungen mit hohem Detailgrad ermöglicht. [39]

### **Korrelation der Residuallast mit den kurzfristigen Strompreisen**

Das Konzept der Residuallast als determinierende Einflussgröße des Strompreises wird durch Korrelation empirischer Daten der Residuallast sowie der Spotpreise umgesetzt. Die Spotmarktpreise liegen als Daten aus dem Jahr 2012 und dem Jahr 2016 vor. Eine stündliche Auflösung aller Verarbeitungsdaten trägt der stark volatilen Preisbildung am Spotmarkt Rechnung. Es wird ein mathematischer Zusammenhang der zugrundeliegenden Preisabhängigkeit mit der Residuallast beschrieben. Dies ermöglicht eine Berechnung der Korrelation von Zeiten niedriger Residuallast und niedrigen Strompreisen für eine fluktuierende Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne.

### 13.2.2 Detailanalyse für den Day-Ahead Markt

Abbildung 13-4 (links) zeigt die Preisbildung am Day-Ahead Spotmarkt für das Jahr 2012. Die Strompreise sind in Korrelation mit der Residuallast aufgetragen. Die Heizperiode wurde für einen Vergleich mit nicht hocheffizienten Gebäuden exemplarisch auf einen Zeitraum vom 01. Oktober bis 30. April festgelegt. Der Betrachtungszeitraum innerhalb der festgelegten Heizperiode ist grün dargestellt. Die Anpassung des Betrachtungszeitraumes an die Kernheizperiode von hocheffizienten Windheizung 2.0-Gebäuden (01. November bis 28. Februar) ist möglich. Der grundsätzliche Trend von niedrigeren Preisen an den Kurzfristmärkten zu Zeiten einer hohen regenerativen Einspeisung wird ersichtlich. Die Regressionsfunktion fällt mit niedriger Residuallast ab und die Wahrscheinlichkeit niedriger Strompreise nimmt zu.

Abbildung 13-4 (rechts) stellt einen Ausschnitt mit Strompreisen von 25 €/MWh<sub>el</sub> und -25 €/MWh<sub>el</sub> dar. Dieser Bereich ist für eine elektrische Heizung mit Strom interessant. Es ist deutlich ersichtlich, dass die für eine Windheizung 2.0 günstigen Strompreise vor allem in der Heizperiode (grün dargestellt) auftreten. Ob die Häufigkeit und Verteilung dieser niedrigen Strompreise für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Windheizung 2.0 ausreichen, muss in weitergehenden Untersuchungen geklärt werden.

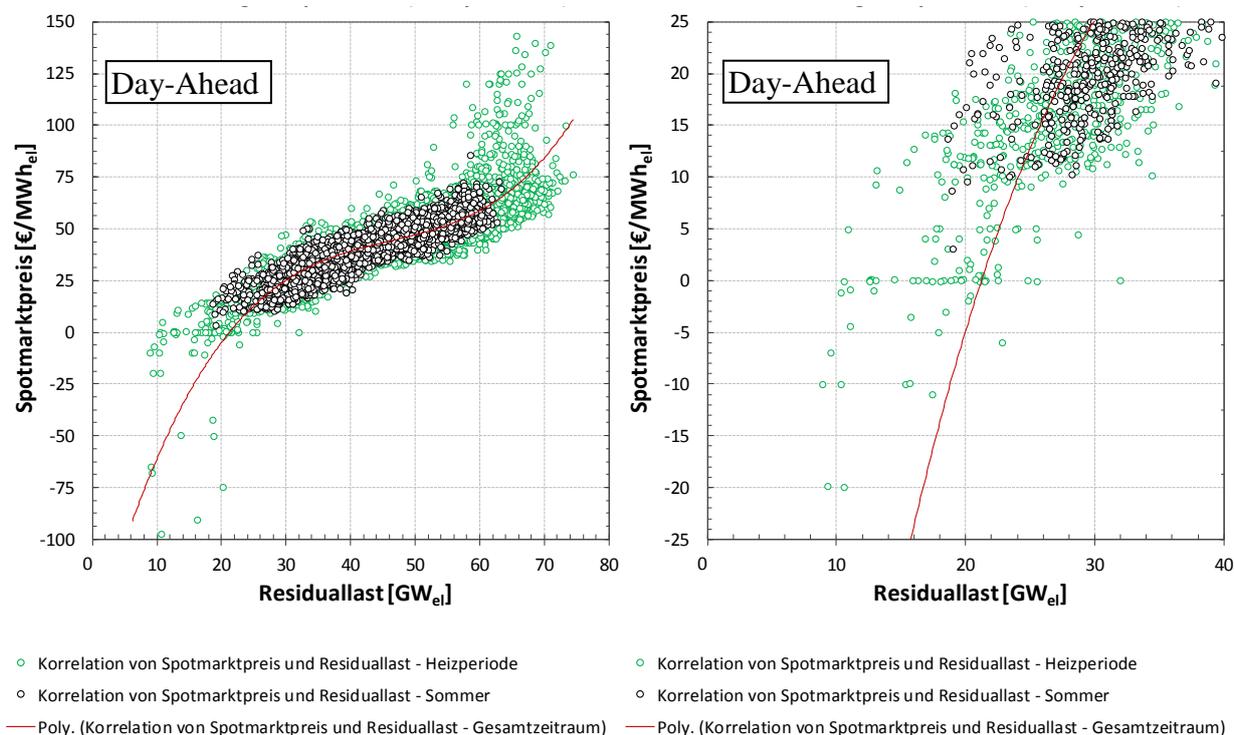
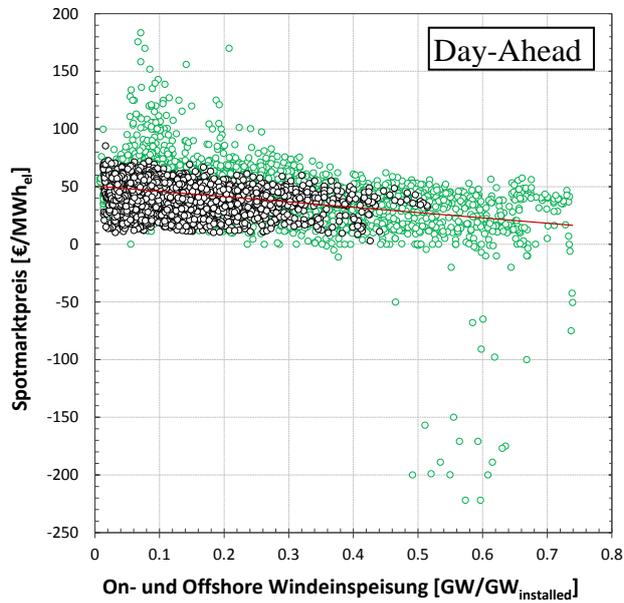


Abbildung 13-4: Korrelation der Day-Ahead Spotmarktpreise der European Power Exchange mit der Residuallast für das Jahr 2012 (links: Gesamt) und (rechts: Ausschnitt des für die Windheizung 2.0 relevanten Bereichs) [35,37,38,40]

Abbildung 13-5 stellt die Korrelation von Day-Ahead Spotmarktpreis mit der On- und Offshore Windeneinspeisung für das Jahr 2012 dar.



Linkes Diagramm

- Korrelation von Spotmarktpreis und On- und Offshore Windeinspeisung - Heizperiode
- Korrelation von Spotmarktpreis und On- und Offshore Windeinspeisung - Sommerperiode
- Linear (Korrelation von Spotmarktpreis und On- und Offshore Windeinspeisung - Gesamtzeitraum)

Abbildung 13-5: Korrelation der Day-Ahead Spotmarktpreise der European Power Exchange mit On- und Offshore Windeneinspeisung für das Jahr 2012 [35,37,38,40]

In Abbildung 13-6 (links) ist die Preisbildung am Day-Ahead Spotmarkt für das Jahr 2016 dargestellt. Alle für das Jahr 2012 beschriebenen Trends behalten ihre Gültigkeit. Im Jahr 2016 sind höhere Erzeugungskapazitäten Erneuerbarer Energien im Markt, welche die Residuallast weiter reduzieren. Im Allgemeinen haben sich die Strompreise durch höhere Einspeisung von Erneuerbaren Energien auf ein niedrigeres Niveau abgesenkt. Dies wird als Merit-Order Effekt bezeichnet.

In Abbildung 13-6 (rechts) wird für das Jahr 2016 der mit dem Jahr 2012 identische Ausschnitt mit Strompreisen von 25 €/MWh<sub>el</sub> und -25 €/MWh<sub>el</sub> dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die für eine Windheizung 2.0 günstigen Strompreise vor allem in der Heizperiode (grün dargestellt) auftreten. Die Trennung von niedrigen Strompreisen innerhalb der Heizperiode von der Sommerzeit ist jedoch schwächer ausgeprägt.

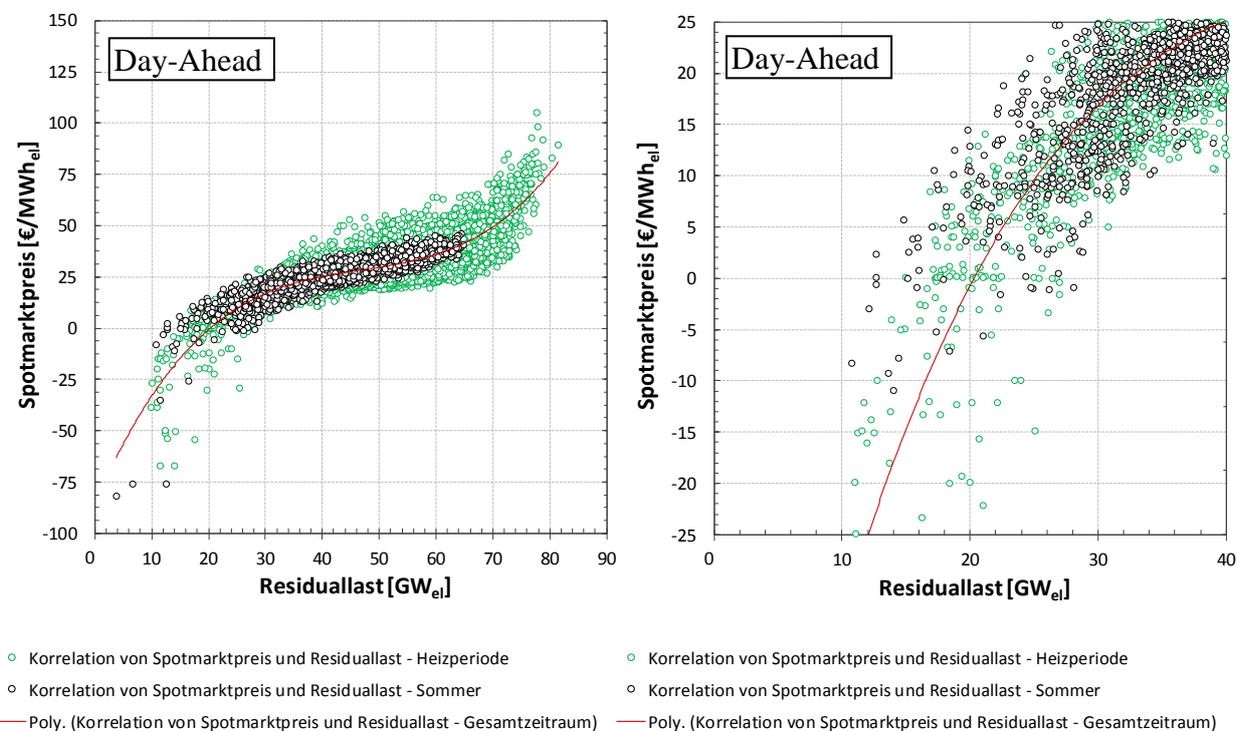


Abbildung 13-6: Korrelation der Day-Ahead Spotmarktpreise der European Power Exchange mit der Residuallast für das Jahr 2016 (links: Gesamtansicht) und (rechts: Ausschnitt des für die Windheizung 2.0 relevanten Bereichs) [35,37,38,40]

Abbildung 13-7 (links) zeigt die Korrelation von On- und Offshore Windenergieeinspeisung mit den Day-Ahead Spotmarktpreis auf. Die horizontale Achse stellt die tatsächliche Einspeisung im Verhältnis zur installierten Kapazität dar. Nur in der Heizperiode wird eine hohe Auslastung der WEA erreicht. Die Korrelation mit der Einspeisung ist deutlich ausgeprägt und hohe Windeinspeisung führt zuverlässig zu niedrigen Day-Ahead Strompreisen. Der maximale Degressionseffekt auf den Strompreis lässt sich durch die Auswertung der linearen Trendfunktion bestimmen. Durch Windenergieeinspeisung bei voller Auslastung der Anlagen würde sich der Strompreis um 36,74 €/MWh<sub>el</sub> reduzieren.

Die Korrelation des Day-Ahead Spotmarktpreises mit der Photovoltaikeinspeisung ist in Abbildung 13-7 (rechts) dargestellt. Die Korrelation mit niedrigen Strompreisen ist weniger stark ausgeprägt. Dies erklärt sich vor allem durch die Mittagsspitze. Zur Mittagszeit besteht eine hohe Stromnachfrage und auch die Photovoltaikeinspeisung erreicht im Sommer in diesem Zeitraum das Maximum. Dadurch werden die historisch höheren Preise zur Mittagszeit geglättet, es treten jedoch keine niedrigen Strompreise auf. Wird der maximale Degressionseffekt auf den Strompreis durch die Auswertung der linearen Trendfunktion auch für die Photovoltaikeinspeisung berechnet, fällt dieser mit 27,22 €/MWh<sub>el</sub> geringer aus als bei Wind.

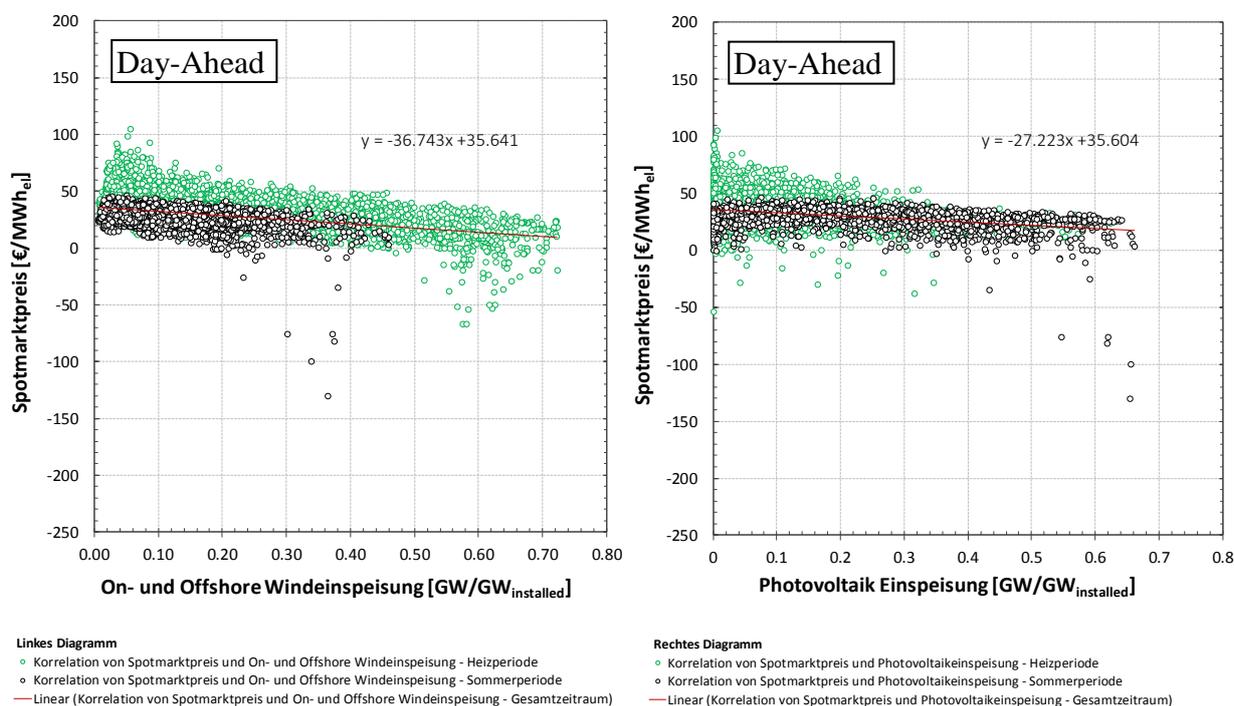


Abbildung 13-7: Korrelation der Day-Ahead Spotmarktpreise der European Power Exchange mit On- und Offshore Windenergieeinspeisung (links) und der Photovoltaikeinspeisung (rechts) für das Jahr 2016 [35,37,38,40]

### 13.2.3 Detailanalyse für den Intraday Markt

In Abbildung 13-8 (rechts) ist die Preisbildung am Intraday Markt dargestellt. Im Allgemeinen ist die Streuung der Strompreise in Abhängigkeit der Residuallast höher als im Day-Ahead Markt, was eine zuverlässige Voraussage niedriger Strompreise erschwert. Wie im Day-Ahead Markt ist eine deutliche Varianz der Residuallast nur für den Zeitraum der Heizperiode ersichtlich.

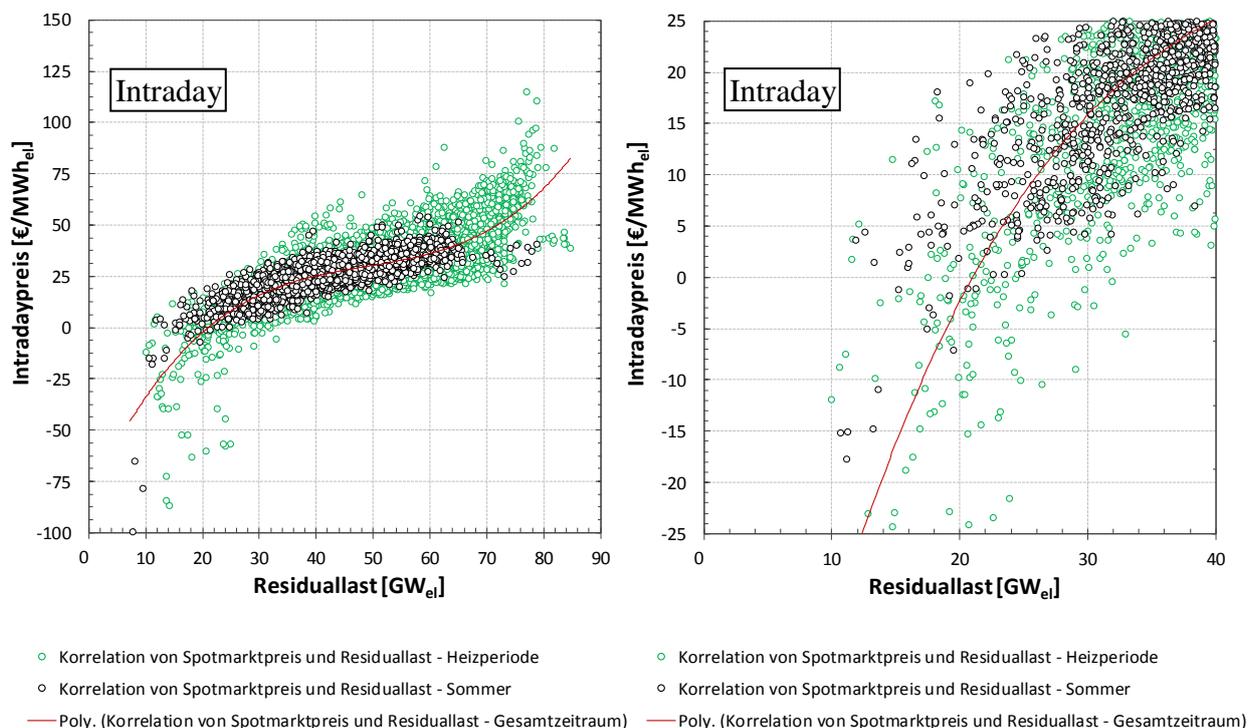


Abbildung 13-8: Korrelation der Intraday Spotmarktpreise der European Power Exchange mit der Residuallast für das Jahr 2016 (links: Gesamt) und (rechts: Ausschnitt des für die Windheizung 2.0 relevanten Bereichs) [35,38,41]

Die in Abbildung 13-9 (links) dargestellte Varianz in der Residuallast innerhalb des Zeitraums der Heizperiode resultiert aus der zeitweisen hohen Einspeisung von Strom aus WEA im Jahr 2016. Die Korrelation der Windenergieeinspeisung mit dem Strompreis ist deutlich ausgeprägt und eine hohe Windeinspeisung führt zuverlässig zu niedrigeren Strompreisen. Es besteht jedoch vor allem in dieser Periode eine hohe Streuung der Strompreise. Dies bedeutet, dass ein Zeitpunkt mit identischer Residuallast zu sehr niedrigen Strompreisen führen kann, jedoch auch nur durchschnittlich hohe Strompreise auftreten können.

Vergleichbar mit dem Day-Ahead Markt ist auch im Intraday Markt der Zusammenhang von Strompreis und Photovoltaikeinspeisung geringer als bei Windenergieeinspeisung. Die Korrelation der Photovoltaikeinspeisung mit dem Strompreis ist jedoch mit  $-29,99 \text{ €/MWh}_{e1}$  bei optimaler Auslastung höher als am Day-Ahead Markt. Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 13-9 (rechts) dargestellt.

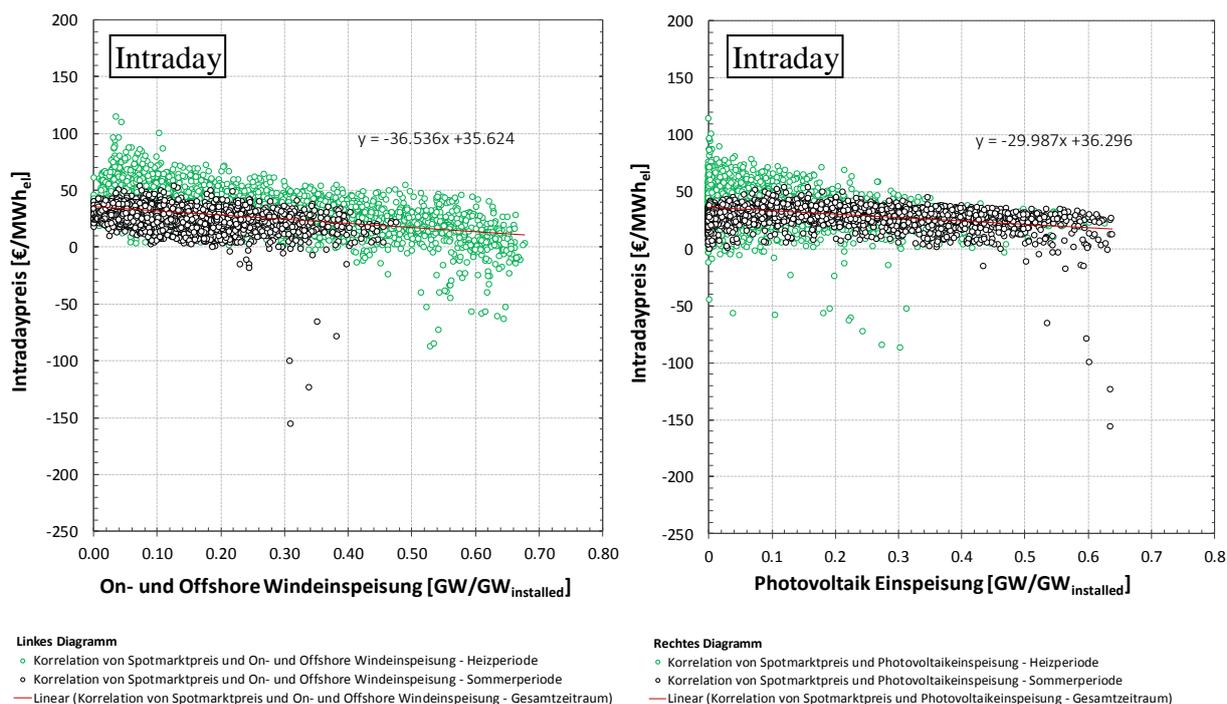


Abbildung 13-9: Korrelation der Intraday Spotmarktpreise der European Power Exchange mit On- und Offshore Windenergieeinspeisung (links) und der Photovoltaikeinspeisung (rechts) für das Jahr 2016 [35,38,41]

### 13.2.4 Day-Ahead Markt vs. Intraday Markt

Ein Strombezug anhand flexibler Preissignale an den kurzfristig gehandelten Strommärkten wird in dieser Arbeit als eine Ausrichtung an wirtschaftlichen Gesichtspunkten definiert. Das Bestreben wird dabei sein, möglichst dann Windstrom zu beziehen, wenn die Preise niedrig sind, was eine marktwirtschaftliche Ausrichtung der Betriebsweise definiert. Der Mehrwert von Power to Heat liegt in der Option, zu Zeiten von geringen Stromhandelspreisen, Wärmeenergie kosteneffizient zu generieren. Prinzipiell eignen sich Day-Ahead Markt und Intraday Markt, welche die aktuelle Marktsituation widerspiegeln.

Ursprungsidee für den Zweck des Intraday Markt war die Funktion, dass BKV ihre Bilanzkreise kaufmännisch sauber halten. Eine Erweiterung des Einsatzes würde auch eine systemdienliche Funktion beinhalten. Die Frage, wieviel Einfluss der Intraday Markt schon heute besitzt und ob der Intraday Markt schon heute Flexibilität honoriert, wird zunehmend gestellt. Gründe für den Handel am Intraday Markt sind:

- Optimierung von aktuellen Prognosen (Einspeisung, Verbrauch, Bilanzkreisabweichungen) gegenüber Day-Ahead Strommengen.
- Ausnutzen von Preisspreads gegenüber Day-Ahead Markt sowie innerhalb des kontinuierlichen Handels.
  - Möglichkeit, dass Strom am Day-Ahead Markt verkauft wurde (dafür Kraftwerk einsetzen) und am Intraday Markt billiger gekauft wird (und Kraftwerk nicht einsetzen).
  - Möglichkeit, dass innerhalb des Intraday-Handels Strom für bestimmten Preis gekauft wurde. Falls die Preise zwischenzeitlich innerhalb des Handelszeitraums steigen, lässt sich der Strom später mit Gewinn verkaufen.
- Im Gegensatz zum Day-Ahead Markt können am Intraday Markt auch Viertelstunden gehandelt werden (ab 16:00 Uhr des Vortages im kontinuierlichen Handel).

Zusammenfassen kann festgestellt werden, dass der Intraday Markt in den letzten Jahren deutlich an Liquidität gewonnen hat und insbesondere für die erneuerbaren Energien unerlässlich geworden ist. Allerdings ist der Kraftwerkspark aktuell noch flexibel genug, so dass „Flexibilität“ so wie man das gerne hätte, heute noch keinen nennenswerten Wert hat. Im Durchschnitt entspricht der Intraday-Preis dem Day-Ahead Spotpreis. In Knappheits- oder Stromüberschusssituationen kann das jedoch anders aussehen. Ob die Anzahl der niedrigen Strompreise ausreicht, um eine Windheizung 2.0 wirtschaftlich an einem der Spotmärkte zu betreiben muss durch weitergehende Studien evaluiert werden.

### **13.3 Ausblick auf eine mögliche zünftige Strompreisentwicklung**

Erneuerbare Energien erzeugen einen hohen Preisdruck, da diese aufgrund der Vorranginspeisung als auch ihrer sehr geringen variablen Kosten und damit verbunden ihrer Position in der Merit-Order vorrangig einspeisen. Unter der Annahme eines unveränderten Marktdesigns des Energy-only Marktes nehmen deshalb die Preisvolatilität und der Preisdruck mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien zu. Das Potenzial einer Windheizung 2.0 wird stark von den Strombezugskosten bestimmt. Nach dieser Logik von sinkenden Strompreisen würde ein Betrieb einer Windheizung 2.0 mit fortschreitendem Zeithorizont begünstigt.

## 14 Bilanzkreismanagement

In Abbildung 14-1 werden die Komponenten eines Bilanzkreismanagements in zeitlicher Reihenfolge mit Zuordnung der Handlungsoptionen auf dem deutschen Strommarkt aufgeführt. Des Weiteren werden die zeitlichen Rahmenbedingungen für die Fahrplananmeldung in Deutschland mit Hilfe des ESS [42] dargestellt.

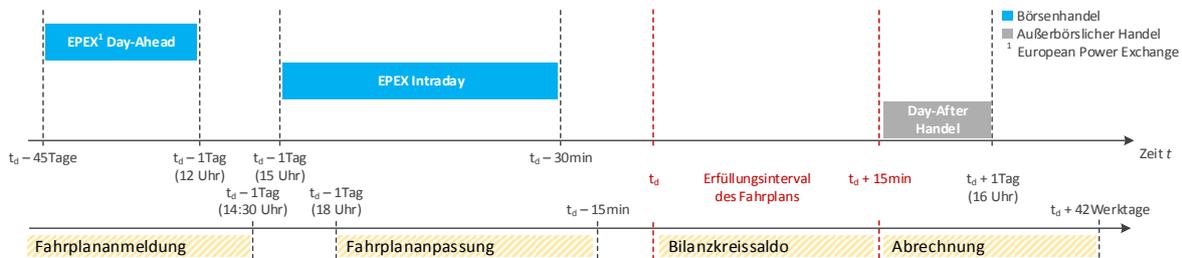


Abbildung 14-1: Darstellung des Bilanzkreismanagements in zeitlicher Reihenfolge mit Zuordnung der Handlungsoptionen auf dem deutschen Strommarkt und den Rahmenbedingungen für die Fahrplananmeldung in Deutschland [42]

Die Fahrplanzeitreihen dürfen ausschließlich Viertelstundenleistungswerte enthalten. [42] Das Fahrplanmanagement eines Bilanzkreises wird bezüglich seiner zeitlichen Abarbeitung in vor, während und nach jedem  $\frac{1}{4}$ -h-Zeitintervall gemäß Fahrplan gegliedert. Der Startzeitpunkt eines jeden  $\frac{1}{4}$ -h-Zeitintervalles wird in Abbildung 14-1 und im weiteren Verlauf mit  $t_d$  bezeichnet. Das Ende eines jeden  $\frac{1}{4}$ -h-Zeitintervalles entspricht  $t_d + 15\text{min}$ .

Die Module der Fahrplananmeldung und -anpassung dienen der Abbildung eines jeden  $\frac{1}{4}$ -h-Zeitintervalles des Fahrplanmanagements **vor** dem Beginn  $t_d$  der jeweiligen Viertelstunde unter Berücksichtigung der zeitlichen Vorgaben des ESS [42]. Die Fahrplananmeldung wird mit Terminprodukten und Kontrakten des Day-Ahead Marktes realisiert. Die Fahrplananpassung erfolgt mit Produkten des Intraday Handels.

Das Modul Bilanzkreissaldo dient der Abbildung eines jeden  $\frac{1}{4}$ -h-Zeitintervalles **während** einer jeden Viertelstunde. Auf Basis der tatsächlichen Netzaustauschleistung und der Daten aus der angepassten Fahrplananmeldung wird der Bilanzkreissaldo bestimmt. Der Bilanzkreissaldo stellt den Ausgleichsenergiebedarf für die Deckung der Fahrplanabweichungen einer jeden Viertelstunde dar. Werden vor dem Ende eines  $\frac{1}{4}$ -h-Zeitintervalles Abweichungen gegenüber der Fahrplananpassung festgestellt, so können diese innerhalb des  $\frac{1}{4}$ -h-Zeitintervalles mittels Windheizung 2.0-Gebäuden reduziert werden. Diese Reduzierung verringert den Ausgleichsenergiebedarf für das entsprechende  $\frac{1}{4}$ -h-Zeitintervall.

Die verbleibenden Ausgleichsenergiemengen, welche nicht durch Handelsaktivitäten oder einem aktiven Bilanzkreismanagement mittels Windheizung 2.0-Gebäuden ausgeglichen wurden, stellt der ÜNB dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung. Die Verrechnung erfolgt mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP).

Der reBAP ist für jede der vier deutschen Regelzonen gültig. Er wird für jedes Lieferintervall (1/4 Stunde), auf Basis der Kosten sowie Mengen der eingesetzten Regelenergie (Sekundär- und Minutenreservearbeit) aller vier Regelzonen, gebildet. Um den Bilanzkreisverantwortlichen die Möglichkeit zu nehmen, mittels Ausgleichsenergiezahlungen gegenüber Intraday Handelsaktivitäten zu optimieren, wurde die Berechnung des reBAP erweitert. Dies wird in [43] ausführlich beschrieben. Der reBAP soll in seiner dargestellten Form den Bilanzkreisverantwortlichen einen Anreiz für die Einhaltung der Bilanzkreistreue setzen. Der Ausgleichsenergiepreis wird nach Handelsschluss des Day-After Marktes veröffentlicht. Dem Bilanzkreisverantwortlichen ist es somit nicht möglich innerhalb des Intraday oder Day-After Handelszeitraumes die Preise für Ausgleichsenergie zu beziffern.

Der ÜNB ist gemäß den Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) verpflichtet dem Bilanzkreisverantwortlichen bis zum 20. Werktag nach Ablauf des Liefermonats die Ausgleichsenergiepreise für den Liefermonat mitzuteilen. [44] Des Weiteren ist der ÜNB verpflichtet bis zum 42. Werktag nach Ende des Liefermonates dem Bilanzkreisverantwortliche die Bilanzkreisabrechnung zu übermitteln. Diese beinhaltet die in Rechnung gestellten Ausgleichsenergiekosten. [44]

### **Ausgleichsenergiepreise**

Die Ausgleichsenergiekosten stellen für den Bilanzkreisverantwortlichen ein schwer zu kalkulierendes Kostenrisiko dar. Die Daten der Ausgleichsenergiepreise werden von den ÜNB veröffentlicht. In Abbildung 14-2 werden die Ausgleichsenergiepreise der Jahre 2013 bis 2016 als Heat Maps dargestellt. Auf der Ordinate wird die Uhrzeit im Tagesverlauf, auf der Abszisse der Monat und mittels Einfärbung der Flächen die Ausgleichsenergiepreise aufgetragen. Gelbe Flächen repräsentieren Zeiten mit Ausgleichsenergiepreisen im Bereich von 0 €/MWh. Ein Farbverlauf von orange über rot zu schwarz zeigt Intervalle mit positivem reBAP. Schwarz steht für Preise  $\geq 200$  €/MWh. Ein Farbverlauf von grün über blau zu lila illustriert negative Ausgleichsenergiepreise. Ein dunkles lila stellt Preise  $\leq -200$  €/MWh dar.

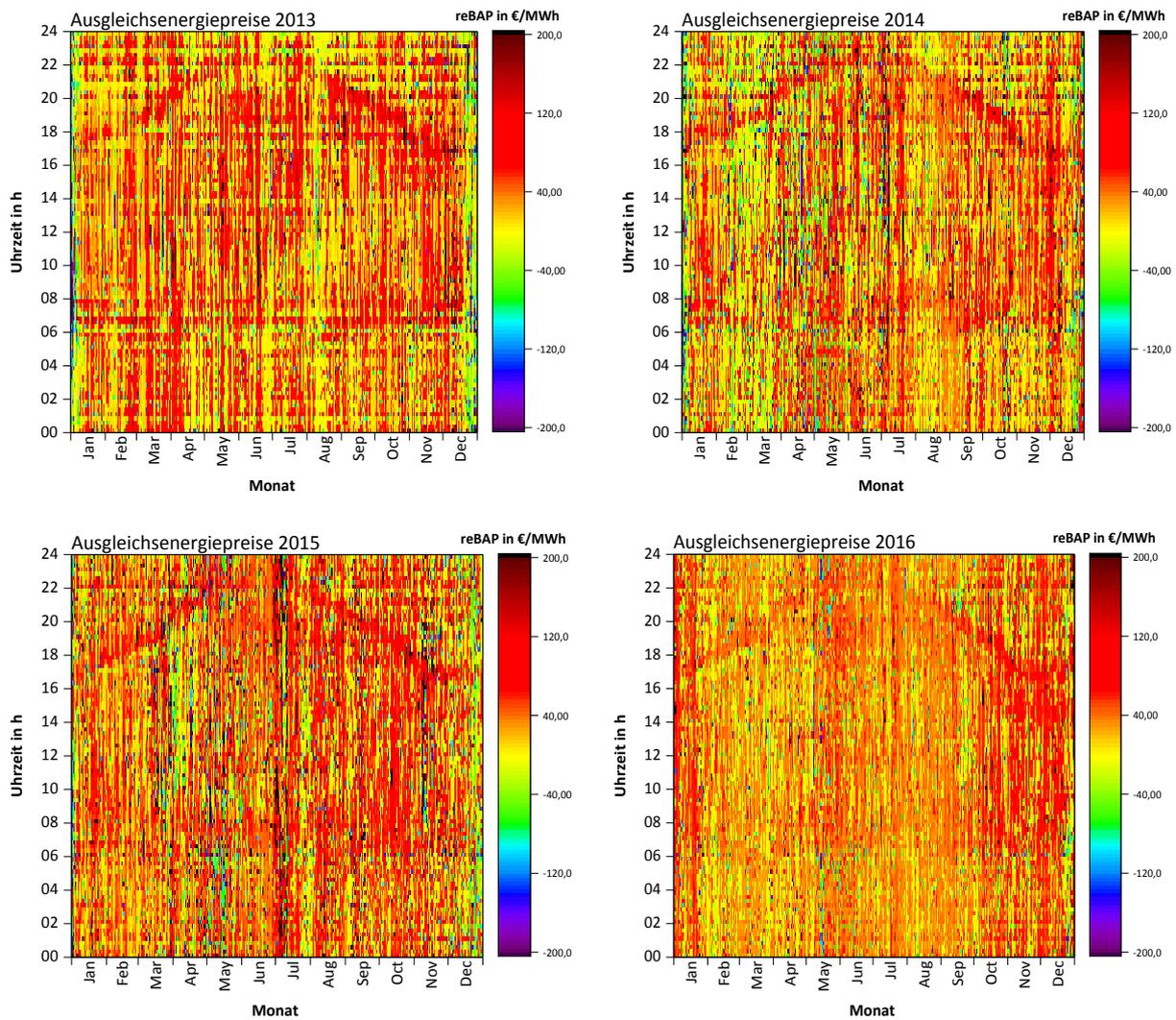


Abbildung 14-2: Darstellung der Ausgleichsenergiepreise für die Jahre 2013 bis 2016

Die Diagramme der Ausgleichsenergiepreise für die Jahre 2013 bis 2016 in Abbildung 14-2 zeigen in einigen Aspekten über den Jahresverlauf Ähnlichkeiten. Über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2013 bis 2016 ist in den Abendstunden ein ähnlicher Verlauf hoher Ausgleichsenergiepreise dargestellt. Diese treten in Abhängigkeit der Jahreszeit zwischen 17 – 22 Uhr auf. Ein ähnliches Verhalten der Ausgleichsenergiepreise ist in den Morgenstunden zwischen 5 – 8 Uhr erkennbar. In den Jahren 2015 und 2016 ist die Ausprägung dieses Musters geringer als in den Jahren 2013 und 2014. Der Vergleich zwischen den Abend- und Morgenstunden zeigt einen stärkeren Anstieg der Ausgleichsenergiepreise in den Abendstunden. Mögliche Zusammenhänge, die weitere Untersuchungen verlangen, können in der Erzeugung sowie im Verbrauch adressiert werden. Es sind zum einen das über den Jahresverlauf variierende Erzeugungsverhalten von PV-Anlagen sowie das in Abhängigkeit der Jahreszeit veränderte Strombezugsverhalten in den Abendstunden mögliche Ursachen.

Das aktuelle Strommarktdesign verfügt über keinen Rechtsrahmen bzw. kein monetäres Anreizsystem womit die Reduzierung von Ausgleichsenergiemengen mit einem aktiven Bilanzkreismanagement per Demand Side Management, beispielsweise mit Windheizung 2.0-Gebäuden, vergütet wird. Einen Ausgleichsenergiemarkt nach dem Vorbild des Regelleistungsmarktes gibt es nicht. Ein vielversprechendes Themengebiet ist die Bildung eines Vergütungsmodells zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Windheizung 2.0-Gebäudebetreiber, welches eine aktive Teilnahme am Bilanzkreismanagement vergütet.

## 15 Systemdienstleistungen

In diesem Kapitel werden mögliche Systemdienstleistungen, die ein Windheizung 2.0-Gebäude erbringen kann, analysiert. Das Bilanzkreismanagement, die Erbringung von Regelleistung und das Netzengpassmanagement wurden im Vorfeld als mögliche Optionen für Windheizung 2.0-Gebäude identifiziert. Die Analyse umfasst die Beschreibung der unterschiedlichen Systemdienstleistungen, die Kriterien für eine Präqualifikation und die ökonomische Bewertung.

### 15.1 Einspeisemanagement

Die regenerative Stromerzeugung genießt in Deutschland einen Einspeisevorrang. Dem gegenüber stehen die vertraglichen Verpflichtungen zur Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken zwischen Kraftwerksbetreibern und Stromkunden. Auch aus diesem Grund produzieren und laufen vor allem konventionelle Kraftwerke durch. Kommt es zu Netzengpässen, werden nicht vorrangig die konventionellen Kraftwerke reduziert, sondern die Einspeisung aus regenerativen Kraftwerken abgeregelt. Die entstehenden Kosten für die Abregelung durch dieses Einspeisemanagement (EinsMan) führen wiederum zu politischen Diskussionen über den Netzausbau und die gesamte Energiewende. [23] Eine Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen durch EinsMan könnte durch eine günstige Platzierung von Windheizung 2.0-Gebäuden verringert werden (innerhalb von Verteilnetzen mit häufiger Abregelung von erneuerbaren Energieanlagen). Damit würden Kosten durch EinsMan verringert. Es besteht jedoch aktuell kein monetäres Anreizsystem bzw. Vergütungsmodell für Stromnachfrager. Die aktuelle Ausgestaltung zielt rein auf Erzeuger ab. Damit besitzt das EinsMan unter heutigen Gesichtspunkten, in seiner aktuellen Form keine Eignung als Zielmarkt für die Windheizung 2.0.

### 15.2 Netzengpassmanagement

Das Netzengpassmanagement stellt neben der Regelleistung ein weiteres Instrument der ÜNB im Rahmen ihrer Verpflichtung zur Wahrung der Systemstabilität dar. In diesem Zusammenhang schließen die ÜNB bilaterale Verträge mit Letztverbrauchern zur Nutzung flexibler Lasten. Dies ermöglicht in kritischen Netzsituationen durch gezielte Schaltungen den Netzbetrieb zu stabilisieren und das Stromnetz zu entlasten. [45]

Die „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten“ (AbLaV) bildet einen Rechtsrahmen für Anbieter von abschaltbaren Lasten, welche für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität Verträge mit den ÜNB abschließen können.

Die ÜNB führen gemäß AbLaV monatlich eine deutschlandweite Ausschreibung für flexible fernsteuerbare abschaltbare Lasten durch. Die Teilnahme an einer Ausschreibung verlangt von jedem Anbieter im Vorfeld eine Präqualifikation bei dem ÜNB der zugehörigen Regelzone.

Die Präqualifikation verlangt eine verschiebbare Last von mindestens **50 MW**. Diese Mindestlast kann durch einen einzelnen Letztverbraucher oder durch einen Pool im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks erbracht werden. Eine derartige Zusammenstellung darf aus maximal fünf Verbrauchern bestehen, die gemäß § 2 Abs. 1 AbLaV, alle im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens liegen müssen.

Das Netzengpassmanagement gemäß AbLaV zielt rein auf Verbraucher großer Leistungsklassen ab. Die Windheizung 2.0 ist aufgrund der kleinen elektrischen Leistung für die Erbringung der Systemdienstleistung des Netzengpassmanagements nicht geeignet.

## 16 Regelleistungsmärkte

Ziel dieses Kapitels ist, die Untersuchung und Bewertung einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt von einer Windheizung 2.0 im Haushaltssektor. Eingehend wird geklärt, ob die technischen und regulatorischen Anforderungen für die Bereitstellung von Sekundärregelungsarten erfüllt werden. Um das Potential weiter aufzuschlüsseln wurden die Preisentwicklungspfade des Regelleistungsmarktes analysiert.

### 16.1 Marktanalyse

Regelleistung wird im Rahmen der Systemdienstleistungen der ÜNB eingesetzt, um Abweichungen zwischen Stromangebot und –nachfrage kurzfristig auszugleichen und somit die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten. Als Folge der Entflechtung von Energieerzeugung und Netzbetrieb („Unbundling“) dürfen die ÜNB nicht über eigene Kraftwerke zur Bereitstellung der notwendigen Regelleistung verfügen. Sie sind gemäß § 22 Abs. 2 EnWG vielmehr dazu verpflichtet, sich die benötigten Kapazitäten in einem transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren zu beschaffen.

Sollten in den einzelnen Bilanzkreisen einer Regelzone positive oder negative Bilanzabweichungen auftreten, kompensieren die Bilanzkreise diese in einem ersten Schritt durch den rein bilanziellen Austausch von Ausgleichsenergie untereinander. Nur der letztlich bestehende positive oder negative Regelzonensaldo wird durch die ÜNB als Regelzonenverantwortliche durch die physische Bereitstellung von Regelleistung ausgeglichen. Die Regelleistung stellt damit den Teil der Ausgleichsenergie dar, der nicht durch die Interaktion der Bilanzkreise ausgeglichen werden kann. Für den seltenen Fall, dass die abgerufene Regelleistung die vorgehaltenen Kapazitäten übersteigt, wird zusätzliche Regelleistung aus dem Ausland bezogen.

#### 16.1.1 Die unterschiedlichen Regelleistungsmarktprodukte

Grundsätzlich lässt sich Regelleistung in positive und negative Regelleistung einteilen. Liegt ein positiver Regelzonensaldo vor, wird mehr Energie verbraucht als erzeugt, wodurch die Netzfrequenz unter den Sollwert von 50 Hz sinkt (positiver Regelzonensaldo, Unterspeisung). Um die Netzfrequenz zu erhöhen, wird durch den ÜNB positive Regelleistung abgerufen, indem zusätzliche Kraftwerksleistungen zugeschaltet oder Verbraucherlasten abgeschaltet werden. Wird hingegen mehr Energie in das Netz eingespeist als verbraucht wird, erhöht sich die Netzfrequenz über den Sollwert von 50 Hz (negativer Regelzonensaldo, Überspeisung). Durch gezieltes Abschalten von Erzeugungskapazitäten bzw. das Zuschalten von Lasten, also den Abruf negativer Regelleistung, kann die Netzfrequenz wieder auf den Sollwert gesenkt werden.

Nach den geltenden Regeln des ENTSO-E werden drei Regelleistungsarten im Rahmen der Frequenz-Leistungs-Regelung hinsichtlich des Abrufprinzips, ihrer technischen

Anforderungen und ihrer zeitlichen Aktivierung unterschieden. In Abbildung 16-1 ist die zeitliche Abrufreihenfolge der unterschiedlichen Regelleistungsarten dargestellt.

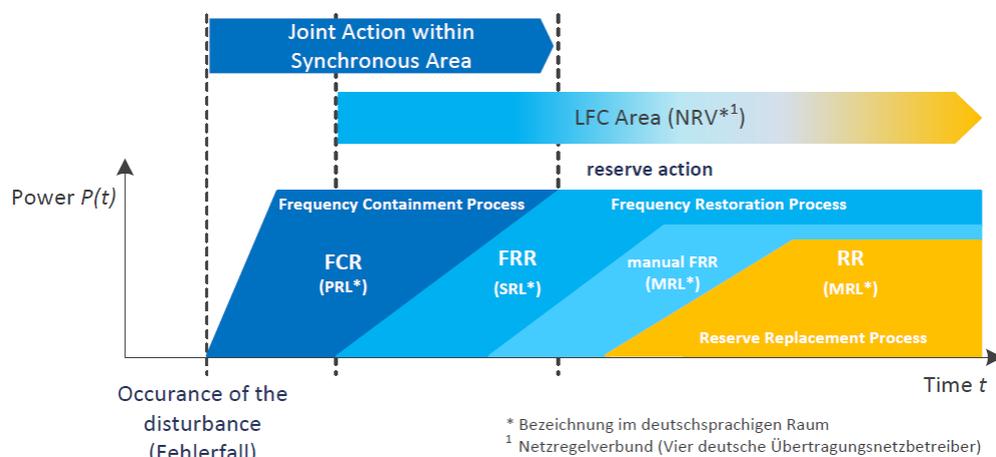


Abbildung 16-1: Zeitliche Abrufreihenfolge der Regelleistungsarten (in Anlehnung an [46])

Der zeitlichen Abrufreihenfolge nach werden die Regelleistungsarten wie folgt bezeichnet und beschrieben: [46]

- Frequency Containment Reserves (FCR)  
 ehemals Primary Control –  
 Primärregelung (PRL)
- Automatic Frequency Restoration Reserve (FRR)  
 ehemals Secondary Control –  
 Sekundärregelung (SRL)
- Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) und Reserve Replacement (RR)  
 ehemals Tertiary Control –  
 Minutenreserveleistung (MRL)

### 16.1.2 Vorgaben an die Leistungserbringung

Primärregelkraftwerke müssen ihre Leistung innerhalb von 30 Sekunden anpassen und über 15 Minuten halten. Die PRL wird nach der Haltezeit wieder freigesetzt, sodass sie für neue Regelvorgänge zur Verfügung steht. [47] Innerhalb von 30 Sekunden nach Frequenzabweichung wird die Sekundärregelung automatisch über einen zentralen Frequenzregler des jeweiligen ÜNB aktiviert. Im Unterschied zur Primärregelung wird die Sekundärregelung jedoch größtenteils nur in der Regelzone abgerufen, in der die Frequenzabweichung verursacht wurde. Die vom jeweiligen ÜNB gesicherten Kapazitäten müssen die angefragte Leistung nach ENTSO-E-Vorgaben spätestens nach 15 Minuten bzw. gemäß Transmission Code sogar nach maximal fünf Minuten vollständig bereitstellen. Außerdem muss die Leistung bis zu einer Stunde gehalten werden können. [48,49] Die Sekundärregelung wird wiederum innerhalb der betroffenen Regelzone nach und nach durch

die Minutenreserve unterstützt oder wird bei längeren Störungen ganz von dieser ersetzt. Nach einer Stunde übernimmt der Bilanzkreisverantwortliche des betroffenen Bilanzkreises die Verantwortung für die Netzstabilität. [21] Der Bilanzkreis bezieht diese im Rahmen von bilateralen Verträgen mit Kraftwerken oder durch Bezug am Intraday-Handel der EPEX. Die Unterschiede in der zeitlichen Aktivierung der drei Regelleistungsarten sind in Abbildung 16-2 zusammenfassend dargestellt. Die Ausschreibungen für die PRL, SRL und MRL aller vier ÜNB erfolgt über die gemeinsame Internetplattform „www.regelleistung.net“.

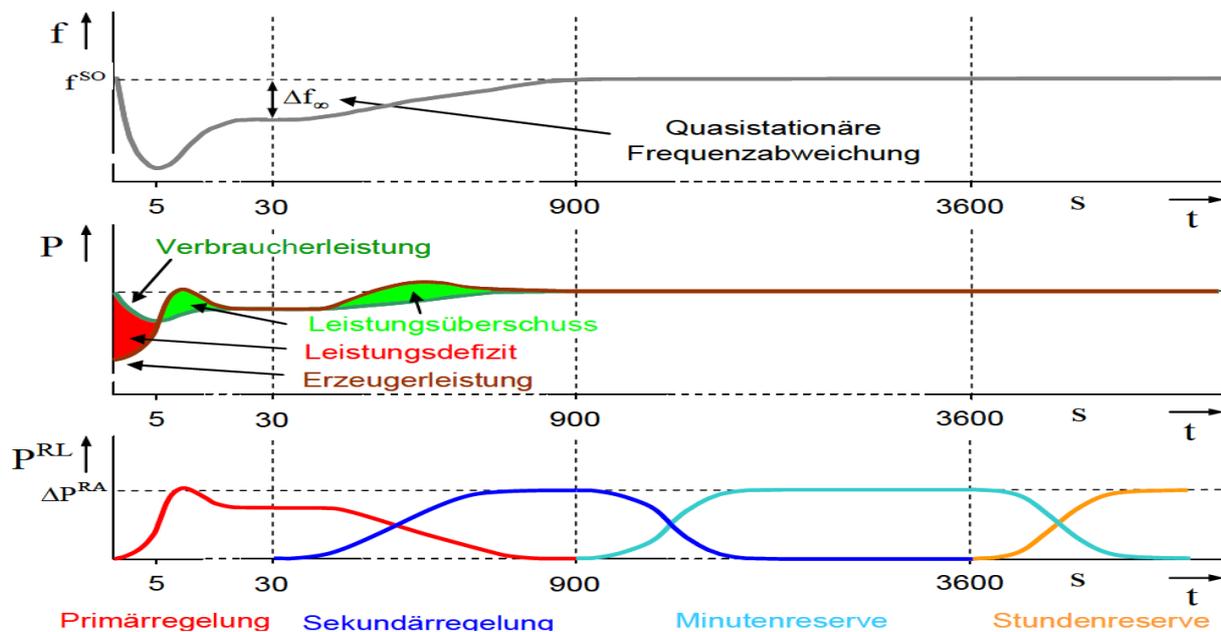


Abbildung 16-2: Unterschiede der zeitlichen Aktivierung der Regelleistungsarten [50]

### 16.1.3 Ausschreibungszeitraum, Mindesthandelsvolumina und Fristen

Die Reserve der PRL wird durch das ENTSO-E jährlich festgelegt. Die Ausschreibung erfolgt als symmetrisches Produkt. Dies bedeutet, dass nur technische Einheiten für die Erbringung von PRL präqualifiziert werden, welche positive und negative Leistung bereitstellen können. Die Vergütung erfolgt über einen Leistungspreis für die bezuschlagte Menge PRL.

SRL wird von jedem ÜNB für die zugehörige Regelzone ausgeschrieben. Anders als bei der PRL, handelt es sich nicht um ein symmetrisches Produkt. Die Ausschreibung eines jeden ÜNB erfolgt separat für negative sowie positive SRL. Die Vergütung geschieht auf Basis eines Leistungspreises und eines Arbeitspreises. Der Leistungspreis beschreibt, wie bei der PRL, die Vergütung für die Vorhaltung der bezuschlagten SRL. Der Arbeitspreis hingegen dient der Vergütung für die abgerufene SRL.

MRL wird, gleich zur SRL, von jedem ÜNB für positive und negative Leistung ausgeschrieben. Die Vergütung erfolgt auch nach Leistungs- und Arbeitspreis. In Tabelle 16-1 werden die drei

Regelenergieprodukte nach den geltenden Regeln des ENTSO-E [46,51] mit ihren Eigenschaften aufgeführt.

Tabelle 16-1: Regelenergieprodukte und ihre Eigenschaften [46,51]

	PRL	SRL	MRL
Angebotsgröße $P$ (minimal)	1 MW	5 MW	5 MW
Produkt	Positiv und negativ	Positiv oder negativ	Positiv oder negativ
Aktivierungszeit (bis $P$ )	30 s	5 min	15 min
Abgabezeit <sup>3</sup>	15 min	4 h	4 h
Ausschreibungszeitraum	1 Woche	1 Woche	1 Tag
Ausschreibungsintervall	Wöchentlich	Wöchentlich	Täglich
Angebotsabgabefrist	Dienstag (Vorwoche)	Mittwoch (Vorwoche)	Vortag
Preissetzungsmethode	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid
Vergütung	LP <sup>1</sup>	LP + AP <sup>2</sup>	LP + AP

<sup>1</sup> Leistungspreis; Vergütung für vorgehaltene Regelleistung

<sup>2</sup> Arbeitspreis; Vergütung für abgerufene Regelenergie

<sup>3</sup> Mindestzeitraum für die im Rahmen der Präqualifikation zu erbringende Regelleistung

#### 16.1.4 Präqualifikationsverfahren

Um für die Teilnahme am Regelenergiemarkt zugelassen zu werden, müssen potenzielle Anbieter ihre Anlagen vorab durch den Anschluss-ÜNB präqualifizieren lassen. Das Präqualifikationsverfahren stellt sicher, dass alle technischen und organisatorischen Mindestanforderungen für die ordnungsgemäße Erbringung von Regelleistung erfüllt sind.

Der Anbieter hat als Anlage zu den Präqualifikationsunterlagen zusätzlich ein Datenblatt einzureichen, in dem die technischen Eigenschaften jeder Technischen Einheit angegeben sind. Diese beinhalten:

- Name der Technischen Einheit
- Netzanschlusspunkt/Einspeiseort
- Anschluss-Netzbetreiber und Anschluss-Regelzone
- Zugeordneter Bilanzkreis und Bilanzkreisverantwortlicher
- Typ (hydraulisch, thermisch, Speicher, etc.)
- Primärenergieträger (Steinkohle, Gas, Wasser, etc.)
- Nennleistung, maximale und minimale Leistung
- Maximal verfügbare Regelleistung (positiv und negativ)
- Leistungsgradienten (positiv und negativ)

### **16.1.5 Informationstechnische Anforderungen**

Jede Erzeugungseinheit muss informationstechnisch in den Regelkreis des Anschluss-ÜNB eingebunden werden. Über diese Anbindung muss der Anbieter dem Anschluss-ÜNB Ist-Daten als Online-Informationen zur Verfügung stellen. Bei einem Abruf übermittelt der ÜNB dem Anbieter über die Datenverbindung ein Soll-Signal, welches von der Anlage umzusetzen ist. Die Anschaffungskosten sowie die laufenden Kosten der Informationstechnik trägt der Anbieter. Aus organisatorischer Sicht ist der Anbieter dazu verpflichtet, eine operative Kontaktstelle einzurichten, die während der angebotenen Zeitscheiben durchgängig erreichbar ist und über einen Zugriff auf die Anlagensteuerung verfügt, um somit auf eventuelle Störungen unmittelbar reagieren zu können. Die Kommunikation zwischen dem ÜNB und der Kontaktstelle erfolgt telefonisch. [52]

### **16.1.6 Pooling von Anlagen**

Durch Pooling von Anlagen können Eintrittsbarrieren wie bspw. die Mindestangebotsgröße überwunden werden. Auch die hohen Anforderungen an die Zeitverfügbarkeit können durch gezielte Ansteuerung der einzelnen Erzeugungsanlagen erfüllt werden. Wenn die angebotene Leistung durch einen Regelleistung-Pool erbracht werden soll, der aus mehreren Technischen Einheiten innerhalb einer Regelzone besteht, ist zunächst jede Einheit einzeln zu präqualifizieren. Dabei ist es nicht notwendig, dass sich die Anlagen in räumlicher Nähe zueinander befinden. Sollte der Anbieter der Regelleistung nicht mit dem Betreiber und/oder Eigentümer der Technischen Einheit übereinstimmen, ist er zusätzlich dazu verpflichtet, den Betreiber und den Eigentümer der Anlage von der Präqualifikation in Kenntnis zu setzen und deren Einverständnis einzuholen.

Bei einem Abruf übermittelt der ÜNB dem Anbieter über die Datenverbindung ein Soll-Signal, welches umzusetzen ist. Die Anschaffungskosten sowie die laufenden Kosten der Informationstechnik trägt der Anbieter.

## **16.2 Marktanalyse für negative Sekundärregelleistung**

Wie in Kapitel 16.1 beschrieben, unterscheiden sich die Charakteristika der drei Regelleistungsarten voneinander. Die MRL wird nicht für Power to Heat Anwendungen betrachtet, da diese verknüpft mit den geringen technischen Anforderungen auch zu geringen Erlösaussichten führt. Bei PRL erfolgt keine getrennte Ausschreibung von positiver und negativer Regelleistung. Durch eine Windheizung 2.0 kann jedoch nur negative Regelenergie angeboten werden, weshalb die PRL ebenfalls nicht weiter berücksichtigt wird.

Bei der Teilnahme an der Ausschreibung von negativer SRL ergeben sich für Power to Heat einige Vorteile im Vergleich zu den anderen beiden Regelleistungsarten. Der Markt für negative SRL wird deshalb nachfolgend eingehend untersucht.

### 16.2.1 Präqualifikationsanforderungen

Es muss ein Nachweis erbracht werden, dass die zu präqualifizierende Regelleistung innerhalb der geforderten Zeit von 5 Minuten für SRL vollständig abgerufen werden kann. Für die Rückführung auf den Ausgangspunkt nach Abrufende gelten dieselben Anforderungen. Der Nachweis ist durch eine Testfahrt gemäß einem Musterprotokoll für jede Leistungsrichtung zu erbringen. Diese Testfahrt muss grafisch sowie elektronisch als Messwertreihe in einem Betriebsprotokoll aufgezeichnet werden. Im Rahmen der Testfahrt muss die Technische Einheit die angebotene Kapazität zweimal in Folge bereitstellen. Dafür muss sie gemäß Musterprotokoll für positive Regelleistung einen „Doppel-Hub“ und für negative Regelleistung eine „Doppel-Einsenkung“ abfahren. Abbildung 16-3 zeigt das Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung negativer SRL.

Weiterhin hat die Technische Einheit eine bestimmte Zeitverfügbarkeit vorzuweisen. Die Zeitverfügbarkeit für SRL muss 95 % betragen. Wenn die angebotene Leistung durch einen Regelleistungs-Pool (siehe nachfolgender Abschnitt) erbracht werden soll, der aus mehreren Technischen Einheiten innerhalb einer Regelzone besteht, ist zunächst jede Technische Einheit einzeln zu präqualifizieren.

Die Durchführung der Präqualifikation ist jederzeit möglich. Sobald alle erforderlichen Unterlagen, Nachweise und Protokolle beim Anschluss-ÜNB vorliegen, dauert das Verfahren in der Regel wenigstens zwei Monate [53]. Nach erfolgreicher Präqualifikation schließt der Anbieter mit dem Anschluss-ÜNB für jede Regelleistungsart, die er anbieten möchte, einen Rahmenvertrag. Dieser ist Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibeverfahren.

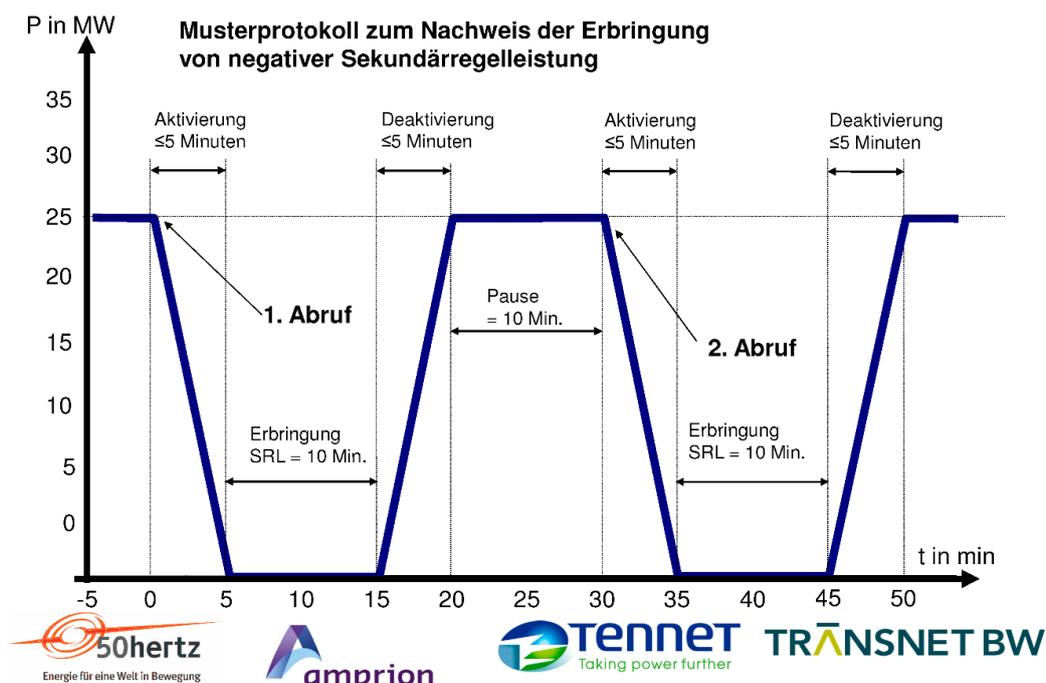


Abbildung 16-3: Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung negativer Sekundärregelleistung [53]

### 16.2.2 Ablaufschema für ein Ausschreibungsverfahren

Das Ablaufschema in Abbildung 16-4 fasst alle Schritte, die aus Sicht des Anlagenbetreibers bei einer Teilnahme am Regelenenergiemarkt zu durchlaufen sind, zusammen. Beginnend mit vorbereitenden Maßnahmen (Präqualifikation, Rahmenvertrag) bis hin zur Angebotsabgabe und Leistungserbringung.

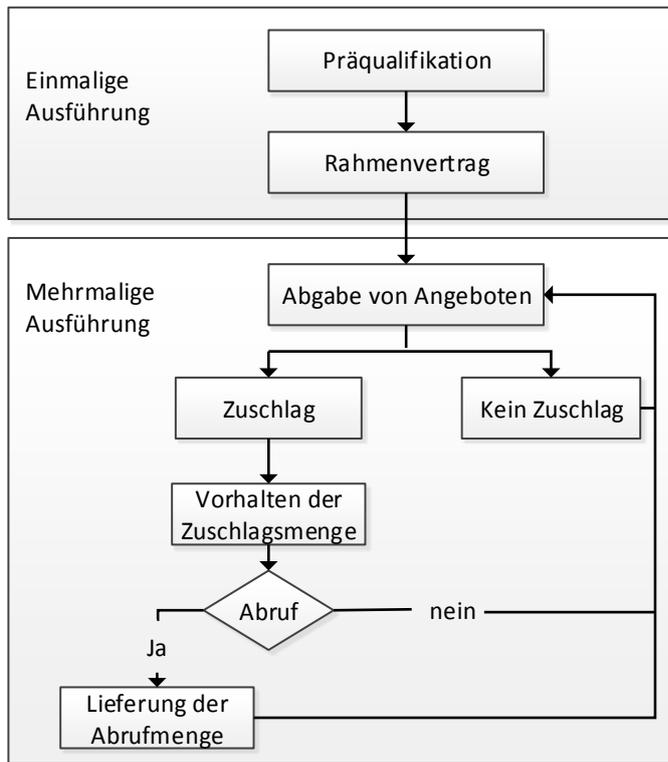


Abbildung 16-4: Ablaufschema des Vergabemechanismus für Vorhaltung und Lieferung von Sekundärregelleistung

### 16.2.3 Zusammenfassung der Anforderungen für eine Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt

Tabelle 16-2: Charakteristika von Sekundärregelleistung [54]

Typ	Charakteristika
<b>Ausschreibung</b>	Für Sekundärregelleistung erfolgt die Ausschreibung wöchentlich mit einem Erbringungszeitraum von einer Woche, d. h. die angebotene Leistung muss für eine Woche (Montag bis Sonntag) in dem angebotenen Zeitraum vorgehalten werden. Bei einem Abruf in diesem Zeitraum muss die nachgefragte Regelenergie geliefert werden.
<b>Produkte</b>	Für SRL wird positive und negative Regelleistung getrennt voneinander ausgeschrieben. Die SRL wird für die zwei Zeitscheiben Haupttarif (HT) und Nebentarif (NT) getrennt vergeben. Die Zeit von Montag bis Freitag jeweils von 0:00 Uhr bis 8:00 Uhr und 20:00 Uhr bis 24:00 Uhr sowie an allen Samstagen, Sonntagen und bundeseinheitlichen Feiertagen von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr bildet die Nebenzeit. Die übrige Zeit von Montag bis Freitag von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr zählt zur Hauptzeit. Die Nebenzeit umfasst also in einer gewöhnlichen Woche ohne Feiertage fast doppelt so viele Stunden wie die Hauptzeit. Somit gibt es unter Berücksichtigung der Aufteilung nach positiver und negativer Regelleistung für SRL insgesamt vier Produkte.
<b>Vergütung</b>	Die abgegebenen Angebote enthalten neben der Höhe der angebotenen Leistung einen gewünschten Leistungs- und Arbeitspreis. Der Leistungspreis in Euro pro MW wird für die reine Vorhaltung der Kapazitäten über den jeweiligen Zeitraum gezahlt. Der gewünschte Arbeitspreis in Euro pro MWh wird zusätzlich zum Leistungspreis nur bei einem Abruf durch den ÜNB für die tatsächliche geleistete Regelarbeit gezahlt. Dies wird als Multi-Unit-Auktion bezeichnet. Bei diesen werden in einem Gebot zwei verschiedene Produkte (Vorhaltung bzw. Lieferung) zu zwei unterschiedlichen Preisen (Leistungspreis bzw. Arbeitspreis) angeboten werden. [21]
<b>Mindestangebotsgröße</b>	Für die Teilnahme an der SRL-Ausschreibung müssen mindestens 5 MW angeboten werden, unabhängig davon, ob es sich um positive oder negative Regelleistung handelt. Um die Mindestangebotsgröße zu erreichen, ist es gestattet, mehrere Anlagen in einem Kraftwerks-Pool (virtuelles Kraftwerk) zusammenzufassen. Für alle Regelleistungsarten beträgt das Angebotsinkrement einheitlich 1 MW.
<b>Abrufprinzip</b>	Die ausgeschriebene Kapazität wird nach Ausschreibungsende gemäß einer sogenannten Merit-Order-Liste auf die Anbieter verteilt. Dafür werden alle abgegebenen Angebote nach aufsteigenden Leistungspreisen gestaffelt und die Regelleistung solange auf die Anbieter aufgeteilt, bis die ausgeschriebene Menge erreicht ist. Jeder Anbieter, der einen Zuschlag erhält, bekommt dabei den von ihm gebotenen Leistungspreis (Scoring Rule). Der Abruf von SRL erfolgt ebenfalls nach einer Merit-Order-Liste, indem die bezuschlagten Gebote nach steigenden Arbeitspreisen geordnet und in dieser Reihenfolge abgerufen werden. Durch diese sogenannte Settlement Rule wird gewährleistet, dass die benötigte Regelenergie genau durch diejenigen Anbieter produziert wird, die sie auch am preisgünstigsten liefern können.
<b>Strafzahlungen</b>	Sollte ein Anbieter wiederholt nicht in der Lage sein, die zugeschlagene Leistung vorzuhalten bzw. liefern zu können, sind die ÜNB dazu berechtigt eine Vertragsstrafe einzufordern. Für nicht vorgehaltene bzw. gelieferte SRL kann der ÜNB eine Strafe in Höhe des zehnfachen Kürzungsbetrages, der sich aus der mengen- und zeitanteiligen Kürzung der Leistungsentgelte im relevanten Zeitraum ergibt. Sollte es zu wiederholten Vertragsverletzungen kommen, kann den Anlagen die Präqualifikation entzogen werden.

## 16.3 Detailanalyse für negative Sekundärregelleistung

Die Bundesnetzagentur hat die vier ÜNB dazu verpflichtet, auf ihrer gemeinsamen Internetplattform Informationen zu den Ausschreibungsergebnissen sowie der eingesetzten Regelarbeit in elektronischer Form zu veröffentlichen. Zum einen werden für jede Regelleistungsart anonymisierte Listen zur Verfügung gestellt, die für jedes Regelleistungsprodukt und jeden Ausschreibungszeitraum die abgegebenen Angebote mit Nennung der angebotenen Leistungen und der geforderten Leistungs- und Arbeitspreise enthalten. Weiterhin muss mitgeteilt werden, welche Angebote einen Zuschlag erhalten haben. Zum anderen kann für jede Viertelstunde des Jahres die eingesetzte Regelarbeit heruntergeladen werden, getrennt nach Regelleistungsart sowie positiver und negativer Regelleistung. Die Daten werden für jede Regelzone einzeln und für den gesamten Netzregelverbund veröffentlicht.

Da die Daten nur anonymisiert veröffentlicht sind, fehlen Informationen zu den von den Anbietern eingesetzten Technologien oder die Angabe, ob es sich um einen Kraftwerks-Pool handelt oder nicht. Die Analyse der Leistungsabrufe erfolgt im Rahmen dieser Arbeit übergreifend für den gesamten Netzregelverbund. Eine regelzonenspezifische Untersuchung findet nicht statt.

### 16.3.1 Mechanismen der Preissetzungsmethoden

Die Preissetzungsmethode pay-as-bid wird auf dem deutschen Regelenergiemarkt für jede Regelleistungsart angewendet. Die Funktionsweise der pay-as-bid Methode wird am Beispiel des Sekundärregelleistungsmarktes für das Produkt negative SRL in Abbildung 16-5 dargestellt und beschrieben.

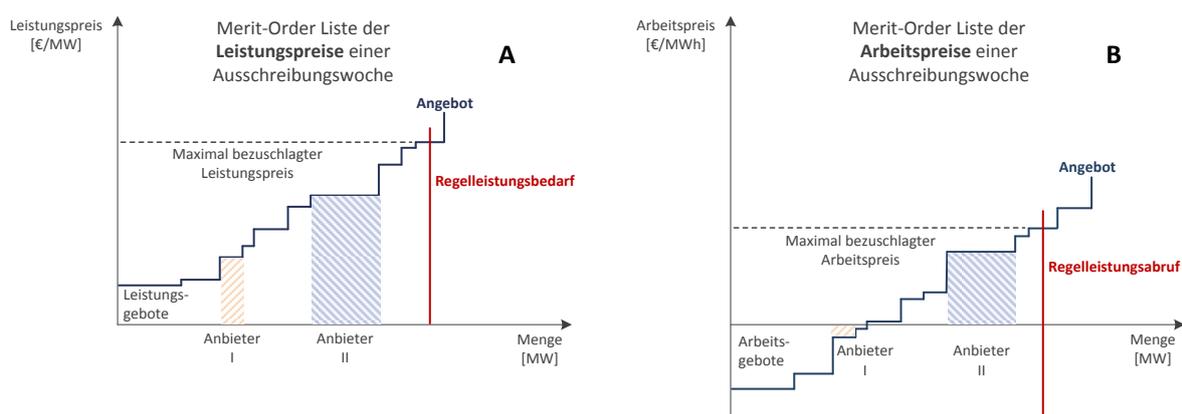


Abbildung 16-5: Merit-Order der Leistungs- und Arbeitspreise einer Ausschreibungswoche für negative Sekundärregelleistung

Die Teilnahme am wöchentlichen Ausschreibungsverfahren für negative SRL verlangt die Angabe der angebotenen Leistung, des Leistungspreises sowie des Arbeitspreises. Der ÜNB

ordnet die Gebote aller Anbieter den Leistungspreisen nach aufsteigend und bildet eine sog. Merit-Order Liste der Leistungspreise (A). Es wird eine Merit-Order Liste für den gesamten Ausschreibungszeitraum erstellt. Die Leistungspreise der Anbieter werden über die angebotenen Regelleistungsmengen in steigender Reihenfolge aufgetragen. Anschließend werden bis zur Deckung der ausgeschriebenen negativen SRL (rote Senkrechte, Regelleistungsbedarf) die Anbieter bezuschlagt. Jeder bezuschlagte Anbieter wird mit seinem gebotenen Leistungspreis bezahlt (pay-as-bid). Die bezuschlagten Anbieter sind vertraglich verpflichtet ihre Leistung für den gesamten Ausschreibungszeitraum vorzuhalten. Die Verletzung dieser Pflicht wird pönalisiert.

Innerhalb eines Ausschreibungszeitraumes kommt es zu einer Vielzahl an Abrufen von SRL. Für jeden Abrufzeitpunkt wird eine Merit-Order Liste der Arbeitspreise gebildet. In Abbildung 16-5 (B) wird die Merit-Order Liste eines Abrufzeitpunktes dargestellt. Die Arbeitspreise der Anbieter werden über die Regelleistungsmengen der bezuschlagten Anbieter aufgetragen. Je nach Regelleistungsbedarf im Abrufzeitpunkt kann die Anzahl an abgerufenen Anbietern variieren. Jeder Anbieter wird mit seinem gebotenen Arbeitspreis bezahlt (pay-as-bid).

### 16.3.2 Entwicklung des Leistungspreises

Die von den vier ÜNB ausgeschriebene Menge negativer SRL und damit das Marktvolumen belaufen sich auf ca. 2.100 MW. Für die Vorhaltung negativer SRL wurden im Mittel im Nebentarif (NT) höhere Preise als im Haupttarif (HT) verlangt. Der Grund dafür könnte in dem höheren Risiko liegen, dem der Anlagenbetreiber durch den längeren Vorhaltungszeitraum ausgesetzt ist.

Abbildung 16-6 stellt die Leistungspreise für negative SRL für den identischen Zeitraum zusammengefasst nach Haupttarif (HT) und Nebentarif (NT) Zeitscheiben dar. Es werden die durchschnittlichen Leistungspreise in Euro/MWh über die Zeitspanne von 01.2014 bis 05.2016 aufgetragen. Die Darstellung der durchschnittlichen Leistungspreisgebote in Euro/MWh ermöglicht einen direkten Vergleich mit den durchschnittlichen Arbeitspreisgeboten in Abbildung 16-7. Die Abgabe von Leistungspreisgeboten erfolgt über einen Ausschreibungszeitraum von einer Woche, im weiteren Ausschreibungswoche (AW) genannt. Die Leistungspreisgebote gelten demnach pro MW je AW. Die Einheit für ein Leistungspreisgebot lautet somit Euro/(MW·AW) bzw. Euro/(MW·168h) mit 1AW=168h.

Es zeigt sich ein deutlicher Rückgang der Leistungspreise. Dies bedeutet die reine Bereitstellung von Kapazitäten am Regelleistungsmarkt wird zunehmend geringer vergütet.

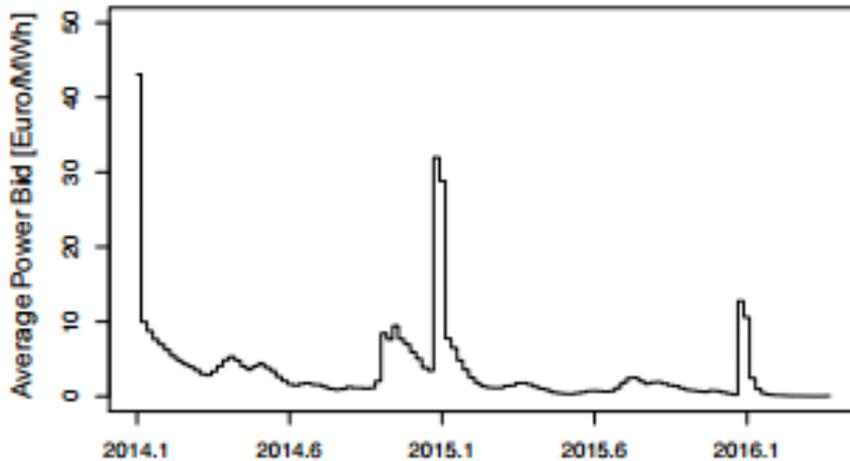


Abbildung 16-6: Empirische Marktdaten für die Gebote der Leistungspreise für die negative Sekundärregelleistung in der Zeitperiode von 01.2014 bis 05.2016 (HT und NT Zeitscheiben zusammengefasst, Datenquelle: regelleistung.net) [55]

### 16.3.3 Entwicklung der Arbeitspreisgebote

Aus Abbildung 16-7 wird erkennbar, dass sich die Arbeitspreisgebote bis Ende des Jahres 2015 zunehmend erhöht haben. Da die Leistungspreise im selben Zeitraum zurückgingen verschiebt sich der Fokus der Vergütung zunehmend auf die Arbeitspreise. Seit dem Jahr 2016 ist jedoch eine rückläufige Tendenz bei den Arbeitspreisgeboten zu erkennen und die weitere Entwicklung muss beobachtet werden. Höhere Arbeitspreise sind von Vorteil für eine Windheizung 2.0. Je nach Steuerlast auf den Strombezug durch Regelleistung können sich auch negative Arbeitspreise für eine Windheizung 2.0 rechnen.

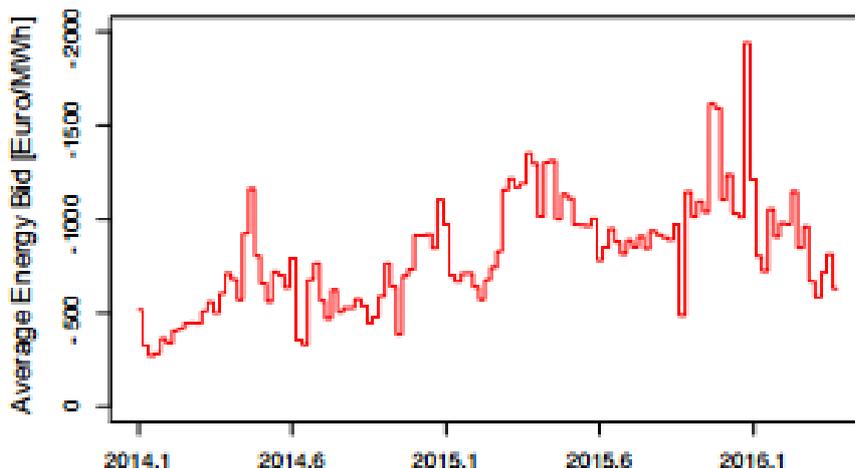


Abbildung 16-7: Empirische Marktdaten für die Gebote der Arbeitspreise für die negative Sekundärregelleistung in der Zeitperiode von 01.2014 bis 05.2016 (HT und NT Zeitscheiben zusammengefasst, Datenquelle: regelleistung.net) [55]

### 16.3.4 Abhängigkeit der Abrufwahrscheinlichkeit vom gebotenen Arbeitspreis

Der maximal noch bezuschlagte Arbeitspreis lag bei ca. 6.000 €/MWh. Dieser wurde jedoch nur in manchen Ausschreibungswochen erzielt und innerhalb dieser auch nur sehr selten abgefragt. Daraus ergibt sich eine Abhängigkeit der Häufigkeit einer Gebotsabfrage vom gebotenen Arbeitspreis.

Durch möglichst geringe Arbeitspreise wird im Allgemeinen die Abrufhäufigkeit erhöht. Deshalb sind die Erlöse aus den Arbeitspreisen bzw. die Wertschöpfung abhängig von der Gebotshöhe. Nachfolgende Gleichung stellt die Berechnungsformel für die Erlöse einer Ausschreibungswoche dar.

$$\text{Erlös in Ausschreibungswoche} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MW}} \right] = \text{Arbeitspreis} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right] \cdot \text{Abrufhäufigkeit} \left[ \frac{\text{Anzahl}}{\frac{1}{4}h} \right]$$

Vor allem in kälteren Ausschreibungswochen können die geforderten Arbeitspreise für die negative SRL teilweise sogar negativ werden. Dies kann auf mehrere Gründe zurückgeführt werden: Zum einen sparen die Kraftwerke durch die Lieferung negativer Regelleistung Brennstoffe ein. Zum anderen kann sogar eine Zahlungsbereitschaft für negative SRL von Betreibern von Pumpspeicherkraftwerken oder anderen großen Lasten (z.B. Kühlhäuser) angenommen werden. Pumpspeicherkraftwerke können die so günstig gekaufte Energie in Zeiten hoher Stromnachfrage wieder zu höheren Preisen verkaufen. Für die Betreiber großer Lasten ist der Bezug negativer Regelleistung preiswerter als der herkömmliche Strombezug. Die deutliche Verschiebung hin zu niedrigeren Preisen in den kälteren Ausschreibungswochen, und damit die saisonale Abhängigkeit, lassen sich dadurch jedoch nicht erklären. Deshalb deuten die Faktoren darauf hin, dass bereits Anbieter von Power to Heat Technologien am Markt für negative SRL teilnehmen und die erzeugte Wärme weiterverkaufen. Bspw. wird Power to Heat zunehmend von Stadtwerken mit Fern- bzw. Nahwärmenetzen eingesetzt. Als eines der ersten Projekte in Deutschland gilt der Elektroden-Heißwasserkessel der Stadtwerke Flensburg, der negative Regelleistung nutzt, um 30 MW Wärme für ganze Wärmenetze zu erzeugen. Eine detaillierte Betrachtung der Erlösoptionen für Power to Heat wird im nachfolgenden Kapitel vorgenommen.

Die Abrufwahrscheinlichkeit bei einem spezifischen Arbeitspreis liegt im Winter geringer, da Anbieter in den kälteren Monaten (gleichbedeutend mit hohem Wärmebedarf) bereit sind, für den Abruf von negativer Regelleistung zu bezahlen. Untersuchungen des ZIES für 2014 zeigen, dass man bei einem Gebot von 0 €/MWh im Februar 2014 nur zu ca. 48 % der Gesamtzeit abgerufen wurde. Bietet man denselben Betrag im Juni, ergibt sich eine deutlich höhere Abrufhäufigkeit von 98 % als Durchschnittswert innerhalb dieses Monats.

Für eine Analyse ob sich eine Windheizung 2.0 wirtschaftlich am Regelleistungsmarkt betreiben lässt, müsste in weitergehenden Untersuchungen die Abrufhäufigkeit in % im Vergleich mit dem gebotenen Arbeitspreis bestimmt werden.

## **16.4 Zusammenfassende Bewertung der Regelleistungsmärkte**

Eine Windheizung 2.0 kann nur negative Regelleitung bereitstellen, was bestimmte Regelleistungsmärkte ausschließt. Im Bereich der PRL wird nur ein Leistungspreis gezahlt und positive und negative Regelleistung gekoppelt ausgeschrieben.

Eine Teilnahme am Regelenergiemarkt bedingt eine rein systemdienliche Betriebsweise. Die Regelleistungsanforderung ist dabei unabhängig vom tatsächlichen Wärmebedarf. Das Schaltsignal wird vorgegeben und muss eingehalten werden. Da diese Ausschreibung wöchentlich im Voraus stattfindet, ist für die Gebotswoche kein Eingriff in das Steuerungssignal mehr möglich. Stellt sich die tatsächliche Temperatur über die Woche kälter dar, kann Strom zugekauft werden. Ist der Wärmebedarf jedoch geringer, muss die Anforderung an den Strombezug dennoch eingehalten werden. Eine zwingende Abnahme von Strom kann in der Praxis ggf. ein Problem darstellen. Dies trifft dann zu, wenn der Wärmespeicher voll ist, und der Nutzer absolut keine weitere Raumtemperaturerhöhung akzeptiert. Im Pool mit mehreren Gebäuden könnte sich das Problem relativieren, ist aber nicht ausgeschlossen.

Bei der Teilnahme an der Ausschreibung von negativer SRL ergeben sich für Power to Heat einige Vorteile im Vergleich zu den anderen beiden Regelleistungsarten. Die Erlösaussichten sind auf Grund höherer technischer Anforderungen besser als bei der Minutenreserve. Des Weiteren ermöglicht die getrennte Ausschreibung von positiver und negativer Regelleistung eine Teilnahme von Power to Heat Anlagen. Voraussetzung ist hierbei eine erfolgreiche Präqualifikation. Diese ist mit einem Windheizung 2.0-Gebäude ohne Teilnahme in einem virtuellen Kraftwerk nicht möglich. Die technische Komplexität und damit verbunden die Präqualifikationsanforderungen sind für ein Windheizung 2.0-Gebäude bei Teilnahme am Regelenergiemarkt für SRL insgesamt höher als bei einer Ausrichtung an Märkten für kurzfristig gehandelte Strompreise.

## 17 Zusammenfassende Klärung der Markteignung für die Windheizung 2.0

In diesem Kapitel werden die Eigenschaften der untersuchten Märkte kurz zusammengefasst und auf eine Eignung für die Windheizung 2.0 bewertet.

### 17.1 Terminmärkte

In Tabelle 17-1 werden die Rahmenbedingungen für den Handel am Terminmarkt der EEX zusammenfassend aufgetragen. Das Lieferprofil der Terminprodukte wird in Base und Peak differenziert.

Tabelle 17-1: Terminprodukte und ihre Eigenschaften auf dem deutschen Strommarkt

Produkt	Lieferprofil	Lieferstunden [h]	Mindestgröße [MW]	Handelsbeginn
Jahr	Base <sup>1</sup>	8760 / 8784	5	4 Jahre vorher
Quartal		2159 <sup>3</sup> – 2209 <sup>4</sup>	5	7 Quartale vorher
Monat		672 <sup>5</sup> – 745 <sup>6</sup>	5	6 Monate vorher
Woche		168	10	4 Wochen vorher
Jahr	Peak <sup>2</sup>	3120 – 3144	5	4 Jahre vorher
Quartal		780 – 792	5	7 Quartale vorher
Monat		240 – 276	5	6 Monate vorher
Woche		60	10	4 Wochen vorher

<sup>1</sup> Lieferzeitraum: 0 – 24 Uhr

<sup>2</sup> Lieferzeitraum: Montags – freitags von 8 – 20 Uhr (auch an Feiertagen)

<sup>3</sup> 1. Quartal, kein Schaltjahr, Zeitumstellung (-1) berücksichtigt

<sup>4</sup> 4. Quartal, kein Schaltjahr, Zeitumstellung (+1) berücksichtigt

<sup>5</sup> Februar, kein Schaltjahr

<sup>6</sup> Oktober, Zeitumstellung (+1) berücksichtigt

Die Mindestgröße der elektrischen Leistung übersteigt die Leistung eines Windheizung 2.0-Gebäudes um ein Vielfaches. Als Teilnehmer eines virtuellen Kraftwerkes bzw. als Bestandteil eines Portfolios eines Vermarkters ist der Energiebezug als Terminkontrakt möglich. Die Grundidee des Windheizung 2.0-Gebäudes, Strom in Zeiten hoher Windeinspeisung aufzunehmen, wird mit Terminkontrakten jedoch nicht realisiert.

### 17.2 Day-Ahead Markt

In Tabelle 17-2 werden die Rahmenbedingungen für den Handel am Day-Ahead Markt der EPEX aufgetragen. Es werden die Gebühren für den Eintritt auf den Marktplatz und die jährliche Gebühr für die Teilnahme auf dem Marktplatz benannt. Des Weiteren werden Gebühren für den Handel und die Handelsregistrierung pro gehandelter Energiemenge in MWh beziffert und das Handelsinkrement aufgeführt. Die Mindestangebotsgröße der zu handelnden Energiemenge wird vom Handelsinkrement definiert.

Tabelle 17-2: Kosten und Mindesthandelsvolumina für die Teilnahme am Day-Ahead Handel der EPEX [24]

	EPEX <sup>1</sup>
	Day-Ahead
Eintrittsgebühr	25.000 €
Jährliche Gebühr	10.000 €
Handelsgebühr	0,04 €/MWh
Handelsregistrierung	0,04 €/MWh
Handelsinkrement <sup>2</sup>	0,1 MW

<sup>1</sup> European Power Exchange

<sup>2</sup> Das Handelsinkrement repräsentiert ebenfalls das Mindesthandelsvolumen

Die Eintrittsgebühr in Kombination mit der jährlichen Gebühr für die Teilnahme am Day-Ahead Markt beinhaltet den Zugang zum Intraday Marktplatz. Eine reduzierte Gebühr für eine alleinige Teilnahme am Day-Ahead Markt ist nicht vorgesehen. [24]

In Kapitel 13.2 wurde die starke Beeinflussung der Strompreise am Day-Ahead Markt von der erneuerbaren Stromeinspeisung nachgewiesen. Damit eignet sich dieser Markt nach wirtschaftlichen Kriterien (zeitweise niedrige Strompreise bei hoher Windeinspeisung), aus ökologischen Kriterien (Korrelation von niedrigen Strompreisen mit der Windeinspeisung bedeutet ein CO<sub>2</sub>-emissionsfreies Energieangebot) und systemdienlichen Kriterien (hoher Stromanteil im Netz, welcher durch Nachfrage reduziert werden kann).

### 17.3 Intraday Markt

In Tabelle 17-3 werden die Rahmenbedingungen für den Handel am Intraday Markt der EPEX aufgetragen. Es werden die Gebühren für den Eintritt auf den Marktplatz und die jährliche Gebühr für die Teilnahme auf dem Marktplatz benannt. Des Weiteren werden Gebühren für den Handel und die Handelsregistrierung pro gehandelter Energiemenge in MWh beziffert und das Handelsinkrement aufgeführt. Die Mindestangebotsgröße der zu handelnden Energiemenge wird vom Handelsinkrement definiert.

Tabelle 17-3: Kosten und Mindesthandelsvolumina für die Teilnahme am Intraday Handel der EPEX [24]

	EPEX <sup>1</sup>
	Intraday
Eintrittsgebühr	25.000 €
Jährliche Gebühr	10.000 € (5.000 € <sup>3</sup> )
Handelsgebühr	0,1 €/MWh
Handelsregistrierung	0,1 €/MWh
Handelsinkrement <sup>2</sup>	0,1 MW

<sup>1</sup> European Power Exchange

<sup>2</sup> Das Handelsinkrement repräsentiert ebenfalls das Mindesthandelsvolumen

<sup>3</sup> Marktzugang auf den Intraday Markt beschränkt. Gebühr für Markt mit 1h oder 15 min Auktionen.

Die Eintrittsgebühr in Kombination mit der jährlichen Gebühr für die Teilnahme am Intraday Markt beinhaltet den Zugang zum Day-Ahead Marktplatz. Eine reduzierte jährliche Gebühr für eine alleinige Teilnahme am Intraday Markt ist vorgesehen. [24] Der Intraday Markt wird unterteilt in einen Marktplatz für den Handel mit 1h Kontrakten und mit 15 min Kontrakten. Jeder Marktzugang verlangt eine jährliche Gebühr von 5.000 €/a.

Die Strompreise am Intraday Markt sind ebenfalls von der erneuerbaren Stromeinspeisung beeinflusst. Dieser Markt eignet sich, wie der Day-Ahead Markt, nach wirtschaftlichen Kriterien, aus ökologischen Kriterien und systemdienlichen Kriterien grundsätzlich für den Betrieb einer Windheizung 2.0.

## **17.4 Bilanzkreismanagement**

Auf dem deutschen Strommarkt existieren verschiedene Komponenten eines Bilanzkreismanagements, welche sich in der zeitlichen Reihenfolge unterscheiden. Die verbleibenden Ausgleichsenergiemengen, welche nicht durch Handelsaktivitäten oder einem aktiven Bilanzkreismanagement mittels Windheizung 2.0-Gebäuden ausgeglichen wurden, stellt der ÜNB dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung. Die Verrechnung erfolgt mit dem regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP). Der reBAP soll in seiner dargestellten Form den Bilanzkreisverantwortlichen einen Anreiz für die Einhaltung der Bilanzkreistreue setzen. Der Ausgleichsenergiepreis wird nach Handelsschluss des Day-After Marktes veröffentlicht.

Das aktuelle Strommarktdesign verfügt über keinen Rechtsrahmen bzw. kein monetäres Anreizsystem womit die Reduzierung von Ausgleichsenergiemengen mit einem aktiven Bilanzkreismanagement per Demand Side Management, beispielsweise mit Windheizung 2.0-Gebäuden, vergütet wird. Einen Ausgleichsenergiemarkt nach dem Vorbild des Regelleistungsmarktes gibt es nicht. Ein vielversprechendes Themengebiet ist die Bildung eines Vergütungsmodells zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Windheizung 2.0-Gebäudebetreiber, welches eine aktive Teilnahme am Bilanzkreismanagement vergütet.

## **17.5 Einspeisemanagement**

Kommt es zu Netzengpässen, werden nicht vorrangig die konventionellen Kraftwerke reduziert, sondern die Einspeisung aus regenerativen Kraftwerken abgeregelt. Die entstehenden Kosten für die Abregelung durch dieses Einspeisemanagement (EinsMan) könnten durch Windheizung 2.0-Gebäude reduziert werden. Es besteht aktuell kein monetäres Anreizsystem bzw. Vergütungsmodell für Stromnachfrager. Die aktuelle Ausgestaltung des EinsMan konzentriert sich rein auf die Erzeugerseite. Damit besitzt das EinsMan unter heutigen Gesichtspunkten, in seiner aktuellen Form keine Eignung als Zielmarkt für die Windheizung 2.0.

## 17.6 Netzengpassmanagement

Das Netzengpassmanagement stellt neben der Regelleistung ein weiteres Instrument der ÜNB im Rahmen ihrer Verpflichtung zur Wahrung der Systemstabilität dar. Die „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten“ (AbLaV) bildet einen Rechtsrahmen für Anbieter von abschaltbaren Lasten, welche für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität Verträge mit den ÜNB abschließen können. [45]

Die ÜNB führen gemäß AbLaV monatlich eine deutschlandweite Ausschreibung für flexible fernsteuerbare abschaltbare Lasten durch. Die Teilnahme an einer Ausschreibung verlangt von jedem Anbieter im Vorfeld eine Präqualifikation bei dem ÜNB der zugehörigen Regelzone. Die Präqualifikation verlangt eine verschiebbare Last von mindestens **50 MW**. Diese Mindestlast kann durch einen einzelnen Letztverbraucher oder durch einen Pool im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks erbracht werden. Eine derartige Zusammenstellung darf aus maximal fünf Verbrauchern bestehen, die gemäß § 2 Abs. 1 AbLaV, alle im Wirkungsbereich eines Höchstspannungsknotens liegen müssen.

## 17.7 Regelleistungsmärkte

Durch die Zunahme fluktuierender Einspeisung aus WEA und PV-Anlagen wächst auch der Bedarf an Regelleistung, da vermehrt Angebotsschwankungen ausgeglichen werden müssen. In Tabelle 17-4 werden die drei Regelleistungsmärkte nach den geltenden Regeln des ENTSO-E [46,51] mit ihren Eigenschaften aufgeführt.

Tabelle 17-4: Regelleistungsmärkte und ihre Eigenschaften [46,51]

	PRL	SRL	MRL
Angebotsgröße $P$ (minimal)	1 MW	5 MW	5 MW
Produkt	Positiv und negativ	Positiv oder negativ	Positiv oder negativ
Aktivierungszeit (bis $P$ )	30 s	5 min	15 min
Abgabezeit <sup>3</sup>	15 min	4 h	4 h
Ausschreibungszeitraum	1 Woche	1 Woche	1 Tag
Ausschreibungsintervall	Wöchentlich	Wöchentlich	Täglich
Angebotsabgabefrist	Dienstag (Vorwoche)	Mittwoch (Vorwoche)	Vortag
Preissetzungsmethode	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid
Vergütung	LP <sup>1</sup>	LP + AP <sup>2</sup>	LP + AP

<sup>1</sup> Leistungspreis; Vergütung für vorgehaltene Regelleistung

<sup>2</sup> Arbeitspreis; Vergütung für abgerufene Regelleistung

<sup>3</sup> Mindestzeitraum für die im Rahmen der Präqualifikation zu erbringende Regelleistung

Eine Windheizung 2.0 kann nur negative Regelleistung aufnehmen, was bestimmte Regelleistungsmärkte ausschließt. PRL wird als symmetrisches Produkt ausgeschrieben. Dies bedeutet, dass nur technische Einheiten für die Erbringung von PRL präqualifiziert werden, welche positive und negative Leistung bereitstellen können. Die Vergütung erfolgt über einen Leistungspreis für die bezuschlagte Menge PRL. SRL wird nicht wie PRL als symmetrisches Produkt ausgeschrieben. Die Ausschreibung eines jeden ÜNB erfolgt separat für negative sowie

positive SRL. Die Vergütung geschieht auf Basis eines Leistungspreises und eines Arbeitspreises. MRL wird, gleich zur SRL, von jedem ÜNB für positive und negative MRL ausgeschrieben. Die Vergütung erfolgt auch nach Leistungs- und Arbeitspreis.

Die technischen Anforderungen an ein Windheizung 2.0-Gebäude ermöglichen für kein Regelleistungsprodukt eine erfolgreiche Präqualifikation. Die geforderte Angebotsgröße von 1 MW für PRL und 5 MW für SRL und MRL wird nicht erreicht. Die notwendige elektrische Leistung kann durch das Zusammenspiel von mehreren Windheizung 2.0-Gebäuden in einem virtuellen Kraftwerk erreicht werden. Ein symmetrisches Produkt für eine erfolgreiche Präqualifikation zur Erbringung von PRL lässt sich hingegen nicht mit einem virtuellen Kraftwerk realisieren. Die Präqualifikation eines virtuellen Kraftwerks aus Windheizung 2.0-Gebäuden für die Produkte negative SRL und negative MRL ist möglich. Die MRL führt, verknüpft mit den geringen technischen Anforderungen, zu geringen Erlösaussichten im Vergleich mit der SRL.

Wie bereits in Arbeitspaket 1.1 besprochen, bedingt eine Teilnahme am Regelenergiemarkt eine rein systemdienliche Betriebsweise. Die Regelleistungsanforderung ist dabei unabhängig vom tatsächlichen Wärmebedarf. Das Schaltsignal wird vorgegeben und muss eingehalten werden. Bei Teilnahme mit Power to Heat Systemen muss der Wärmebedarf mit der Wahrscheinlichkeit der Abrufhäufigkeit im Vorfeld der Ausschreibungswoche abgeglichen werden. Die Abrufhäufigkeit lässt sich mit der Höhe des Preisgebotes beeinflussen. (Ex post) Die Höhe des Preisangebotes und damit verbunden die Abrufhäufigkeit sind wesentliche Faktoren für die Wirtschaftlichkeit einer Teilnahme der Windheizung 2.0 am Markt für SRL und MRL. Als Ergebnis der Untersuchung lässt sich festhalten, dass die zwingende Abnahme von Strom, wenn das Schaltsignal kommt, in der Praxis ein Problem darstellen kann. Dies trifft dann zu, wenn der Wärmespeicher voll ist, und der Nutzer absolut keine weitere Raumtemperaturerhöhung akzeptiert. Im Pool mit mehreren Gebäuden könnte sich das Problem relativieren, ist aber nicht ausgeschlossen.

## 18 Schlussfolgerungen Arbeitspaket 2.1

In Tabelle 18-1 wird ein Überblick der Kriterien und ihrer Erfüllung für unterschiedliche Optionen eines Windheizung 2.0-Gebäudes auf dem deutschen Strommarkt gegeben. Es werden unterschiedliche Handelsplätze sowie mögliche Systemdienstleistungen aufgeführt und hinsichtlich ihrer Eignung für Windheizung 2.0-Gebäude bewertet.

Tabelle 18-1: Überblick der Kriterien und ihrer Erfüllung für unterschiedliche Optionen eines Windheizung 2.0-Gebäudes auf dem deutschen Strommarkt

	Terminmarkt	Day-Ahead <sup>4</sup>	Intraday <sup>5</sup>	Regelleistungsmarkt			Netzengpassmanagement	Bilanzkreismanagement	Einspeisemanagement
				PRL	SRL	MRL			
Grundkriterium Arbeitspaket 1.1 „Systemdienlichkeit“ erfüllbar? <sup>1</sup>	Red	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green
Grundkriterium Arbeitspaket 1.1 „ökologische Aspekte“ erfüllbar? <sup>1</sup>	Red	Green	Green	Brown	Brown	Brown	Green	Green	Green
Mindestleistung mit individuellem Windheizung 2.0-Gebäude erfüllt? <sup>2</sup>	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Green	Green	Green
Mindestleistung mit Pooling von Windheizung 2.0-Gebäuden erfüllt? <sup>3</sup>	Green	Green	Green	Red	Green	Green	Red	Green	Green
Kosten/Nutzenverhältnis der jeweiligen Optionen	Red	Green	Green	Red	Red	Red	Red	Brown	Brown

<sup>1</sup> Korrelation zwischen hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien (insbesondere Windenergieanlagen) mit dem Strombezug eines Windheizung 2.0-Gebäudes

<sup>2</sup> Elektrische Mindestleistung zur Teilnahme an der Option

<sup>3</sup> Elektrische Mindestleistung zur Teilnahme an der Option eines Windheizung 2.0-Gebäudes per Pooling von Anlagen

<sup>4</sup> Day-Ahead Markt der European Power Exchange (EPEX)

<sup>5</sup> Intraday Markt der EPEX

### Grundkriterium Arbeitspaket 1.1 „Systemdienlichkeit“

Bei Annahme einer Kupferplatte (ausreichende Netzkapazitäten) ist es immer dann stromsystemstabilisierend, wenn Windstrom dann verbraucht wird, wenn dieser in hohem Maße vorhanden ist. Die Zusammenfassung der einzelnen Kapitel zeigt, dass das Prinzip eines systemdienlichen Betriebes eines Windheizung 2.0-Gebäudes bei der Erbringung einer jeden Systemdienstleistung, erfüllt wird. Beispielsweise ist eine Teilnahme am Regelenergiemarkt immer zu 100 % systemdienlich, da Strom abgenommen werden muss wenn dies angefordert wird. Die Teilnahme am Day-Ahead und Intraday Markt der EPEX kann ebenfalls als systemdienlich gewertet werden. Lediglich die Teilnahme am Terminmarkt der EEX hat nicht zwangsläufig Systemdienlichkeit zur Folge.

## **Grundkriterium Arbeitspaket 1.1 „ökologische Aspekte“**

Darüber hinaus wurde in Kapitel 13.2 analysiert, dass bei niedrigen Preisen an den Kurzfristmärkten auch eine hohe regenerative Einspeisung vorherrscht. Dies ist mit der Korrelation von Residuallast und Spotmarktpreis zu erklären. Durch die Nutzung von fluktuierendem Strom aus Wind und Sonne werden Erneuerbare Energieträger genutzt, der Endenergiebedarf reduziert sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart.

## **Mindestleistung mit individuellem Windheizung 2.0-Gebäude**

Die elektrische Leistungsklasse eines individuellen Windheizung 2.0-Gebäudes bildet für jede Teilnahme am deutschen Strommarkt das Ausschlusskriterium. Ausnahmen sind lediglich das Bilanzkreismanagement und das Einspeisemanagement. Ein Zugang zu weiteren Handlungsoptionen stellt ein Zusammenschluss mehrerer Windheizung 2.0-Gebäude in einem virtuellen Kraftwerk dar. Die elektrische Leistung eines virtuellen Kraftwerks übersteigt die eines individuellen Windheizung 2.0-Gebäudes um ein Vielfaches. Somit öffnen sich Marktzugänge zu den Handelsplätzen an der EPEX und EEX für den Handel am Termin-, Day-Ahead und Intraday Markt. Des Weiteren wird die Präqualifikation für negative SRL und negative MRL ermöglicht. Die Teilnahme am Netzengpassmanagement ist mit Windheizung 2.0-Gebäuden nicht möglich. Eine Teilnahme am Bilanzkreismanagement ist theoretisch möglich, es besteht jedoch kein Vergütungsmodell. Ein vielversprechendes Themengebiet ist die Bildung eines Tarifmodells, zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Windheizung 2.0-Gebäudebetreiber, welches eine aktive Teilnahme am Bilanzkreismanagement vergütet.

## **Kosten/Nutzenverhältnis der jeweiligen Optionen**

Es konnte aufgezeigt werden, dass vor allem in der Heizperiode mit niedrigen Strompreisen an den Kurzfristmärkten gerechnet werden kann. Diese niedrigen Strompreise werden vor allem durch eine hohe Windenergieeinspeisung verursacht, weshalb die Bezeichnung Windheizung 2.0 mehr als treffend gewählt wurde.

Die technische Komplexität und damit verbunden die Präqualifikationsanforderungen sind bei Teilnahme an Regelleistungsmärkten insgesamt höher als bei einer Ausrichtung an Märkten für kurzfristig gehandelte Strompreise. Die Charakteristika der drei Regelleistungsarten unterscheiden sich voneinander. Die MRL wird nicht für Windheizung 2.0 Anwendungen empfohlen, da diese verknüpft mit den geringen technischen Anforderungen auch zu geringen Erlösaussichten führt. Bei PRL erfolgt keine getrennte Ausschreibung von positiver und negativer Regelleistung, weshalb der Anlagenbetreiber bei einem Zuschlag grundsätzlich positive und negative Regelleistung vorhalten muss. Durch Power to Heat kann jedoch nur negative Regelleistung angeboten werden, weshalb die PRL ebenfalls nicht weiter

berücksichtigt wird. Eine Möglichkeit der Teilnahme von Power to Heat an der PRL besteht auch nicht im Verbund eines „virtuellen Kraftwerks“.

### **Empfehlung Arbeitspaket 2.1**

Es konnte aufgezeigt werden, dass bei Zeiten niedriger Strompreise an den Kurzfristmärkten auch die Einspeisung Erneuerbarer Energien hoch ist. Da die Höhe der regenerativen Einspeisung signifikant mit niedrigen Preisen korreliert, können die Preise an den Kurzfristmärkten als Leitgröße für Windheizung 2.0-Gebäude verwendet werden.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Marktsituation erscheint eine Teilnahme am Day-Ahead und Intraday Handel der EPEX gegenüber allen anderen Optionen besonders attraktiv. Der Strompreis am Day-Ahead Markt wird als präferierter Markt betrachtet, da dieser die Prognoseungenauigkeiten der Erneuerbaren Energien handelt und ein höheres Marktvolumen besitzt. Eine Orientierung am Intraday Markt würde auf Grund seiner stärkeren Schwankungsbreite aktuell den Vorteil mit sich bringen, dass das Auftreten niedriger Strompreise eine höhere Wahrscheinlichkeit besitzt. Wegen der hohen Flexibilität des Heizsystems wäre auch eine kombinierte Marktorientierung am Day-Ahead und Intraday Markt denkbar. Durch diese Kombination würde die Systemdienlichkeit weiter gesteigert werden, da neben den prognostizierten Spitzen des Vortages auch die prognostizierten Spitzen am gleichen Tag berücksichtigt werden.

## 19 Business Model Canvas für die Geschäftsmodellgestaltung

Die Vielzahl und die Geschwindigkeit, mit der neue sowie etablierte Akteure heutzutage versuchen innovative Geschäftsmodelle in den Energiemarkt zu bringen, ist beispiellos. Dieser Entwicklung zu folgen verlangt das Begreifen und vor allem Verstehen der Herausforderungen von Geschäftsmodellinnovationen. Eine systematische Vorgehensweise bildet das Fundament. Die in Abbildung 19-1 dargestellte Business Model Canvas stellt in diesem Kontext eine Option für die Beschreibung, Visualisierung, Bewertung und Veränderung von Geschäftsmodellen dar. [56]

Die in Abbildung 19-1 dargestellte Business Modell Canvas ist in neun Blöcke aufgeteilt. Diese neun Elemente decken die vier wichtigsten Bereiche eines Unternehmens ab: [56]

- Kunden
- Angebot
- Infrastruktur
- Finanzielle Überlebensfähigkeit

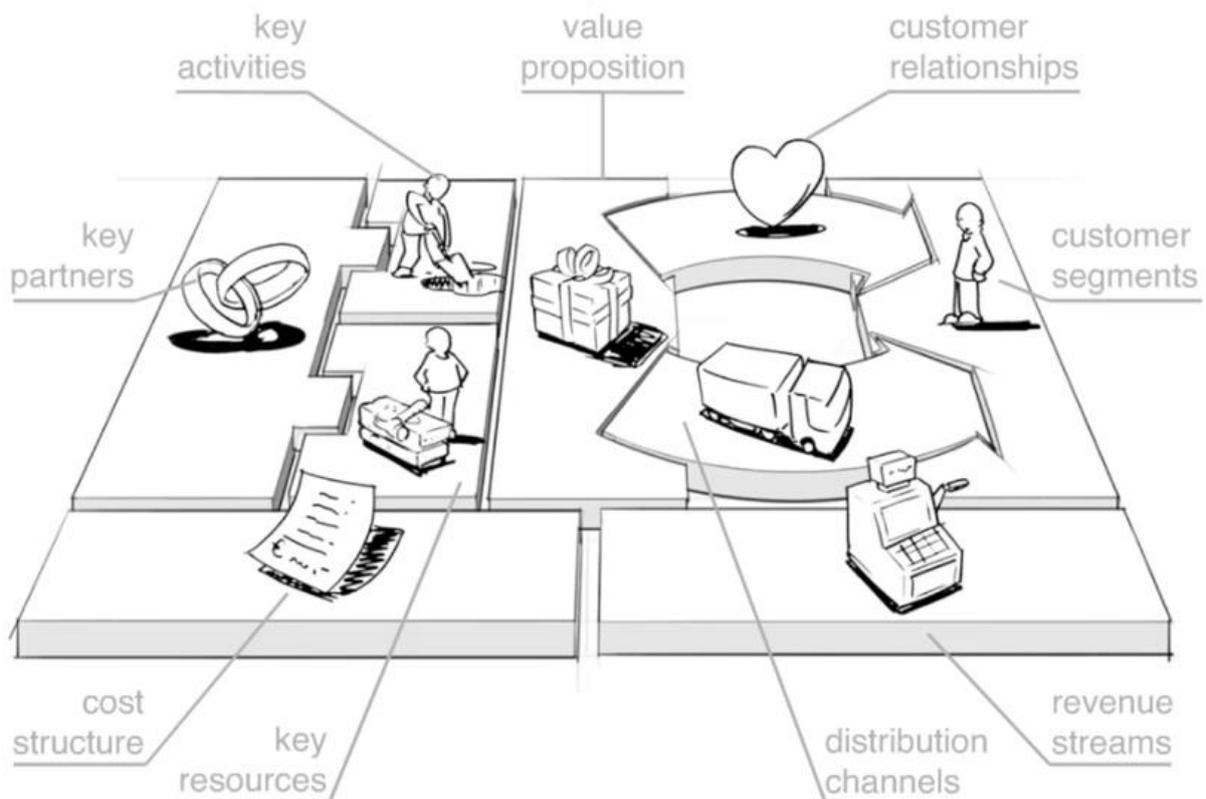


Abbildung 19-1: Business Modell Canvas

Im Folgenden werden die neun Elemente kurz vorgestellt und anschließend in Kapitel 20 für unterschiedliche Geschäftsmodelle ausgefüllt. Die Reihenfolge der aufgeführten Elemente, mit entsprechenden Fragestellungen, entspricht der empfohlenen Reihenfolge mit der die Antworten in die Business Model Canvas einzutragen sind. [56]

- Customer Segments/ **Kundensegment:**  
Für wen Schöpfen wir Wert?  
Wer sind die Zielgruppen?  
Alle Personen oder Organisationen, für die Werte kreiert werden sollen.
- Value Proposition/ **Wertangebot:**  
Welchen Wert vermitteln wir dem Kunden?  
Welche Probleme unseres Kunden helfen wir zu lösen?  
Welchen Nutzen haben die Kunden?  
Unternehmen egal welcher Größe haben im Grunde nur eine zentrale Aufgabe. Sie lösen bestimmte Probleme ihrer Kunden oder befriedigen ein Bedürfnis. Dieses Nutzenversprechen wird im Business Model Canvas „Wertangebot/Value Proposition“ genannt.
- Distribution Channels/ **Kanäle:**  
Über welche Kanäle wollen unsere Kundensegmente erreicht werden?  
Wie erfahren die Kunden von eurem Angebot und wie bekommen sie es?  
Hier wird die Form der Interaktion mit dem Kunden beschrieben.
- Customer Relationships/ **Kundenbeziehungen:**  
Welche Art von Beziehung erwartet jedes unserer Kundensegmente von uns?  
Wie gewinnt, haltet und upgradet ihr eure Kunden?  
Hier wird beschrieben, welche Form des Umgangs man mit den Kunden pflegen will. Persönliche Betreuung und Beratung? Oder willst du automatisierte Dienstleistungen zur Verfügung stellen? Wie man die Kundenbeziehung gestaltet, ist ein wichtiger Bestandteil des Geschäftsmodells und sollte klar definiert sein.
- Revenue Streams/ **Einnahmequellen:**  
Für welche Werte sind unsere Kunden wirklich zu bezahlen bereit?  
Woher kommt in diesem Geschäftsmodell das Geld?  
Es gibt oft mehrere Wege, um mit derselben Value Proposition Geld zu verdienen. Mit welchen Preisstrategien werden Einnahmen erzielt?

- **Key Resources/ Schlüsselressourcen:**  
Welche Schlüsselressourcen erfordern unsere Wertangebote, Distributionskanäle, Kundenbeziehungen, Einnahmequellen?  
Welche Posten sind unverzichtbar für das Geschäftsmodell?  
Welche Ressourcen und welche Infrastruktur benötigst du, um dein Produkt oder deinen Service anbieten zu können?
- **Key Activities/ Schlüsselaktivitäten:**  
Welche Schlüsselaktivitäten erfordern unsere Wertangebote, Distributionskanäle, Kundenbeziehungen, Einnahmequellen?  
Was sind die wichtigsten Tätigkeiten um dieses Geschäftsmodell am Laufen zu halten?  
Um die Value Propositions zu verwirklichen sind bestimmte Tätigkeiten notwendig
- **Key Partners/ Schlüsselpartnerschaften:**  
Wer sind unser Schlüsselpartner?  
Für welche Ressourcen musst du auf externe Zulieferer zurückgreifen und welche Schlüsselaktivitäten willst oder musst du auslagern?  
Je nach Geschäftsmodell bietet es sich an, eine strategische Partnerschaft mit Nicht-Konkurrenten, Lieferanten oder Service Providern einzugehen, um Risiken zu reduzieren oder Skalierbarkeit zu gewährleisten.
- **Cost Structure/ Kostenstruktur:**  
Welches sind die wichtigsten mit unserem Geschäftsmodell verbundenen Kosten?  
Was sind die wichtigsten Ausgaben ohne die das Geschäftsmodell nicht laufen würde?  
Wo ein Geschäftsmodell umgesetzt wird entstehen auch Kosten, besonders für Key Activities, Resources und Key Partnerships.

## 20 Geschäftsmodelle für Windheizung 2.0-Gebäude

Aufbauend auf den Schlussfolgerungen des Arbeitspaketes 2.1, dargestellt in Kapitel 18, werden in Tabelle 20-1 die Optionen auf dem deutschen Strommarkt aufgeführt. Es werden Optionen ausgewählt, welche im Weiteren auf dem Business Model Canvas beschrieben und visualisiert werden.

Tabelle 20-1: Auswahl der Optionen eines Windheizung 2.0-Gebäudes auf dem deutschen Strommarkt für die Bildung von Geschäftsmodellkonzepten auf der Business Modell Canvas

	Terminmarkt	Day-Ahead <sup>4</sup>	Intra-day <sup>5</sup>	Regelleistungsmarkt			Netzengpassmanagement	Bilanzkreismanagement	Einspeisemanagement
				PRL	SRL	MRL			
Grundkriterium Arbeitspaket 1.1 „Systemdienlichkeit“ erfüllbar? <sup>1</sup>									
Grundkriterium Arbeitspaket 1.1 „ökologische Aspekte“ erfüllbar? <sup>1</sup>									
Mindestleistung mit einzelner Windheizung 2.0-Gebäude erfüllt? <sup>2</sup>									
Mindestleistung mit Pooling von Windheizung 2.0-Gebäuden erfüllt? <sup>3</sup>									
Kosten/Nutzenverhältnis der jeweiligen Optionen									

<sup>1</sup> Korrelation zwischen hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien (insbesondere Windenergieanlagen) mit dem Strombezug eines Windheizung 2.0-Gebäudes

<sup>2</sup> Elektrische Mindestleistung zur Teilnahme an der Option

<sup>3</sup> Elektrische Mindestleistung zur Teilnahme an der Option eines Windheizung 2.0-Gebäudes per Pooling von Anlagen

<sup>4</sup> Day-Ahead Markt der European Power Exchange (EPEX)

<sup>5</sup> Intraday Markt der EPEX

In Tabelle 20-1 werden die Optionen eines Windheizung 2.0-Gebäudes auf dem deutschen Strommarkt dargestellt und bewertet. Für die Erstellung von Geschäftsmodellkonzepten werden drei Optionen ausgewählt und grün umrandet. Es wird ein Geschäftsmodellkonzept für die Teilnahme am Day-Ahead Markt der EPEX mit einem Windheizung 2.0-Gebäude erarbeitet. Des Weiteren wird ein Geschäftsmodell für die Teilnahme am Intraday Markt der EPEX dargestellt. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen werden die Geschäftsmodelle erweitert und es wird eine kombinierte Teilnahme am Spotmarkt (Day-Ahead und Intraday) der EPEX erarbeitet und auf dem Business Modell Canvas aufgetragen. Darüber hinaus wird ein innovatives Geschäftsmodell für Vermarkter (Einspeisemanagement) entwickelt. Im Rahmen der Handelsaktivitäten innerhalb der Direktvermarktung werden Windheizung 2.0-Gebäudebetreiber als zusätzliche Handelspartner von Vermarktern dargestellt.

## Visualisierung des aktuellen Standes der Geschäftsmodellentwicklung

Die Darstellung eines Geschäftsmodells auf der Business Model Canvas erfolgt mittels Schlagwörtern und knapp formulierten Sätzen. Diese werden in den folgenden Ausführungen in unterschiedliche Kategorien eingeteilt. Die Beschreibung der aktuellen Umsetzung wird mit verschiedenen Farbcodes illustriert. Sie werden in Abbildung 20-1 mit ihrer Bedeutung aufgeführt.

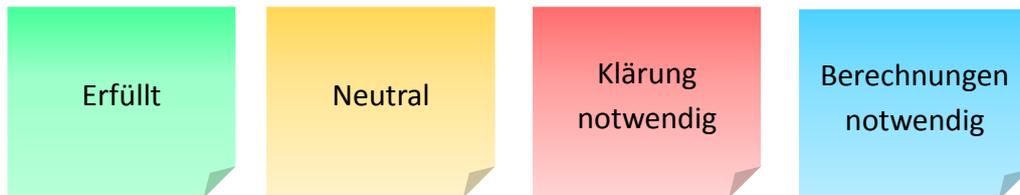


Abbildung 20-1: Farbcodes für den Status der Umsetzung innerhalb der Geschäftsmodellentwicklung

Den Status **grün** erhalten Bestandteile des Geschäftsmodells, welche bereits **erfüllt** sind.

Die Farbe **Gelb** beschreibt **neutral** zu bewertende Punkte. Diese werden mit guter Wahrscheinlichkeit in unmittelbarer Zeit den Status erfüllt annehmen.

Der Zustand **rot** illustriert unmittelbaren Handlungsbedarf bezüglich der **notwendigen Klärung** möglicher Aspekte, welche das Geschäftsmodell nicht tragbar machen.

Die Aspekte eines Geschäftsmodells, welche für eine fundierte Argumentation gegenüber Geschäftspartnern unerlässlich sind und diesbezüglich weitere **Berechnungen notwendig** machen, werden in **blau** dargestellt.

## 20.1 Geschäftsmodell für kurzfristig gehandelte Märkte

Grundlage für die beschriebenen Geschäftsmodelle in diesem Kapitel ist ein Fremdstrombezug für Windheizung 2.0-Gebäude von der Strombörse.

Idee einer Teilnahme an den kurzfristigen Strommärkten ist die Nutzung des Merit-Order Effekts von Erneuerbaren Energien und der Strombezug zu Zeiten niedriger Börsenpreise. Eine hohe Einspeisung von Erneuerbarer Energien übt einen Preisdruck auf die kurzfristig gehandelten Märkte (Spotmärkte) aus. Das Einsatzfeld Spotmarkt dürfte von einer stärkeren Durchdringung mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien profitieren und damit zukünftig an Bedeutung gewinnen. Durch Einspeisung aus WEA hervorgerufene Niedrigpreise werden für eine systemdienliche und ökologische Wärmeerzeugung nutzbar gemacht. Wesentliches Bewertungsmaß für einen systemdienlich, ökologisch oder wirtschaftlich ausgerichteten Betrieb stellen die in Kapitel 6 definierten Kriterien dar.

Die Geschäftsmodelle werden aus dem Blickwinkel eines Vermarkters formuliert. Dieser stellt das Bindeglied zwischen dem Windheizung 2.0-Gebäude und den Strommärkten dar. Dieses Bindeglied ist notwendig, da Privathaushalte keine Möglichkeit haben, an der Strombörse zu handeln und den Stromeinkauf zu realisieren. Dies ist auch unter den Gesichtspunkt zu sehen, dass der organisatorische Aufwand für ein einzelnes Windheizung 2.0-Gebäude beträchtlich wäre. Da nachfolgende Ansätze für die Geschäftsmodelle gemeinsam auch auf die Spotmärkte abzielen, werden diese auch zusammenfassend beschrieben und es wird lediglich auf spezifische Unterschiede eingegangen. Die Business Model Canvas für eine Teilnahme am Day-Ahead Markt ist in Abbildung 20-4, für eine Teilnahme am Intraday Markt in Abbildung 20-5 und für eine kombinierte Teilnahme in Abbildung 20-6 dargestellt.

### Wertangebot

Das Wertangebot umfasst eine wirtschaftliche Wärmeerzeugung. Die zeitliche Entkoppelung der Windheizung 2.0 und die Nutzung auf regenerativer Basis ermöglicht eine systemdienliche und ökologische Wärmeversorgung. Durch die vornehmliche Nutzung von Windstrom wird der Windheizung 2.0-Betreiber unabhängig von Preistrends bei fossilen Energien, allerdings besteht eine Abhängigkeit von der Preisentwicklung an der Strombörse.

### Schlüsselpartnerschaften und Zielgruppen

Für die wahrscheinlichste Zielgruppe von Personen die einen Neubau eines Windheizung 2.0-Gebäudes durchführen, sind die Schlüsselpartner die Architekten, Bauherren oder Generalplaner des Gebäudes. Es muss je nach Detailkonzept die Gebäudemasse zur Bauteilaktivierung ausgelegt werden und / oder ausreichend Platz für einen Wärmespeicher reserviert werden. Weiter sind die Produzenten des Heizsystems zu nennen und die Börse als Handelsplatz, welcher die kurzfristig aktualisierten Preisinformationen bereitstellt. Zu späterer

Zeit ist es denkbar, dass sich das Geschäftsmodell des Vermarkters auch an bestehende Windheizung 2.0-Anwender richten.

### **Schlüsselaktivitäten und Schlüsselressourcen**

Schlüsselaktivität ist die Entwicklung der Steuerungslogik zum automatisierten Abgleich des Strompreisniveaus und der Dringlichkeit des Wärmebedarfs im Gebäude. Die Dringlichkeit des Wärmebedarfs wird determiniert durch die Restwärmekapazität im Gebäude, der Temperaturprognose für die nächsten Tage und den gewählten zulässigen Temperaturkorridor (Minimal / Maximaltemperaturen).

Die Herausforderung besteht darin, die Dringlichkeit der Wärmeversorgung in eine Zahlungsbereitschaft für den Stromeinkauf zu übersetzen und dies aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu optimieren. Die Komplexität auf der Marktseite wird bei einer kombinierten Teilnahme am Day-Ahead und Intraday Markt noch weiter gesteigert.

Als Schlüsselressource ist eine möglichst günstige Hardware-Infrastruktur zur Signalverarbeitung zu nennen. Die hohe zeitliche Auflösung von 15 Minuten bedingt Herausforderungen an eine effiziente Datenübermittlung und interne Signalverarbeitung. Die komplexere Entwicklung ist jedoch in der beschriebenen Entwicklung der Steuerungslogik zu sehen.

### **Kanäle und Kundenbeziehungen**

Diese Punkte des Geschäftsmodells können nachrangig definiert werden. Es bestehen zahlreiche Ausgestaltungsmöglichkeiten, um Kundenbeziehungen zu intensivieren und nachhaltig zu erhalten. So kann ein wirtschaftlicher Betrieb adressiert werden oder ökologische Aspekte in den Vordergrund gestellt werden. Alle Produkte bauen jedoch auf dem zentralen Steuerungsalgorithmus auf.

## Kostenstruktur

Es sind unterschiedliche Kostenallokationen zu unterscheiden. Ziel muss sein, Kosten möglichst zu minimieren. Beispielsweise entstehen kontinuierliche Kosten für Signalübermittlung. Eine Teilnahme am Stromhandel verursacht ebenfalls kontinuierliche jährliche Kosten, welche jedoch von einem Stromvertriebspartner bereits abgegolten sind. Darüber hinaus bestehen Kosten für den Strombezug auf Arbeitspreisbasis. Dies ist in Kapitel 13 zur Klärung der Märkte eingehend beschrieben. Des Weiteren müssen Kosten für die Windheizung 2.0-Anlage einkalkuliert werden, falls das Geschäftsmodell die Übernahme der Installationskosten im Gebäude beinhaltet.

Wesentliche Determinante für Zeiten mit Windheizung 2.0-Betrieb sind die veränderlichen Kosten für den Stromeinkauf. Eine Auswertung der vorkommenden Strompreise ist in Abhängigkeit der Höhe der Day-Ahead Börsenpreise in Abbildung 20-2 dargestellt. Wird nur der flexible Anteil des gehandelten Strompreises berücksichtigt, zeigt sich, dass am Day-Ahead Markt 56 h (1,1 %) mit negativen Preisen in der Heizperiode 2015/2016 auftraten. Nimmt man beispielsweise einen Gasbezugspreis vor Steuern von 1,5 ct/kWh als Vergleich, konnte am Day-Ahead Markt in 493 h (9,6 %) der Heizperiode 2015/2016 mit niedrigeren Kosten (gehandelte Strompreise < 15 €/MWh) eingekauft werden. Für eine Analyse der einzelnen Monate der Heizperiode 2015/2016 wird auf den Anhang (Kapitel 26) verwiesen.

Ein sehr ähnliches Bild konnte am Intraday Markt in der Heizperiode 2015/2016 beobachtet werden (Abbildung 20-3). In 128 h (2,5 %) wurden negative Preise erzielt. Ein Vergleich zwischen Gasbezugspreis (1,5 ct/kWh) und Strombezugspreis ohne staatliche Abgaben zeigt, dass am Intraday Markt in 616 h (12 %) der Heizperiode 2015/2016 zu niedrigeren Preisen (gehandelte Strompreise < 15 €/MWh) eingekauft werden konnte.

Der wirtschaftliche Betrieb der Windheizung 2.0 wird jedoch eingeschränkt. Eine ungleiche Verteilung niedriger Strompreise über die Heizperiode macht gegebenenfalls die teilweise Nutzung von Strom mit höheren Preisniveaus notwendig, um eine hundertprozentige Deckung des Wärmebedarfs sicherzustellen. Eine Auswertung der maximal zu überbrückenden Zeiten innerhalb eines Strompreisniveaus ist ebenfalls in Abbildung 20-2 für den Day-Ahead Markt und in Abbildung 20-3 für den Intraday Markt dargestellt. Es werden die Anzahl an Stunden innerhalb eines Strompreisniveaus auf der y-Achse über dem Strompreisniveau auf der x-Achse aufgetragen.

Lesehilfe für die Werte der x-Achse: Das Strompreisniveau 15-10 €/MWh beschreibt die Menge aller Preise im Intervall (10,15]. Dies bedeutet, dass 15 €/MWh im und 10 €/MWh außerhalb des Intervalls liegen.

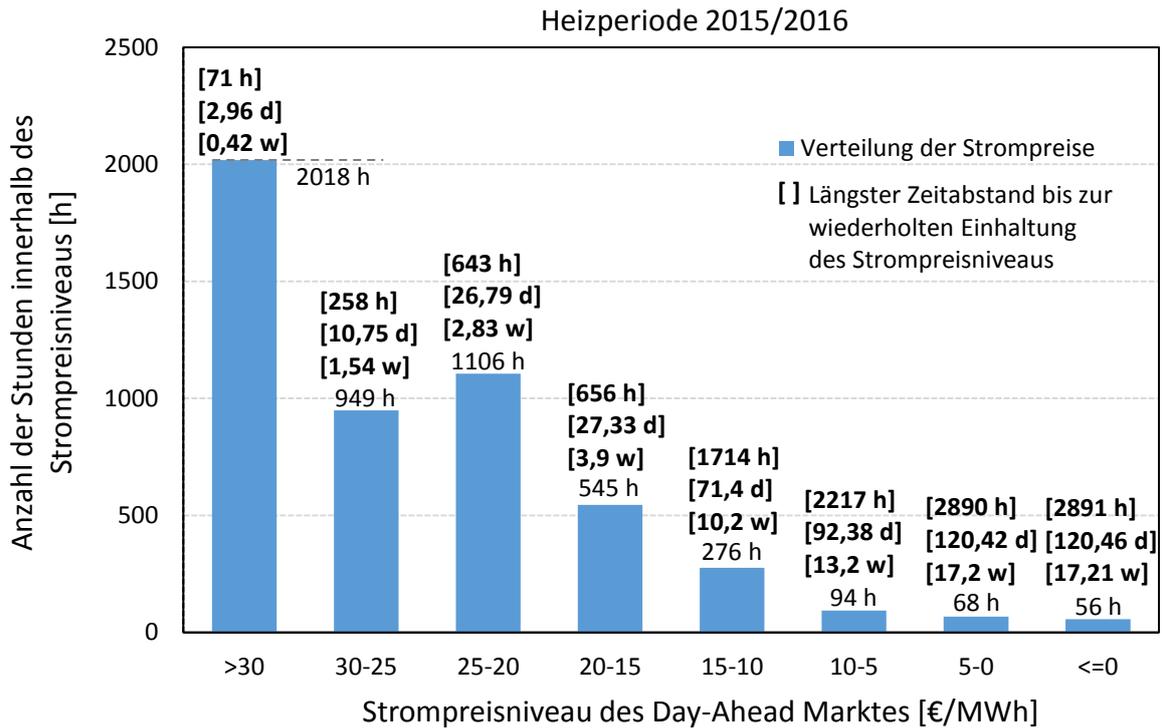


Abbildung 20-2: Auswertung der Strompreisverteilung am Day-Ahead Markt der EPEX für die Heizperiode 2015/2016 (Zeitraum: 1.10.2015 – 30.04.2016)

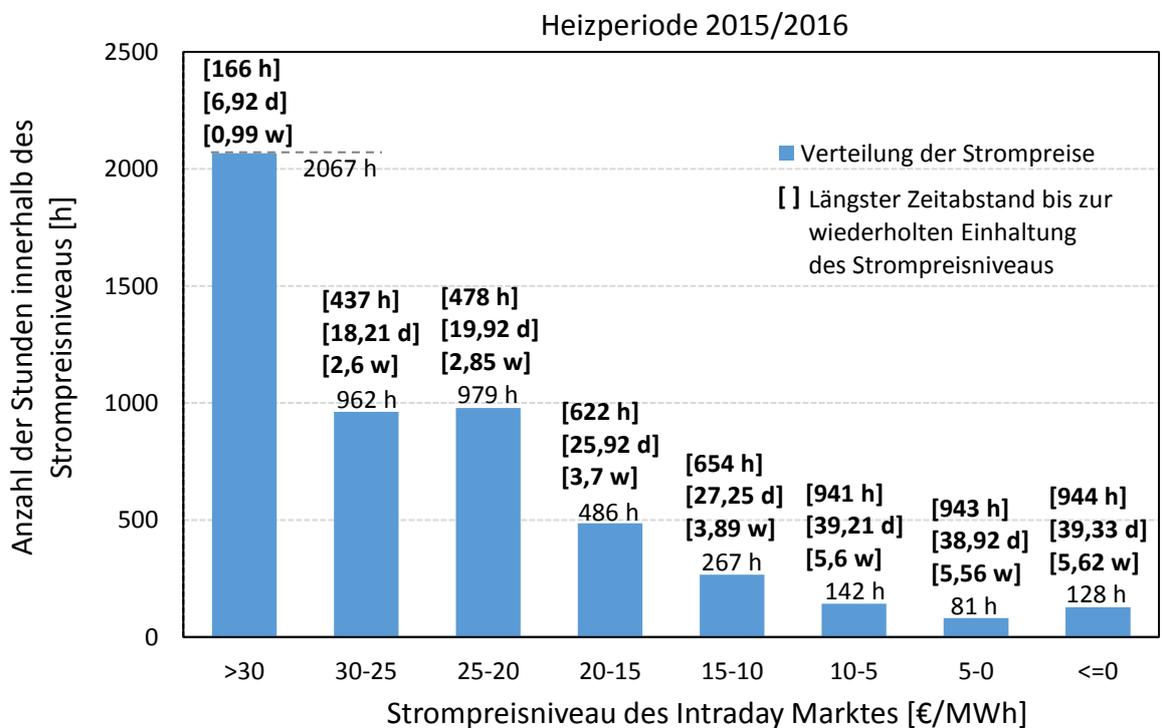


Abbildung 20-3: Auswertung der Strompreisverteilung am Intraday Markt (stündliche Kontrakte) der EPEX für die Heizperiode 2015/2016 (Zeitraum: 1.10.2015 – 30.04.2016)

Nachteilig ist darüber hinaus die staatliche Abgabenlast auf den Strompreis, welche weitestgehend starr nach Letztverbrauchergruppen angesetzt wird. Eine ungleiche Veranschlagung von staatlichen Abgaben auf den Strombezug und auf fossile Energieträger eliminiert den Vorteil einer Nutzung von Strom für Heizzwecke. Mögliche Entlastungsregelungen für den Betrieb einer Windheizung 2.0 sind in Kapitel 22 beschrieben.

Eine kombinierte Teilnahme am Day-Ahead und Intraday Markt ist mit einer erhöhten Komplexität verbunden, ermöglicht jedoch auch die Nutzung von verschiedenen Preissituationen in unterschiedlichen Beschaffungszeiträumen (vgl. Kapitel 13). Für die Realisierung einer kombinierten Teilnahme muss beachtet werden, dass zum Zeitpunkt des Day-Ahead Handelsschlusses keine gesicherte Kenntnis über die Preisentwicklung am Intraday Markt besteht (vgl. Abbildung 14-1). Dem entsprechend ist eine gesicherte Entscheidung über den optimalen Stromeinkauf am Day-Ahead Markt nicht möglich. Auf Basis von Vortagsprognosen der Intraday Strombezugspreise kann für die Wahl eines wirtschaftlich attraktiven Marktplatzes ein Optimierungsproblem formuliert werden.

### **Einnahmequellen**

Die Erlösstruktur kann vielfältig ausgestaltet werden und deren Effizienz auf mögliche Zielkunden ist Gegenstand der Marktforschung. Eine Option stellt die Weitergabe der tatsächlichen Stromhandelspreise zzgl. Beaufschlagung des Einkaufspreises mit einem Servicefaktor durch den Vermarkter dar. Es besteht auch die Möglichkeit der Erhebung einer Grundgebühr und der Abrechnung von Verbrauchskosten anhand eines Wärmepreises in zu definierender Höhe oder einer Flatrate für die Wärmeversorgung in Abhängigkeit des Temperaturkorridors. Vor allem für diese Modelle der Heizungsflatrate oder eines fixen Preises je kWh Wärme wird der Gewinn wesentlich durch die Kosten beeinflusst. Wie in der Kostenstruktur beschrieben sind die Faktoren Anzahl niedriger Strompreise, Verteilung der niedrigen Strompreise und Komfortbereich des Kunden, wesentlich. Die Renditeerwartungen definieren die notwendige Wertschöpfung aus Sicht des Vermarkters.

Weiteren Spielraum zur Ausgestaltung des Geschäftsmodells bietet die Erhebung einer Grundgebühr für die Servicetätigkeiten des Vermarkters. Beispielsweise können Kosten für die Windheizung 2.0-Anlage mit in die Grundgebühr einkalkuliert werden, falls das Geschäftsmodell die Übernahme der Installationskosten im Gebäude mit beinhaltet. Dieser Ansatz würde sich am Modell für Handytarife orientieren, welche die Beschaffungskosten mit in die monatliche Grundgebühr umlegen.

Schlussfolgernd gibt es für die Ausgestaltung eines Geschäftsmodells großen Spielraum. Es müssen jedoch Wechselwirkungen auf andere Felder der Business Model Canvas berücksichtigt sowie die rechtliche Zulässigkeit geprüft werden. So hat eine Umlegung der Investitionskosten in die Grundgebühr Auswirkungen auf die Kundenbeziehungen, wobei diese tendenziell durch das beschriebene Beispiel gestärkt werden.

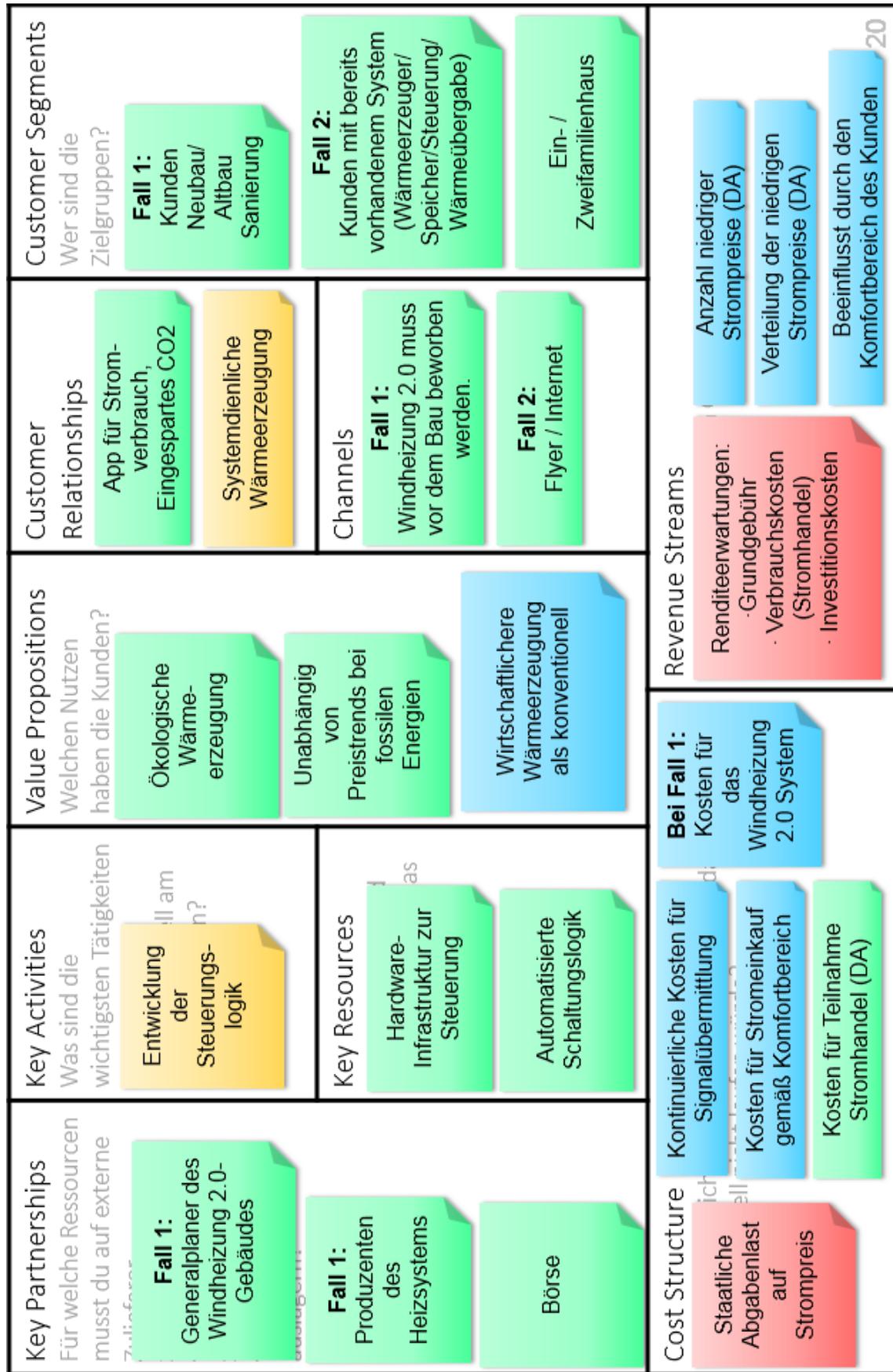


Abbildung 20-4: Business Modell Canvas für das Geschäftsmodell: Day-Ahead Markt

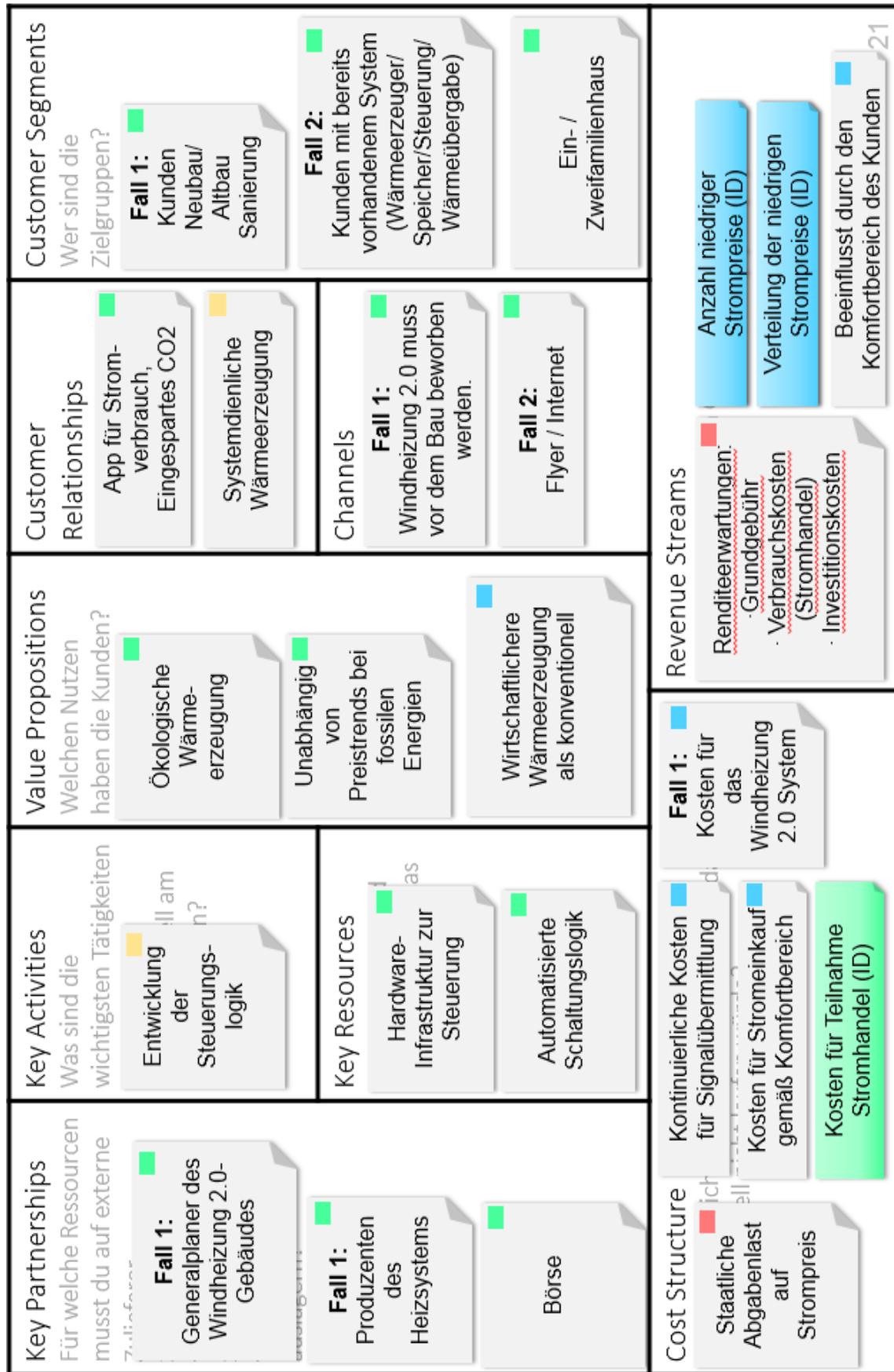


Abbildung 20-5: Business Modell Canvas für das Geschäftsmodell: Intraday Markt

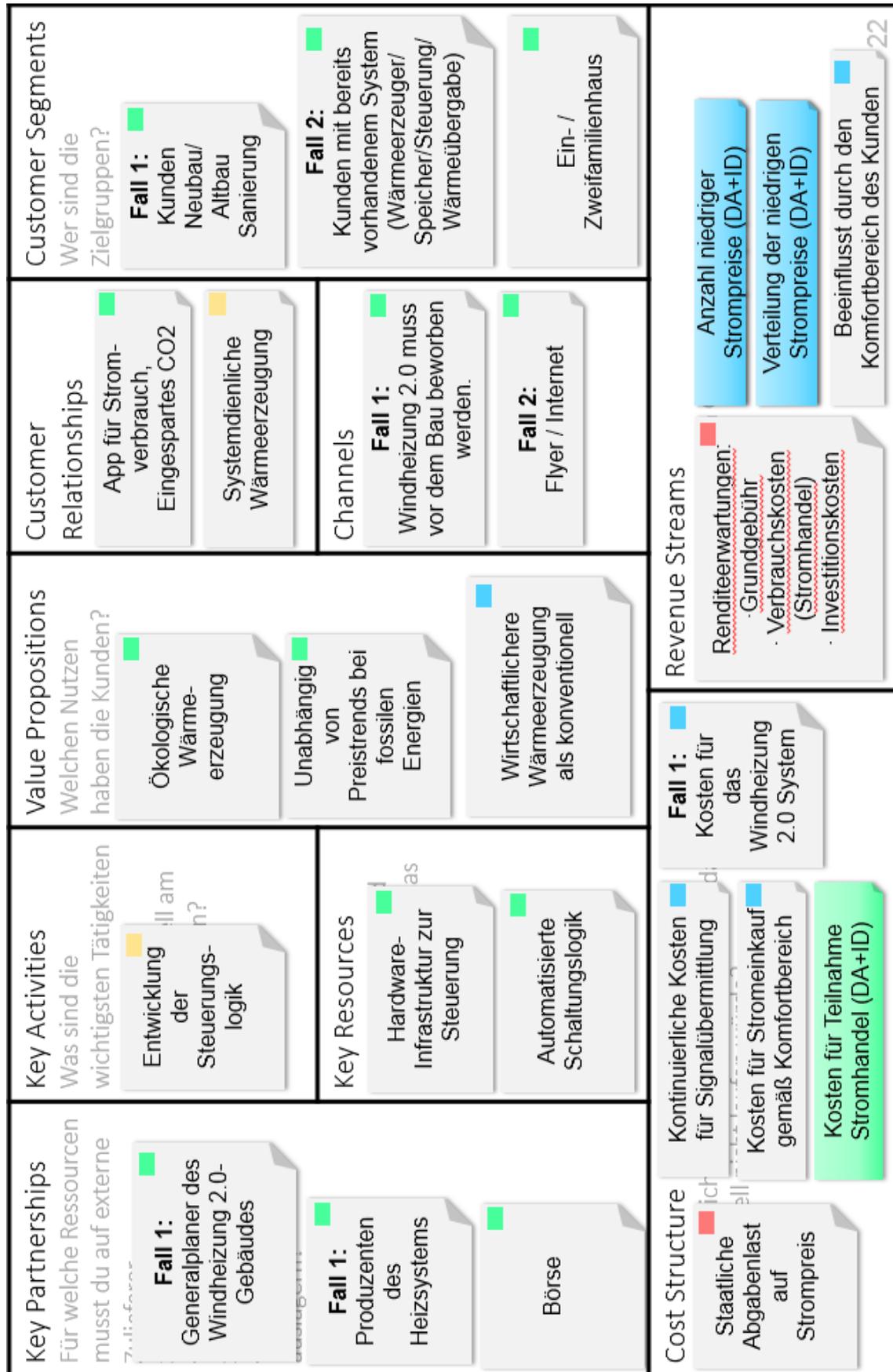


Abbildung 20-6: Business Modell Canvas für das Geschäftsmodell: Day-Ahead und Intraday Markt

## 20.2 Geschäftsmodell für das Einspeisemanagement (Direktvermarktung)

Die Bildung eines Geschäftsmodells für Direktvermarkter<sup>5</sup> und Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer, im Rahmen des Einspeisemanagements (Direktvermarktung), erfordert die Kenntnis der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen. Es wird ein Überblick über den aktuellen Rechtsrahmen gegeben. Darüber hinaus erfolgt eine Einordnung der Möglichkeiten eines Direktvermarkters innerhalb des regulatorischen Rahmens.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bildet in seiner aktuellen Fassung einen Rechtsrahmen für Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien. Es bietet zwei Marktformen als Option für die Veräußerung von erneuerbaren Strommengen.

Die **Einspeisevergütung** gemäß § 21 EEG 2017 bildet die erste Option der Veräußerung von Strommengen an den Netzbetreiber. Der Anlagenbetreiber erhält eine gesetzlich festgelegte, feste Vergütung durch den Netzbetreiber für die in das Netz eingespeisten Energiemengen. Diese Marktform ist im Bereich der Windenergie für WEA der kleinen Leistungsklasse bis 100 kW vorgesehen.

Die **Direktvermarktung** von Erneuerbaren Energien gemäß § 19 – 55 EEG 2017 ist die zweite Option für die Veräußerung von Strommengen aus Erneuerbaren Energien. In § 3 EEG 2017 wird die Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien als „Veräußerung von Strom ... an Dritte“ definiert. Dritter kann in diesem Fall ein Stromhändler, Letztverbraucher, Energieversorgungsunternehmen oder Netzbetreiber sein. Die Marktform Direktvermarktung ist für Betreiber Erneuerbarer Energien der mittleren und höheren Leistungsklasse verpflichtend. WEA ab 100 kW sind verpflichtet, ihren Strom im Rahmen der Direktvermarktung zu veräußern.

Das EEG 2017 unterteilt die Marktform der Direktvermarktung in zwei Kategorien. Die erste bildet die geförderte Direktvermarktung im **Marktprämienmodell**. Diese wird in § 20 EEG 2017 beschrieben. Das Marktprämienmodell gewährt dem Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien einen Zahlungsanspruch einer Marktprämie gegenüber dem Netzbetreiber. Die zweite Kategorie wird als **sonstige Direktvermarktung** bezeichnet und in § 21a EEG 2017 ausformuliert. Im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung ergibt sich keine Förderung für die Einspeisung Erneuerbarer Energien.

---

<sup>5</sup> Ein Direktvermarkter ist in diesem Kontext ein Energiehändler. Dieser übernimmt die Stromvermarktung für Anlagenbetreiber Erneuerbarer Energien.

Die unterschiedlichen Marktformen werden in Abbildung 20-7 in Bezug auf den Zahlungsanspruch eines WEA-Betreibers gegenüber einem Netzbetreiber und einem Direktvermarkter dargestellt. Die Entwicklungen im Marktprämienmodell der Direktvermarktung werden für die Fassungen des EEG 2012, 2014 und 2017 aufgetragen. Des Weiteren werden die sonstige Direktvermarktung sowie die EEG-Einspeisevergütung illustriert und mit dem Marktprämienmodell verglichen.

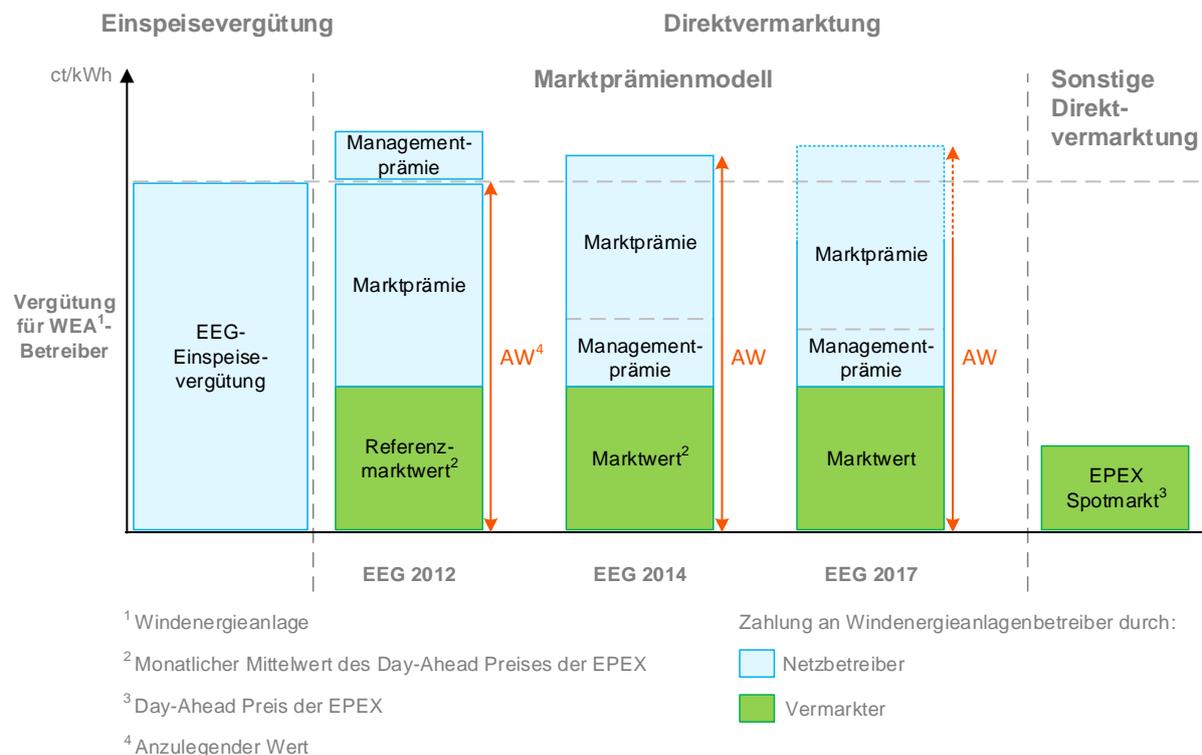


Abbildung 20-7: Zahlungsanspruch eines Windenergieanlagenbetreibers gegenüber Netzbetreiber und Direktvermarkter im Rahmen der Einspeisevergütung und der Direktvermarktung des EEG 2012, 2014 und 2017

Der Zahlungsanspruch eines WEA-Betreibers gegenüber einem Netzbetreiber (blau) und einem Direktvermarkter (grün) wird in Abbildung 20-7 für unterschiedliche Marktformen aufgetragen. Die EEG-Einspeisevergütung ist konstant und erfolgt in vollem Umfang durch den Netzbetreiber. Diese Marktform ist Anlagen der kleinen Leistungsklasse unter 100 kW vorenthalten. Die Einführung des Marktprämienmodells im EEG 2012 war verpflichtend für Anlagen einer höheren Leistungsklasse. Die Veräußerung der erneuerbaren Strommengen erfolgte an der Strombörse. Der Anlagenbetreiber konnte dies realisieren und einen organisatorischen Mehraufwand (Handelszugang Strombörse, Einspeiseprognosen, ...) tragen. Eine weitere Option war die Veräußerung an einen Stromhändler, welcher die Rolle des Direktvermarkters einnahm. Dieser bot in diesem Zusammenhang die Abwicklung der Direktvermarktung an der Strombörse sowie mit dem Netzbetreiber als Dienstleistung an. Der Zahlungsanspruch des WEA-Betreibers richtete sich in diesem Fall gegen den Direktvermarkter und den Netzbetreiber. Der Direktvermarkter vergütete die eingespeiste

Strommenge mit dem Referenzmarktwert<sup>6</sup>. Der Netzbetreiber vergütete den WEA-Betreiber mit der Marktprämie und der Managementprämie. Die Marktprämie diente dem Ausgleich der Differenz zwischen EEG-Einspeisevergütung und dem Referenzmarktwert. In diesem Zusammenhang wurde der Begriff „anzulegender Wert“ eingeführt. Er entsprach im EEG 2012 dem Wert der EEG-Einspeisevergütung und war für verschiedene Anlagenklassen gesetzlich festgelegt.

Das EEG 2014 veränderte den Zahlungsanspruch eines WEA-Betreibers im Rahmen des Marktprämienmodells gegenüber einem Direktvermarkter nicht. Die Änderung des Begriffs Referenzmarktwert zu Marktwert stellte die einzige Anpassung dar. Der Zahlungsanspruch gegenüber dem Netzbetreiber erfuhr Neuerungen. Die Managementprämie wurde in die Marktprämie eingepreist. Der gesetzlich festgelegte anzulegende Wert wurde im EEG 2014 gegenüber dem EEG 2012 angehoben. In Summe resultierte durch die Einpreisung der Managementprämie im EEG 2014 ein niedriger Zahlungsanspruch des WEA-Betreibers gegenüber dem EEG 2012.

Das EEG 2017 stellt die aktuelle Fassung dar. In ihr verändert sich der Zahlungsanspruch eines WEA-Betreibers im Rahmen des Marktprämienmodells gegenüber einem Direktvermarkter weiterhin nicht. Somit wird der WEA-Betreiber aktuell für eingespeiste Strommengen jeweils mit dem monatlichen Mittelwert des Day-Ahead Preises der EPEX vergütet. Ebenfalls verändert sich die Einpreisung der Managementprämie in die Marktprämie nicht. Der anzulegende Wert hingegen wird nicht gesetzlich festgelegt. Der Wert wird in Ausschreibungen mittels Auktionsverfahren bestimmt. Die Ausschreibungen erfolgen für eine festgelegte Leistungsmenge und jeder bezuschlagte Bieter wird mit seinem Gebot für den anzulegenden Wert vergütet.

Das EEG bietet WEA-Betreibern, die nicht bezuschlagt werden, die Möglichkeit die Marktform der **sonstigen Direktvermarktung** von Erneuerbaren Energien zu nutzen. In dieser Marktform erhält der WEA-Betreiber keine Förderung.

### **Optionen eines Direktvermarkters**

Die Kenntnis der aktuellen Rahmenbedingungen innerhalb des EEG 2017 ermöglicht eine Einordnung der Optionen eines Direktvermarkters innerhalb des regulatorischen Rahmens. Der Direktvermarkter vergütet die eingespeisten Strommengen aus Erneuerbaren Energien jeweils mit dem monatlichen Mittelwert des Day-Ahead Preises der EPEX, sog. Marktwert. Die Erlöse des Direktvermarkters am Day-Ahead Markt der EPEX variieren stündlich aufgrund der Struktur der Handelskontrakte und dem Preisbildungsmechanismus des Strommarktes. Dies

---

<sup>6</sup> Der Referenzmarktwert entspricht dem monatlichen Mittelwert des Day-Ahead Preises der EPEX.

resultiert in einer Differenz zwischen den Erlösen des Direktvermarkters durch den Handel an der Strombörse und den Kosten des Direktvermarkters für die Vergütung des WEA-Betreibers im Rahmen der Marktwertzahlungen.

In Abbildung 20-8 wird die Vergütung eines WEA-Betreibers sowie die Erlöse eines Direktvermarkters im Marktprämienmodell des EEG 2017 aufgetragen.

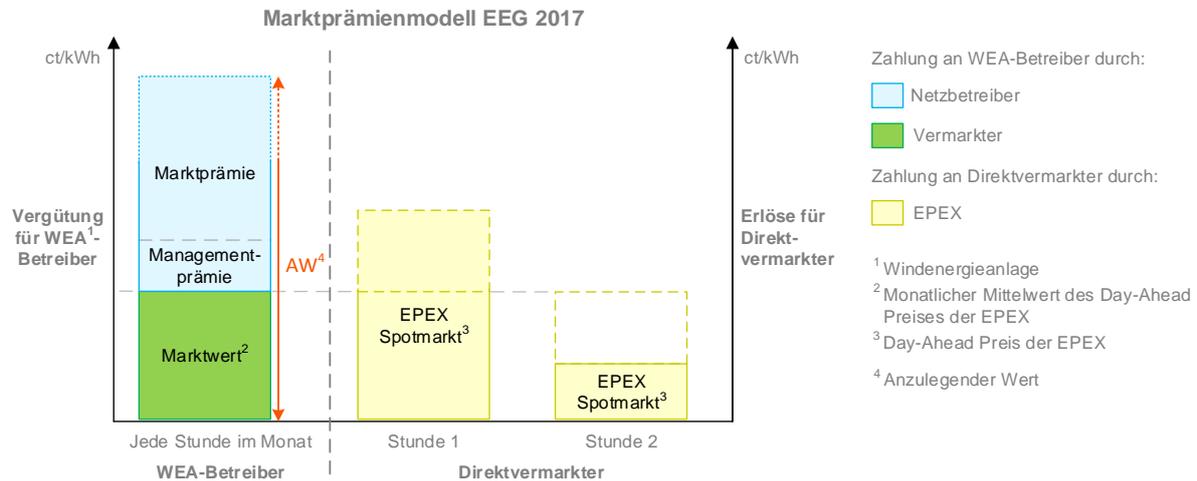


Abbildung 20-8: Das Marktprämienmodell im EEG 2017 aus Sicht eines Windenergieanlagenbetreibers und eines Direktvermarkters

Der Zahlungsanspruch des WEA-Betreibers gegenüber dem Direktvermarkter entspricht dem Marktwert (grün) des aktuellen Kalendermonates. Der Zahlungsanspruch gegenüber dem Netzbetreiber (blau) wird auf Grundlage des bezuschlagten anzulegenden Wertes festgelegt. Die Ansprüche sind für jede Stunde eines Monats konstant.

Die Erlöse des Direktvermarkters (gelb) im Day-Ahead Handel der EPEX variieren je Stunde. Es sind exemplarisch zwei Varianten im Börsenhandel aufgetragen. Stunde 1 beschreibt eine wirtschaftlich vorteilhafte Situation des Direktvermarkters. Der Erlös für den veräußerten Strom liegt über der Vergütung für den WEA-Betreiber (gelb > grün). Stunde 2 stellt eine wirtschaftlich nachteilige Situation dar. Die Erlöse des Börsenhandels sind geringer als der Zahlungsanspruch des WEA-Betreibers (gelb < grün). In dieser Situation ist es für den Direktvermarkter vorteilhaft die Strommengen nicht an der Börse zu veräußern, sondern andere Handelspartner zu nutzen.

Die Situation der Stunde 2 bietet die Option für die Entwicklung eines Geschäftsmodells im Rahmen des Einspeisemanagements für Direktvermarkter und Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer. Die Windheizung 2.0 kann in diesen Stunden als alternativer Handelspartner für Direktvermarkter agieren.

Im Folgenden wird ein Geschäftsmodellkonzept für Direktvermarkter im Rahmen des Einspeisemanagements (Direktvermarktung) erarbeitet und auf der Business Modell Canvas dargestellt. Die Geschäftsmodelle für die Teilnahme am Handel der Strombörse werden als Grundlage verwendet. Zahlreiche Bestandteile können übernommen werden. Diese werden grau dargestellt und erhalten ihre ursprüngliche Farbe in der Ecke rechts oben.

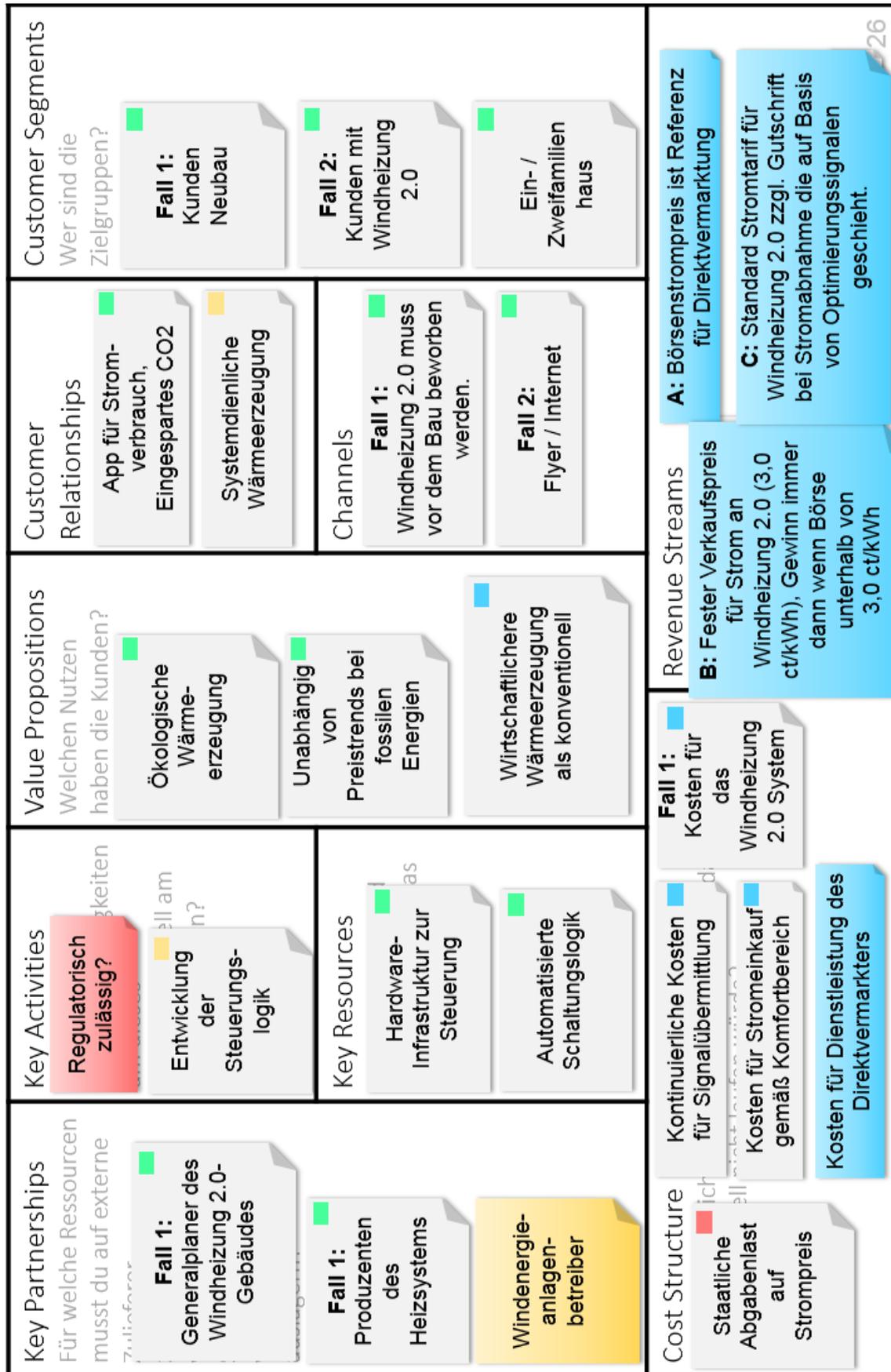


Abbildung 20-9: Business Modell Canvas für das Geschäftsmodell: Einspeisemanagement (Direktvermarktung)

In Abbildung 20-9 sind die neun Kategorien des Geschäftsmodells Einspeisemanagement (Direktvermarktung) auf der Business Model Canvas dargestellt. Die Bereiche **Value Propositions (Wertangebot)** und **Customer Segments (Kundensegment)** erfahren keine Veränderungen gegenüber den Geschäftsmodellen für die Teilnahme am Strombörsenhandel der EPEX. Die Verknüpfung der beiden Bereiche erfolgt mit den Segmenten **Customer Relationships (Kundenbeziehungen)** und **Channels (Kanäle)**. Die Inhalte erfahren ebenfalls keine Veränderung gegenüber den Geschäftsmodellen für den Börsenhandel.

Die Kategorie **Key Partnerships (Schlüsselpartnerschaften)** wird erweitert. Neuer Key Partner im Rahmen des Einspeisemanagements ist der WEA-Betreiber. Auf der Grundlage des Zahlungsanspruches von WEA-Betreiber gegenüber Direktvermarkter ergibt sich die Option einer Geschäftsmodellentwicklung. Die Position des WEA-Betreibers wird in der Business Model Canvas als neutral (gelb) eingestuft. Die Erkenntnisse zukünftiger Gespräche mit WEA-Betreibern werden mit hoher Wahrscheinlichkeit den Statuswechsel auf erfüllt (grün) begründen können.

Die Verknüpfung der Bereiche Value Propositions und Key Partners erfolgt mittels Key Resources und Key Activities. **Key Resources (Schlüsselressourcen)** werden unverändert aus den Geschäftsmodellen Strombörsenhandel übernommen. Die Kategorie **Key Activities (Schlüsselaktivitäten)** wird um den rot dargestellten Punkt „Regulatorisch zulässig?“ erweitert. Die Weiterentwicklung des Geschäftsmodells zwischen Direktvermarkter und Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer verlangt die Klärung des regulatorischen Rahmens. Es gilt die Frage zu beantworten, ob ein Handel zwischen beiden Parteien regulatorisch zulässig ist.

Die finanzielle Tragbarkeit eines Geschäftsmodells wird mit der Cost Structure und den Revenue Streams festgelegt. Diese beiden Bereiche bilden somit das Fundament des Geschäftsmodells.

Die **Cost Structure (Kostenstruktur)** des Direktvermarkters wird erweitert. Neben den Kosten im Rahmen des Geschäftsmodells Strombörsenhandel ergeben sich weitere „Kosten für die Dienstleistung des Direktvermarkters“. Diese Kosten müssen auf Basis von Simulationen bestimmt werden. Die adäquate Aufschlüsselung und Bestimmung der Kostenfaktoren verlangt eine Abbildung von WEA-Betreibern sowie einem Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer und der Strombörse.

Die **Revenue Streams (Einnahmequellen)** des Direktvermarkters ergeben sich auf Grundlage von Tarifmodellen. Diese basieren auf Erkenntnissen aus Simulationsergebnissen, welche die Interaktion zwischen den einzelnen Akteuren abbilden. Im Weiteren werden drei Ansätze für Tarifmodelle beschrieben, welche weitere Berechnungen erfordern.

Der WEA-Betreiber erhält für jede eingespeiste Kilowattstunde, unabhängig von der Lieferstunde, vom Direktvermarkter den Marktwert. Der Marktwert entspricht dem

monatlichen Mittelwert des Day-Ahead Preises der EPEX. Die Vergütung des WEA-Betreibers erfolgt jeweils im Folgemonat. Die Zahlungen der Marktwerte deckt der Direktvermarkter über die Erlöse des Stromhandels an der EPEX. Die Preise variieren am Day-Ahead Markt der EPEX stündlich. Es resultieren Zeiten in denen der Börsenpreis höher ist als der Marktwert (Abbildung 20-8 Stunde 1) oder niedriger (Abbildung 20-8 Stunde 2). Erlöse über dem Marktwert bilden für den Direktvermarkter Gewinne. Erlöse unter dem Marktwert hingegen resultieren in Kosten für den Direktvermarkter. In diesen Zeiten können Windheizung 2.0-Gebäudebetreiber die Rolle eines wirtschaftlich günstigeren Handelspartners für die Veräußerung von Strommengen einnehmen.

### **Fall A**

Der “Börsenstrompreis als Referenz für Direktvermarktung“. Der Fall A beschreibt ein Tarifmodell mit einem Strombezugspreis für den Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer, der sich am Börsenpreis der aktuellen Stunde orientiert und grundsätzlich bis zu einem Grenzwert über dem Börsenpreis liegt. Der Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer wird unter Einhaltung dieser Vorgabe zum wirtschaftlich attraktiveren Handelspartner als die Strombörse. Der stündliche Börsenpreis wird in diesem Fall mit einem Zuschlag an den Endverbraucher weitergegeben. Die Berechnung der Stunden, in denen ein Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer ein wirtschaftlich attraktiver Handelspartner für einen Direktvermarkter einnimmt, muss im weiteren Prozess der Geschäftsmodellentwicklung erfolgen.

### **Fall B**

Der “feste Verkaufspreis für Strom“ an einen Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer unterhalb des Marktwertes bietet eine weitere Option für ein Tarifmodell im Rahmen des Einspeisemanagements (Direktvermarktung). Die Leistung eines Direktvermarkters ist eine adäquate Prognose des Marktwertes. Dies stellt die Grundlage für das Tarifmodell dar. In Zeiten mit Börsenpreisen unterhalb des Marktwertes können Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer als Handelspartner dienen. Der Strom wird mit einem konstanten Wert veräußert, der über dem Börsenstrompreis der aktuellen Stunde liegt.

### **Fall C**

Der “Standard Stromtarif ... zzgl. Gutschrift“ greift die Idee des Falles B auf. Die Wahl des Handelspartners verbleibt bei dem Direktvermarkter. In Stunden mit Börsenpreisen unterhalb des Marktwertes kann der Windheizung 2.0-Gebäudebesitzer die Windheizung 2.0 auf Basis eines Optimierungssignals des Direktvermarkters aktivieren. Zum Monatsende wird auf Basis der Einsatzzeiten in Abhängigkeit des Optimierungssignals eine Gutschrift ausgezahlt. Die weitere Ausarbeitung des Tarifmodells verlangt die Bildung von Optimierungssignalen auf Grundlage der Börsensituation sowie die Simulation des Strombezugsverhaltens eines Windheizung 2.0-Gebäudebesitzers in Abhängigkeit der Optimierungssignale.

## 21 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die ökonomischen Potenziale von Power to Heat werden durch die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen bestimmt. Es gibt nicht „den“ Strompreis, sondern derzeit elf Preisbestandteile, die gemeinsam den Preis für Strom bilden.

Tabelle 21-1: Strompreisbestandteile für Haushaltskunden gemäß der Abgaben-/ Umlagenstruktur in Deutschland im Jahr 2017

Marktgetriebene Kostenpositionen	Staatlich geprägt oder festgelegt Bestandteile	Weitere netzentgeltbezogene Bestandteile
Stromeinkauf / Vertrieb	EEG-Umlage	Konzessionsabgabe
Messung / Abrechnung	Netzentgelt	Umlage nach AbLaV
	CO <sub>2</sub> -Zertifikate	EnWG Offshore
	Umsatzsteuer	Haftungsumlage
	Stromsteuer	KWKG-Umlage
		§19.2 StromNEV-Umlage

Wird Strom von einem Dritten zum Einsatz in der Windheizung 2.0 bezogen, beispielsweise von einem anderen Lieferanten oder der Börse, dann handelt dieser als Letztverbraucher (vgl. § 3 Nr. 25 EnWG). [57]

Das führt dazu, dass im Grundsatz sämtliche Strompreisbestandteile anfallen, soweit nicht im Einzelfall gesetzliche Privilegierungen vorgesehen sind.

Setzt man die maximale Höhe an, so unterscheiden sich die Strompreisbestandteile deutlich in der Höhe. Abbildung 21-1 stellt die Abgabenstruktur für den Einsatz von fremdbezogenem Strom für den Privatkundeneinsatz dar. Vor allem die EEG-Umlage und die Netzentgelte dominieren den Betrag der staatlichen Abgaben.

Im Einzelfall ist eine Vielzahl von Faktoren zu berücksichtigen. Dies bedeutet, dass unter Berücksichtigung eines Stromvertriebes als Basis der Geschäftsmodelle konkret herausgearbeitet werden muss, welche Strompreiselemente anfallen und in welcher Höhe diese im Einzelfall zu entrichten sind. Das wesentliche Unterscheidungsmerkmal aus regulatorischer Sicht zu Privilegierungsregelungen für Stromspeicher ist, dass die erzeugte Wärme nicht wieder rückverstromt werden soll. Der Strombezug durch ein Windheizung 2.0-Gebäude ist – wie jeder Letztverbrauch von Strom – voll umlagepflichtig.

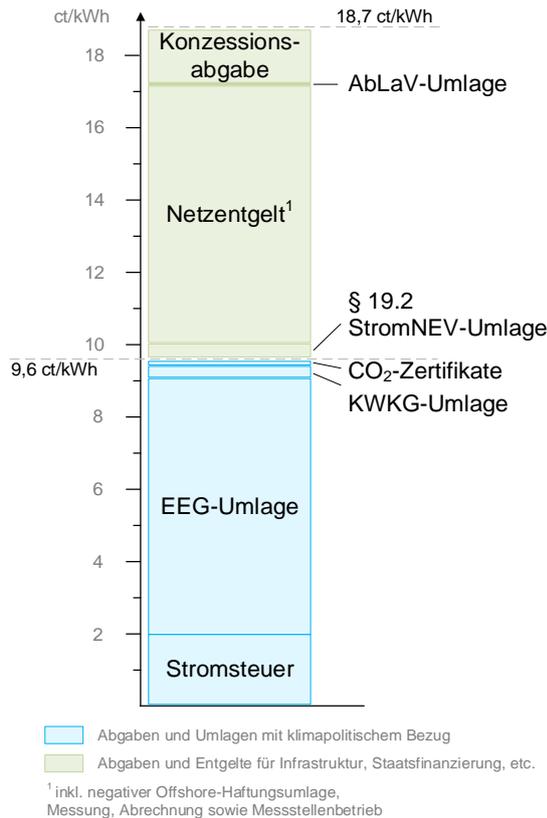


Abbildung 21-1: Strompreisbestandteile für Haushaltskunden gemäß der Abgaben-/ Umlagenstruktur in Deutschland im Jahr 2017 (Eigene Darstellung in Anlehnung an [58])

## 21.1 Mögliche Privilegierungsregelungen bei der EEG-Umlage

Nach §37 Abs. 2 EEG 2012 erheben die ÜNB vom Vertrieb die EEG-Umlage. Dies geschieht in Abhängigkeit der Letztverbraucherklasse, an welche geliefert wird. [57]

Auf die Windheizung 2.0 nicht anwendbare Privilegierungsregelungen:

- Lieferung von Verlustenergie an Netzbetreiber.
- Reduktion/Wegfall der EEG-Umlage bei Eigenstrombezug.
- Einsatz in Unternehmen mit Begrenzungsbescheid nach der besonderen Ausgleichsregelung gemäß § 64 EEG 2014. Für den Windheizung 2.0-Betreiber sind diese Ausnahmetatbestände nicht einschlägig, da Menge des Energieverbrauchs und Anteil an der Bruttowertschöpfung nicht erreicht werden. Diese Regelung richtet sich an stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes. [59]
- Zwischenspeicherung von Strom nach § 60 Abs. 3 EEG 2014 in einem Energiespeicher. Für den Windheizung 2.0-Betreiber sind diese Ausnahmetatbestände nicht einschlägig, da keine Rückverstromung erfolgt. [60]

Wenn Strom zur Verwendung einer Windheizung 2.0 bezogen wird, greift keine Privilegierungsregelung, sodass die EEG-Umlage in voller Höhe zu entrichten ist.

## 21.2 Mögliche Privilegierungsregelungen für die Konzessionsabgabe bei netzdienlichem Einsatz

Konzessionsabgaben sind Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung von Verkehrswegen im Gemeindegebiet, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern mit Strom und Gas dienen. Für Stromentnahmen aus dem Netz durch die Windheizung 2.0-Anlage ist – wie bei jeder Entnahme zum Letztverbrauch – neben dem allgemeinen Netzentgelt des Anschlussnetzbetreibers die Konzessionsabgabe zu zahlen.

Eingeschränkte Anwendbarkeit von Privilegierungsregelungen:

- Reduzierte Sonderkunden-Konzessionsabgabe. Sondervertragskunden zahlen 0,11 ct/kWh, im Gegensatz zu Tarifikunden welche zwischen 1,32 – 1,59 ct/kWh zahlen.
  - erfordert entsprechende Wahl des Stromlieferanten und Stromliefertarifs,
  - erfordert bei Anschluss ans Niederspannungsnetz zudem eine jährliche Mindestabnahmemenge von 30 MWh und mindestens zwei Leistungsspitzen von mehr als 30 kW pro Jahr.
  - Die Kapazität der Windheizung 2.0 müsste demnach 30 kW erreichen und ein Pooling von mehreren Einfamilienhäusern müsste geprüft werden.

Auf die Windheizung 2.0 nicht anwendbare Privilegierungsregelungen:

- Wegfall der Konzessionsabgabe bei Unterschreitung des Grenzpreises (erfordert jährlichen durchschnittlichen Fremdstrombezugspreis je kWh unter dem Durchschnittserlös der Energieversorgungsunternehmen je kWh aus der Lieferung von Strom an alle Sondervertragskunden).

## 21.3 Mögliche Privilegierungsregelungen bei den Netzentgelten

Nach § 15 Abs. 1 S. 2 StromNEV werden die Kosten insbesondere für die Bereitstellung und den Ausbau der Netzinfrastruktur sowie für Systemdienstleistungen über ein jährliches Netzentgelt gedeckt. Nach § 17 Abs. 1 S. 1 StromNEV haben im Falle des Strombezugs über die Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung die Letztverbraucher die Netzentgelte des Anschlussnetzbetreibers zu tragen. Für eine Stromentnahme aus dem Netz durch eine Windheizung 2.0-Anlage ist somit grundsätzlich das allgemeine Netzentgelt zu zahlen.

Auf die Windheizung 2.0 nicht anwendbare Privilegierungsregelungen:

- Eine Freistellung von den Netzentgelten für neu errichtete Speicheranlage nach § 118 Abs. 6 S. 1, 3 EnWG scheidet aus, da sich diese Befreiungsnorm nur auf Pumpspeicherkraftwerke, Power to Gas Anlagen sowie sonstige elektrische

Speicheranlagen bezieht. Der Elektroheizkessel kann nicht als sonstige Speicheranlage eingeordnet werden, da keine Rückverstromung in dasselbe Netz erfolgt, sondern eine Umwandlung in Wärme (§ 118 Abs. 6 S. 3 EnWG). [57]

- Nach der Großverbrauchsregelung in § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV ist einem Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Dies ist jedoch an nicht erfüllbare Bedingungen geknüpft. [59]
  - Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle. Dies verhindert ein Pooling vieler einzelner Windheizung 2.0-Gebäude zu einem Konglomerat.
  - pro Kalenderjahr eine Benutzungstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr.
  - Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr von mindestens zehn Gigawattstunden.

Auf die Windheizung 2.0 anwendbare Privilegierungsregelungen:

- § 14a EnWG sieht ein reduziertes Netzentgelt für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen vor. Diese Netzentgeltreduktion dürfte für Windheizung 2.0-Betreiber einschlägig sein, unter Voraussetzung eines Netzzugangs in der Niederspannungsebene.

Eingeschränkte Anwendbarkeit von Privilegierungsregelungen:

- Anwendbarkeit der Rechtsvorschrift § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist einschlägig. Diese privilegiert ein netzdienliches Nutzungsverhalten mit einer Verringerung des zu zahlenden Netzentgeltes. Eine bis zu 80%ige Netzentgeltreduktion für atypische Netznutzer ist jedoch an einzelne Bedingungen geknüpft.
  - Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers muss vorhersehbar sein. Dies bedeutet eine Auslegung der Last an den Hochlastzeitfenstern.
  - erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.
  - Es besteht eine Erheblichkeitsschwelle von 100 kW Lastdifferenz. Damit müsste die Windheizung 2.0 in dieser Leistungsklasse ausgelegt werden. Obwohl technisch möglich, müssen Implikationen der hohen und unmittelbaren Leistungsaufnahme auf das Verteilnetz berücksichtigt werden.
  - Zudem muss die Abweichung zwischen der höchsten Last in den Hochlastzeitfenstern und der Jahreshöchstlast „erheblich“ sein. Der Schwellenwert für die prozentuale Lastreduzierung ist mit 30 % im Niederspannungsnetz von der Bundesnetzagentur definiert.

Der Windheizung 2.0-Betreiber muss für Strombezug aus dem Netz auch Netzentgelte zahlen. Diese können jedoch gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV verringert werden.

## 21.4 Mögliche Privilegierungsregelungen bei den weiteren netzbezogenen Umlagen

Neben den Netzentgelten gibt es eine Reihe weiterer netzentgeltbezogener Preisbestandteile, die bei einer Stromentnahme aus dem Netz zu entrichten sind. Diese sind KWKG-Umlage, Offshore-Haftungs-Umlage, AbLaV-Umlage und § 19.2 StromNEV-Umlage. Alle genannten Bestandteile verbindet, dass sie einen Bezug zu den Netzentgelten aufweisen. Für die Windheizung 2.0-Anlage sind – wie bei jeder Entnahme zum Letztverbrauch – neben dem allgemeinen Netzentgelt des Anschlussnetzbetreibers die genannten Netzumlagen zu zahlen.

Auf die Windheizung 2.0 nicht anwendbare Privilegierungsregelungen:

- Es gibt keine Befreiungsregelungen, jedoch – abgesehen von der AbLaV-Umlage – eine abgestufte „Tarifstruktur“.

Die Bundesnetzagentur stellt klar, dass sich individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1-4 StromNEV nur auf das Netzentgelt beziehen. Privilegierungsregelungen sind bei den netzbezogenen Umlagen nicht vorhanden.

## 21.5 Mögliche Privilegierungsregelungen bei der Stromsteuer

Nach § 1 StromStG unterliegt elektrischer Strom grundsätzlich der Stromsteuer. Für Stromentnahme aus dem Netz durch die Windheizung 2.0-Anlage ist – wie bei jeder Entnahme zum Letztverbrauch – vom Lieferanten die Stromsteuer zu zahlen.

Auf die Windheizung 2.0 nicht anwendbare Privilegierungsregelungen:

- Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ist zudem auch Strom steuerbefreit, der zur Stromerzeugung entnommen wird, was beispielsweise bei Pumpspeicherkraftwerken der Fall ist, jedoch nicht bei Windheizung 2.0-Gebäuden. [60,61]
- Nicht auf Windheizung 2.0-Gebäude anwendbar ist § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Diese regelt, dass Strom aus erneuerbaren Energieträgern steuerbefreit ist, wenn er aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz entnommen wird. [57]
- Weitere Entlastungstatbestände finden sich in den §§ 9a ff. StromStG, sind jedoch nicht für die Windheizung 2.0 einschlägig, da ausschließlich Unternehmen des produzierenden Gewerbes adressiert werden. [62]

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass keine Privilegierungen bei der Stromsteuer für die Windheizung 2.0 anwendbar sind.

## 21.6 Schlussfolgerungen zu den regulatorischen Rahmenbedingungen

Das Fazit lautet, dass die Stromkostensituation für die Windheizung 2.0 bei Fremdstrombezug derzeit ungünstig ist und keine spezifischen Privilegierungen für Power to Heat Anwendungen existieren. Wenn Strom für eine Windheizung 2.0 von einem Dritten angekauft wird, fallen im Grundsatz alle staatlich induzierten Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern in der jeweiligen Regelhöhe an. Die Höhe der Netzentgelte kann im Einzelfall nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV reduziert werden. Ausnahmen von der Konzessionsabgabe können eingeschränkt begründet werden.

Die derzeitige Struktur der Netzentgelte und Sonderregelungen im Bereich der Netzregulierung ist historisch bedingt noch immer auf einen Kraftwerkspark ohne Erneuerbare Energien ausgelegt. Der Einsatz von Power to Heat Technologien wird einerseits durch die hohe absolute Steuerlast und andererseits durch deren weitestgehend unflexible Veranschlagung gehemmt.

Für die Nutzung von „Strom aus dem Überangebot von Erneuerbaren Energien“ in Windheizung 2.0-Gebäuden bietet das aktuelle Strommarktdesign keine volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Anreize.

## 22 Politische Handlungsempfehlungen

Grundmotivationen für eine Marktteilnahme von Power to Heat Anwendungen ist einerseits, dass die langfristigen Klimaziele nur dann zu erreichen sind, wenn alle Sektoren einen Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen leisten. Darüber hinaus sollte die weiter steigende fluktuierende Energieerzeugung auch dazu führen, dass sich der Stromverbrauch flexibel an die schwankende Erzeugung der Erneuerbaren Energien anpassen kann. Der Anpassungsbedarf der regulatorischen Rahmenbedingungen an die dynamischen Anforderungen der fluktuierenden Einspeisung ist grundsätzlicher Natur. Es ist nicht zielführend, ausschließlich Power to Heat Anwendungen zu benennen.

Ein Windheizung 2.0-Gebäude adressiert im Kontext einer Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen alle notwendigen Bereiche und zielt auf ein systemdienliches, ökologisches und wirtschaftliches Heizen durch die Kopplung des Strom- und Wärmemarktes.

Konsequenzen:

- Es gilt, bestehende regulatorische Hürden zu überprüfen, um Anlagenbetreibern mit Erneuerbare Energien einen Anreiz zu geben, sich über alternative Absatzmärkte neben dem Strommarkt Gedanken zu machen.
- Kunden müssen einen wirtschaftlichen Nutzen haben, um den Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich nachzufragen, z. B. durch lastvariable Tarife oder andere Produkte zum Anreiz von Flexibilität.

Argumente für die Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen

- Gesetzliche Regelungen, die eine flexible Anwendung von Energieträgern ermöglichen und damit auch der Sektorkopplung dienen, müssen novelliert und technologieoffen formuliert werden. Sektorkopplung ist im Prinzip immer dann sinnvoll, wenn dadurch Systemkosten und/oder CO<sub>2</sub>-Emissionen gesenkt werden können.
- Sektorkopplung ist nicht nur ein Instrument zur Dekarbonisierung, sondern auch eines zur Schaffung von Flexibilität. Eine neue Abgabensystematik ist angezeigt, welche auf eine Vermeidung von wirtschaftlichen Nachteilen beim netzdienlichen Angebot von Flexibilität abzielt.
- Perspektivisch nachhaltige Geschäftsmodelle sind erforderlich. Dies muss unter Maßgabe diskriminierungsfreier Rahmenbedingungen erfolgen.

Erhebliche strommarktseitige und wärmemarktseitige Entlastungen sind für Windheizung 2.0-Gebäude gerechtfertigt, weil diese in hohem Maße ökologischen Ansprüchen genügen und systemdienlich eingesetzt werden können.

Nachfolgend sind Vorschläge für strommarktseitige Entlastungen aufgeführt. Für strommarktseitige Entlastungen gilt es, die Argumentation mit dem Nachweis der ökologischen und systemdienlichen Kriterien zu stützen.

- Dynamisierung der EEG-Umlage für die Windheizung 2.0 zur verbesserten Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage. Nach einem Vorschlag von Agora Energiewende könnte der Spotmarktpreis dabei als Index für eine dynamische EEG-Umlage dienen.
- Änderung der Bestimmungen des Einspeisemanagements. Der Ansatz ist dabei ein Vorrang von zuschaltbaren Lasten vor der Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Befreiung von staatlichen Abgaben für solche Abnahmen.
- Beseitigung von wirtschaftlichen Nachteilen beim netzdienlichen Angebot von Flexibilität. Bspw. Aufhebung der Erheblichkeitsschwelle von 100 kW für eine 80%ige Netzentgeltreduktion bei atypischer Netznutzung, um auch dem Gebäudesektor eine Partizipation zur Systemstabilität zu ermöglichen.

Nachfolgend sind Vorschläge für wärmemarktseitige Entlastungen aufgeführt. Für wärmemarktseitige Entlastungen gilt es, die Argumentation mit dem Nachweis der ökologischen Wärmeerzeugung zu stützen.

- Wirtschaftlicher Ausgleich für die Substitution fossiler Brennstoffe in Gebäuden durch den Emissionshandel oder weitergehende Regelungen.
- Anpassung von Baukostenzuschüssen für mehrtägige (1-2 Wochen) Wärmespeicherung in Bauteilen oder sonstigen schweren Massen (Wasser, Stein) in Windheizung 2.0-Gebäuden.
- Im Wärmemarkt bietet sich die Anwendung von CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als Maßstab zur Bewertung energetischer Sanierungsoptionen an. In diesem Rahmen kann mit individuellen Sanierungsfahrplänen ein Anreiz zur weiteren CO<sub>2</sub>-Reduktion gesetzt werden.

## 23 Schlussfolgerungen Arbeitspaket 2.2

Das Ziel des Arbeitspaketes 2.2 war die Entwicklung von Geschäftsmodellen in Abhängigkeit geeigneter Strommärkte und eine Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Kunden müssen einen wirtschaftlichen Nutzen haben, um Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich nachzufragen. Lastvariable Tarife oder andere Produkte zum Anreiz von Flexibilität bieten sich hierfür an. Grundsätzlich lassen sich Geschäftsmodelle für eine Teilnahme am Day-Ahead Markt, Intraday Markt oder bei einer kombinierten Teilnahme formulieren. Der an den Kurzfristmärkten gehandelte Strompreis reagiert flexibel auf die Windenergieeinspeisung. Der eigentliche Beschaffungspreis von Strom stellt nur einen geringen Teil des zu entrichtenden Strompreises dar, weshalb die starre staatliche Abgabenlast auf den Strompreis das größte Hindernis darstellt.

Als Schlussfolgerung kann eine Entwicklung von Geschäftsmodellen für geeignete Strommärkte nur unter Berücksichtigung der regulatorischen Rahmenbedingungen umgesetzt werden. Bei dem notwendigen Strombezug aus dem Netz für den Betrieb einer Windheizung 2.0 eliminiert die staatliche, starre Abgabenlast auf den Strompreis die wirtschaftlichen Anreize für Flexibilität und damit die Basis der Geschäftsmodelle. Die Analyse des regulatorischen Rahmens zeigt, dass bestehende Privilegierungsregelungen lediglich auf die Netzentgelte und eingeschränkt auf die Konzessionsabgabe angewendet werden können. Es kann festgehalten werden, dass im Rahmen des aktuellen Strommarktdesigns, angesichts der bestehenden Hemmnisse, keine volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Anreize für den Betrieb einer Windheizung 2.0 bestehen.

Eine Integration zukünftig steigender Anteile fluktuierender Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien bedingt eine neue Abgabensystematik, welche wirtschaftliche Anreize für einen systemdienlichen Betrieb von Windheizung 2.0-Gebäuden bietet und CO<sub>2</sub>-emissionsarme Wärmeerzeugung honoriert.

## 24 Zusammenfassung

Durch den steigenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energieträger im deutschen Energiesystem gewinnt das zeitliche Strombedarfsprofil immer mehr an Bedeutung. Als praktische Anwendung für die Verwendung von Stromüberangeboten eignet sich die Wärmeproduktion mit Strom („Power to Heat“). Im Rahmen dieses Projektes des Bayerischen Landesamts für Umwelt wird untersucht, inwieweit sich Strom insbesondere aus Windenergieanlagen zu Starkwindzeiten in effizienten Gebäuden mit Wärmespeichermöglichkeit als Heizwärme nutzen lässt. Ein zeitweiliges Überangebot aus Windenergie soll in Form von Wärme in den thermischen Massen des Gebäudes (Bauteilaktivierung), ggf. unterstützt durch separate Wärmespeicher, z.B. Wasser- oder Steinspeicher, gespeichert werden. Diese Einspeicherung soll zeitlich möglichst weitgehend entkoppelt vom tatsächlichen Bedarf in der Heizperiode erfolgen. Ziel ist dabei, dass auch ein ein- / mehrwöchiger Abstand überbrückt werden kann, ohne dass es im Gebäude zu größeren komforteinschränkenden Temperaturschwankungen kommt. Einerseits wird damit die thermische Trägheit genutzt, um flexibel Strom immer dann zu beziehen, wenn eine hohe Windstromeinspeisung vorhanden ist. Andererseits wird durch die Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt das große Potenzial von Wärmeanwendungen erschlossen. Da Wärmeenergie vor allem in der Heizperiode benötigt wird, deckt sich dieser Zeitraum grundsätzlich mit Starkwindzeiten und der resultierenden Einspeisung aus Windenergieanlagen.

Ziel des Arbeitspaketes 1.1 ist die Erarbeitung von Bewertungskriterien einer Wärmeproduktion mit Strom in einem Windheizung 2.0-Gebäude. Diese werden in Kriterien zur Bewertung einer Nutzung von niedrigen Strompreisen, der Netzstabilisierung und eines ökologischen Nutzens unterteilt. Es wird dargestellt, dass eine wirtschaftliche Betriebsweise einer Windheizung 2.0 Hand in Hand mit einer systemdienlichen und ökologischen Betriebsweise geht. Des Weiteren wird gezeigt, dass diese Faktoren positiv miteinander korrelieren. Um die Verbindung zwischen Strommarkt (Versorgung) und Wärmeerzeugung (Nachfrage) in Windheizung 2.0-Gebäuden herzustellen, wird in Arbeitspaket 1.2 ein Steuerungskonzept für Power to Heat im Haushaltsbereich entwickelt. Das Nutzen niedriger Stromhandelspreise wird als sinnvolle Führungsgröße für ein Windheizung 2.0-Gebäude angesehen. Die Daten des Strommarktes werden von einem Server verarbeitet und der Steuerung eines Windheizung 2.0-Gebäudes zur Verfügung gestellt. In Zusammenarbeit mit der Firma EFG in Kombination mit einem EFG Heizsystem wurde am 24. Januar 2017 in Kaufbeuren der Betrieb eines elektrischen Wärmeerzeugers (E-Heat) in Kombination mit der vorgestellten Steuerungstechnik im Rahmen des Arbeitspaketes 1.3 erfolgreich erprobt. Bei diesem Pilotprojekt wurde der Betrieb eines Wärmeerzeugers dezentral auf der Grundlage des Stromhandelspreises am Day-Ahead Spotmarkt der European Power Exchange (EPEX) geregelt.

Das Ziel des Arbeitspaketes 2 ist die Entwicklung von Geschäftsmodellen in Abhängigkeit geeigneter Strommärkte. In Arbeitspaket 2.1 werden eine Marktanalyse durchgeführt und unterschiedliche Handelsplätze sowie mögliche Systemdienstleistungen dargestellt. Diese werden hinsichtlich ihrer Eignung für Windheizung 2.0-Gebäude bewertet. In Tabelle 24-1 erfolgt ein Überblick der Kriterien und ihrer Erfüllung für unterschiedliche Optionen eines Windheizung 2.0-Gebäudes auf dem deutschen Strommarkt.

Tabelle 24-1: Überblick der Kriterien und ihrer Erfüllung für Optionen eines Windheizung 2.0 Gebäudes auf dem deutschen Strommarkt

	Termin- markt	Day- Ahead <sup>4</sup>	Intra- day <sup>5</sup>	Regelleistungs- markt	Netzengpass- manage- ment	Bilanzkreis- manage- ment	Einspeise- manage- ment
				PRL SRL MRL			
Grundkriterium Arbeitspaket 1.1 „Systemdienlichkeit“ erfüllbar? <sup>1</sup>	Red	Green	Green	Green	Green	Green	Green
Grundkriterium Arbeitspaket 1.1 „ökologische Aspekte“ erfüllbar? <sup>1</sup>	Red	Green	Green	Brown	Brown	Green	Green
Mindestleistung mit individuellem Windheizung 2.0-Gebäude erfüllt? <sup>2</sup>	Red	Red	Red	Red	Red	Green	Green
Mindestleistung mit Pooling von Windheizung 2.0-Gebäuden erfüllt? <sup>3</sup>	Green	Green	Green	Red	Green	Red	Green
Kosten/Nutzenverhältnis der jeweiligen Optionen	Red	Green	Green	Red	Red	Brown	Brown

<sup>1</sup> Korrelation zwischen hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien (insbesondere Windenergieanlagen) mit dem Strombezug eines Windheizung 2.0-Gebäudes

<sup>2</sup> Elektrische Mindestleistung zur Teilnahme an der Option

<sup>3</sup> Elektrische Mindestleistung zur Teilnahme an der Option eines Windheizung 2.0-Gebäudes per Pooling von Anlagen

<sup>4</sup> Day-Ahead Markt der European Power Exchange (EPEX)

<sup>5</sup> Intraday Markt der EPEX

Terminmärkte folgen dem Prinzip einer langfristigen Ausrichtung, was eine Aufnahme kurzfristig fluktuierender Einspeisung erschwert. Wesentlicher Nachteil der Teilnahme an den Regelleistungsmärkten ist die technische Komplexität und damit verbunden die Präqualifikationsanforderungen. Für das Netzengpassmanagement sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich und eine Teilnahme mit Windheizung 2.0-Gebäuden ist aufgrund nicht erfüllbarer Rahmenbedingungen nicht möglich.

Eine Teilnahme am Bilanzkreismanagement ist theoretisch möglich, es existiert jedoch derzeit kein Vergütungsmodell. Das aktuelle Strommarktdesign beinhaltet ein Anreizsystem für Bilanzkreisverantwortliche, durch Ausgleichsenergiezahlungen eine möglichst hohe Bilanzkreistreue zu fördern. Ein vielversprechendes zukünftiges Themengebiet ist die Bildung eines Vergütungsmodells für eine aktive Teilnahme von Windheizung 2.0-Gebäudebetreibern am Bilanzkreismanagement.

Das Modell Einspeisemanagement (Direktvermarktung) bietet vor allem eine interessante Option für Vermarkter oder Energiehändler mit Windenergieanlagen in der Direktvermarktung. Für diese stellt die Wahl des optimalen Handelspartners für die Veräußerung von Windstrom, neben dem Bilanzkreismanagement, eine Kernaufgabe dar. Windheizung 2.0-Gebäudebetreiber können die Rolle des Handelspartners einnehmen und in bestimmten Zeiten die Position eines optimalen Abnehmers für Windstrom darstellen.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Marktsituation und der aktuellen Erkenntnisse erscheint eine Teilnahme am Day-Ahead und Intraday Handel der EPEX, gegenüber allen anderen Optionen, besonders attraktiv. Es wird aufgezeigt, dass Zeiten niedriger Strompreise an diesen Kurzfristmärkten deutlich mit Situationen hoher Windenergieeinspeisung korrelieren. Durch einen wirtschaftlichen Betrieb eines Windheizung 2.0-Gebäudes wird fluktuierender Strom aus Wind und Sonne genutzt, wodurch der Primärenergiebedarf reduziert sowie CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart werden. Der Verbrauch von Windstrom ist immer dann stromsystemstabilisierend, wenn dieser in hohem Maße vorhanden ist und Netzkapazitäten in ausreichendem Maße vorhanden sind.

Aufbauend auf der Klärung der Märkte werden in Arbeitspaket 2.2 Vorschläge für Geschäftsmodelle in den identifizierten Zielmärkten erarbeitet. Kunden müssen einen wirtschaftlichen Nutzen haben, um Strom aus Erneuerbaren Energien im Wärmebereich nachzufragen, z. B. durch lastvariable Tarife oder andere Produkte zum Anreiz von Flexibilität. Für eine Teilnahme am Day-Ahead Markt, Intraday Markt oder bei einer kombinierten Teilnahme zeigt sich die staatliche Abgabenlast auf den Strompreis als das größte Hindernis. Der an den Kurzfristmärkten gehandelte Strompreis reagiert flexibel auf die Windenergieeinspeisung, stellt jedoch nur einen geringen Teil des zu entrichtenden Strompreises dar. Es existieren elf Preisbestandteile, die gemeinsam den Preis für Strom bilden, welche weitestgehend fix veranschlagt werden. Diese sind vor allem im Privatkundenbereich in absoluter Höhe beträchtlich. Flexibilitätssignale der Kurzfristmärkte werden dadurch weitestgehend eliminiert. Aktuelle regulatorische Rahmenbedingungen ermöglichen lediglich die Anwendung von Entlastungsgrundsätzen auf die Netzentgelte. Die Analyse des regulatorischen Rahmens zeigt, dass für den wichtigen Kostenfaktor der EEG-Umlage momentan keine Entlastungsgründe vorliegen. Als Schlussfolgerungen aus der Untersuchung der regulatorischen Rahmenbedingungen kann festgehalten werden, dass für eine Nutzung von „Strom aus dem Überangebot von Erneuerbaren Energien“ im Rahmen des aktuellen Strommarktdesigns mit den bestehenden Hemmnissen, keine volkswirtschaftlichen und betriebswirtschaftlichen Anreize bestehen. Die Kostensituation ist für die Windheizung 2.0 bei Fremdbezug derzeit ungünstig, da bestehende spezifische Privilegierungen für staatlich induzierte Abgaben nicht realisiert werden können.

Eine Integration zukünftig steigender Anteile fluktuierender Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien bedingt eine neue Abgabensystematik, welche wirtschaftliche Anreize für ein systemdienliches Strombezugsverhalten bietet. Rahmenbedingungen, die Flexibilität zulassen und damit auch der Sektorkopplung des Strom- und Wärmemarktes dienen, müssen novelliert und technologieoffen formuliert werden. Aus strommarktseitiger Sicht bietet sich eine Argumentation mit dem Nachweis der ökologischen und systemdienlichen Kriterien einer Windheizung 2.0 an. Beispielsweise ließe sich eine Dynamisierung oder eine Reduktion der EEG-Umlage anhand einer verbesserten Integration von Erneuerbaren Energien argumentativ begründen. In diesem Zusammenhang besteht ein starkes Forschungsinteresse, Entlastungsfaktoren für eine EEG-Umlagereduzierung wissenschaftlich zu untersuchen. Des Weiteren können mögliche Entlastungen auch im Hinblick auf die Wärmemarktseite argumentiert werden. Diese lassen sich vor allem ökologisch begründen, da der Wärmemarkt stark fossil geprägt ist und mit vorzugsweiser Nutzung von Windstrom eine entsprechende Substitution durch Erneuerbare Energie erfolgt.

## **Vorschläge für weiterführende Arbeiten**

Es besteht über diese Studie hinausgehender Klärungsbedarf auf dem Weg einer Marktintegration von Windheizung 2.0-Gebäuden. Das Betriebsverhalten einer Windheizung 2.0 stellt ein flexibles und dynamisches Zusammenspiel aus nachfrageseitigem Bedarf und erzeugerseitigem Angebot dar. Ein Simulationsmodell zum Abgleich von Strompreisen mit dem Wärmebedarf - unter Einbeziehung des Systemzustandes der Wärmespeicherung - im Windheizung 2.0-Gebäude ermöglicht die vollständige Berechnung eines viertelstündlich aufgelösten Entscheidungsoptimums über Bezug oder Nichtbezug von Strom und die Eigenschaften (Komfort, Kosten, ...) bzw. die Eignung einer Windheizung 2.0.

Die Option des Einspeisemanagements (Direktvermarktung) setzt ein Tarifmodell zwischen Vermarkter bzw. Energiehändler und Windheizung 2.0-Gebäudebetreiber voraus. Die Grundlage hierfür stellt die zeitlich hochauflösende Erfassung des Strombezugsverhaltens eines Windheizung 2.0-Gebäudes über eine Heizperiode dar. Mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen können darauf aufbauend unterschiedliche Ausgestaltungen von Tarifmodellen untersucht werden. Erkenntnisse aus den Untersuchungen wären die Grundlage für eine fundierte Argumentation im Kontext einer Umlagen-/ Entgeltreduktion für Windheizung 2.0-Gebäudebetreiber.

Im Bereich der EEG-Umlagereduzierung besteht ein starkes Forschungsinteresse. Die These einer Reduzierung der volkswirtschaftlich zu tragenden Differenzkosten von Erneuerbaren Energien als Resultat steigender Strompreise am Spotmarkt durch eine Erhöhung der Nachfrage sollte überprüft werden. Es gilt den direkten und indirekten Einfluss von Windheizung 2.0-Gebäuden auf die Stromnachfrage an der EPEX darzustellen. Damit würde eine klare Argumentationsbasis geschaffen, wie die EEG-Umlage für Windheizung 2.0-Gebäude angepasst werden kann.

Die Relevanz des Bilanzkreismanagements nimmt zu. Diesbezüglich bietet es sich an, das Potenzial von Windheizung 2.0-Gebäuden zur Reduzierung von Ausgleichsenergiezahlungen zu quantifizieren. Die Erkenntnisse würden eine gute Grundlage für die Bildung eines Vergütungsmodells im Rahmen des Bilanzkreismanagements zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Windheizung 2.0-Gebäudebetreibern darstellen.

## 25 Quellenverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Die Energiewende: unsere Erfolgsgeschichte.
- [2] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- [3] BMUB, Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, available at [http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf) (accessed on April 8, 2017).
- [4] Bayerisches Landesamt für Umwelt, Studie noch nicht veröffentlicht.
- [5] RWE, Stadt Meckenheim und RWE ziehen positive Bilanz im Pilotprojekt Windheizung, available at <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4010457>.
- [6] Klein, K., Kalz, D., & Herkel, S., Netzdienlicher Betrieb von Gebäuden: Analyse und Vergleich netzbasierter Referenzgrößen und Definition einer Bewertungskennzahl.
- [7] Bauer, M., Hochhuber, J., Beitrag zur thermischen Speicherung von Netzüberlasten infolge regenerativen Energien in Gebäuden.
- [8] Schuber, G., Michaelis, T., Boßmann, M., Analyse des potentiellen Beitrags von Power-to-Heat zur Dekarbonisierung und Flexibilisierung des deutschen Energiesystems.
- [9] Münch, W., Riegebauer, P., Volkmann, L., & Oesterwind, D., Hybride Wärmeerzeuger als Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62 (2012).
- [10] Münch, W., Oesterwind, D., Volkmann, L., & Riegebauer, P., Energetische Potenziale hybrider Wärmeerzeugung aus Ökostrom-Überangeboten nutzen, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (2013).
- [11] Icha, P., Kuhs, G., Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015, available at [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate\\_change\\_26\\_2016\\_entwicklung\\_der\\_spezifischen\\_kohlendioxid-emissionen\\_des\\_deutschen\\_strommix.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_26_2016_entwicklung_der_spezifischen_kohlendioxid-emissionen_des_deutschen_strommix.pdf) (accessed on 07.2017).

- [12] Client-Server Prinzip, available at [www.fachadmin.de/index.php/Client-Server\\_Prinzip](http://www.fachadmin.de/index.php/Client-Server_Prinzip) (accessed on 07.2017).
- [13] XAMPP, available at <https://www.apachefriends.org/download.html> (accessed on 07.2017).
- [14] Linux-Magazin, available at [http://www.linux-magazin.de/var/linux\\_magazin/storage/images/media/linux-magazin/images/pi3-breakout-feb-29-2016/1114459-1-ger-DE/Pi3-Breakout-Feb-29-2016.png](http://www.linux-magazin.de/var/linux_magazin/storage/images/media/linux-magazin/images/pi3-breakout-feb-29-2016/1114459-1-ger-DE/Pi3-Breakout-Feb-29-2016.png) (accessed on 07.2017).
- [15] Gründe für die Wahl von Debian, available at [http://www.debian.org/intro/why\\_debian.de.html](http://www.debian.org/intro/why_debian.de.html) (accessed on 07.2017).
- [16] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2016.
- [17] dena, dena-NETZFLEXSTUDIE: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung.
- [18] Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist.
- [19] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Ein Strommarkt für die Energiewende: Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), 2015th ed., BMWi, Berlin, 2015.
- [20] ENTSO-E, The Harmonised Electricity Market Role Model.
- [21] Ströbele W., Heuterkes M., Pfaffenberger W., Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik, 3rd ed., Oldenburg Wissenschaftsverlag GmbH, München, 2012.
- [22] Markt für Regelleistung in Deutschland, available at [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) (accessed on March 10, 2017).
- [23] IWR, "RWE, E.ON und Vattenfall haben Stromerzeugung für 2017 und 2018 schon verkauft", available at <http://www.energiefirmen.de/news/nachrichten/artikel-31875-rwe-eon-und-vattenfall-haben-stromerzeugung-fuer-2017-und-2018-schon-verkauft-> (accessed on April 8, 2017).
- [24] EPEX SPOT SE, EPEX SPOT Operational Rules, available at [https://www.epexspot.com/document/37320/EPEX%20SPOT%20Market%20Rules%202017\\_.zip](https://www.epexspot.com/document/37320/EPEX%20SPOT%20Market%20Rules%202017_.zip) (accessed on March 27, 2017).

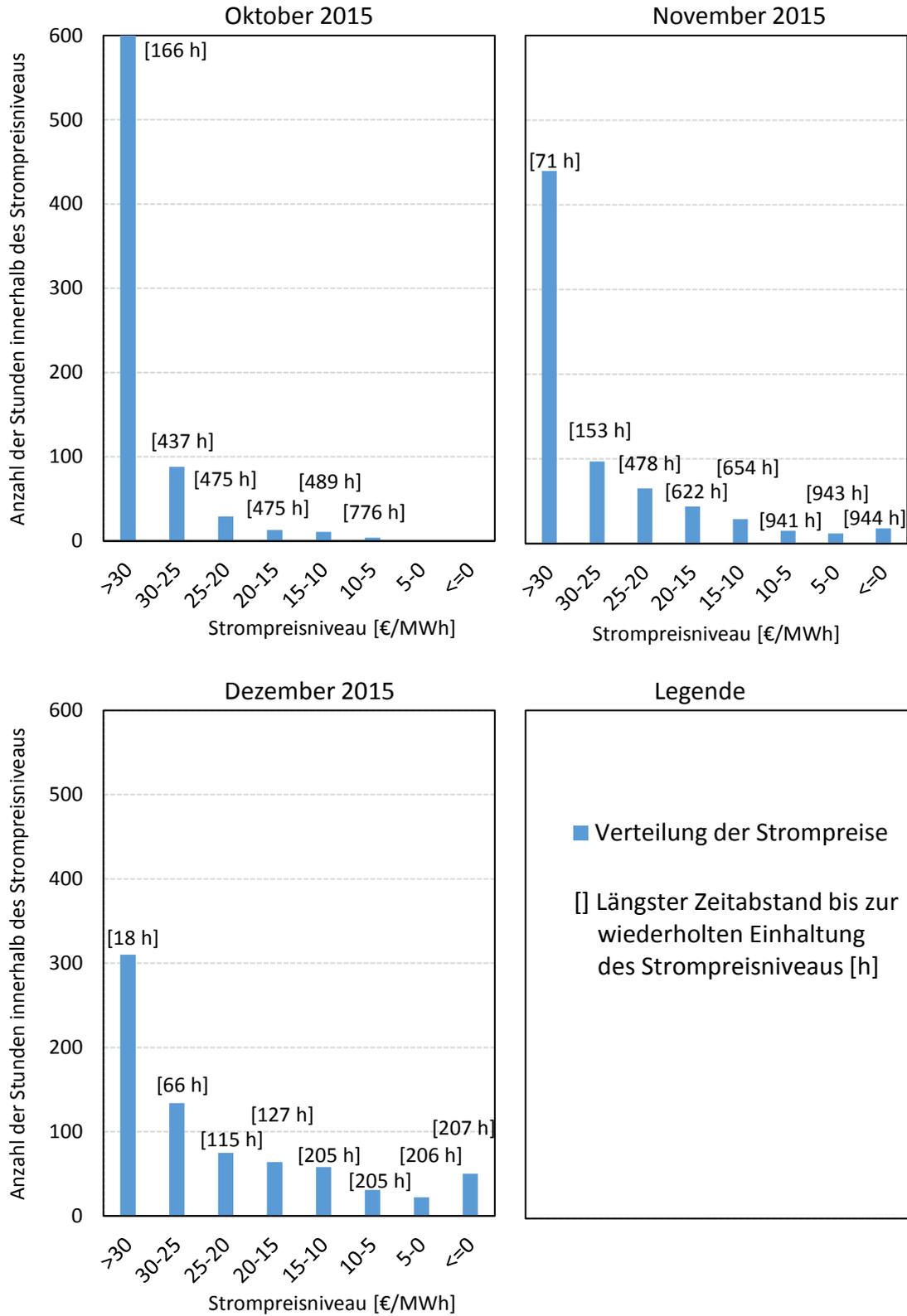
- [25] IntradayS Market, available at <http://www.power2energy.eu/ism/start/main> (accessed on April 3, 2017).
- [26] Ockenfels A., Grimm V., Zoettl G., Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX.
- [27] Zimmer W., Die Auswirkungen der Energiewende auf den deutschen Stromhandelspreis, e/m/w (2013).
- [28] Speth V., The Impact of Wind and Solar On Peak and Off-Peak Prices.
- [29] Stolz F., Duffner A., Schwenzer A., Auswirkungen der Energiewende auf die Strompreise, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2013).
- [30] Kohler S., Agricola A., Integration erneuerbarer Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2012).
- [31] Wagner A., Residual Demand Modeling and Application to Electricity Pricing.
- [32] Bolkesjo T., The influence of large photovoltaic power on the spot market electricity prices.
- [33] Ketterer J., The impact of wind power generation on the electricity price in Germany.
- [34] Roon S., Huber M., Veränderung der Residuallast, Effekte auf die Strompreise, Energie, Markt und Wirtschaft, Energie, Markt und Wirtschaft (2010).
- [35] ENTSO-E, Total Load - Actual / Day-Ahead, available at <https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/totalLoadR2/show> (accessed on April 10, 2017).
- [36] AGEB, AGEB Energiebilanzen, Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2016, available at [http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=20170207\\_brd\\_stromerzeugung1990](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20170207_brd_stromerzeugung1990) (accessed on 02.2017).
- [37] ENTSO-E, Generation Forecast, On- und Offshore Windeinspeisung, Photovoltaikeinspeisung, available at <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/dayAheadAggregatedGeneration/show> (accessed on April 10, 2017).

- [38] ENTSO-E, Actual Generation per Production Type: On- und Offshore Windeinspeisung, Photovoltaikeinspeisung, Biomass, Hydroelectric, other Renewables, available at <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show> (accessed on April 10, 2017).
- [39] ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity, Transparenzplattform, available at <https://transparency.entsoe.eu/> (accessed on April 8, 2017).
- [40] EPEX, Day-Ahead Sportmarkt, EPEX, Stundenwerte für das Jahr 2016.
- [41] EPEX, Intraday Sportmarkt, EPEX, Stundenwerte für das Jahr 2016.
- [42] Bundesnetzagentur, Fahrplananmeldung in Deutschland mit Hilfe des entso-e Scheduling System (ESS), 2014.
- [43] 50Hertz, Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12- 024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012.
- [44] BDEW, Marktprozesse für die Bilanzkreisabrechnung Strom.
- [45] Netzengpassmanagement, available at <http://www.dsm-bw.de/erloese-erzielen/netzengpassmanagement/> (accessed on April 3, 2017).
- [46] ENTSO-E, Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves.
- [47] Kamper A., Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz. Dissertation.
- [48] Roon S., Der Markt für Regelleistung. Technische und wirtschaftliche Aspekte, available at [http://www.ffe.de/download/wissen/20070729\\_Vortrag\\_EWS\\_Roon.pdf](http://www.ffe.de/download/wissen/20070729_Vortrag_EWS_Roon.pdf) (accessed on April 8, 2017).
- [49] Growitsch, C., Müller, G., Rammerstorfer, M., & Weber, C., Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Diskussionsbeitrag Nr. 300.
- [50] Wulff T., Integration der Regelenergie in die Betriebsoptimierung von Erzeugungssystemen. Dissertation.

- [51] ENTSO-E, Network Code on Load-Frequency Control and Reserves.
- [52] Kraft J., Einbindung von Biogas- und Bioerdgas-Blockheizkraftwerken in den Regelenenergiemarkt - Technische und wirtschaftliche Analyse der Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung auf Basis einer detaillierten Marktuntersuchung. Masterarbeit.
- [53] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, available at [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).
- [54] ÜNB, Übertragungsnetzbetreiber: Muster-Rahmenvertrag Sekundärregelleistung, available at <https://www.regelleistung.net/ip/action/downloadStaticFiles?download=&index=guJLZVjkzkQ%3D> (accessed on April 8, 2017).
- [55] Ocker, F., Ehrhart, K.-M., Ott, M., Bidding Strategies in the Austrian and German Secondary Balancing Power Markets.
- [56] Osterwalder A., Pigneur Y., Business Model Generation: Ein Handbuch für Visionäre, Spielveränderer und Herausforderer, Campus-Verlag, Frankfurt, New York, 2011.
- [57] Agora Energiewende, Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten.
- [58] Agora Energiewende, Neue Preismodelle für Energie: Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger.
- [59] Sailer F., Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende, ZNER, S. 160.
- [60] Oppen M., Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf, S. 12.
- [61] Lehnert W., Vollprecht J., Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER, S. 362.
- [62] StaBa, Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes.

## 26 Anhang

Analyse des Intraday Marktes (stündliche Kontrakte) der EPEX in der Heizperiode 2015/2016.



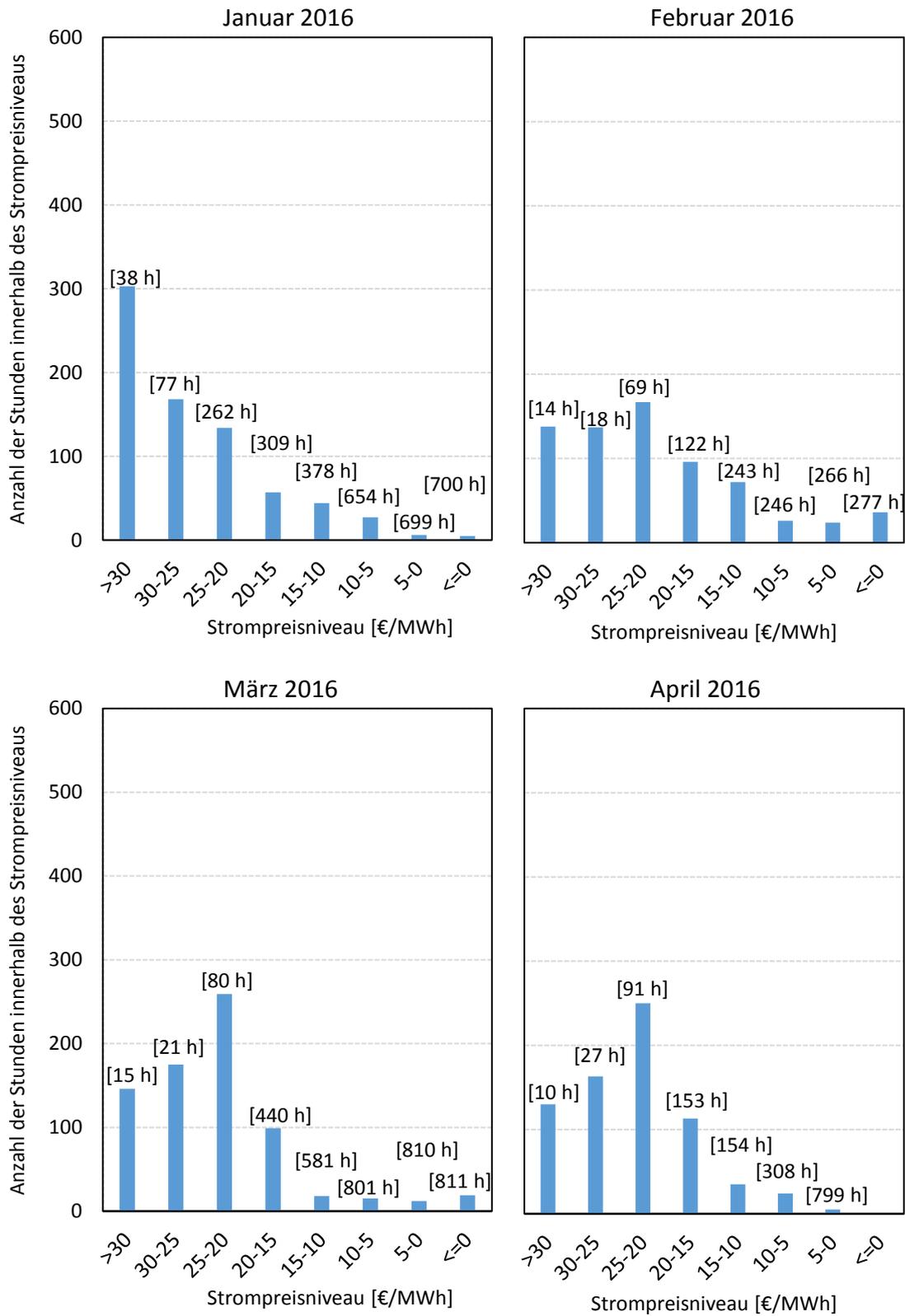
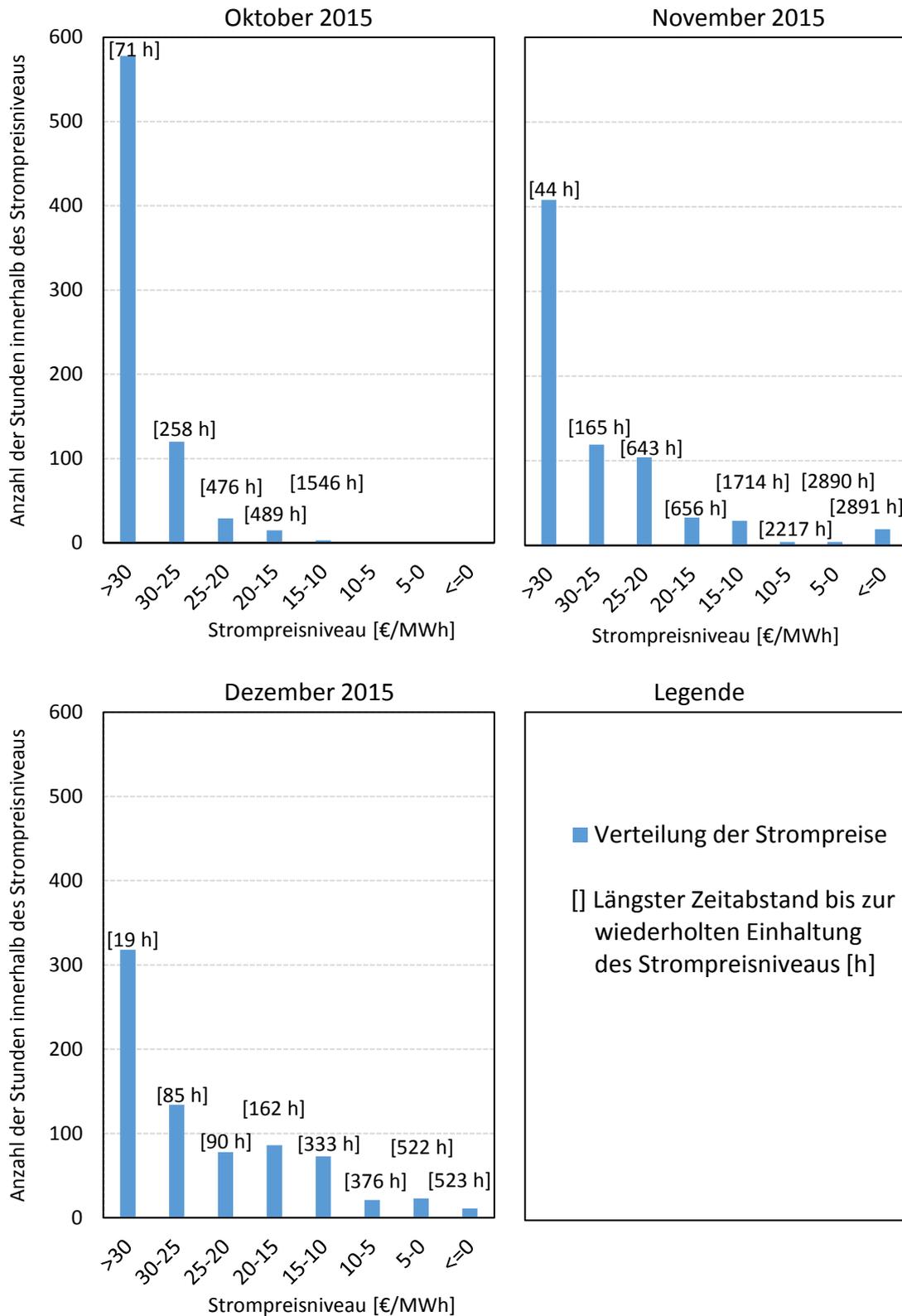


Abbildung 26-1: Darstellung der monatlichen Strompreisverteilung und maximalen Wiederholungszeiträume des Intraday Marktes (stündliche Kontrakte) der EPEX in der Heizperiode 2015/2016

Analyse des Day-Ahead Marktes der EPEX in der Heizperiode 2015/2016.



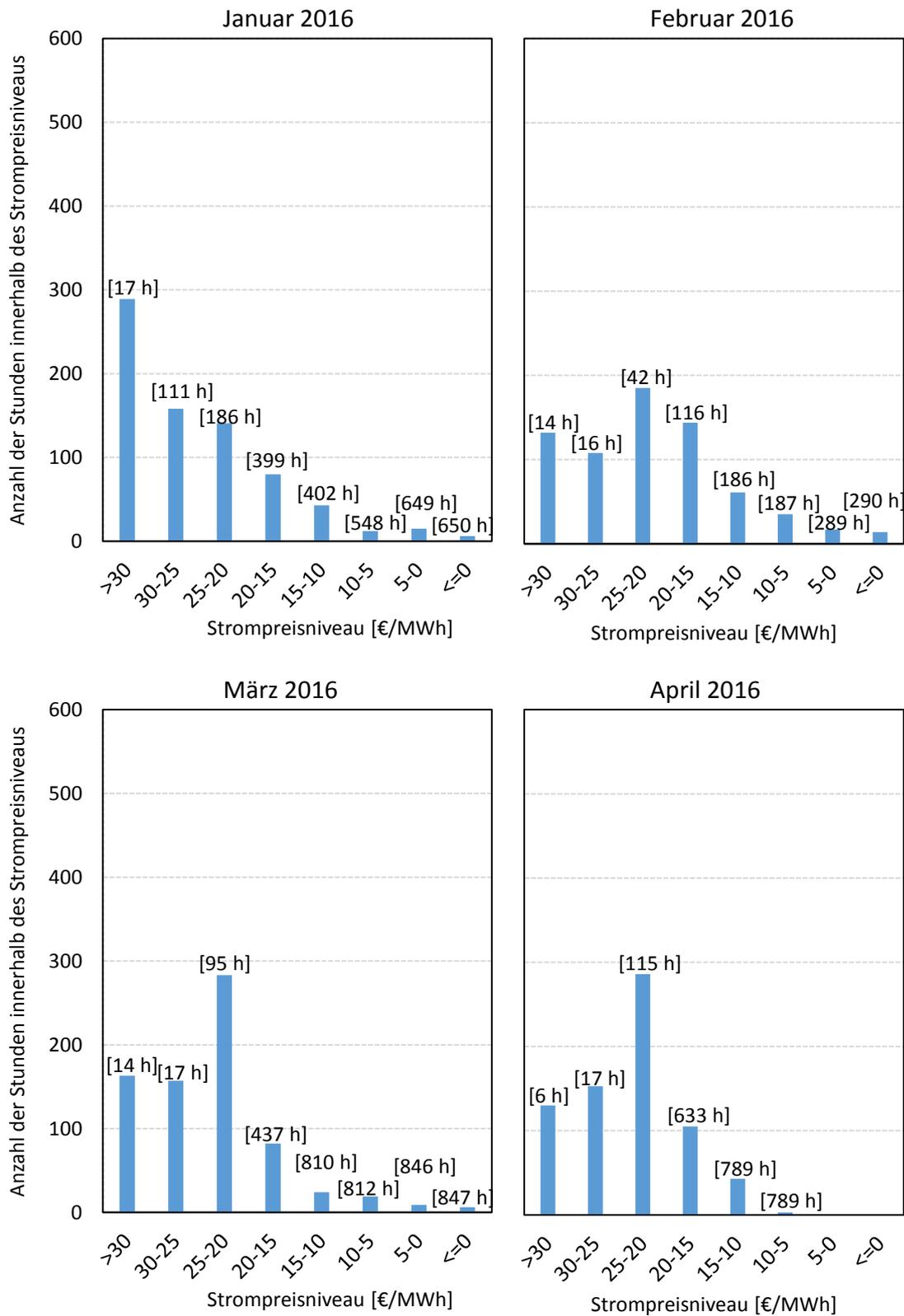


Abbildung 26-2: Darstellung der monatlichen Strompreisverteilung und maximalen Wiederholungszeiträume des Day-Ahead Marktes der EPEX in der Heizperiode 2015/2016