

## Dezentral und zentral gesteuertes Energiemanagement auf Verteilnetzebene zur Systemintegration erneuerbarer Energien

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Wissenschaftlicher Endbericht als **Anhang V** der  
Schlussberichte des Verbundprojekts von Öko-Institut  
(FKZ: 0325578 A) und OFFIS (FKZ: 0325578 B) im  
Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und  
Energie

Oldenburg,  
29.02.2016

### **Autorinnen und Autoren**

Dr. Matthias Koch  
David Ritter  
Dr. Dierk Bauknecht  
Christoph Heinemann  
Franziska Flachsbarth  
Moritz Vogel

### **Öko-Institut e.V.**

Malin Gandor  
Thole Klingenberg  
Dr. Martin Tröschel  
Dr. Christoph Mayer  
Prof. Dr. Michael Sonnenschein  
**OFFIS – Institut für Informatik**

OFFIS – Institut für Informatik  
Escherweg 2  
26121 Oldenburg  
Telefon +49 441 9722-0  
Fax +49 441 9722-102

[www.offis.de](http://www.offis.de)

***Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt  
bei den Autoren.***

**Kooperationspartner**  
Öko-Institut e.V.

**Geschäftsstelle Freiburg**  
Postfach 17 71  
79017 Freiburg

**Hausadresse**  
Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>9</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>11</b>
<b>1. Ziel des Projekts</b>	<b>15</b>
<b>Teil A: Vorgehensweise und Methodik</b>	<b>16</b>
<b>2. Definition der Szenarien</b>	<b>16</b>
<b>2.1. Bestimmung der zu untersuchenden Verteilnetze unter Berücksichtigung nationaler Verteilnetzstudien</b>	<b>17</b>
2.1.1. Modellierung der Mittelspannungsebene	17
2.1.2. Modellierung der Niederspannungsebene	20
2.1.3. Anzahl der zu simulierenden Einheiten	22
2.1.4. Netzprüfung	25
2.1.5. Skalierung der Ergebnisse	26
<b>2.2. Strommarktdaten</b>	<b>26</b>
<b>2.3. Definition geeigneter Metriken für die Bewertung und Gegenüberstellung der zu untersuchenden Szenarien</b>	<b>30</b>
<b>3. Algorithmen für Last- und Erzeugungsmanagement</b>	<b>31</b>
<b>3.1. Algorithmus zum lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch</b>	<b>33</b>
<b>3.2. Zentrale Steuerung (geplanter Ablauf)</b>	<b>35</b>
<b>3.3. Zentrale Steuerung (Einsatzplanung)</b>	<b>36</b>
<b>4. Verteilnetzsimulation</b>	<b>37</b>
<b>4.1. Aufbereitung und Integration der vorhandenen Modelle dezentraler Anlagen in die Verteilnetzsimulation</b>	<b>38</b>
<b>4.2. Geplantes Vorgehen mit mosaik</b>	<b>41</b>
<b>4.3. Abgeändertes Vorgehen und neue Werkzeuge</b>	<b>44</b>
4.3.1. Ausbaubedarf der Verteilnetze	49
<b>5. Einsatzoptimierung mit dem Strommarktmodell PowerFlex-Grid</b>	<b>52</b>
<b>5.1. Beschreibung des Strommarktmodells PowerFlex</b>	<b>53</b>
5.1.1. Stromnachfrage, Nachfrage an Fernwärme und Bedarf an Regelleistung	53
5.1.2. Thermischer und erneuerbarer Kraftwerkspark	54
5.1.3. Virtuelle Backupkraftwerke und EE-Überschüsse	54
5.1.4. Abbildung von Flexibilität	54
5.1.5. Inputdaten PowerFlex-Modell	56

5.2.	<b>Geographische und systemebenen Zuordnung der Strommarktdaten</b>	<b>56</b>
5.3.	<b>Literaturstudie und Methodenentwicklung zur vereinfachten Darstellung der Übertragungskapazität zwischen den berücksichtigten Netzknoten</b>	<b>63</b>
5.4.	<b>Modelltechnische Implementierung der Netzrestriktionen im Programmcode</b>	<b>68</b>
5.5.	<b>Bestimmung der benötigten Übertragungsnetzkapazität durch schrittweise Lockerung der Netzrestriktionen</b>	<b>70</b>
<b>6.</b>	<b>Modellkopplung</b>	<b>71</b>
6.1.	<b>Kopplung der Simulationswerkzeuge</b>	<b>71</b>
6.1.1.	Referenzsimulation	72
6.1.2.	Strategie <i>dezentrale Steuerung</i>	73
6.1.3.	Strategie <i>zentrale Steuerung</i>	73
6.2.	<b>Abweichungen von den geplanten Arbeiten</b>	<b>74</b>
	<b>Teil B: Ergebnisse und Auswertung</b>	<b>76</b>
<b>7.</b>	<b>Ergebnisse von Simulation, Optimierung und Modellkopplung</b>	<b>76</b>
7.1.	<b>Erste Auswertung der Inputdaten hinsichtlich Regionalisierung und Netzebene (Preprocessing)</b>	<b>76</b>
7.1.1.	Auswertung der Inputdaten hinsichtlich Regionalisierung	76
7.1.2.	Auswertung der Inputdaten hinsichtlich der Netzebene	79
7.2.	<b>Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen</b>	<b>80</b>
7.2.1.	Blockheizkraftwerke	81
7.2.2.	Elektromobilität	82
7.2.3.	Wärmepumpen	83
7.2.4.	Lastmanagement im Sektor GHD	84
7.2.5.	Lastmanagement im Sektor private Haushalte	85
7.2.6.	Zwischenfazit für den Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen	86
<b>8.</b>	<b>Bewertung der Simulationsergebnisse</b>	<b>88</b>
8.1.	<b>Ergebnisse der Verteilnetzsimulation</b>	<b>88</b>
8.1.1.	Regional-spezifische Ausprägungen	88
8.2.	<b>Allgemeine, strommarktbezogene Kennzahlen</b>	<b>91</b>
8.3.	<b>Netzbezogene Kennzahlen</b>	<b>94</b>
8.3.1.	Auswirkungen auf die Verteilnetze	94
8.3.2.	Auswirkungen auf die Stromübertragungsnetze	96
8.4.	<b>Flexibilitätsbezogene Kennzahlen</b>	<b>101</b>
8.4.1.	Potentialausnutzung von Flexibilität	101

8.4.2.	Flexibilitätsbedarf	108
8.4.3.	Investitionen in den Ausbau von Flexibilität	109
8.4.4.	Speicherverluste durch Flexibilität	110
<b>8.5.</b>	<b>Gesamtinterpretation der Ergebnisse der Szenarienanalyse</b>	<b>111</b>
<b>Teil C: Fazit und Schlussfolgerungen</b>		<b>116</b>
<b>9.</b>	<b>Handlungsempfehlungen, Ergebnisdarstellung und Öffentlichkeitsarbeit</b>	<b>116</b>
<b>9.1.</b>	<b>Ableitung von Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für Last- und Erzeugungsmanagementansätze in Verteilnetzen</b>	<b>116</b>
9.1.1.	Strukturierung (de)zentraler Dimensionen	117
9.1.2.	Mögliche Politikinstrumente für eine (De)Zentralisierung des Versorgungssystems	119
9.1.3.	Gesellschaftlicher Diskurs über die zukünftige Ausrichtung des Energiesystems	123
9.1.4.	Handlungsempfehlungen	124
<b>9.2.</b>	<b>Veröffentlichung, Bewertung und kritische Würdigung der eingesetzten Methoden (OFFIS)</b>	<b>125</b>
9.2.1.	Szenarienprozess	125
9.2.2.	Simulation mit Surrogatmodellen	128
9.2.3.	Netzausbaubedarf im Verteilnetz	129
9.2.4.	Kopplung der Simulationswerkzeuge	131
9.2.5.	Vergleich der Methodik mit ausgewählten Studien	133
<b>9.3.</b>	<b>Vorstellung von Projektenergebnissen auf Konferenzen und in wissenschaftlichen Zeitschriften.</b>	<b>138</b>
9.3.1.	Präsentationen	138
9.3.2.	Veröffentlichungen	138
<b>10.</b>	<b>Anhang</b>	<b>139</b>
<b>10.1.</b>	<b>Installierte Leistungen der dezentralen Einheiten</b>	<b>139</b>
<b>10.2.</b>	<b>Residuallasten und installierte konventionelle Leistung je Knoten</b>	<b>142</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Auswertung der typischen Leitungslängen in einem städtischen Mittelspannungsnetz	18
Abbildung 2-2:	Auswertung der typischen Leitungslängen in einem ländlichen Mittelspannungsnetz	18
Abbildung 2-3:	Prozess zur Bestimmung der Anlagenverteilung (D – externe Dokumente, R – Projektspezifische Auflösungen)	22
Abbildung 2-4:	Anteil Erneuerbarer Stromproduktion an der Stromnachfrage in den Szenariojahren 2020 und 2030	27
Abbildung 2-5:	Installierte elektrische Leistung konventioneller Kraftwerke in den Szenariojahren 2020 und 2030	28
Abbildung 2-6:	Aggregierte Be- und Entladeleistungen in den Szenariojahren 2020 und 2030	30
Abbildung 3-1:	Kommunikationsstruktur der PowerMatcher-Agenten	34
Abbildung 3-2:	Ablauf der Einsatzplanung für eine Technologie	36
Abbildung 4-1:	Geplanter Ablauf der Simulationen mit mosaik	41
Abbildung 4-2:	Benötigte Dauer und anfallende Datenmenge mit mosaik	44
Abbildung 4-3:	Auswahl eines Ausgabewertes in Abhängigkeit von drei Eingabegrößen	46
Abbildung 4-4:	Jahresdauerlinien	46
Abbildung 4-5:	Kumulierte Leistung (W)	47
Abbildung 4-6:	Vergleich der Berechnungszeiten von mosaik, Simulationsmodellen und Surrogatmodellen	47
Abbildung 4-7:	Abgewandelter Ablauf mit Surrogatmodellen	48
Abbildung 4-8:	Ablauf zur Bestimmung des benötigten Netzausbaubedarfs	50
Abbildung 4-9:	Belastungsgrenzen der Leitungen im Mittel- und Niederspannungsnetz	51
Abbildung 4-10:	Netzausbau bei kritischer Knotenspannung	51
Abbildung 4-11:	Netzausbau bei kritischer Leitungsbelastung	52
Abbildung 5-1:	Inputdaten des Strommarktmodells PowerFlex-Grid	56
Abbildung 5-2:	Vereinfachte Abbildung des Übertragungsnetzes mit 5 Knoten	57
Abbildung 5-3:	Verteilung der installierten EE-Leistung auf Regionen und Netzebenen	59
Abbildung 5-4:	Verteilung der installierten konventionellen Leistung auf Regionen und Netzebenen	60
Abbildung 5-5:	Verteilung der Stromnachfrage auf Regionen und Netzebenen	61
Abbildung 5-6:	Verteilung der Beladeleistung von Flexibilitäten auf Regionen und Netzebenen	62
Abbildung 5-7:	Verteilung der Entladeleistung von Flexibilitäten auf Regionen und Netzebenen	63
Abbildung 5-8:	Vereinfachte Abbildung des Übertragungsnetzes in Deutschland	69
Abbildung 6-1:	Vorgehensweise bei der Modellkopplung der „Referenzsimulation“ (links) und der Strategie „dezentrale Steuerung“ (rechts)	72
Abbildung 6-2:	Vorgehensweise bei der Modellkopplung in dem Strategie „zentrale Steuerung“	74

Abbildung 7-1:	Residuallasten und konventionelle Erzeugungsleistungen je Knoten im Szenariojahr 2020	77
Abbildung 7-2:	Residuallasten und konventionelle Erzeugungsleistungen je Knoten im Szenariojahr 2030	78
Abbildung 7-3:	Einsatzprofile der BHKW im Szenariojahr 2030	82
Abbildung 7-4:	Verbrauchsprofile für Elektromobilität im Szenariojahr 2030	83
Abbildung 7-5:	Verbrauchsprofile für Wärmepumpen im Szenariojahr 2030	84
Abbildung 7-6:	Verbrauchsprofile für Lastmanagement im Sektor GHD im Szenariojahr 2030	85
Abbildung 7-7:	Verbrauchsprofile für Lastmanagement im Sektor private Haushalte im Szenariojahr 2030	86
Abbildung 8-1:	Simulationsergebnisse der Referenzsimulation für Nord 2020, 2. Quartal (negative: Leistung: Verbrauch, positive Leistung: Erzeugung)	89
Abbildung 8-2:	Simulationsergebnisse der Referenzsimulation für West 2020, 2. Quartal (negative: Leistung: Verbrauch, positive Leistung: Erzeugung)	90
Abbildung 8-3:	Simulationsergebnisse der Referenzsimulation für Süd 2020, 2. Quartal (negative: Leistung: Verbrauch, positive Leistung: Erzeugung)	91
Abbildung 8-4:	Jährliche variable Stromgestehungskosten	92
Abbildung 8-5:	Kraftwerksbedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen auf dezentraler und zentraler Ebene	93
Abbildung 8-6:	Ungenutztes EE-Angebot 2020 und 2030	94
Abbildung 8-7:	Auswirkungen der Steuerungsstrategien auf den Netzausbaubedarf der städtischen und ländlichen Verteilnetze 2020 (in Relation zur Referenzsimulation dargestellt)	95
Abbildung 8-8:	Auswirkungen der Steuerungsstrategien auf den Netzausbaubedarf der städtischen und ländlichen Verteilnetze 2030 (in Relation zur Referenzsimulation dargestellt)	96
Abbildung 8-9:	Jahresdauerlinie der einzelnen Flowgates in der Referenzsimulation für das Szenariojahr 2030	98
Abbildung 8-10:	Jahresdauerlinie der Verbindung Nord – Mitte im Szenariojahr 2030 bei unterschiedlichen Steuerungsstrategien für dezentrale Flexibilität	99
Abbildung 8-11:	Jahresdauerlinie der Verbindung Nord – West im Szenariojahr 2030 bei unterschiedlichen Steuerungsstrategien für dezentrale Flexibilität	99
Abbildung 8-12:	Jahresdauerlinie der Verbindung Nord – Ost im Szenariojahr 2030 bei unterschiedlichen Steuerungsstrategien für dezentrale Flexibilität	100
Abbildung 8-13:	Potenzialausnutzung von Wärmepumpen im Szenariojahr 2030 bei dezentraler Steuerungsstrategie	103
Abbildung 8-14:	Potenzialausnutzung von BHKW im Szenariojahr 2030 bei dezentraler Steuerungsstrategie	104
Abbildung 8-15:	Potenzialausnutzung von Wärmepumpen im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (Zielprofil)	105
Abbildung 8-16:	Potenzialausnutzung von DSM im Sektor GHD im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (Zielprofil)	106
Abbildung 8-17:	Potenzialausnutzung von Wärmepumpen im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (realisiertes Profil)	107

Abbildung 8-18:	Potenzialausnutzung von BHKW im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (realisiertes Profil)	108
Abbildung 8-19:	Flexibilitätsbedarf bei zentraler Steuerung (Zielprofil)	109
Abbildung 10-1:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Nord	142
Abbildung 10-2:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten West	142
Abbildung 10-3:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Ost	143
Abbildung 10-4:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Mitte	143
Abbildung 10-5:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Mitte	144
Abbildung 10-6:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Süd	144
Abbildung 10-7:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten Nord	145
Abbildung 10-8:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten West	145
Abbildung 10-9:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten Ost	146
Abbildung 10-10:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten Mitte	146
Abbildung 10-11:	Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten	147

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Stranglängen und mittlere Anzahl der Niederspannungsnetze in einem städtischen Mittelspannungsnetz	19
Tabelle 2-2:	Stranglängen und mittlere Anzahl der Niederspannungsnetze in einem ländlichen Mittelspannungsnetz	19
Tabelle 2-3:	Zusammenfassung der Spezifikation der Mittelspannungsnetze	20
Tabelle 2-4:	Zuordnung der Gemeinden in Strukturklassen	21
Tabelle 2-5:	Zusammenfassung der Spezifikation der fünf Niederspannungsnetze	21
Tabelle 2-6:	Anzahl Einwohner in den fünf Regionen	23
Tabelle 2-7:	Netzanschlusspunkte für dezentrale Energieanlagen	25
Tabelle 2-8:	Verbrauchergruppen	25
Tabelle 2-9:	Literaturquellen zur Ermittlung der Potenziale der Flexibilitätsoptionen	29
Tabelle 3-1:	Algorithmen und Konzepte für eine dezentrale Koordination	32
Tabelle 3-2:	Algorithmen und Konzepte für eine zentrale Koordination	33
Tabelle 4-1:	Verteilungsregeln der dezentralen Energieanlagen	42
Tabelle 5-1:	Verteilungsschlüssel zur Regionalisierung der Flexibilitätsoptionen	58
Tabelle 5-2:	Anzahl der Leitungen und Länge der aggregierten Flowgates	70
Tabelle 7-1:	Aufteilung von Stromnachfrage, EE-Angebot und installierter elektrischer Leistung konventioneller Kraftwerke auf die dezentrale und zentrale Netzebene im Szenariojahr 2020	80
Tabelle 7-2:	Aufteilung von Stromnachfrage, EE-Angebot und installierter elektrischer Leistung konventioneller Kraftwerke auf die dezentrale und zentrale Netzebene im Szenariojahr 2030	80
Tabelle 7-3:	Durch dezentrale Flexibilität verlagerte Stromerzeugung bzw. Stromnachfrage in Deutschland in Abhängigkeit der Steuerungsstrategien	87
Tabelle 8-1:	Kennzahl „Investitionen in Netzausbau“ auf Übertragungsnetzebene	101
Tabelle 8-2:	Kennzahl „Netzverluste“ auf Übertragungsnetzebene	101
Tabelle 8-3:	Potenzialausnutzung von Flexibilität im Szenariojahr 2030 bei dezentraler Steuerungsstrategie	102
Tabelle 8-4:	Potenzialausnutzung von Flexibilität im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (Zielprofil)	105
Tabelle 8-5:	Potenzialausnutzung von Flexibilität im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (realisiertes Profil)	107
Tabelle 8-6:	Zusätzlicher Flexibilitätsbedarf im Szenariojahr 2030 zur Deckung des verbleibenden Erzeugungsdefizits in Abhängigkeit der Steuerungsstrategie	109
Tabelle 8-7:	Investitionen in dezentrale Flexibilitätsoptionen in den Szenariojahren 2020 und 2030	110
Tabelle 8-8:	Speicherverluste der dezentralen Flexibilitäten bei zentraler Steuerung (Zielprofil)	111

Tabelle 8-9:	Zusammenfassung der Bewertungskennzahlen für die einzelnen Steuerungsstrategien für das Szenariojahr 2030	112
Tabelle 9-1:	Unterschiedliche Dimension von zentral/dezentral	117
Tabelle 9-2:	Kriterien und Indikatoren (de)zentraler Entwicklungen	119
Tabelle 9-3:	Mögliche Politikinstrumente für eine (De)Zentralisierung des Versorgungssystems	119
Tabelle 9-4:	Lokal differenzierte Netzbepreisung	121
Tabelle 10-1:	Installierte Leistung PV-Anlagen in MW	139
Tabelle 10-2:	Installierte Leistung Windkraft-Anlagen in MW	139
Tabelle 10-3:	Installierte Leistung Biogas-BHKW in MW	140
Tabelle 10-4:	Installierte Leistung Klärgas-BHKW in MW	140
Tabelle 10-5:	Installierte Leistung Erdgas-BHKW in MW	141
Tabelle 10-6:	Installierte Leistung Wärmepumpen in MW	141
Tabelle 10-7:	Anzahl Elektrofahrzeuge verteilt nach Einwohnerdichte	141

## Zusammenfassung

In diesem Projekte wird die Systemintegration erneuerbarer Energien durch dezentral bzw. zentral gesteuertes Last- und Erzeugungsmanagement auf Verteilnetzebene modellgestützt und im Rahmen einer Szenarioanalyse vergleichend bewertet. Hierzu wird ein kombiniertes Verfahren zur parallelen Verteilnetzsimulation und zur Kraftwerkseinsatzoptimierung unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes entwickelt. Basierend auf den Ergebnissen der Szenarienanalyse, die mit Hilfe einer multi-kriteriellen Kennzahlenmatrix bewertet werden, werden die aktuellen Rahmenbedingungen für Last- und Erzeugungsmanagementansätze in Verteilnetzen analysiert und Möglichkeiten diese zielgerichtet weiterzuentwickeln aufgezeigt.

Das OFFIS ist maßgeblich für die Modellierung und Simulation der Verteilnetzseite verantwortlich. Um einen Vergleich der Systemintegration erneuerbarer Energien durch ein dezentral bzw. zentral gesteuertes Last- und Erzeugungsmanagement zu ermöglichen, werden detaillierte Modelle der einzelnen dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und der Verteilnetze, sowie Informationen über die Anzahl der zu simulierenden Einheiten in den Netzen benötigt.

Unter Berücksichtigung der ermittelten Zukunftsannahmen bzgl. installierter Leistungen und Verbräuche seitens des Öko-Instituts werden zunächst entsprechende Simulationsszenarien abgeleitet. In einem Simulationsszenario sind technisch detaillierte Modelle der Mittel- und Niederspannungsnetze und eine genaue Zuordnung einzelner dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in den betrachteten Netzen enthalten. Hierzu wird ein im OFFIS entwickelter Prozess zur Definition von Simulationsszenarien mit Bezug zu Regionen-spezifischer Ausprägungen der dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen eingesetzt. Mit Hilfe dieser Szenarien werden die Auswirkungen der umgesetzten Koordinationsstrategien verglichen. Für die Auswahl möglichst repräsentativer Koordinationsstrategien für ein dezentrales und ein zentralen Last- und Erzeugungsmanagement werden zunächst unterschiedliche Verfahren in der Literatur untersucht und jeweils eine Strategie umgesetzt. In einem simulativen Vergleich werden die Auswirkungen der Koordinationsstrategien miteinander und den Ergebnissen einer Referenzsimulation untersucht. Im Gegensatz zu den Koordinationsstrategien stellt der Referenzfall den autonomen Betrieb der dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen dar. Um die Simulation umfangreicher Szenarien zu ermöglichen, wird in dem Projekt ein Verfahren eingesetzt, welches es ermöglicht das Verhalten einzelner Simulationsmodelle zu approximieren und die benötigte Berechnungsdauer merklich zu verringern. Dieses Verfahren wird im OFFIS erstmals eingesetzt, daher wird die Idee hinter diesem Verfahren in dem Projektbericht ausführlich dargestellt.

Das Öko-Institut ist für die Einsatzoptimierung von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen unter Berücksichtigung des aggregierten Übertragungsnetzes mit 5 Zonen in Deutschland verantwortlich. Das Öko-Institut setzt hierzu sein Strommarktmodell PowerFlex ein und entwickelt es zu PowerFlex-Grid weiter. Neben der Aggregation von zonenübergreifenden Höchstspannungsleitungen zu Flowgates sowie der Abbildung der Netzrestriktionen im Programmcode über den DC-Ansatz<sup>1</sup> und mit Hilfe einer PTDF<sup>2</sup>-Matrix setzt dies auch die regionale Aufteilung der Inputdaten (Kraftwerke, Speicher, Flexibilitätsoptionen, Last, EE-Angebot,...) voraus. Zusätzlich zur regionalen Aufteilung ist in diesem Projekt auch die Zuordnung der Inputdaten zur dezentralen bzw. zentralen Netzebene erforderlich.

---

<sup>1</sup> Es wird nur Wirkleistung berücksichtigt.

<sup>2</sup> Power Transfer and Distribution Factor

Diese regionale und auf die Netzebene bezogene Aufteilung setzt sich auch bei den Ergebnisparametern fort. Das Öko-Institut hat für die Bewertung der Szenarienanalyse ein Kennzahlenset erarbeitet, welches strommarktbezogene, netzbezogene und flexibilitätsbezogene Kennzahlen enthält, um die erwarteten Vor- und Nachteile der jeweiligen Steuerungsstrategien auch quantitativ erfassen zu können.

Über eine Kopplung der beiden Werkzeuge für die Simulation der Verteilnetzebene sowie der Einsatzoptimierung auf der Übertragungsnetzebene wird in der Ergebnisauswertung der Einfluss der implementierten Koordinationsstrategien untersucht. Neben den abgestimmten Kennzahlen, die durch das Öko-Institut ausgewertet werden, liefert das OFFIS eine Darstellung der Regionenspezifischen Unterschiede der definierten Szenarien und eine Abschätzung des benötigten Netzausbaus auf Verteilnetzebene in Abhängigkeit der eingesetzten Koordinationsstrategien.

In der Ergebnisbewertung zeigt sich, dass sowohl die erwarteten Vorteile der zentralen Steuerungsstrategie (der effizientere Einsatz von Kraftwerken und Flexibilitätsoptionen führt zu sinkenden variablen Stromgestehungskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie einer höheren EE-Integration) als auch deren erwartete Nachteile (durch den überregionalen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen werden die Stromnetze stärker belastet) durch die Szenarienanalyse bestätigt werden.

Die erwarteten Nachteile der dezentralen Steuerungsstrategie hinsichtlich geringerer Effizienz beim Einsatz von Kraftwerken und Flexibilitätsoptionen werden durch die Szenarienanalyse ebenfalls bestätigt. Der erwartete Vorteil einer geringeren Belastung des Übertragungsnetzes zeigt sich in der Szenarienanalyse jedoch nicht. Dies ist auf die eher pessimistisch ausgerichtete Art der dezentralen Steuerungsstrategie zurückzuführen. Unter optimistischen Bedingungen, d.h. mit Berücksichtigung eines Prognosehorizonts und ausreichender Freiheitsgrade für dezentrale Flexibilitätsoptionen sowie einem detaillierter abgebildeten Übertragungsnetz, würde sich auch für die dezentrale Steuerung ein Ergebniskorridor ergeben, der zumindest hinsichtlich der mittleren Belastung des Übertragungsnetzes und der daraus resultierenden Netzverluste die erwarteten Vorteile der dezentralen Steuerungsstrategie aufweisen würde.

Auf Grund der neu entwickelten oder erstmals im großen Umfang eingesetzte Verfahren und Ansätze, schließt der Berichtsteil von OFFIS mit einer Bewertung und kritischen Würdigung der eingesetzten Verfahren und Prozesse. Hierbei wird neben einer Auflistung der Vor- und Nachteile der eingesetzten Verfahren zusätzlich der mögliche Forschungs- und Entwicklungsbedarf aufgezeigt und der aktuelle Verwertungsplan der einzelnen Verfahren skizziert.

Die Rahmenbedingungen für ein zentrales oder dezentrales Stromsystem können auf unterschiedlichen Ebenen ansetzen. Zum einen geht es um die Gestaltung einzelner Dimensionen eines (de)zentralen Energiesystems. Hierfür stehen jeweils unterschiedliche Instrumente zur Verfügung, um eine Entwicklung in diesen Dimensionen zu beeinflussen, und es können sich daraus unterschiedliche (de)zentrale Ausprägungen ergeben. Die dargestellte Strukturierung verschiedener Dimensionen von (de)zentral kann helfen, auch entsprechende Instrumente zu strukturieren.

Notwendig erscheint jedoch zunächst ein gesellschaftlicher Diskurs darüber, wie das Energiesystem durch die Energiewende über den vermehrten Einsatz von Erneuerbaren hinaus konkret gestaltet werden soll, wobei die Frage von Dezentralisierung und Zentralisierung eine wichtige Rolle spielt. Durch eine Vielzahl an unterschiedlichen Zielvorstellungen ist es notwendig, eine Bandbreite an möglichen Transformationspfaden zu definieren ebenso wie Zielszenarien, die für die weitergehende Entwicklung die Basis bilden.

Die dargestellte Strukturierung der verschiedenen Dimensionen kann als Grundlage für einen gesellschaftlichen Diskurs über den gewünschten Transformationsprozess dienen.



## 1. Ziel des Projekts

Die Stromerzeugung in Deutschland befindet sich derzeit in einem Transformationsprozess hin zu erneuerbaren Energien und einer Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Diese beiden Zielstellungen sind Teil des Energiekonzepts der Bundesregierung 2010 und der Energiewende 2011 und sind unter anderem in den Beschlüssen des Energiewendepakets vom Juni und Juli 2011 dokumentiert. Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch soll im Jahr 2030 bei 50 % und im Jahr 2050 bei 80 % liegen, die CO<sub>2</sub>-Emissionen sollen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 % sinken.

Um die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien einhergehenden Einspeiseschwankungen von Wind- und Solarenergie auszugleichen, ist unter anderem ein intelligentes Zusammenspiel zwischen Stromerzeugung und Verbrauch Voraussetzung. Eine noch nicht geklärte Forschungsfrage ist dabei, ob dieses intelligente Zusammenspiel vorrangig mit dem Ziel eines lokalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch in einem dezentral organisiert und gesteuerten Stromsystem erfolgen soll oder ob Einspeise- und Verbrauchsschwankungen weiterhin überregional und kostenminimal ausgeglichen werden und das Stromsystem seinen eher zentral gesteuerten Charakter behält. Der Verteilnetzebene kommt dabei in beiden Fällen, sowohl beim klassischen Netzausbau als auch beim Netzbau zu so genannten Smart Grids, eine bedeutende Rolle zu.

Ziel dieses Projektes ist es daher, die Systemintegration erneuerbarer Energien durch dezentral bzw. zentral gesteuertes Last- und Erzeugungsmanagement auf Verteilnetzebene modellgestützt und im Rahmen einer Szenarioanalyse (vgl. Abschnitt 2) vergleichend zu bewerten. Auf Basis dieser Ergebnisse sollen zudem gesellschaftliche und politische Entscheidungsträger befähigt werden, die Rahmenbedingungen für Last- und Erzeugungsmanagementansätze in Verteilnetzen zielgerichtet weiterzuentwickeln (vgl. Abschnitt 9.1).

Lastmanagement umfasst dabei die Lastverlagerung bei Gewerbe- und Haushaltskunden (Demand Side Management) und die Beladung von Elektrofahrzeugen (Smart Charging). Erzeugungsmanagement bezieht die Steuerung von BHKW sowie von PV-Batteriespeichern mit ein.

Um die lokalen Einsatzmöglichkeiten dieser Anlagen auf Verteilnetzebene im Zusammenspiel mit dem mittelfristig noch zur Verfügung stehenden konventionellen Kraftwerkspark zu bestimmen, wird in diesem Projekt ein kombiniertes Verfahren zur parallelen Verteilnetzsimulation und zur Kraftwerkseinsatzoptimierung entwickelt (vgl. Kapitel 4, 5 und 6). Bei dieser Kopplung werden auch die Restriktionen des Übertragungsnetzes vereinfacht berücksichtigt.

Mit Hilfe dieses Verfahrens werden zwei häufig diskutierte Ansätze des Last- und Erzeugungsmanagements im Rahmen eines Kosten-Nutzenvergleichs einander gegenübergestellt: Während im Szenario „dezentrale Steuerung“ durch die geglättete und ggf. reduzierte Residuallastkurve, welche vom Übertragungsnetz aufgenommen werden muss, geringere Investitionen in Netzausbau und geringere Netzverluste auf der Übertragungsnetzebene erwartet werden, liegt der erwartete Nutzen im Szenario „zentrale Steuerung“ in der kostenminimalen Deckung der Stromnachfrage. Die entwickelte Bewertungsmatrix enthält strommarktbezogene, netzbezogene und flexibilitätsbezogene Kennzahlen (vgl. Abschnitt 2.3 und Abschnitt 8.4).

## Teil A: Vorgehensweise und Methodik

### 2. Definition der Szenarien

Das Arbeitspaket 1 „Szenariendefinition“ gliedert sich in drei Arbeitsschritte:

- Bestimmung der zu untersuchenden Verteilnetze unter Berücksichtigung nationaler Verteilnetzstudien (Arbeitsschritt 1.1)
- Festlegung des Ausbaugrads dezentraler Energiesysteme (Arbeitsschritt 1.2)
- Definition geeigneter Metriken für die Bewertung und Gegenüberstellung der zu untersuchenden Szenarien (Arbeitsschritt 1.3)

Hauptverantwortlich für Arbeitsschritt 1.1 ist OFFIS, für die Arbeitsschritte 1.2 und 1.3 ist das Öko-Institut verantwortlich, unterstützt von OFFIS.

In dem Projekt werden die Auswirkungen unterschiedlicher Steuerungsstrategien elektrischer Erzeuger und Verbraucher in den Verteilnetzen auf das gesamtdeutsche Stromversorgung untersucht. Um einen Vergleich der unterschiedlichen Steuerungsstrategien zu ermöglichen, werden in Arbeitsschritt 1 zunächst geeignete Szenarien definiert.

In der simulativen Evaluation wird das Energienetz in das Übertragungs- und Verteilnetze unterteilt. Diese beiden Betrachtungsweisen können weitestgehend unabhängig voneinander berechnet werden. Die definierten Szenarien müssen die folgenden Anforderungen erfüllen:

1. **Repräsentative Abstraktion des Gesamtsystems:** Eine Simulation des gesamten deutschen Energiesystems ist auf Grund der großen Komplexität und daraus resultierenden Berechnungszeiten nicht umsetzbar. Die definierten Szenarien müssen entsprechend abstrahiert werden, sodass eine Berechnung innerhalb der Projektlaufzeit realisierbar ist und gleichzeitig das zu untersuchende System repräsentativ dargestellt ist.
2. **Betrachtung der Netzbelastung:** In der Verteilnetzsimulation soll unter Anderem eine Möglichkeit gegeben werden, die Auswirkungen der Steuerung dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen auf den Netzbetrieb zu untersuchen. Für die Berechnung der Netzbelastung werden Netzmodelle benötigt, die zum einen derart detailliert sind, dass eine genaue Zuordnung einzelner dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in dem Netz ermöglicht wird und zum anderen Anforderung 1) erfüllen.
3. **Berücksichtigung regional-spezifischer Ausprägungen:** In Deutschland existiert keine homogene Verteilung von Erzeugungs- und Verbrauchszentren. Je nach regionalen Bedingungen sind Technologien, wie beispielsweise hoher Anteil Windkraft im Norden und viel Solarerzeugung im Süden, unterschiedlich stark ausgebaut bzw. wird in Studien ein entsprechend starker Zuwachs zugesprochen. Die definierten Szenarien müssen daher regional-spezifische Charakteristika in Erzeugung und Verbrauch, sowie eine grundlegenden Aufteilung der Netztopologie auf Verteilnetzebene repräsentativ darstellen.

Die nachfolgend vorgestellten Szenarien beschreiben den Ausbaugrad unterschiedlicher dezentraler Energiesysteme (z.B. BHKW, PV-Anlagen, elektrische Speicher, Elektrofahrzeuge) für die Jahre 2020 und 2030 gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung bzw. dem BMU-Leitszenario Szenario A', sowie die Definition der eingesetzten Verteilnetzmodelle.

## 2.1. Bestimmung der zu untersuchenden Verteilnetze unter Berücksichtigung nationaler Verteilnetzstudien

Das modellierte Verteilnetz umfasst die Mittel- und Niederspannungsebene und die zugehörigen Transformatorebenen zwischen Hoch- und Mittel-, sowie Mittel- und Niederspannungsebene. Für die Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes wird ein fünf Knoten-Modell (vgl. Abschnitt 5.2) eingesetzt. Dieser Ansatz wird für die Simulation der Verteilnetzebene aufgegriffen und die installierten Leistungen der dezentralen Erzeuger und Verbraucher entsprechend der fünf Knoten (Nord, Ost, West, Mitte und Süd) ermittelt. Auf Grund der hohen Anzahl Mittel- und Niederspannungsnetze in Deutschland<sup>3</sup> ist eine Abbildung aller realen Netze nicht möglich. Ferner erfolgte bei der Definition der Verteilnetze eine Orientierung an dem Vorgehen aus dem Forschungsverbund *Smart Nord* und es jeweils ein städtisches und ein ländliches Verteilnetz modelliert (Hofmann & Sonnenschein 2015). In diesem Modellierungsansatz werden jeweils ein städtisches und ein ländliches Mittelspannungsnetz mit einer Vielzahl (ca. 50-150) untergelagerten Niederspannungsnetzen definiert. Für die Simulation wurden demnach jedem Übertragungsnetzknotten ein städtisches und ein ländliches Verteilnetz zugeordnet. Die regionalspezifischen Annahmen bzgl. des Zubaus von dezentralen Energieanlagen wurden für die Simulationsnetze runter skaliert und die Ergebnisse der Simulation für den Austausch mit der Übertragungsnetzebene wieder hoch skaliert.

Neben den genannten Anforderungen für die zu definierenden Szenarien, ergibt sich für die Simulation und Koordination der dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in den Verteilnetzen die folgende Anforderung:

1. **Detaillierte Anlagemodellierung:** In den Verteilnetzsimulationen werden verschiedene Strategien zur Steuerung dezentraler Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen untersucht. Um diese Steuerungsstrategien umzusetzen, ist es nötig, das Verhalten von Einzelanlagen detailliert abzubilden, um so entsprechend die Freiheitsgrade einsetzen zu können. Aus diesem Grund werden Simulationsmodelle der betrachteten Anlagen benötigt.

In den folgenden Abschnitten wird die Modellierung der beiden Spannungsebenen und ein Vorgehen vorgestellt, dass zur Berechnung Anzahl der zu simulierenden dezentralen Anlagen eingesetzt wurde.

### 2.1.1. Modellierung der Mittelspannungsebene

Aus netztechnischer Sicht unterscheiden sich städtische und ländliche Mittel- und Niederspannungsnetze. Daher wurden in einem ersten Schritt die Netzdaten von realen Mittelspannungsnetzen analysiert und folgende Charakteristika für die Modellierung abgeleitet.

- Länge der Leitungen bzw. der Leitungsstränge
- Relative Häufigkeit der Niederspannungsnetze pro Leitungsstrang
- Auslegung der Transformatoren

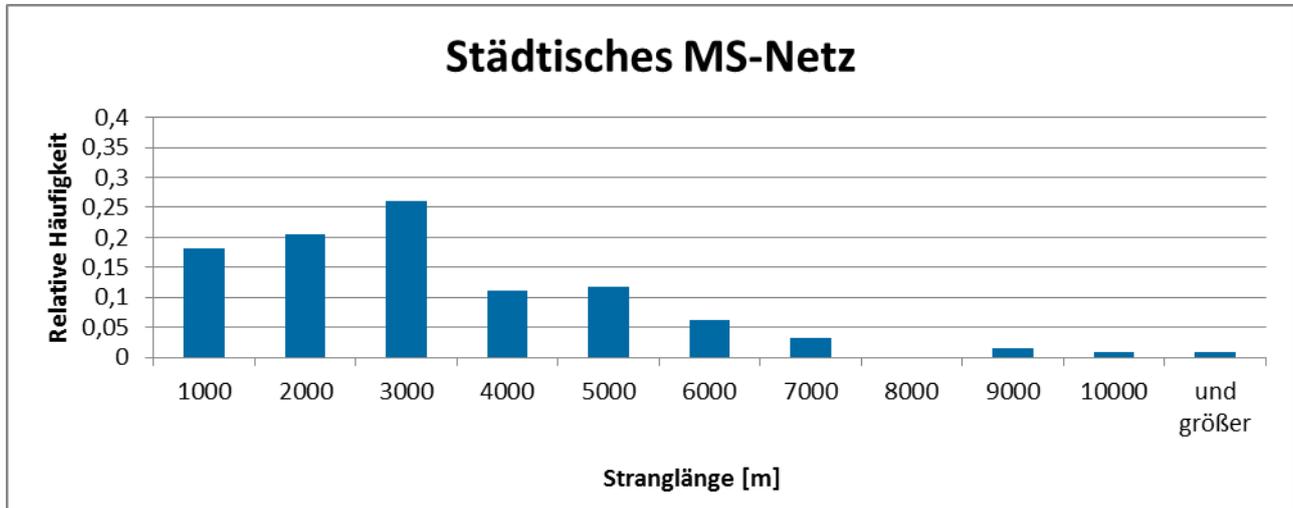
Für die Bestimmung der typischen Länge der Leitungsstränge in einem städtischen und ländlichen Mittelspannungsnetz erfolgt über die relative Häufigkeit bestimmter Leitungslängen gegebener

---

<sup>3</sup> Aktuell gibt es in Deutschland mehr als 500.000 Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze mit unterschiedlichen Netzstrukturen (E-Bridge Consulting et al. 2014).

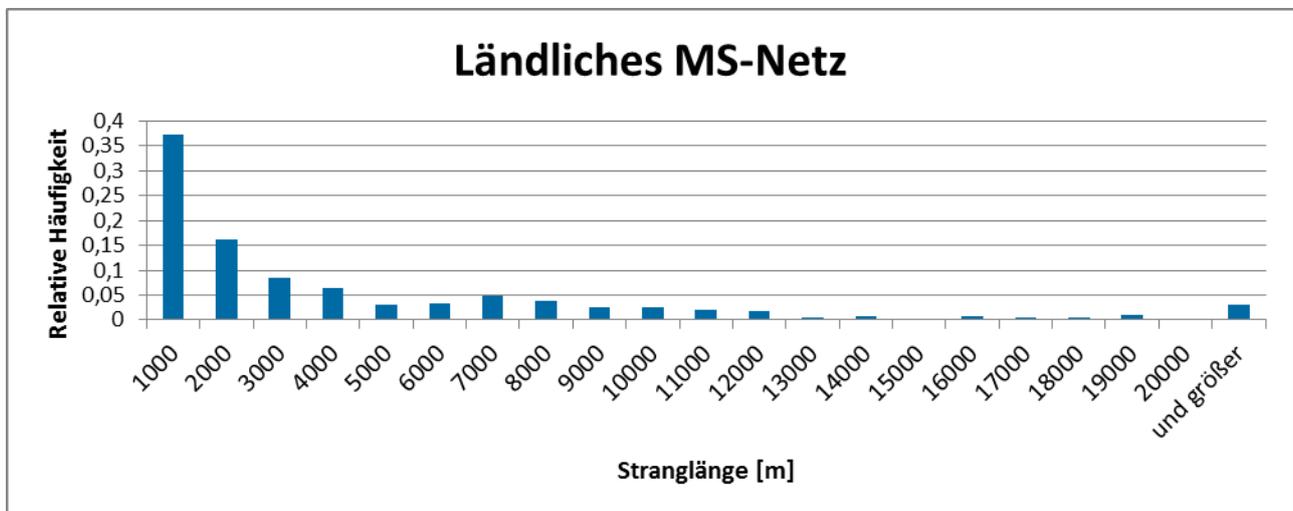
realer Mittelspannungsnetze. Abbildung 2-1 und Abbildung 2-2 zeigen die Auswertung der Leitungslängen in den betrachteten Mittelspannungsnetzen.

**Abbildung 2-1: Auswertung der typischen Leitungslängen in einem städtischen Mittelspannungsnetz**



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 2-2: Auswertung der typischen Leitungslängen in einem ländlichen Mittelspannungsnetz**



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

Grundsätzlich ist in den Abbildungen zu erkennen, dass in einem städtischen Mittelspannungsnetz vergleichsweise kurze Leitungsstränge vorkommen. In dem ländlichen Mittelspannungsnetz treten hingegen viele kurze (bis vier Kilometer) aber auch sehr lange Leitungsstränge (ab 10 Kilometer) auf. Dadurch fällt die räumliche Ausdehnung im Vergleich zu städtischen Netzen wesentlich größer aus. Zusätzlich ist die hohe relative Häufigkeit der Leitungsstränge mit einem Kilometer auffällig in den ländlichen Mittelspannungsnetzen. Hierbei handelte es sich um Netzabschnitte, denen kleinere Niederspannungsnetze (bis 50 Netzknoten) unterlagert sind.

Für die Modellierung der Mittelspannungsnetze wird anhand der relativen Häufigkeiten eine maximale Stranglänge für städtische und eine für ländliche Netze abgeleitet. Diese liegen für das städtische Netz bei sechs und im ländlichen bei zwölf Kilometern. Ausgehend von diesen Grenzwerten erfolgt eine Neuberechnung der relativen Häufigkeiten der Leitungslängen und es wird die mittlere Anzahl der Niederspannungsnetze pro Strang aus den gegebenen Netzdaten abgeleitet. In Tabelle 2-1 und Tabelle 2-2 sind diese Informationen zusammengefasst.

**Tabelle 2-1: Stranglängen und mittlere Anzahl der Niederspannungsnetze in einem städtischen Mittelspannungsnetz**

Stranglänge in Meter	Relative Häufigkeit in Prozent	mittlere Anzahl NS-Netze pro Strang
1000	19	1,4
2000	22	3,9
3000	28	5,7
4000	12	6,1
5000	13	8,7
6000	6	8

Quelle: OFFIS e.V.

**Tabelle 2-2: Stranglängen und mittlere Anzahl der Niederspannungsnetze in einem ländlichen Mittelspannungsnetz**

Stranglänge in Meter	Relative Häufigkeit in Prozent	mittlere Anzahl NS-Netze pro Strang
1000	40	1,1
2000	18	1,6
3000	9	2,7
4000	7	4,4
5000	3	3,9
6000	4	7,2
7000	5	6,8
8000	4	7,4
9000	3	8,1
10000	3	10,2

11000	2	11,6
12000	2	8,7

Quelle: OFFIS e.V.

Mit Hilfe der relativen Häufigkeit der Stranglängen, der durchschnittlichen Anzahl Niederspannungsnetze pro Strang und den verfügbaren realen Netztopologien konnten Modelle für ein ländliches und ein städtisches Mittelspannungsnetz entwickelt werden. Für die Verteilung der modellierten Niederspannungsnetze (siehe Abschnitt 2.1.2) wurde angenommen, dass ein Mittelspannungsnetz immer genau ein Niederspannungsnetz unterlagert ist. Zusätzlich wurde für die beiden Mittelspannungsnetze und die unterlagerten Niederspannungsnetze jeweils eine Anzahl Einwohner festgelegt, die für die nachfolgende Verteilung der modellierten Niederspannungsnetze relevant ist. Die Spezifikation der Mittelspannungsnetze ist in Tabelle 2-3 aufgelistet.

**Tabelle 2-3: Zusammenfassung der Spezifikation der Mittelspannungsnetze**

MS-Netz	Anzahl NS-Netze	Anzahl Einwohner	Mittlere Leitungslänge [km]
MS-Stadt	53	65628	3
MS-Land	180	30902	3,5

Quelle: OFFIS e.V.

### 2.1.2. Modellierung der Niederspannungsebene

Für die Niederspannungsnetze werden je nach Einwohnerdichte unterschiedliche typische Netzmodelle (kurz: Typnetze) definiert. Um Strukturen der Niederspannungsnetze möglichst detailgetreu abzubilden, werden die Annahmen aus (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012) herangezogen. Die Studie analysiert die Gemeinden in Deutschland und teilt diese anhand der Einwohnerdichte pro km<sup>2</sup> in Strukturklassen ein. Die Strukturklassen sind in der folgenden Tabelle 2-4 aufgelistet:

**Tabelle 2-4: Zuordnung der Gemeinden in Strukturklassen**

Strukturklasse	EDW [EW/km <sup>2</sup> ]	Anzahl Gemeinden	Anteil an Gesamtanzahl
A	0 bis 149	7.807	67,8 %
B	150 bis 299	2.045	17,8 %
C	300 bis 499	820	7,1 %
D	500 bis 999	580	5,0 %
E	größer 1000	264	2,3 %
A	0 bis 149	7.807	67,8 %

Quelle: (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012)

Anhand dieser Strukturklassen lassen sich unterschiedliche Netztypen für die Niederspannungsnetze ableiten. Dazu werden für die Klassen A, B und C jeweils ein ländliches und für die Klassen D und E jeweils ein städtisches Niederspannungsnetz modelliert. Hierzu werden die bereits in dem Projekt *Smart Nord (Hofmann & Sonnenschein 2015)* eingesetzten Daten realer Niederspannungsnetze herangezogen. Diese Datensätze beinhalten Informationen über die Anzahl der Einwohner, die Anzahl der Netzknoten, sowie der Länge der Leitungen und des Leiterquerschnitts. Tabelle 2-5 fasst die Spezifikation der modellierten Niederspannungsnetze zusammen.

**Tabelle 2-5: Zusammenfassung der Spezifikation der fünf Niederspannungsnetze**

NS-Netz	Anzahl Einwohner	Anzahl Netzknoten	Mittlere Leitungslänge [km]
Land A	99	37	0,06465
Land B	259	66	0,05795
Land C	589	132	0,03929
Stadt D	1132	200	0,03240
Stadt E	1479	259	0,02867

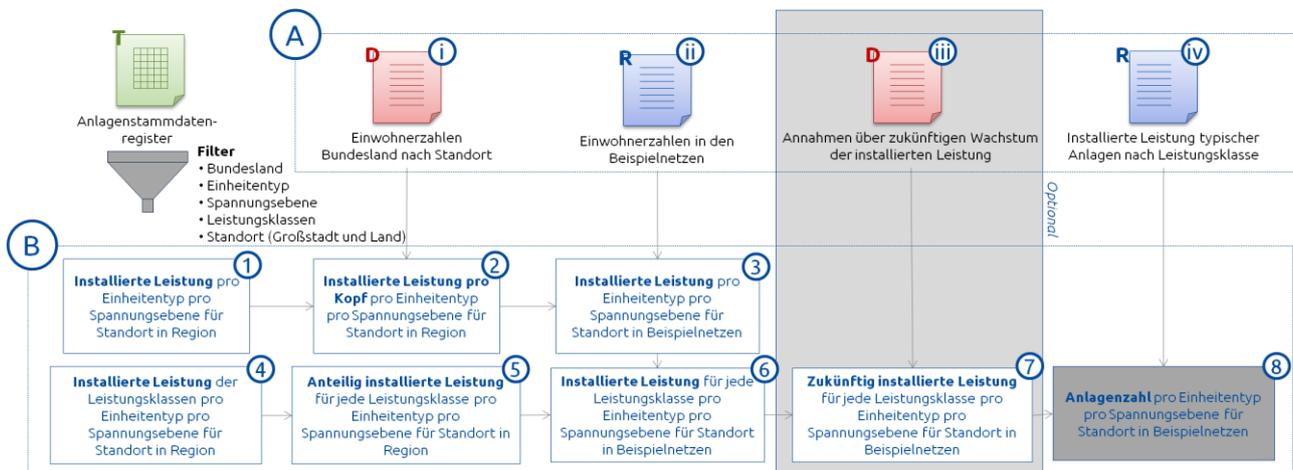
Quelle: OFFIS e.V.

Über die Einwohnerzahlen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen und der Häufigkeit der Strukturklassen wird die Anzahl der Niederspannungsnetztypen in den Mittelspannungsnetzen abgeleitet und die drei bzw. zwei Typnetze zufällig an die Mittelspannungsknoten verteilt.

### 2.1.3. Anzahl der zu simulierenden Einheiten

In der angestrebten Verteilnetzsimulation werden die dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (vereinfacht als Einheiten bezeichnet) einzeln simuliert und über die eingesetzte Steuerungsstrategie direkt angesteuert. Zu diesem Zweck muss einerseits bekannt sein, mit welcher Stückzahl eine Technologie in dem Verteilnetz vertreten ist und andererseits über welche installierten Leistungen diese Einheiten verfügen. Diese Informationen zur Berechnung der Einheitenanzahlen werden mit Hilfe des Szenariodesign-Prozesses aus (Blank et al. 2015) ermittelt. Abbildung 2-3 zeigt die durchgeführten Schritte, die jeweils durchgeführt werden, um die zu simulierenden Stückzahlen einer Technologie zu ermitteln.

**Abbildung 2-3: Prozess zur Bestimmung der Anlagenverteilung (D – externe Dokumente, R – Projektspezifische Auflösungen)**



Quelle: (Blank et al. 2015)

Der Prozess lässt sich in zwei grundlegende Bereiche aufteilen. Der Bereich A umfasst alle Arbeitsschritte, die mit der Erfassung von Daten und der Definition repräsentativer Leistungsklassen der betrachteten Technologie zusammen hängen. In Bereich B werden diese Informationen eingesetzt, um die Einheitsdurchdringung der jeweiligen Technologie zu ermitteln. Nachfolgend werden die einzelnen Arbeitsschritte der beiden Bereiche kurz vorgestellt.

#### A. Datenerfassung und Definition repräsentativer Leistungsklassen

Die Datenerfassung und Definition repräsentativer Leistungsklassen umfasst drei Arbeitsschritte (Schritt i, ii und iv). Sollen Verteilungen für Zeitpunkte in der Zukunft ermittelt werden, kann der Prozess um einen optionalen Schritt (iii) erweitert werden.

- i. Anzahl der Einwohner für die betrachtete Region:** In diesem Schritt werden die Einwohnerzahlen der Bundesländer ermittelt und den jeweiligen Regionen zugeordnet. Zusätzlich werden die Städte in den Bundesländern anhand ihrer Einwohnerzahlen in die Kategorien Stadt (Einwohnerzahlen > 100.000 Einwohner) oder Land (Einwohnerzahlen < 100.000 Einwohner) eingeteilt und die Einwohnerzahlen in allen Städten und auf dem Land berechnet. In Tabelle 2-6 sind die Einwohnerzahlen<sup>4</sup> in den Städten und auf dem Land für jede der fünf Regionen (Nord, Ost, West, Mitte und Süd) zusammen gefasst.

<sup>4</sup> Basierend auf Zensus 2011

**Tabelle 2-6: Anzahl Einwohner in den fünf Regionen**

Region	Einwohner Stadt	Einwohner Land	Einwohner Gesamt
<b>Nord</b>	4.471.694	10.098.587	14.570.281
<b>Ost</b>	5.201.922	6.847.021	12.048.943
<b>West</b>	8.611.727	12.416.991	21.028.718
<b>Mitte</b>	1.614.748	6.598.907	8.213.655
<b>Süd</b>	4.187.191	19.118.607	23.305.798

Quelle: OFFIS e.V.

- ii. **Anzahl Einwohner in den Simulationsnetzen:** Die Anzahl der Einwohner in dem städtischen und ländlichen Simulationsnetz wird dem Forschungsverbund *Smart Nord* (Hofmann & Sonnenschein 2015) entnommen. Dem ländlichen Verteilnetz werden demnach 30.902 und dem städtischen Verteilnetz 65.628 Einwohner zugeordnet.
- iii. **Zukunftsannahmen bzgl. Wachstum der installierten Leistung:** Die installierten Leistungen für die Jahre 2020 und 2030 stammen aus dem Leitszenario A'. Der Anteil der installierten Leistungen wird in dem Projekt seitens des Öko-Instituts ermittelt und für die Verteilung der einzelnen Einheiten zur Verfügung gestellt. Ausgehend von den installierten Leistungen der Technologien 2011 kann somit für jede Technologie ein Wachstumsfaktor für 2020 und 2030 berechnet werden. Die installierten Leistungen der einzelnen Technologien sind in Anhang (Tabelle 10-1 bis Tabelle 10-7) aufgelistet.
- iv. **Installierte Leistung nach Leistungsklasse:** Dieser Schritt befasst sich mit der Festlegung repräsentativer Leistungsklassen für jede Technologie. Hierzu werden die angegebenen Leistungsklassen aus (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012) und den Anlagengrößen im Anlagenstammdatenregister von 2011 eingesetzt. Zusätzlich liefert die dena-Verteilnetzstudie für die Technologien repräsentative. Für die dezentralen Erzeuger werden die folgenden Größen ausgewählt:
- Photovoltaik:** 5, 30, 200 und 500 kW
  - Windkraft:** 500, 2000 und 5000 kW
  - Biogas:** 150, 500 und 1000 kW
  - Klärgas-KWK:** 150, 500 und 1000 kW
  - Erdgas-KWK:** 1, 4.7, 50 und 1000 kW

Für die dezentralen Verbraucher werden anhand der folgenden Größen repräsentiert:

- **Wärmepumpe:** 2 kW
- **Elektrofahrzeuge:** 11 kW (rein batteriebetriebenes Fahrzeug), 3.47 kW (Plug-in-Hybrid Fahrzeug) und 2.93 kW (City-EV)
- **Flexible Gewerbe:** 30, 100, 300, 500 und 1000 kW

- **Flexible Haushalte:** 0.8 kW (1-Personen Haushalt), 1.28 kW (2-Personen Haushalt), 1.3 kW (3-Personen Haushalt), 1.4 kW (4-Personen Haushalt) und 2.26 kW (5-Personen Haushalt)

## B. Durchdringung elektrischer Energieanlagen

Die Durchdringung der elektrischen Energieanlagen in den Simulationsnetzen wird ausgehend von den Informationen im Anlagenstammdatenregister von 2011 ermittelt (50Hertz Transmission GmbH et al. 2012b). Hierzu wird zunächst für jede Region die Anzahl der installierten Anlagen einer Technologie bestimmt. Für die weiteren Arbeiten sind diese zusätzlich nach Netz-Typ (Stadt/Land), Spannungsebene und Leistungsklasse unterschieden. Für jede Technologie, Region und Netz-Typ werden anschließend die folgenden Schritte durchgeführt (siehe Abbildung 2-3).

1. Aus dem Anlagenstammdatenregister wird zunächst die installierte Leistung pro Spannungsebene ermittelt.
2. Für jede Spannungsebene wird die installierte Leistung pro Kopf berechnet.
3. Mit Hilfe der Einwohnerzahlen in den Simulationsnetzen und der installierten Leistung pro Kopf aus Schritt 2 kann die installierte Leistung pro Spannungsebene in den Simulationsnetzen berechnet werden.
4. Parallel zu den Schritten 1-3 wird zusätzlich die installierte Leistung pro Leistungsklasse und Spannungsebene aus dem Stammdatenregister ausgelesen.
5. Der Anteil der installierten Leistung pro Leistungsklasse und Spannungsebene wird aus Schritt 4 berechnet.
6. Die in Schritt 3 berechnete installierte Leistung der Simulationsnetze wird mit den Informationen aus Schritt 5 anteilig auf die Leistungsklassen verteilt.
7. Die Ergebnisse aus Schritt 6 werden mit den Wachstumsfaktoren für die beiden Jahre multipliziert. Da in dem Projekt Zukunftsszenarien für die Jahre 2020 und 2030 untersucht wurden, wurden entsprechende Faktoren verwendet.
8. Abschließend werden mit Hilfe der festgelegten Anlagengrößen die Anzahl der Anlagen pro Spannungsebene berechnet.

Bei der Verteilung von elektrischen Erzeugungsanlagen muss berücksichtigt werden, dass ihre Anschlussleistungen zu den entsprechenden Spannungsebenen passen, um systematische Verletzungen von Strom- und Spannungsgrenzwerten zu vermeiden. Aus diesem Grund sind den Spannungsebenen Maximalwerte für die installierte Leistung von Erzeugungsanlagen zugeordnet. In diesem Projekt wurden die in (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012) angegebenen Grenzwerte eingesetzt und auch für die Verteilung der elektrischen Verbraucher verwendet. Die Netzanschlusspunkte für dezentrale Anlagen sind in Tabelle 2-7 aufgelistet.

Die Mittelspannungsebene wird mit 20 kV modelliert und die Zuordnung der dezentralen Anlagen gemäß den Netzanschlusspunkten überprüft und ggf. angepasst.

**Tabelle 2-7: Netzanschlusspunkte für dezentrale Energieanlagen**

	<b>MS (10 kV)</b>	<b>MS (20 kV)</b>	<b>MS (30kV)</b>
Hausanschluss	$P \leq 30 \text{ kW}$	$P \leq 30 \text{ kW}$	$P \leq 30 \text{ kW}$
NS-Netz	$P \leq 100 \text{ kW}$	$P \leq 100 \text{ kW}$	$P \leq 100 \text{ kW}$
ONS (NS-SS)	$P \leq 300 \text{ kW}$	$P \leq 300 \text{ kW}$	$P \leq 300 \text{ kW}$
MS-Netz	$P \leq 3 \text{ MW}$	$P \leq 6 \text{ MW}$	$P \leq 15 \text{ MW}$
UW (MS-SS)	$P \leq 15 \text{ MW}$	$P \leq 20 \text{ MW}$	$P \leq 30 \text{ MW}$
HS-Netz	$P > 15 \text{ MW}$	$P > 20 \text{ MW}$	$P > 30 \text{ MW}$

Quelle: (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012)

#### 2.1.4. Netzprüfung

Im Anschluss an die Modellierung der Mittel- und Niederspannungsnetze muss untersucht werden, ob die Netzmodelle in bestimmten Lastsituationen innerhalb der zulässigen Betriebsbereiche für Spannungswerte, Leitungsströme und Transformatorenauslastung operieren. Hierzu werden verschiedene Lastfälle aus der Planung von Energienetzen eingesetzt, um die Auslastung der Betriebsmittel zu überprüfen. Historisch bedingt wird der zulässige Netzbetrieb zunächst anhand des Starklastfalles untersucht. Hierzu werden in dem Energienetz Lasten verteilt und in der Netzberechnung deren Verbrauch über einen festen Spitzenlastwert angenommen. Tabelle 2-8 fasst die relevanten Informationen der in der Netzplanung gängigen Verbrauchergruppen zusammen.

**Tabelle 2-8: Verbrauchergruppen**

<b>Verbrauchergruppe</b>	<b>Spitzenleistung [kVA]</b>	<b>Spitzenlastanteil [kVA/WE]</b>	<b>Gleichzeitigkeitsfaktor</b>
Grundbedarf	5	0,7 ... 0,9	0,15...0,20
Teilelektrisch	8	1,0 ... 1,2	0,12 ... 0,15
Vollelektrisch	30	1,8 ... 2,0	0,06 ... 0,07
Allelektrisch	15 ... 18	10 ... 12	ca. 0,07

Quelle: (Dyussebekova et al. 2008)

Für Netzprüfung der Niederspannungsnetze werden die Gruppen „Teilelektrisch“ und „Vollelektrisch“ mit einem Verhältnis von 3:1 verteilt. Die Verbrauchergruppe „Allelektrisch“ wird bei der Verteilung nicht berücksichtigt, da es sich hierbei um Haushalte handelt, die Strom zusätzlich zum Heizen und zur Warmwasserbereitung z.B. über Durchlauferhitzer einsetzen. In Deutschland sind die meisten Haushalte mit Gas- oder Ölthermen ausgestattet, sodass allelektrische Haushalte

an dieser Stelle vernachlässigt werden können. Die Verbrauchergruppe „Grundbedarf“ wurde ebenfalls nicht berücksichtigt, da die Durchdringung von Haushalten mit Grundbedarf in Deutschland zu gering ist.

Mit der in den Verbrauchergruppen definierten Spitzenleistung wurde die Belastung der Netzbetriebsmittel berechnet und für die fünf Niederspannungs- und zwei Mittelspannungstypnetze berechnet und ggf. ein Netzausbau nach (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012) durchgeführt. Eine detaillierte Darstellung der Ausbaumaßnahmen wird in Abschnitt 4.3.1 eingegangen. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die modellierten Verteilnetze nur anhand der Starklast ausgelegt wurden. Dies entspricht einem historischen Ansatz in der Netzplanung, indem dezentrale Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen noch nicht vorhanden waren. Da in dem Projekt unter Anderem die durch den Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen auftretenden Netzeffekte untersucht werden sollen, wird auf eine Netzprüfung über den in der Netzplanung definierten Rückspeisefall verzichtet.

### 2.1.5. Skalierung der Ergebnisse

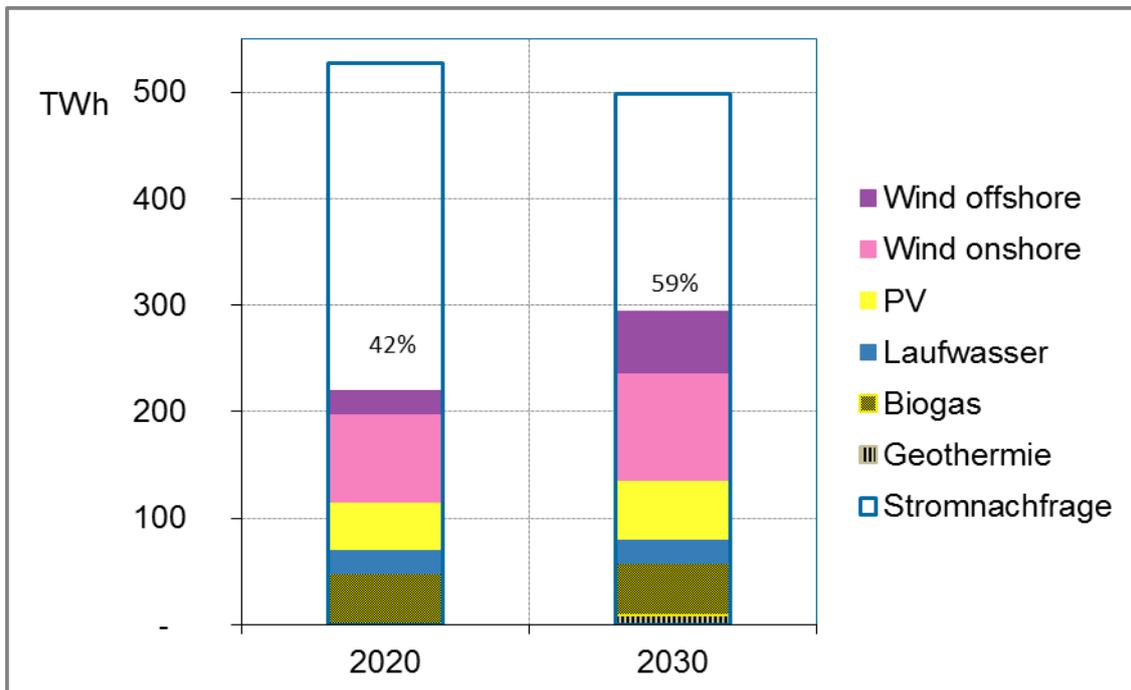
In dem vorherigen Abschnitt wurde ein Prozess vorgestellt, welcher es ermöglicht Informationen für reale Energienetze und Annahmen bezüglich des Zubaus von dezentralen Energieanlagen auf kleinere Simulationsnetze abzubilden, so dass diese einerseits über vergleichbare Netze und andererseits über vergleichbare Durchdringungen von elektrischen Erzeugern und Verbrauchern verfügen. Um die Simulationsergebnisse auf eine gesamtdeutsche Betrachtung übertragen zu können, müssen die Ergebnisse jeder der fünf Regionen bzw. Übertragungsnetzknotten anschließend hochskaliert werden.

Wie in Schritt *B. Durchdringung elektrischer Energieanlagen* beschrieben, wird für die Berechnung der dezentralen Energieanlagen in den Simulationsnetzen die installierte Leistung pro Kopf eingesetzt. Durch Multiplikation der installierten Leistung pro Kopf in dem städtischen oder ländlichen Netzen in der betrachteten Region in Deutschland mit der Anzahl Einwohner im städtischen bzw. ländlichen Simulationsnetz wird die installierte Leistung in den Simulationsnetzen berechnet. Für die Skalierung der Simulationsergebnisse auf die fünf Regionen, wird das Verhältnis der Einwohner in den Simulationsnetzen zu Anzahl Einwohner in der Stadt bzw. auf dem Land in den Regionen berechnet. Somit erhält jedes städtische und ländliche Simulationsnetz einen individuellen Skalierungsfaktor.

## 2.2. Strommarktdaten

Die zur Modellierung der Szenariojahre 2020 und 2030 benötigten Strommarktdaten wurden primär dem BMU-Leitszenario Szenario A' (DLR et al. 2012) entnommen. In Einzelfällen wurden diese Annahmen durch aktuellere Quellen ergänzt. So wurde die installierte Leistung von offshore Windkraftanlagen reduziert, entsprechend dem Meseberger EEG-Eckpunktepapier (Bundeskabinett 2014), und der Ausbau der Elektromobilität entsprechend Hacker et al. 2011 übernommen. Hierauf basierend wurde, wie in Abbildung 2-4 dargestellt, eine Stromnachfrage von 527 TWh mit einem EE-Anteil von 42 % im Szenariojahr 2020 sowie eine Stromnachfrage von 498 TWh mit einem EE-Anteil von 59 % im Szenariojahr 2030 umgesetzt.

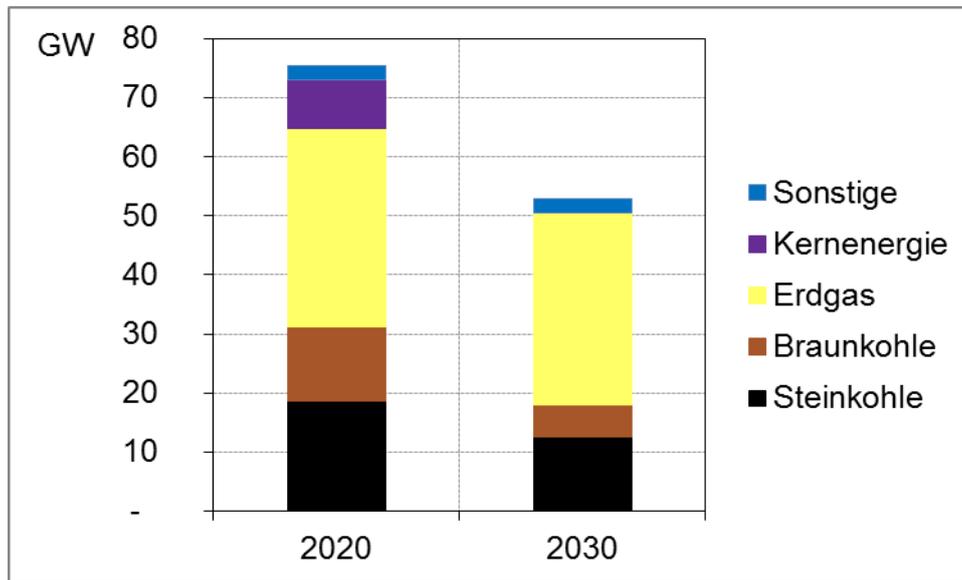
**Abbildung 2-4: Anteil Erneuerbarer Stromproduktion an der Stromnachfrage in den Szenariojahren 2020 und 2030**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Parallel zur steigenden EE-Erzeugung und abnehmenden Stromnachfrage, ist ein deutlicher Rückgang der konventionellen Kraftwerkleistung zwischen den Szenariojahren 2020 und 2030 (um ca. 23 GW) berücksichtigt (Abbildung 2-5). Dieser Rückgang entsteht hauptsächlich durch die Reduktion bei Kernenergie (ca. 8 GW), Braunkohle (ca. 7 GW) und Steinkohle (ca. 6 GW), sowie geringfügig auch bei Erdgas (ca. 1 GW).

**Abbildung 2-5: Installierte elektrische Leistung konventioneller Kraftwerke in den Szenariojahren 2020 und 2030**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Zentraler Bestandteil der abgebildeten Strommarktdaten sind in dieser Untersuchung die verschiedenen Flexibilitätsoptionen. Wie nachfolgend in Kapitel 5.2 genauer beschrieben, werden die Flexibilitäten nach Zugehörigkeit zur zentralen und dezentralen Ebene unterteilt. Die Flexibilitätsoptionen auf zentraler Ebene setzen sich zum Beispiel aus Pumpspeicherkraftwerken, Lastmanagement in der Industrie und größeren KWK Kraftwerken mit der Option für Wärmespeicher zusammen. Auf dezentraler Ebene befinden sich Lastmanagement in den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) sowie bei Privathaushalten, Wärmepumpen, Elektromobilität und BHKW mit der Option für Wärmespeicher.

Der angenommene Ausbaugrad für Speicher und andere Flexibilitätsoptionen wurde über eine Potenzialerhebung und einen Aktivierungsfaktor für die Jahre 2020 und 2030 ermittelt. Dabei sind sowohl die Potenzialerhebung als auch die Aktivierungsfaktoren mit Unsicherheiten behaftet. Zur Ermittlung der Potenziale wurde eine Literaturrecherche durchgeführt und auf Vorgängerprojekte<sup>5</sup> am Öko-Institut zurückgegriffen.

Die folgende Tabelle 2-9 führt die zentralen Literaturquellen für die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen auf. Für Pumpspeicherverwerke sind in Betrieb befindliche, Erweiterungen sowie Neubauprojekte im Planfeststellungsverfahren eingeflossen. Die berücksichtigten KWK-Kraftwerke umfassen Heizkraftwerke, industrielle KWK und BHKWs. Um diese Kraftwerke verstärkt flexibel und stromorientiert zu betreiben, können sie ebenso wie mit einem Wärmespeicher nachgerüstet werden. DSM Industrie beinhaltet mit der Chlor-, Zement- und Papierindustrie sowie Kühlung in der Industrie die Bereiche mit den größten Potenzialen. Für eine Flexibilisierung des Strombezugs durch Elektromobile wurde angenommen, dass Anreize gesetzt werden können um die Betankung zeitlich zu verlagern. DSM GHD umfasst eine Vielzahl von DSM-Potenzialen aus dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung. Im Detail sind das Gewächshäuser (Beleuchtung),

<sup>5</sup> Z.B. Projekt „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen“, 2012 – 2014, gefördert durch das BMWi

Nahrungsmittelherstellung (Kühlung), Lebensmitteleinzelhandel (Kühlung), Klimatisierung im GHD-Sektor, Kühlhäuser, Kläranlagen (Pumpen und Rührwerk) und Wasserwerke (Pumpen). Für eine Flexibilisierung von Wärmepumpen wird ein Wärmespeicher hinterlegt und so den Bezug von Strom vom Wärmebedarf entkoppelt.

**Tabelle 2-9: Literaturquellen zur Ermittlung der Potenziale der Flexibilitätsoptionen**

Flexibilitätsoption	Literaturquellen
Flexible KWK-Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DLR et al. 2012</li> </ul>
Pumpspeicherwerke	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bundesnetzagentur 2014</li> </ul>
DSM Industrie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hartkopf et al. 2012</li> <li>• Roon &amp; Gobmaier 2010</li> <li>• Paulus &amp; Borggreffe 2011</li> <li>• Klobasa &amp; Focken 2011</li> <li>• Grein et al. 2009</li> </ul>
DSM Elektromobilität	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hacker et al. 2011</li> </ul>
DSM GHD	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klobasa &amp; Focken 2011</li> <li>• Haberkern et al. 2006</li> <li>• Grein et al. 2009</li> <li>• VDKL 2009</li> </ul>
DSM Wärmepumpen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nabe &amp; Seefeldt 2011</li> <li>• DLR et al. 2012</li> </ul>
DSM Haushalte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• B.A.U.M. Consult GmbH 2012</li> <li>• Apel et al. 2012</li> </ul>

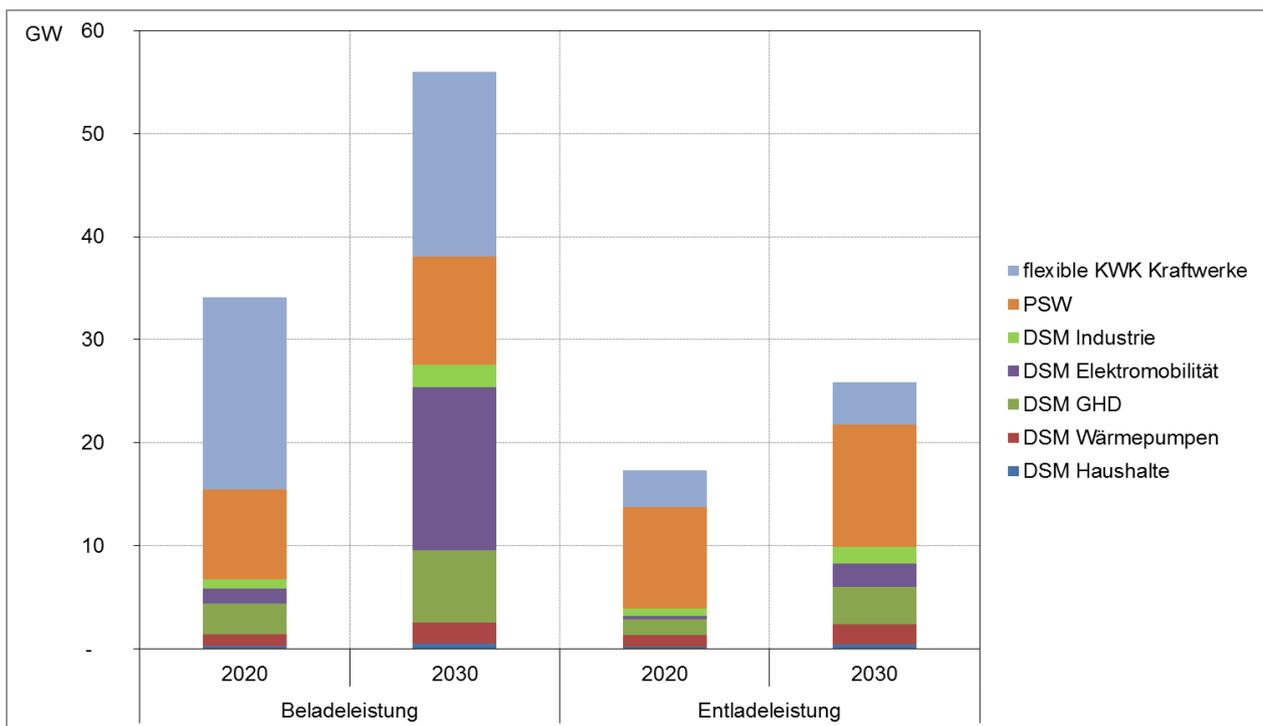
Für die Aktivierungsgrade der einzelnen Technologien wurde angenommen, dass in 2020 verglichen mit 2030 weniger Potenziale aktiviert werden konnten. Um die Unterschiede hinsichtlich des dezentralen und zentralen Steueralgorithmus in der Szenarienanalyse für das dezentral geprägte Energiesystem besser zeigen zu können, werden bezüglich des Aktivierungsgrades von dezentralen Speichern und dezentraler Flexibilität eher optimistische Annahmen getroffen. Der Aktivierungsgrad von zentralen Speichern wird hingegen eher zurückhaltend eingeschätzt. Trotz dieser Vorgabe hinsichtlich der dezentralen Ausgestaltung des Stromsystems sollen die getroffenen Annahmen auch ausreichend plausibel sein und Aspekte wie Bau- und Planungszeiträume, Investitionszyklen, Austauschraten, etc. sowie die aktuell geltenden Rahmenbedingungen als Ausgangspunkt für den Zubau an Flexibilität zumindest qualitativ mit berücksichtigen.

Unter Berücksichtigung der Potenzialerhebung sowie dem Grad der Aktivierung der einzelnen Potenziale ergibt sich das in Abbildung 2-6 dargestellte Flexibilitätspotenzial. Es sind für die berücksichtigten Flexibilitäten die maximalen Be- und Entladeleistung aufgetragen. Die Begriffe sind hierbei entsprechend einer Speicherlogik gewählt. Auf DSM-Technologien übertragen, bedeutet ‚Beladung‘ eine Erhöhung und ‚Entladung‘ eine Reduktion der Stromnachfrage. Bei

einigen Technologien ist ein deutlicher Unterschied zwischen diesen beiden Werten zu erkennen. Zum Beispiel flexible KWK-Kraftwerke, die mit Hilfe von Wärmespeichern flexibilisiert wurden, können ihre Stromproduktion reduzieren und daher einen Beitrag bei der Beladeleistung leisten. Da jedoch angenommen wird, dass KWK-Kraftwerke bereits ohne eine Flexibilisierung ihre Stromproduktion steigern können<sup>6</sup>, kann durch die Flexibilisierung kein zusätzlicher Beitrag zur Entladeleistung geleistet werden. Es ist zu beachten, dass die in dieser Abbildung dargestellten Maximalwerte je nach Technologie unterschiedlich bewertet werden müssen. Während für einige Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Pumpspeicherwerke, diese Werte durchgehend verfügbar sind, kann der tatsächlich verfügbare Wert für profilabhängige Technologien schwanken, wie z.B. bei DSM aufgrund einer Abhängigkeit der Flexibilität vom Nachfrageprofil.

Insgesamt ist eine Steigerung der Flexibilitätsleistung von 2020 zu 2030 sichtbar. Das liegt zum einen an der beschriebenen Zunahme des Aktivierungsgrads sowie für Technologien, die gerade im Aufbau befindlich sind wie Elektromobilität und Wärmepumpe, an einem Anstieg des Gesamtpotenzials. Außerdem ist deutlich zu sehen, dass beim erwähnten Ungleichgewicht von Be- und Entladeleistung die Beladeleistung deutlich dominiert.

**Abbildung 2-6: Aggregierte Be- und Entladeleistungen in den Szenariojahren 2020 und 2030**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

### 2.3. Definition geeigneter Metriken für die Bewertung und Gegenüberstellung der zu untersuchenden Szenarien

Das Öko-Institut entwickelt in Arbeitsschritt 1.3 – mit Unterstützung von OFFIS zur Beachtung der Berechenbarkeit der Metriken durch die verwendeten Simulationswerkzeuge – die notwendigen

<sup>6</sup> Zum Beispiel mit Hilfe einer Notkühlung.

ökonomischen, treibhausgasbezogenen und energiewirtschaftlichen Metriken und Kennzahlen für die Gesamtbewertung und Gegenüberstellung der Szenarien.

Neben den erforderlichen Metriken zur Bewertung der Effekte bzgl. der CO<sub>2</sub>-Einspareffekte bei Anwendung der unterschiedlichen (d.h. zentralen bzw. dezentralen) Steueralgorithmen in den genannten Szenarien (Verantwortung: Öko-Institut) werden auch Metriken entwickelt, die die Nutzung bzw. Belastung der Verteilnetze betreffen (Verantwortung: OFFIS). So wird dem systemanalytischen Anspruch bei der Bewertung der zu vergleichenden Steueransätze Rechnung getragen.

Um die unterschiedlichen Steuerungsansätze bewerten zu können wurden nachfolgend beschriebene Ergebnisindikatoren entwickelt. Die Kennzahlen hierfür ergeben sich aus den Ergebnissen der Modellierungen mit PowerFlex-Grid und mosaik. Die Bewertungskriterien setzen sich aus übergeordneten und das gesamte Stromsystem betreffenden Kriterien sowie aus spezifischen Kriterien für die Stromnetze und die eingesetzten Flexibilitätsoptionen auf beiden Spannungsebenen zusammen.

- I. Allgemeine, strommarktbezogene Kriterien
  - a. variable Stromgestehungskosten
  - b. CO<sub>2</sub>-Emissionen
  - c. Ungenutztes EE-Angebot (EE-Abregelung, Export oder Nutzung in anderen Sektoren)
- II. Netzkriterien
  - a. Investitionen in Netzausbau
  - b. Netzverluste
  - c.
- III. Kriterien für Flexibilität
  - a. Potentialausnutzung von Flexibilität
  - b. Flexibilitätsbedarf
  - c. Investitionen in den Ausbau von Flexibilität
  - d. Speicherverluste durch Flexibilität [GWh]

Die aufgeführten Bewertungsindikatoren werden im Rahmen der Szenarienanalyse relativ und absolut zueinander in Beziehung gesetzt. Basierend auf der Referenzsimulation werden die Ergebnisse der Szenarien mit dezentralen Steuerungsstrategie sowie mit zentraler Steuerungsstrategie (Zielprofil und realisiertes Profil) mit Hilfe der Kennzahlenmetrik bewertet.

### 3. Algorithmen für Last- und Erzeugungsmanagement

Das Arbeitspaket 2 „Algorithmen für Last- und Erzeugungsmanagement“ gliedert sich in zwei Arbeitsschritte:

- Ableitung eines repräsentativen Algorithmus zum lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf Verteilnetzebene (Arbeitsschritt 2.1)
- Ableitung eines repräsentativen Algorithmus zum global kostenminimalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch (Arbeitsschritt 2.2)

Hauptverantwortlich für AP 2 ist OFFIS.

Auf der Grundlage einer Literaturrecherche werden zunächst dezentrale bzw. zentrale Überwachungs- und Steuerungsansätze im Kontext von Last- und Erzeugungsmanagement zusammen getragen und auf ihre Eignung zum Einsatz im Projektkontext hin untersucht. Wesentliche Entscheidungskriterien zur Auswahl bzw. Ableitung einer Referenzimplementierung sind dabei:

- Einbindung sowohl von Erzeugern als auch von Verbrauchern in ein integriertes Konzept,
- Passfähigkeit oder problemlose Erweiterbarkeit auf die projektspezifische Problemstellung und die im Projekt zu untersuchenden Flexibilitätsoptionen,
- möglichst detaillierte Beschreibung der Wirkmechanismen des Algorithmus, um auf Funktionsebene eine Vergleichbarkeit der Referenzimplementierung zu ermöglichen,
- Regelung von Wirk- und Blindleistung bzw. eine Erweiterungsmöglichkeit zur Blindleistungsregelung bereitstellen

Die folgenden beiden Tabellen (Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2) listen die relevanten untersuchten Algorithmen bzw. Konzepte übersichtsartig auf.

**Tabelle 3-1: Algorithmen und Konzepte für eine dezentrale Koordination**

Algorithmus/Konzept	Kurzbeschreibung
DEZENT (Lehnhoff 2010)	Marktbasierter Ansatz zur dezentralen Koordination von Energieerzeugung und -verbrauch auf Bilanzkreisebene in Echtzeit
Energiemanagement zur Spannungshaltung (Wolter & Hofmann 2011)	Agentensystem zur Koordination von Erzeugern und Lasten, um Spannungsbandverletzungen zu vermeiden
PowerMatcher (Kok et al. 2005), (Kok 2013)	Marktbasiertes Verfahren für ein Energienetz mit einem hohen Anteil dezentraler Energieerzeugung

Quelle: OFFIS e.V.

Auf Grundlage dieser Recherche und der oben genannten Entscheidungskriterium wird der PowerMatcher als dezentrales Supply-Demand-Matching-Konzept ausgewählt und prototypisch implementiert. Neben den genannten Kriterien wurde der PowerMatcher bereits zur Koordination von realen Erzeugern und Verbrauchern eingesetzt und es konnte daher auf ein sehr ausgereiftes Konzept und ausführliche Literatur zurück gegriffen werden.

**Tabelle 3-2: Algorithmen und Konzepte für eine zentrale Koordination**

Algorithmus/Konzept	Kurzbeschreibung
Lokales Lastmanagement (Gutzwiller et al. 2008)	Gezielte Aktivierung von Lastverschiebepotenzialen durch eine Steuerungsinstanz auf Haushaltsebene
Zentrale Intelligenz (Schlebusch 2006)	Koordination von dezentralen Energieressourcen im Verteilnetz durch eine zentrale Steuerungsinstanz
Power Flow and Power Quality Management (POMS) (Thoma 2007)	Steuerung der Komponenten in Niederspannungsnetzen über ein zentrales Informationssystem mit dem Ziel, den Bezug elektrischer Energie aus dem Mittelspannungsnetz zu minimieren
E-Energy (Kießling 2013)	Reale Umsetzung zentraler Steuerungskonzepte in Regionen mit einem hohen Anteil dezentraler Energiesystemen
Energiemanagement mit maschinellem Lernen (Kramer et al. 2010)	Ausgleich von Schwankungen in der Energiebereitstellung eines virtuellen Kraftwerkes (kurz: VK) durch Einsatz eines Learning Classifier System (LCS), das aus den vorgegebenen Daten Regeln für die Steuerung des VK ableitet
Direct Load Control Model (FENIX) (Ruiz et al. 2009)	Aggregation einzelner Anlagen zu einem VK mit dem Ziel der Teilnahme an einem Energiemarkt; Einsatzplanung erfolgt durch Lösung eines linearen Optimierungsproblems
Suchraummodell (Bremer 2015)	Modellierung des zulässigen Fahrplanraumes einer Anlage mit Hilfe von Support-Vektor Maschinen. Modell bietet eine Überprüfung vorgegebener Fahrpläne auf Zulässigkeit und ggf. Korrektur des Fahrplanes.

Quelle: OFFIS e.V.

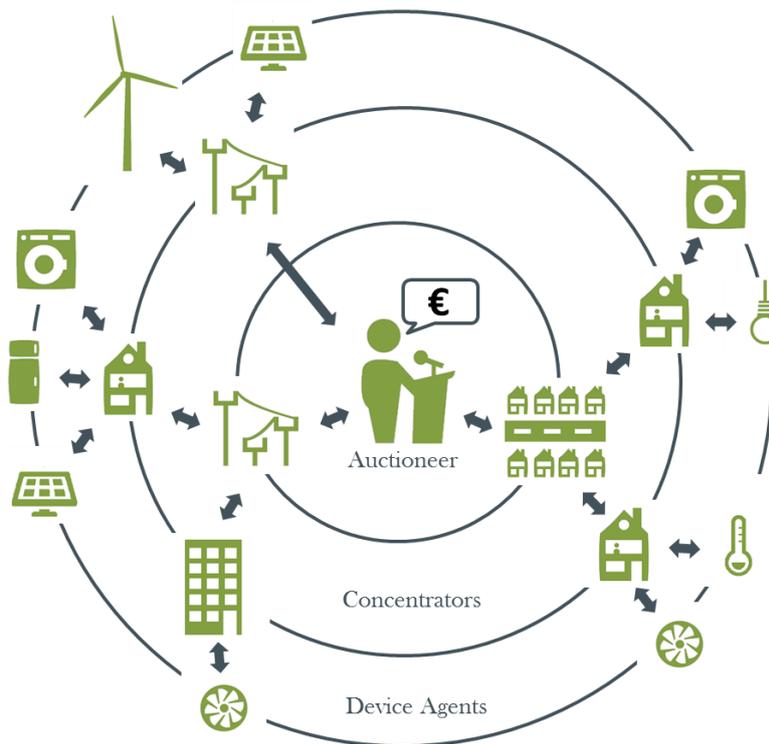
Als zentrales Steuerungskonzept wird sich zunächst für eine Modellierung der Flexibilität von Verteilnetzen in Form eines Suchraummodells entscheiden. Dabei soll untersucht werden, inwiefern sich die Flexibilitäten der einzelnen Anlagen aggregieren lassen, sodass die Verteilnetzsimulation entsprechend in die Gesamtsystembetrachtung mit PowerFlex-Grid integrierbar ist. Die Erkenntnisse und vorgenommenen Änderungen werden in den Abschnitten 3.2 und 3.3 im Detail erläutert.

### 3.1. Algorithmus zum lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch

Ziel der *dezentralen Steuerung* ist es die flexiblen Einheiten in den Verteilnetzen derart zu koordinieren, dass erzeugte und verbrauchte Leistung in diesem Verteilnetz bereits möglichst ausgeglichen ist. Durch diesen Ausgleich soll die benötigte bzw. rückgespeiste Leistung aus dem Übertragungsnetz möglichst gegen Null gehen. Für die Umsetzung wird der PowerMatcher-Algorithmus (Kok et al. 2005) ausgewählt.

Bei diesem agentenbasierten Ansatz wird immer für ein Simulationsintervall versucht Erzeugung und Verbrauch so zu regeln, dass die Summenleistung möglichst Null ergibt. Hierzu wird jede dezentrale Einheit durch einen Softwareagenten repräsentiert, der die Flexibilität der Einheit in jedem Simulationsschritt abfragt und in Form eines Gebotes einem Koordinator mitteilt. Dieser berechnet basierend auf den gelieferten Flexibilitäten einen möglichst optimalen Einsatz aller dezentralen Einheiten. Die grundlegende Struktur des PowerMatchers ist in Abbildung 3-1 dargestellt. Nachfolgend wird der Algorithmus kurz zusammen gefasst. Für eine detaillierte Beschreibung wird an dieser Stelle auf (Kok 2013) verwiesen.

Abbildung 3-1: Kommunikationsstruktur der PowerMatcher-Agenten



Quelle: PowerMatcher<sup>7</sup>

Die Kommunikation im PowerMatcher ist hierarchisch aufgebaut. Auf der untersten Ebene befinden sich die *Device Agents*, denen jeweils eine dezentrale Einheit zugeordnet ist. Diese berechnen die verfügbare Flexibilität ihrer zugehörigen Einheit und zugehörige Kosten für das nächste Zeitintervall und senden dies an die übergeordnete Hierarchieebene. Auf dieser Ebene befinden sich in den meisten Fällen sogenannte *Concentrator Agents*. Diese werden eingesetzt, um die Vielzahl einzelner Gebote aufzunehmen und zu einem einzigen Gebot zu aggregieren. Alle Gebote werden anschließend an den *Auctioneer Agent* gesendet. Auf der höchsten Hierarchieebene berechnet dieser aus allen eingehenden Geboten einen Preis, bei dem die Summe der erzeugten und verbrauchten Wirkleistung möglichst null ergibt. Der sogenannte *Equilibrium-Preis* wird anschließend durch alle Ebenen zurück zu den *Device Agents* gesendet und diese steuern ihre zugehörige Einheit entsprechend des abgegebenen Gebotes.

<sup>7</sup> <http://www.flexiblepower.github.io/technology/powermatcher> (letzter Zugriff 27.11.2015)

Die folgenden projektspezifischen Anpassungen werden in der Implementierung vorgenommen:

- Der PowerMatcher koordiniert erzeugte und verbrauchte Wirkleistung immer für das nächste Zeitintervall. In diesem Fall werden also immer nur die nächsten 15 Minuten betrachtet. Prognosen über einen längeren Zeitraum, wie beispielsweise eine Stunde oder länger, werden hier nicht eingesetzt. Das hat zur Folge, dass Flexibilitäten direkt verbraucht werden, um eine Glättung der Residuallast für die nächsten 15 Minuten zu erzielen. Allerdings hat sich gezeigt, dass sich dies in manchen Fällen negativ auf das Gesamtergebnis auswirken kann, da die Einheiten zu anderen Zeitpunkten wenig oder gar keine Flexibilitäten zur Verfügung stellen.
- Für die Berechnung der Gebote setzt der PowerMatcher eine Kombination erzeugter bzw. verbrauchter Leistung und einem zugehörigen Kostenwert ein. Da in dem Projekt die Steuerungsstrategie *dezentrale Steuerung* nicht die Minimierung der Grenzkosten als Ziel hat, wird die Berechnung der zugehörigen Preisstufen (jeweils ein Preis pro Leistungsänderung) in Anlehnung an reale Grenzkosten modelliert. Bei der Gebotsbildung weist ein Device Agent jeder verfügbaren Leistungsänderung seiner Einheit einen bestimmten Wert zu. Der von Auctioneer Agent ermittelte Equilibrium-Preis basiert auf diesen Werten und kann daher problemlos von den Device Agents in zugehörige Leistungsstufen und damit ein Betriebspunkt der Anlage übersetzt werden.

### 3.2. Zentrale Steuerung (geplanter Ablauf)

Das Steuerungsszenario zentrale Steuerung hat als Ziel die dezentralen Einheiten auf einen möglichst kostenminimalen Einsatz der Kraftwerke abzustimmen. In einem ersten Ansatz wird ein Supportvektor-basiertes Suchraummodell (Bremer 2015) eingesetzt, um die Flexibilitäten der Verteilnetze abzubilden. Das genannte Suchraummodell wurde bereits erfolgreich für die Modellierung der Flexibilität von einzelnen Anlagen eingesetzt und im Laufe des Projektes derart erweitert werden, dass eine aggregierte Modellierung der Flexibilität von kompletten Verteilnetzen ermöglicht wird.

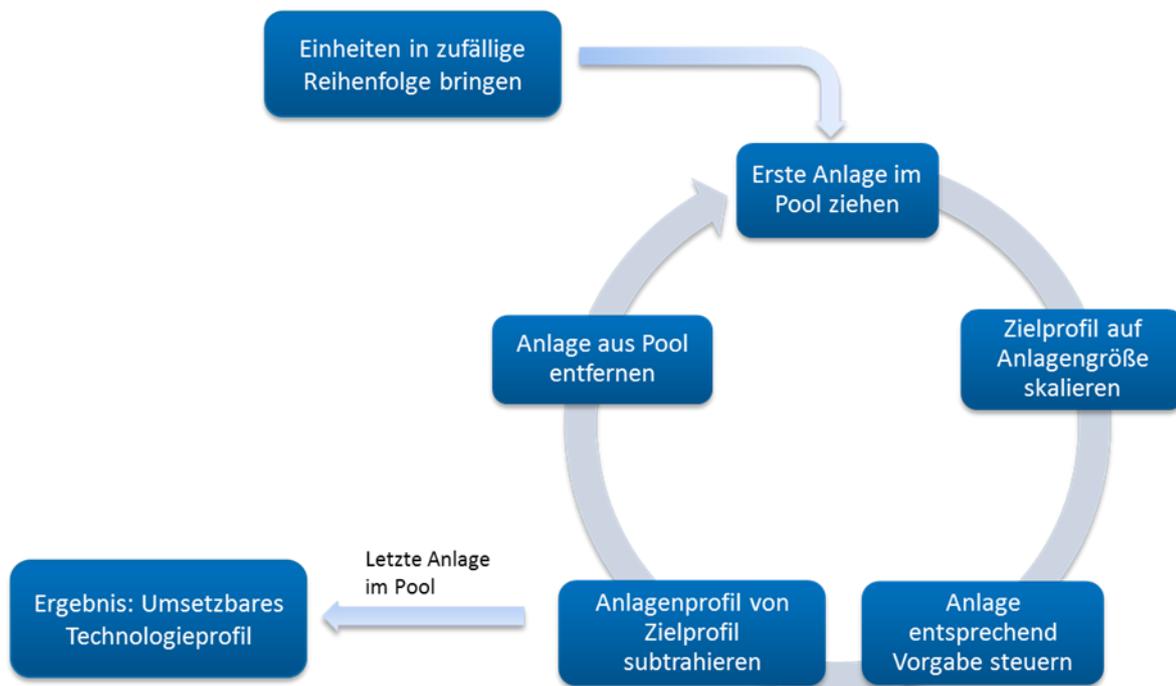
Bei einem Suchraummodell werden unterschiedliche Profile (kurz: Fahrpläne) für eine Einheit mittels eines Sampling-Ansatzes und einer Simulation berechnet. Bei der Suchraummodellierung werden Verfahren aus dem Bereich des Machine Learning eingesetzt, um eine Klassifizierung der technisch umsetzbaren und nicht-umsetzbaren Fahrpläne zu erlernen. Wurde ein Suchraummodell vollständig erzeugt, dann kann es für neue Fahrpläne entscheiden, ob diese von der Einheit umsetzbar sind oder nicht.

Ziel des Projektes ist es diesen Ansatz aufzugreifen und derart zu erweitern, dass für komplette Verteilnetze die Aussage entschieden werden kann, ob ein vorgegebenes Einspeiseprofil aus dem Übertragungsnetz durch Einsatz der Flexibilitäten von dem Verteilnetz komplett aufgenommen werden kann. In diesem Zusammenhang werden zunächst die Flexibilitäten von Einheiten aggregiert. Hierzu werden einzelne Fahrpläne gesampelt und zu aggregierten Fahrplänen zusammengefasst. Bei diesem Ansatz zeigt sich jedoch, dass gehäuft Fahrpläne aus dem Zentrum des aggregierten Fahrplanraums erzeugt werden und der Rand des Fahrplanraums unterrepräsentiert bleibt (Irvin-Hall Verteilung). Eine Erweiterung der Samplingstrategie, bei der diese Verteilung nicht entsteht, ist nicht trivial und konnte im Rahmen des Projektes nicht realisiert werden. Stattdessen wird der im Folgenden beschriebene Ansatz zur Einsatzplanung eingesetzt.

### 3.3. Zentrale Steuerung (Einsatzplanung)

Hierzu wird den dezentralen Einheiten einer Technologie ein Erzeugung- bzw. Verbrauchsprofil (folgend als Zielprofil bezeichnet) vorgegeben. Mit Hilfe einer Einsatzplanung werden die Einheiten innerhalb einer Technologie derart koordiniert, dass sie in der Summe das Zielprofil möglichst genau nachbilden können. Abbildung 3-2 zeigt den Ablauf der Einsatzplanung einer Technologie für ein vorgegebenes Zielprofil.

Abbildung 3-2: Ablauf der Einsatzplanung für eine Technologie



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

Der gezeigte Durchlauf wird für jede flexible Technologie in mehreren Iterationen durchgeführt, sodass als Ergebnis ein Profil möglichst ähnlich dem Zielprofil vorliegt. Der Ablauf ist dabei für alle flexiblen Technologien gleich. In einem Vorbereitungsschritt werden alle dezentralen Einheiten der betrachteten Technologie in eine zufällige Reihenfolge gebracht. Anschließend werden nach folgendem Vorgehen die technisch möglichen Profile der Einheiten ermittelt.

1. Aus dem Pool wird die erste Einheit entnommen und für die weiteren Schritte eingesetzt.
2. Über den Anteil der Einheit an der installierten Leistung des Pools wird ein Skalierungsfaktor berechnet. Dieser Faktor wird eingesetzt, um das Zielprofil der Technologie auf die Größe der betrachteten Einheit zu skalieren. Somit ist sichergestellt, dass die Einheit im weiteren Verlauf ein individuelles Zielprofil erhält, welches sie in der Theorie auch erreichen kann.
3. In diesem Schritt wird dem Surrogatmodell das individuelle Einheitenprofil als Vorgabe übergeben. Das Surrogatmodell versucht ein Einheitenprofil zu erzeugen, das eine minimale Abweichung zur Vorgabe aufweist.
4. In den meisten Fällen konnte die Einheit auf Grund technischer Restriktionen das individuelle Zielprofil nicht zu 100% nachbilden. Um die entstandene Differenz zwischen

vorgegeben Zielprofil und technisch möglichem Profil in den weiteren Schritten zu berücksichtigen, wird in diesem Schritt das technisch mögliche Profil von dem Zielprofil der Technologie subtrahiert und nachfolgend mit dem neuen, reduzierten Zielprofil weiter gearbeitet.

5. Befinden sich noch Einheiten in dem Pool, dann wird die betrachtete Einheit aus dem Pool entfernt. Dadurch befindet sich eine neue Einheit an erster Stelle im Pool und der Vorgang wird wiederholt.
6. Befinden sich keine Einheiten mehr in dem Pool, dann ist die Einsatzplanung für diese Technologie beendet. Als Ergebnis liefert die Optimierung ein Summenprofil der Technologie, bei dem alle Einheiten unter Berücksichtigung der Vorgabe nach ihren technischen Möglichkeiten gesteuert wurden.

Um ein Profil möglichst nahe an dem vorgegeben Zielprofil zu erreichen, wird der beschriebene Ablauf in mehreren Iterationsschleifen berechnet und anschließend das Ergebnis mit einer minimalen Abweichung von der Vorgabe ausgewählt. Hierzu wird in jeder Iteration die Reihenfolge der Einheiten in dem Pool verändert.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass der vorgestellte Algorithmus ein einfaches Vorgehen für eine Einsatzplanung darstellt. Auf Grund der vorangegangenen Änderungen und Neuentwicklung einer Simulationsumgebung in Form der Surrogatmodelle musste an dieser Stelle aus zeitlichen Gründen auf dieses Vorgehen zurückgegriffen werden. Grundsätzlich würde sich für die Einsatzplanung eine Optimierungsheuristik anbieten, die eine möglichst optimale Lösung gewährleisten kann.

#### 4. Verteilnetzsimulation

Das Arbeitspaket 3 „Erweiterung des Verteilnetzsimulationswerkzeuges *mosaik*“ gliedert sich in vier Arbeitsschritte:

- Aufbereitung und Integration der vorhandenen Modelle dezentraler Anlagen in die Verteilnetzsimulation (Arbeitsschritt 3.1)
- Entwicklung und Implementierung einer Schnittstelle zum Netzsimulationswerkzeug PowerFactory zur Berechnung der Netzeffekte. (Arbeitsschritt 3.2)
- Entwicklung und Implementierung einer Schnittstelle zur Kommunikation der Steuerungsalgorithmen mit den simulierten dezentralen Anlagen über den Industriestandard OPC UA bzw. die Standardfamilien IEC 61968/61970 oder IEC 61850. (Arbeitsschritt 3.3)
- Entwicklung und Implementierung eines Erweiterungsmoduls „Datenaufbereitung und –analyse“, das die Aufbereitung der Residuallastkurven als Ergebnis der Verteilnetzsimulation übernimmt. (Arbeitsschritt 3.4)

Hauptverantwortlich für AP 3 ist das OFFIS.

In dem Projekt wird der Einfluss unterschiedlicher Koordinationsstrategien für die dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (kurz: Einheiten) in den Verteilnetzen auf die Übertragungsnetze untersucht. Zu diesem Zweck wird eine Verteilnetzsimulation eingesetzt, die das Verhalten der Einheiten unter bestimmten Bedingungen, wie beispielsweise Witterungseinflüsse oder Steuerungen, berechnet. Die Simulationsumgebung muss die Simulation einer Vielzahl von

Einheiten über einen langen Zeitraum ermöglichen. Hierzu werden neue Methoden erprobt, um eine große Anzahl (ca. 50.000 Einheiten pro Verteilnetz im Jahr 2030) einzelner dezentraler Einheiten zu simulieren und über eine Steuerungsstrategie zu regeln. Hierbei wurden Grenzen im Bezug auf Performance und Speicherbedarf untersucht und die eingesetzten Methoden anhand der technischen Machbarkeit untersucht. Dies hatte teilweise zur Folge, dass von geplanten Werkzeugen und getroffenen Annahmen abgewichen und neue Simulations- und Koordinationsmöglichkeiten entwickelt werden mussten. Aus diesem Grund wird ab Arbeitsschritt 3.2. von den definierten Arbeitspaketen abgewichen und eine andere Struktur gewählt. Zunächst werden auf die geplanten Arbeiten und Werkzeuge, sowie die aufgetretenen Probleme eingegangen. Anschließend werden die durchgeführten Änderungen in den Annahmen und das im Projekt neu entwickelte Simulationswerkzeug vorgestellt. Den Abschluss bildet die Beschreibung des entwickelten Vorgehens zur Berechnung des benötigten Netzausbaubedarfs der Verteilnetze.

#### 4.1. **Aufbereitung und Integration der vorhandenen Modelle dezentraler Anlagen in die Verteilnetzsimulation**

Die folgenden Modelle dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen wurden größtenteils im Laufe des Projektes entwickelt und werden bei der Verteilnetzsimulation eingesetzt. Für alle witterungsabhängigen Faktoren sind über das Jahr 2011 als Referenzjahr definiert. Zusätzlich wurde bei Simulationsmodellen, die über feste Einspeise- oder Verbrauchsprofile dargestellt sind, ein Algorithmus zum Verrauschen der Profile eingesetzt, damit Anlagen am gleichen Standort keine identischen Profile aufweisen.

- **Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen):** Jede PV-Anlage wird über ein spezifisches Einspeiseprofil repräsentiert. Da die mögliche Einspeisung von dem Verlauf der Sonne abhängt, unterscheiden sich typische Einspeiseprofile hauptsächlich anhand der Größe, der Ausrichtung und dem Neigungswinkel der PV-Anlage. Für die Berücksichtigung der abweichenden Wetterbedingungen innerhalb Deutschlands werden für jede der fünf Knoten diese spezifischen PV-Profile eingesetzt. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass die PV-Anlagen in den Verteilnetzen nicht aktiv abgeregelt werden können und somit auch nicht steuerbar sind. Stattdessen liegt die maximale Erzeugung der PV-Anlagen bei 70% der Nennleistung.
- **Photovoltaik-Batterie-Systeme:** Neben den PV-Anlagen werden in der Verteilnetzsimulation auch PV-Batterie-Systeme betrachtet. Hierbei handelt es sich um PV-Anlagen, die mit einem Batteriespeicher gekoppelt sind und in einem Haushalt zur Eigenbedarfsoptimierung eingesetzt werden. In der Simulation wird davon ausgegangen, dass diese kombinierten Systeme nicht zusätzlich steuerbar sondern ausschließlich für den Eigenbedarf optimiert sind. Aus diesem Grund werden diese Profile aus den PV-Einspeiseprofilen und der Lastkurve der Haushalte durch eine externe Optimierung erzeugt und als nicht-steuerbare Profile in der Simulation eingesetzt.
- **Windkraft-Anlagen (WEA):** Analog zur Modellierung der PV-Anlagen werden auch WEA über spezifische Einspeiseprofile beschrieben und als nicht steuerbare Einheiten eingesetzt. Um die regionalen Unterschiede in den Windverhältnissen abbilden zu können, werden die WEA Profile auf Basis der eingespeisten Windprofile von 2011 erzeugt. Diese Profile werden von den Netzbetreibern in stündlicher Auflösung herausgegeben und können entsprechend normiert und auf die eingesetzten Anlagengrößen umgerechnet werden.

- **Laufwasser-Kraftwerke:** Die erzeugte Leistung durch Laufwasser-Kraftwerke wird über ein aggregiertes Profil pro Region dargestellt. Von einer Simulation einzelner Kraftwerke wird in diesem Projekt abgesehen, da Laufwasser-Kraftwerke in der Regel mit einer eigenen Leitung direkt an den Transformator einer Spannungsebene angeschlossen sind und somit keinen Einfluss auf den Netzbetrieb haben. Zusätzlich zählen Laufwasser-Kraftwerke zu den nicht-steuerbaren Erzeugungsanlagen.
- **Biogas-Anlagen:** Das im Laufe des Projektes entwickelte Simulationsmodell für Biogas-Anlagen orientiert sich an der Modellierung der Biogas-Anlagen in PowerFlex-Grid. Das Modell besteht grundsätzlich aus einem Gasspeicher und einer Verbrennungsanlage. Dem Gasspeicher wird eine konstante Menge Biogas zugeführt. Die Verbrennungsanlage verbrennt diesen und erzeugt somit Strom. Im ungesteuerten Betrieb wird das anfallende Biogas umgehend mit einem entsprechenden Wirkungsgrad umgesetzt und es entsteht ein konstantes Einspeiseprofil. Für den gesteuerten Betrieb sind in dem Gasspeicher eine obere und eine untere Grenze definiert. Diese legen die Gasmengen fest, an denen sich die Verbrennungsanlage aktivieren bzw. deaktivieren muss. Innerhalb dieser Grenzen kann die Verbrennung des Biogases über zuvor definierte Modulationsstufen im Verbrennungsmotor gesteuert werden.
- **Klärgas-KWK:** Für die Simulation der Klärgas-KWK Anlagen wird ein Modell eingesetzt, das in seiner Funktionalität von dem Simulationsmodell einer Biogas-Anlage abgeleitet und in der Parametrierung bzgl. Wirkungsgrad und anfallende Menge Klärgas entsprechend angepasst ist.
- **Erdgas-KWK:** Die Simulation der Erdgas-KWK Anlagen wird über zwei unterschiedliche Modelle realisiert. Für große Anlagen (50 und 1000kW) wird ebenfalls die Parametrierung des Biogas-Modells angepasst. Die Anlagen mit 1 und 4.7 kW installierter Leistung werden über ein bereits vorhandenes Simulationsmodell dargestellt. Dieses Modell hat eine ähnliche Arbeitsweise, wie das zuvor beschriebene Biogasmodell. Allerdings sind die technischen Gegebenheiten des thermischen Speichers und der einzelnen Modulationsstufen anhand der Datenblätter realer KWK-Systeme ausgelegt. Für den thermischen Speicher ist ein Schichtspeichermodell eingesetzt, welches die thermischen Gegebenheiten in einem Wasserspeicher detailliert abbildet. Bei der Steuerung der Erdgas-KWK werden ebenfalls eine obere und eine untere Grenze für den thermischen Speicher angegeben, die ein Aktivieren bzw. Deaktivieren der Anlage vorgeben. Außerdem wird in der Simulation angenommen, dass in Haushalten mit einer Erdgas-KWK Anlage immer eine zusätzliche Heizeinheit (beispielsweise eine Zentralheizung) existiert, sodass der anfallende Wärmebedarf zu jeder Zeit gedeckt ist.
- **Elektrofahrzeuge:** Dem Batteriespeicher von Elektrofahrzeugen wird zukünftig eine großes Lastverschiebepotential zugeordnet. Aus diesem Grund werden in der Simulation eine entsprechende Anzahl Elektrofahrzeuge betrachtet und das Aufladen der Batteriespeicher über einen Smart Charging Ansatz gesteuert. Eine Simulation einzelner Elektrofahrzeuge hat zur Folge, dass neben dem Fahrverhalten der Fahrzeuge bestehend auf Start- und Zielpunkt, einer Route, der gefahrenen Geschwindigkeit und einem Verbrauch pro Kilometer, zusätzliche das deutsche Straßennetz modelliert werden muss um eine Zuordnung der einzelnen Ladestationen zu ermöglichen. Daher werden als Vereinfachung einzelne Ladestationen, denen jeweils ein festes Elektrofahrzeug zugeordnet ist, simuliert. Dies ist damit zu begründen, dass die Besitzer ihre Fahrzeuge ausschließlich in der eigenen Garage aufladen. Im Laufe der Simulation kommt das Elektrofahrzeug mit einem bestimmten Ladestand des Batteriespeichers an der Ladestation

an und wird umgehend aufgeladen. Nach einem gewissen Zeitraum verlässt das Elektrofahrzeug die Ladestation wieder. Für die Variablen für die Zeitpunkte der Ankunft und Abfahrt sowie des aktuellen Ladestandes bei der Ankunft sind Wahrscheinlichkeiten an jeder Ladestation hinterlegt. Diese sind aus den Ergebnissen der Befragungen *Mobilität in Deutschland*<sup>8</sup> abgeleitet. Bei der Steuerung des Ladeverhaltens werden zwei Bedingungen berücksichtigt. Zum einen muss das Elektrofahrzeug zum betrachteten Zeitpunkt an der Ladestation angeschlossen sein. Zum anderen muss der Batteriespeicher zu mindestens 80% aufgeladen sein. Dies hat den Grund, dass der Besitzer trotz gesteuertem Laden zu jeder Zeit die Möglichkeit haben muss, das Elektrofahrzeug zu benutzen und die durchschnittliche gefahrene Strecke mit dem Elektrofahrzeug fahren zu können.

- **Haushalte:** Für die Simulation der nicht-steuerbaren Haushaltslasten werden die in dem Projekt Smart Nord generierten Lastprofile eingesetzt. Hierbei handelt es sich um Verbrauchsprofile einzelner Haushalte, die in unterschiedliche Haushaltsgrößen (1-5 Personen Haushalte) und somit Jahresverbräuche unterteilt sind. Die Lastprofile sind verrauscht und derart aufgebaut, dass alle eingesetzten Lastprofile in der Summe dem Standardlastprofil H0 entsprechen.
- **Gewerbe:** Der Verbrauch der nicht-steuerbaren Gewerbe in den Regionen wird jeweils über ein aggregiertes Lastprofil dargestellt. Ähnlich wie Laufwasserprofile wird vereinfachend angenommen, dass die Gewerbe mit einem nicht-steuerbaren Verbrauch in einem separaten Gewerbegebiet direkt an dem Transformator einer Spannungsebene angeschlossen sind und somit keinen Einfluss auf den Betrieb des Verteilnetzes haben. Die Verläufe der Lastprofile orientieren sich an den realen Verbrauchsprofilen der Gewerbe der jeweiligen Regionen und sind von dem Öko-Institut abgeleitet.
- **Flexible Haushalte:** In dem Simulationsmodell der flexiblen Haushalte werden Haushalte bzw. Personen dargestellt, die beispielsweise auf flexible Stromtarife reagieren und ihren Verbrauch entsprechend anpassen. Basierend auf dem Simulationsmodell in PowerFlex-Grid wird angenommen, dass zwischen 7 und 22 Uhr ein bestimmter Anteil des Verbrauches manuell durch die Bewohner verschoben werden kann.
- **Flexible Gewerbe:** Analog zur Simulation der flexiblen Haushalte sind auch Lasten bestimmter Gewerbearten (beispielsweise Kühl- oder Gewächshäuser) verschiebbar. Ausgehend von dem Standardlastprofil G3 für Gewerbe mit durchlaufendem Verbrauch wird angenommen, dass 60% der Last zeitlich verschoben werden kann. Das Lastverschiebepotential für Gewerbe ist seitens Öko-Institut in dem Projekt „FlexOptionen“ für unterschiedliche Gewerbe ermittelt und für das Projekt auf einen Wert aggregiert worden.
- **Wärmepumpe:** Neben der manuell verschiebbaren Last in Haushalten wird in dem Projekt auch das Lastverschiebepotential von Wärmepumpen berücksichtigt. Ähnlich den kleinen Erdgas-KWK Anlagen besitzen auch Wärmepumpen einen thermischen Pufferspeicher und der flexible Einsatz wird durch die obere und untere Grenze des Speichers begrenzt. Je nach anfallendem Wärmebedarf wird Strom in Wärme umgewandelt. Die Parametrierung ist ebenfalls aus dem Datenblatt einer realen Wärmepumpe abgeleitet.

---

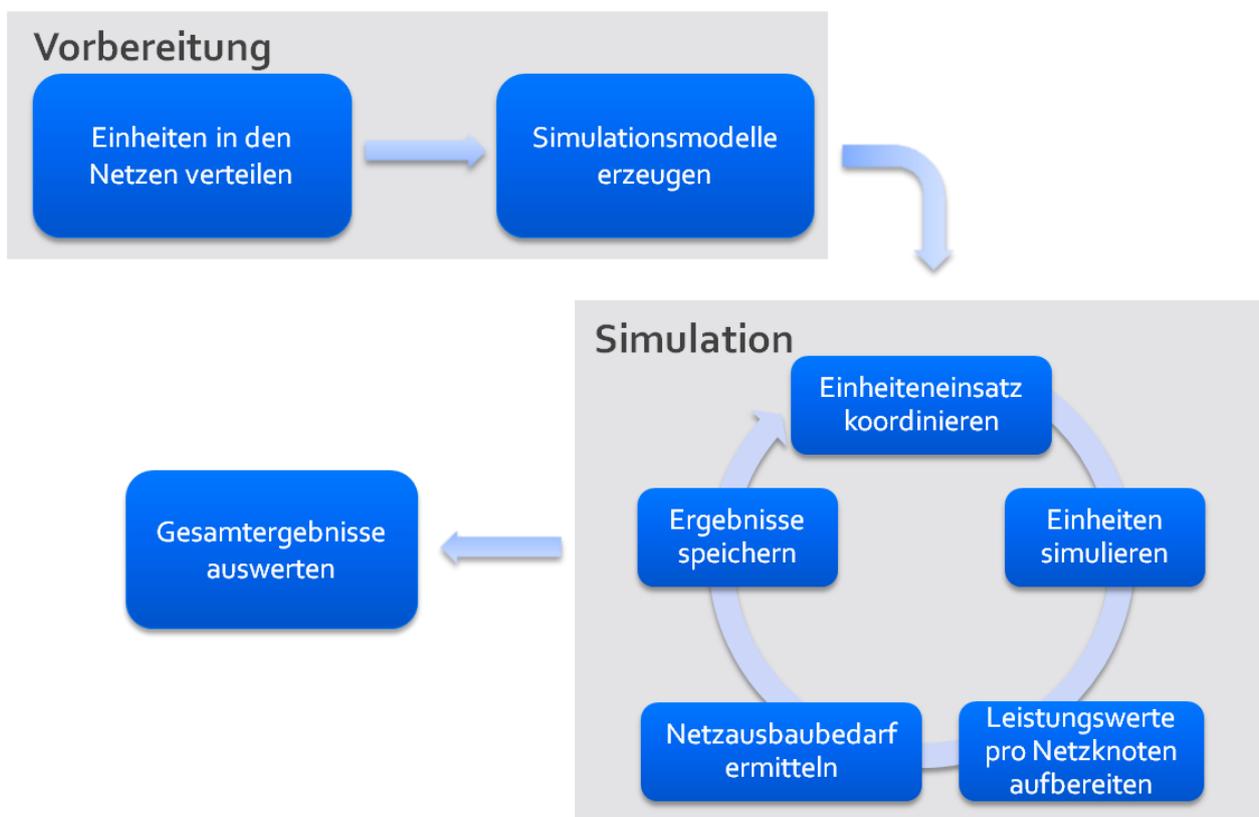
<sup>8</sup> <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de> (letzter Zugriff 27.11.2015)

## 4.2. Geplantes Vorgehen mit mosaik

Die ursprüngliche Planung hatte zum Ziel die gesamte Verteilnetzsimulation mit Hilfe des Co-Simulationsframeworks mosaik<sup>9</sup> durchzuführen. Bei mosaik handelt es sich um ein am OFFIS F&E Bereich Energie entwickeltes Co-Simulationsframework, welches es ermöglicht existierende Simulatoren miteinander oder mit selbst neu entwickelten Simulatoren zu koppeln. In dem Projekt sollte die Simulation der Einheitenebene (dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen) mit der Simulation der Netzebene verbunden werden, indem der Datenaustausch zwischen den Einzelsimulatoren und deren Ablauf im Simulationsprozess von mosaik organisiert und koordiniert wird.

Abbildung 4-1 zeigt den geplanten Ablauf und die Kopplung der beiden Simulationen (Einheiten und Netze). Nachfolgend werden die einzelnen Schritte kurz erläutert.

**Abbildung 4-1: Geplanter Ablauf der Simulationen mit mosaik**



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

### Vorbereitung

In der Vorbereitung werden die in Abschnitt 2.1.3 ermittelten Einheitenzahlen einzelnen Netzknoten in den Verteilnetzen zugeordnet. Um nicht plausible Zuordnungen von Einheiten an Netzknoten zu vermeiden, ist in mosaik eine Reihe von Regeln definiert. Diese Regeln stellen auf der einen Seite sicher, dass die Einheiten entsprechend ihrer installierten Leistungen der korrekten Spannungsebene (nach Tabelle 2-7) zugewiesen werden. Auf der anderen Seite wurden für einige Technologien spezielle Regeln definiert, um beispielsweise zu verhindern, dass ein Kleinst- oder

<sup>9</sup> <https://mosaik.offis.de/> (letzter Zugriff 27.11.2015)

Klein-BHKW (1 bzw. 4.7 kW) und eine Wärmepumpe dem gleichen Haushalt zugeordnet wird. Die Regeln sind in Tabelle 4-1 zusammen gefasst.

**Tabelle 4-1: Verteilungsregeln der dezentralen Energieanlagen**

Technologie	Verteilungsregeln
Windkraftanlagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzanschlusspunkte (Tabelle 2-7)</li> </ul>
Photovoltaikanlagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzanschlusspunkte (Tabelle 2-7)</li> <li>• Kleinste PVA nur auf Häuser installieren</li> </ul>
Biogasanlagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzanschlusspunkte (Tabelle 2-7)</li> </ul>
Klärgasanlagen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzanschlusspunkte (Tabelle 2-7)</li> </ul>
Erdgas-BHKW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kleinste BHKW nur in Einfamilienhäuser</li> <li>• Kleine BHKW nur in Mehrfamilienhäuser</li> <li>• Keine BHKW in Haushalte mit PV-Anlage platzieren</li> <li>• Netzanschlusspunkte (Tabelle 2-7)</li> </ul>
Wärmepumpe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niederspannungsnetz</li> <li>• Keine Wärmepumpe in Haushalte mit BHKW</li> </ul>
Elektrofahrzeuge	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niederspannungsnetz</li> </ul>
Flexible Haushalte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niederspannungsnetz</li> </ul>
Flexible Gewerbe	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzanschlusspunkte (Tabelle 2-7)</li> </ul>

Quelle: OFFIS e.V.

Neben der Verteilung der dezentralen Energieanlagen, werden auch Haushalte unterschiedlicher Größe in den Niederspannungsnetzen verteilt. Die Größe der Haushalte wird über die Anzahl Einwohner und somit den Verbrauch des Haushaltes festgelegt. Da auch hier eine möglichst realitätsnahe Verteilung erreicht werden soll, werden zunächst Lastprofile für Haushalte mit ein bis fünf Einwohnern generiert, wobei zu jeder Haushaltgröße mehrfach unterschiedliche Profile mit gleichem Jahresverbrauch erzeugt werden. Entsprechend nach (BDEW 2013a) wird das Verhältnis zwischen den Personen-Haushalten in Deutschland abgeleitet und bei der Anzahl der generierten Profile berücksichtigt. Bei der Verteilung der Haushalte werden diese Profile zufällig auf die Niederspannungsnetze verteilt, sodass zum einen das Verhältnis der Personenanzahlen eingehalten und zum anderen die in Schritt ii) (*Anzahl Einwohner in den Simulationsnetzen*) festgelegte Anzahl Einwohner in dem Verteilnetz erreicht wird.

In dem zweiten Vorbereitungsschritt wird für jede in dem Netz angegebene Einheit ein zugehöriges Simulationsmodell, das das Verhalten der Einheit möglichst genau abbildet, erzeugt. Die Modelle sollten zunächst als zeitdiskrete Simulationen mit einer Schrittweite von einer Minute umgesetzt

werden. Für diesen Ansatz konnten bereits einige Simulationsmodelle aus vorherigen Projekten übernommen werden. Jedoch stellte sich zeitnahe heraus, dass eine Simulation in so einer Auflösung eine hohe Berechnungszeit und einen hohen Speicherbedarf für die Zwischenergebnisse bedeutet. Um ein komplettes Jahr zu simulieren, hätten für alle Einheiten jeweils 525.600 Simulationsschritte und anschließende Netzberechnung durchgeführt werden müssen. Aus diesem Grund wird die Schrittweite auf 15-Minuten festgelegt. Das hatte zur Folge, dass die vorhandenen Simulationsmodelle entsprechend angepasst werden mussten. Neu entwickelte Simulationsmodelle wurden direkt mit den Hinblick auf eine 15-Minütige Schrittweite entwickelt.

## Simulation

Nachdem alle Einheiten in dem Netz verteilt und die zugehörigen Simulationsmodelle erzeugt wurden, startet die gekoppelte Simulation von Einheiten und Verteilnetz für das betrachtete Szenario. Geplant war an dieser Stelle der folgende Ablauf:

- (Optional) Wird der Betrieb der Einheiten entsprechend einer bestimmten Steuerungsstrategie koordiniert, dann wird diese Koordination zunächst basierend auf dem vorherigen Zustand der Simulationsmodelle berechnet. Befindet sich die Simulation in ersten Simulationsschritt und es existiert kein vorheriger Simulationsschritt, dann werden an dieser Stelle die Startzustände der Einheiten für eine Koordination eingesetzt. Der gewünschte Betrieb wird der Einheit in Form von sogenannten Fahrplänen (Wirkleistungswerte für einen bestimmten Zeitraum übergeben).
- Für jedes Simulationsmodell wird ausgehend von dem aktuellen Zustand und ggf. äußeren Einflüssen, wie beispielsweise der Wärmebedarf oder vorgegebenen Fahrplan im nächsten Zeitschritt, das Verhalten für den nächsten Zeitschritt berechnet. Als Ergebnis liegt für jede Einheit ein Wirk- und Blindleistungswert für den aktuellen Simulationsschritt vor.
- Diese Leistungswerte werden für die anschließende Netzberechnung benötigt. Da grundsätzlich jedem Netzknoten mehr als eine Einheit zugeordnet sein kann, müssen die simulierten Leistungswerte zunächst für jeden Netzknoten aggregiert werden.
- Liegen für alle Knoten in dem Verteilnetz die aktuellen Wirk- und Blindleistungswerte vor, dann wird eine Netzberechnung durchgeführt, die für jeden Knoten die aktuellen Spannungswerte und die Ströme auf den Leitungen im Verteilnetz berechnet.
- Wurde die Simulation der Einheiten und die Berechnung der Spannungswerte und Leitungsströme für den aktuellen Simulationsschritt beendet, dann werden die Ergebnisse in einem geeigneten Format für die spätere Auswertung gespeichert.

Der beschriebene Ablauf würde solange wiederholt, bis die vorgegebene Anzahl Simulationsschritte erreicht ist. Wie zuvor erwähnt, bedeutet dies 525.600 Durchläufe bei einer Schrittweite von einer Minute. Indem die Simulation auf eine 15-minütige Schrittweite reduziert wurde, konnten die Anzahl der Durchläufe auf 35.040 verringert werden.

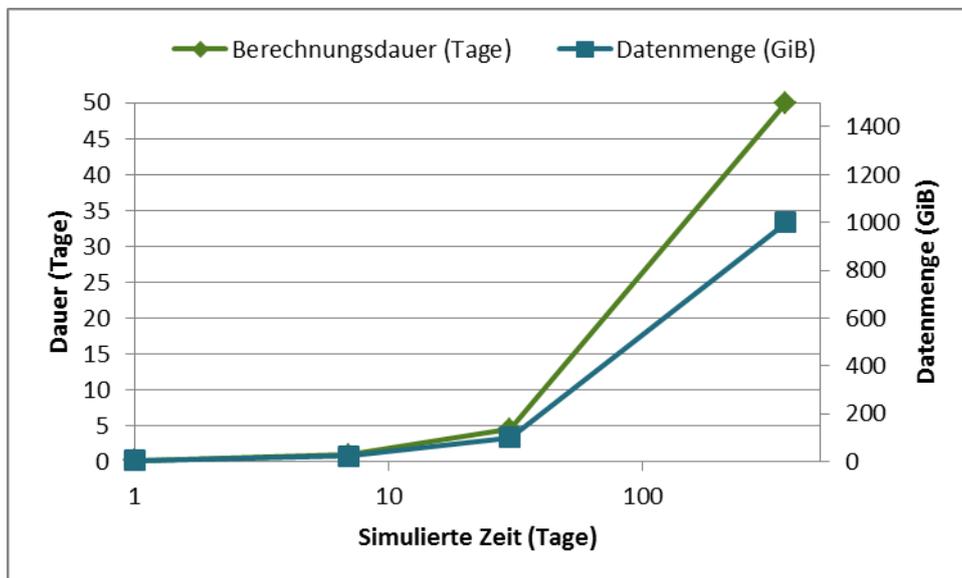
Nachdem die Simulation komplett abgeschlossen wäre, könnten die berechneten Ergebnisse ausgewertet werden. Die Erzeugungs- und Verbrauchskurven ermöglichen eine Berechnung der festgelegten Kennzahlen (siehe Abschnitt 8). Mit Hilfe der Spannungswerte und Leitungsströme würde für jeden Zeitpunkt die Auslastung des Netzes berechnet und netzbezogene Kennzahlen, wie die durchschnittliche Belastung der Leitungen und Ausfallzeiten pro Jahr. Der benötigte Netzausbau würde anschließend unter Berücksichtigung dieser netzbezogenen Kennzahlen abgeschätzt werden.

Im Laufe des Projektes hat sich dieses Vorgehen jedoch nicht als Umsetzbar herausgestellt, da zum einen eine zeitliche Auflösung von einer Minute auf Grund hoher Berechnungszeiten nicht möglich war. Zum anderen wirkte sich auch die gekoppelte Simulation von Einheiten und Verteilnetz negativ auf die Berechnungszeiten aus. Daher werden ein abgewandeltes Vorgehen und Austausch der eingesetzten Werkzeuge eingesetzt.

### 4.3. Abgeändertes Vorgehen und neue Werkzeuge

Mosaik verknüpft simulierte Einheiten und koordiniert ihren Datenaustausch, hat aber auf die Performanz der Simulationsmodelle keinerlei Einfluss. Ausgehend von einer Abschätzung der zu simulierenden Einheiten, wurde ein Maximal-Szenario mit ca. 70000 zu simulierenden Entitäten definiert und für eine Benchmark- Simulation auf dem zur Verfügung stehenden Simulationsserver<sup>10</sup> eingesetzt. Dies diente dazu, die benötigte Berechnungsdauer für die Simulation der in Kapitel 2 definierten Szenarien und die dabei anfallenden Datenmengen einzuschätzen. Abbildung 4-2 zeigt welche Werte sich ergeben, wenn ein Szenario von einem Tag, einer Woche und einem Monat simuliert wird. Bei den Werten für ein simuliertes Jahr handelt es sich um Hochrechnungen. Wenn die hochgerechneten 50 Tage für jedes der insgesamt 60<sup>11</sup> Szenarien angesetzt werden, ergibt sich eine Gesamtberechnungsdauer von 8,2 Jahren für alle Szenarien. Eine parallele Berechnung der Szenarien war ebenfalls auf der zur Verfügung stehenden Hardware nicht möglich, da bereits die Simulation eines Szenarios ohne Kontrollstrategie den Arbeitsspeicher fast komplett benötigte. Zwar ist die Anzahl an Entitäten für den Benchmark hoch gegriffen, aber auch wenn nur die Hälfte oder ein Viertel der Entitäten angenommen wird, ergeben sich immer noch Gesamtdauern von über einem Jahr. Eine Simulation aller Szenarien allein durch die Kopplung bestehender Modelle mit Hilfe von Mosaik durchzuführen, ist somit unrealistisch.

Abbildung 4-2: Benötigte Dauer und anfallende Datenmenge mit mosaik



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

<sup>10</sup> Spezifikationen des Simulationsservers: Six-Core AMD Opteron(tm) Processor 8431, 64GB RAM

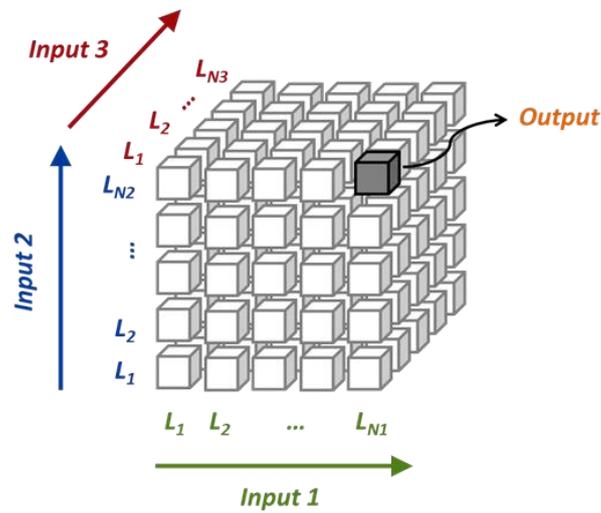
<sup>11</sup> Ergibt sich aus Anzahl der Regionen (Nord, Ost, West, Mitte, Süd) multipliziert mit den beiden Netzen (städtisch und ländlich) multipliziert mit den betrachteten Jahren (2020 und 2030) multipliziert mit den drei Steuerungsstrategien (Referenz, dezentrale Steuerung und zentrale Steuerung).

Um die Simulation der Szenarien für ein ganzes Jahr zu ermöglichen, wurde im Laufe des Projektes das Vorgehen abgeändert und alle Simulationsmodelle durch sogenannte Surrogatmodelle ersetzt. Dabei handelt es sich um Annäherungen an bestehende (Simulations-) Modelle, die mit sehr geringem Berechnungsaufwand ausgeführt werden können. In der Literatur (beispielsweise (Kleijnen 2008)) sind Surrogatmodelle ebenfalls unter den Bezeichnungen *Approximation Models*, *Response Surface Models*, *Metamodels* sowie *Emulators* zu finden. Diese Arten von Surrogatmodellen bilden das Ein-/ Ausgabeverhalten eines Systems mit Hilfe eines Regressionsmodells nach, welches auf Grundlage von bekannten Daten erstellt wird. Dieser Regressionsschritt entfällt bei den hier verwendeten Surrogatmodellen: Stattdessen wird bei der Simulation direkt auf bekannte Daten zurückgegriffen, welche zuvor mit Hilfe des zugrunde liegenden Simulationsmodells generiert wurden. Die Verwendung der Surrogatmodelle geht mit einem Verlust an Genauigkeit einher, welcher jedoch zu Gunsten der erheblichen Verringerung der Berechnungszeiten als annehmbar eingestuft wurde. Es wird außerdem angenommen, dass minimale Änderungen in den Ausgabegrößen eines Modells keinen signifikanten Einfluss auf das insgesamt simulierte System haben.

Das Verhalten eines Simulationsmodells lässt sich durch dessen *Ausgabegrößen* charakterisieren, welche sich als Reaktion auf die Werte seiner *Eingabegrößen*, sowie eventuell vorhandener *interner Zustandsgrößen* ergeben. Eingabegrößen müssen extern vorgegeben werden (exogen). Interne Zustandsgrößen ergeben sich als Reaktion auf Eingabegrößen und können selbst Einfluss auf weitere Zustandsgrößen oder Ausgabegrößen nehmen. Zustandsgrößen können daher sowohl als (endogene) Eingabe- als auch als Ausgabegrößen eines Modelles interpretiert werden. Mit jedem Simulationsschritt werden auf Basis neuer Eingabewerte neue Werte für Zustandsgrößen und Ausgabegrößen berechnet.

Für die Simulation mit den Surrogatmodellen wurden zunächst alle relevanten Ein- und Ausgabegrößen der zugrunde liegenden Modelle festgelegt. Für die Eingabegrößen wurden zudem eine obere und eine untere Schranke, sowie eine Anzahl diskreter Stufenwerte festgelegt. Mit Hilfe der zugrunde liegenden Simulationsmodelle wurde anschließend berechnet, welche Werte die Ausgabegrößen für alle Kombinationen dieser Eingabestufen annehmen. Die so erfassten Daten wurden in Form von mehrdimensionalen Datenbanken abgelegt, deren Inhalt vor der Simulation in den Arbeitsspeicher geladen werden muss. Die Daten sind so strukturiert, dass jeder Kombination von Eingabegrößen der resultierende Wert einer Ausgabegröße zugeordnet werden kann. Die Abbildung 4-3 veranschaulicht dieses Prinzip am Beispiel einer Ausgabegröße, die von drei Eingabegrößen abhängt, als Würfel:

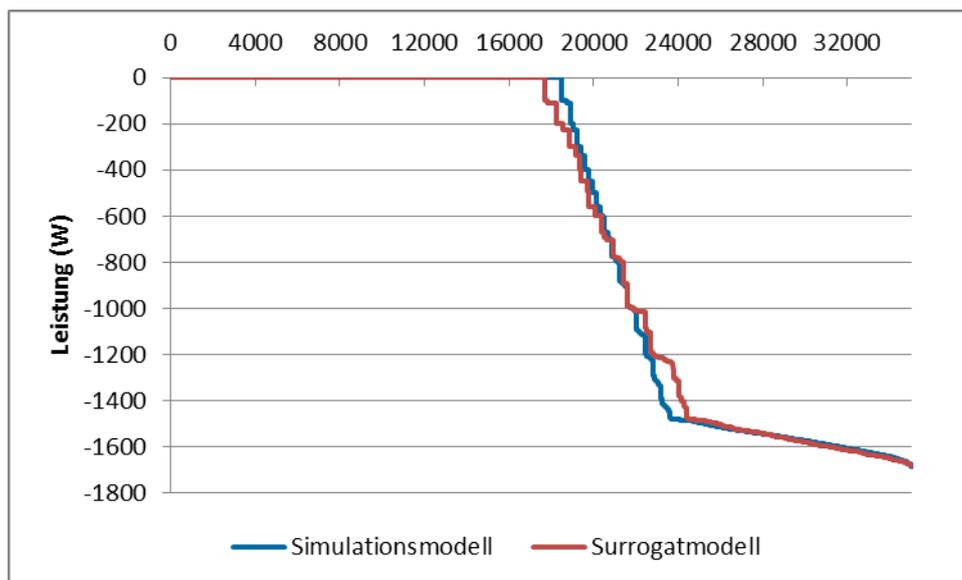
Abbildung 4-3: Auswahl eines Ausgabewertes in Abhängigkeit von drei Eingabegrößen



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

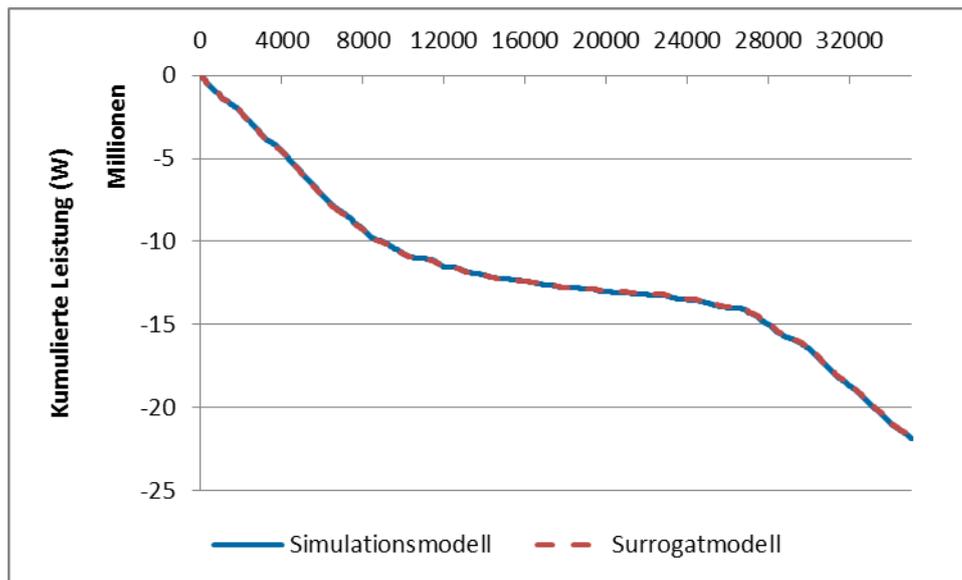
Die Anzahl der diskreten Stufenwerte wurde für jede Eingabegröße eines Modells jeweils so gewählt, dass die geordneten Jahresdauerlinien und die kumulierte Jahresleistung von Simulationsmodell und Surrogatmodell im ungesteuerten Betrieb einander möglichst ähnlich sind. D. h. es wurden sukzessive mehrere Surrogatmodelle erstellt und dabei die Anzahl der Stufen erhöht, bis sich die Ähnlichkeit dieser Kennlinien nicht weiter verbessern ließ. Die Abbildungen Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 stellen diesen Vergleich exemplarisch anhand eines Wärmepumpen-Surrogatmodells dar.

Abbildung 4-4: Jahresdauerlinien



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

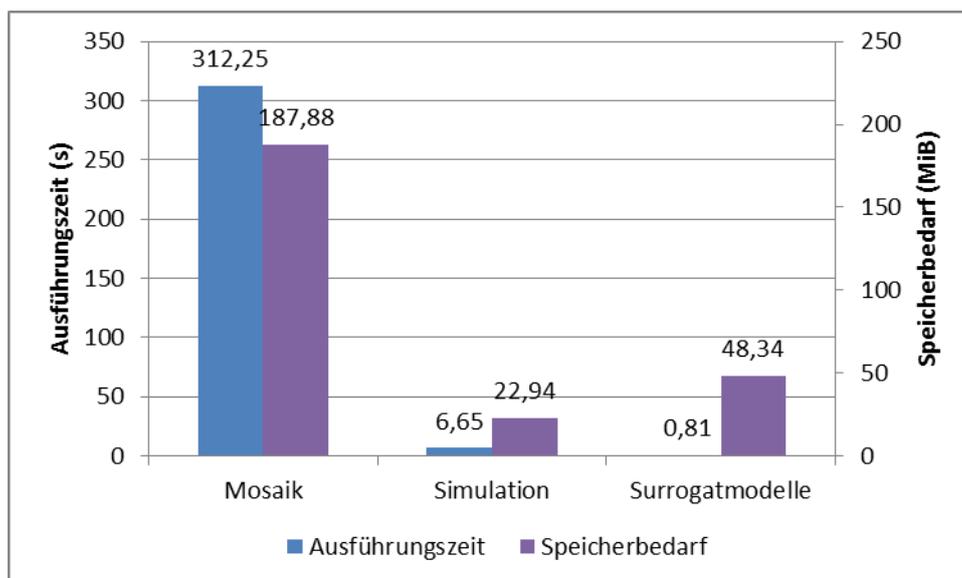
Abbildung 4-5: Kumulierte Leistung (W)



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

Schließlich wurde erneut eine Benchmark-Simulation anhand eines kleineren Szenarios mit 100 BHKW durchgeführt, um die Simulationsansätze miteinander zu vergleichen. Abbildung 4-6 zeigt dass sich durch die Verwendung der Surrogatmodelle eine erhebliche Verringerung der Berechnungszeiten erzielen lässt, so dass die Simulation von Jahresszenarien ermöglicht werden konnte.

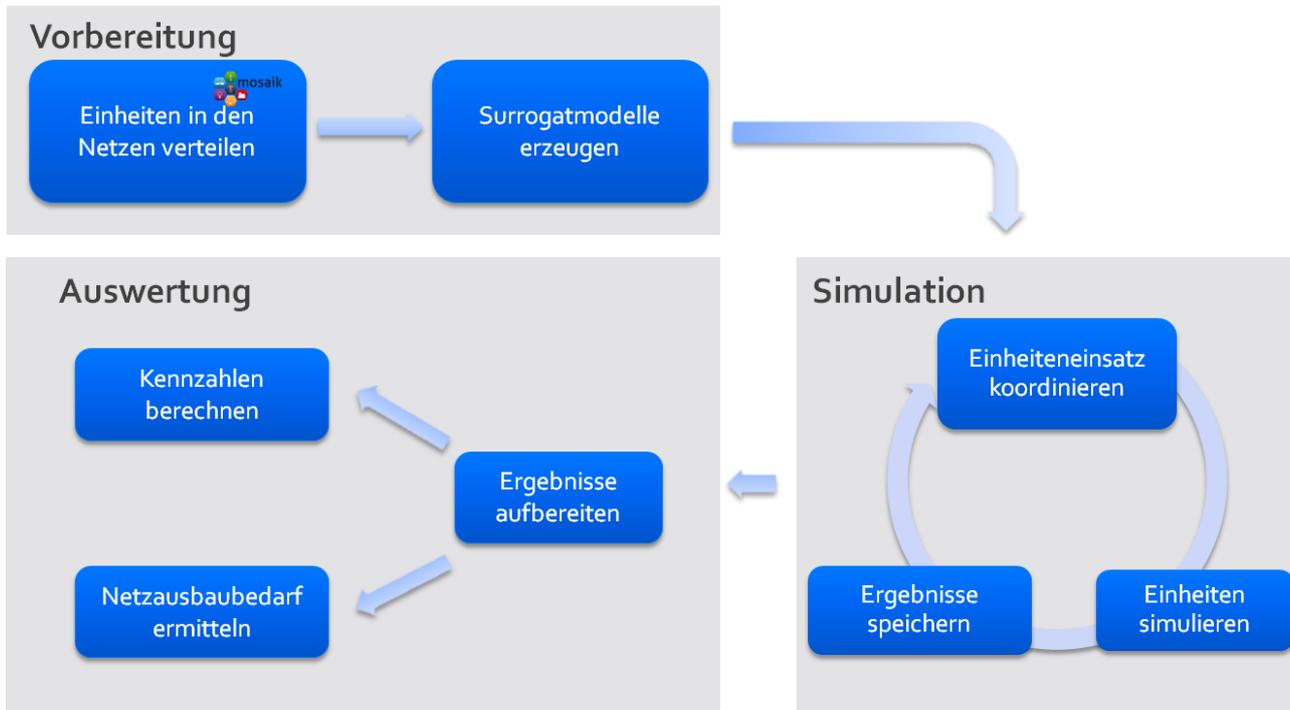
Abbildung 4-6: Vergleich der Berechnungszeiten von mosaik, Simulationsmodellen und Surrogatmodellen



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

Der Einsatz der Surrogatmodelle ermöglichte es die Szenarien für ein komplettes Jahr zu simulieren. Allerdings war mit den Surrogatmodellen zugunsten der geringeren Berechnungszeiten keine Kopplung zu einer Netzberechnung nach jedem Simulationsschritt vorgesehen. Daher musste das Vorgehen überarbeitet und die Auswertung der Netzbelastung nachgelagert durchgeführt werden. Abbildung 4-7 zeigt das abgeänderte Vorgehen.

**Abbildung 4-7: Abgewandelter Ablauf mit Surrogatmodellen**



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

### Vorbereitung

Ähnlich wie bei dem geplanten Vorgehen, wird in der Vorbereitung das Szenario derart aufbereitet, dass eine Simulation aller Einheiten möglich ist. Hierzu wird das in Abschnitt 4.2 vorgestellte Vorgehen zur Verteilung der Einheiten weiterhin von mosaik durchgeführt. Anschließend wird für jede Einheit ein entsprechendes Surrogatmodell für die anschließende Simulation erzeugt.

### Simulation

In der Simulation wird das Verhalten jeder Einheit mit Hilfe ihres Surrogatmodells in 15-Minuten Auflösung abgebildet. Ähnlich zum Ablauf mit Simulationsmodellen, wird in jedem Simulationsschritt das Verhalten für den nächsten Zeitschritt berechnet. Da der Bezug zu den Netzen an dieser Stelle ohne eine Kopplung durch Mosaik nicht Berücksichtigt werden kann, können die Simulationen parallel durchgeführt werden. Dies erweist sich besonders bei dem Steuerungsszenario *zentrale Steuerung* als Vorteil. Der berechnete Wirkleistungswert der Einheit wird anschließend in einer hdf5-Datenbank abgelegt.

### Auswertung

Da die Simulationen unabhängig von Mosaik und durch die Einbindung von Surrogatmodellen erfolgten, ist eine Netzberechnung während der Simulation nicht möglich. Aus diesem Grund wird

der Arbeitsschritt *Ergebnisse aufbereiten* erweitert, sodass neben den aggregierten Leistungsprofilen der einzelnen Technologien auch die aggregierten Knotenleistungen für gegebene Zeitpunkte ermittelt werden können. Diese Zeitpunkte können als Eingabe für eine nachgelagerte Berechnung des Netzausbaubedarfs eingesetzt werden. Nachfolgend wird der Schritt *Netzausbaubedarf ermitteln* im Detail beschrieben.

Grundsätzlich kann ein benötigter Netzausbau auf zwei Arten abgeschätzt werden. Zum einen kann, wie bei der Planung von Energienetzen eingesetzt, die Belastung des Netzes im Worst-Case ermittelt werden. Wie in Abschnitt 2.1.4 beschrieben, wird hierbei die Belastung der Netze bei maximaler Last und bei maximaler Rückspeisung ermittelt. Zum anderen wird die Belastung von bereits vorhandenen Netzen anhand der tatsächlichen Leistungswerte über einen bestimmten Zeitraum, beispielsweise ein Jahr, berechnet. Mit einer Auflösung von 15-Minuten müssten für ein Jahr 35.040 Netzberechnungen durchgeführt werden. Anschließend kann die Belastung der Betriebsmittel über das gesamte Jahr ermittelt und der Netzausbaubedarf abgeschätzt werden. Für eine vollständige Auswertung des Netzausbaubedarfs müssten insgesamt 60 Simulationsjahre durchgerechnet werden. Dies wäre mit den verfügbaren Ressourcen (zeitlich und rechnerisch) nicht umsetzbar gewesen. Um die benötigte Berechnungszeit weiter zu verringern, wird zunächst die Machbarkeit des Vorgehens gezeigt und der Netzausbau mit Hilfe von ausgewählten Zeitpunkten vereinfacht abgeschätzt.

Für die Auswahl der betrachteten Zeitpunkte wurde zunächst das Jahr in die Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergangszeit eingeteilt. In diesen Bereichen waren die größten Unterschiede im Betrieb und den verfügbaren Flexibilitäten der dezentralen Einheiten zu erwarten. Anschließend wurde für jede Jahreszeit die Residuallast<sup>12</sup> in den Netzen untersucht und die Zeitpunkte mit dem maximalen Verbrauch, der maximalen Rückspeisung bzw. minimalen Verbrauch, falls keine Rückspeisung aufgetreten ist, sowie einem Zeitpunkt, der der durchschnittlichen Residuallast möglichst genau entspricht, ausgewählt. Anschließend wurde der Netzausbaubedarf für jeden der 60 Durchläufe mit diesen Zeitpunkten berechnet.

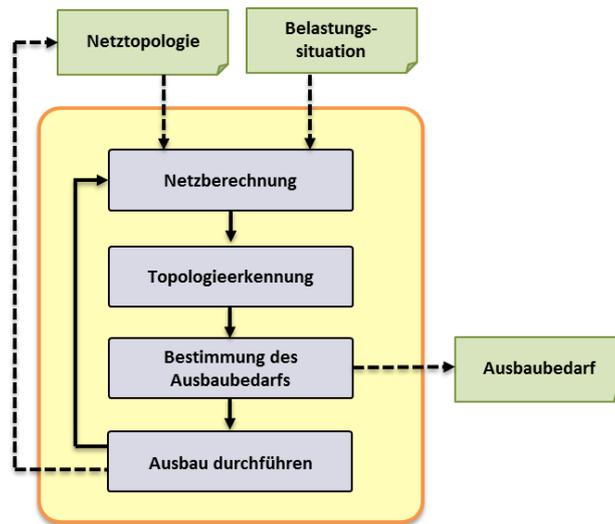
#### 4.3.1. Ausbaubedarf der Verteilnetze

Der Zubau von dezentralen Energieanlagen und der Einsatz der vorgestellten Steuerungsstrategien bedeuten eine neue Belastung der Verteilnetze. Um diese Belastung zu abschätzen und die Steuerungsstrategien untereinander vergleichen zu können und zum anderen die modellierten Mittel- und Niederspannungsnetze entsprechend durch Netzausbau zu verstärken, wurde in dem Projekt ein Algorithmus zur Abschätzung des benötigten Ausbaubedarfs entwickelt. Hierbei handelt es sich um ein iteratives Verfahren, bestehend aus drei Schritten. In Abbildung 4-8 sind die einzelnen Schritte und deren Kopplung dargestellt.

---

<sup>12</sup> Summe der erzeugten und verbrauchten Leistung

Abbildung 4-8: Ablauf zur Bestimmung des benötigten Netzausbaubedarfs



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

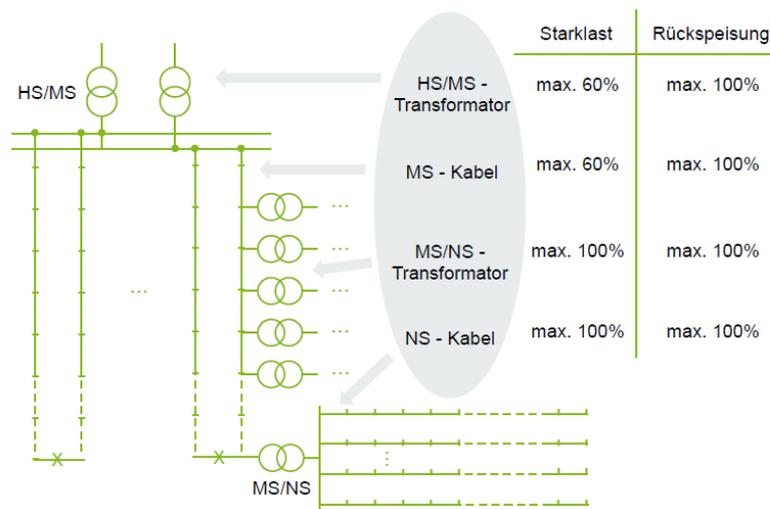
Wie in der Abbildung dargestellt, benötigt der Algorithmus die Topologie des Verteilnetzes und die zu untersuchende Belastungssituation. Als Netztopologie wird die Modellierung des Energieversorgungsnetzes (siehe Abschnitt 2.1.1 und 2.1.2) bestehend aus Leitungen, Netzknoten und Transformatoren, übergeben. Die Belastungssituation beschreibt welche Einspeisung und Entnahme in dem Verteilnetz zum betrachteten Zeitpunkt vorliegt und wird über einen Leistungswert an jedem Netzknoten beschrieben. Als Ausgabe liefert Algorithmus anschließend den Ausbaubedarf des Verteilnetzes für diese eine Belastungssituation.

Der Algorithmus ermittelt zunächst mit Hilfe einer *Netzberechnung* alle Knotenspannungen und Leitungsströme mit den gegebenen Knotenleistungen. Mit Hilfe der Topologieerkennung werden im Anschluss alle Ringe und Stränge im Netz erkannt. Abschließend finden eine *Bestimmung des Ausbaubedarfs* sowie der Netzausbau selbst (*Ausbau durchführen*) statt. Dies führt zu einer, gemäß den Ausbaumaßnahmen geänderten Netztopologie. Das Verfahren wird dabei so lange iteriert bis kein Ausbaubedarf mehr erkannt wird. Als Ausgabe werden alle durchgeführten Maßnahmen zum Netzausbau protokolliert und ausgegeben.

### Bestimmung des Ausbaubedarfs

Zur Bestimmung des benötigten Netzausbaus wird ein Regelsatz eingesetzt, der in der dena-Verteilnetzstudie (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012) definiert wurde. Hier werden für auftretende Überlastungen entsprechende Vorschläge zum Ausbau des Netzes gemacht. Hierzu werden zulässige Betriebsmittelgrenzen, maximale Auslastung der Leitungen und maximal zulässige Abweichung der von der Nennspannung, definiert, die im Algorithmus zur Anwendung kommen. Die maximal zulässige Auslastung der Leitungen ist in Abbildung 4-9 dargestellt.

**Abbildung 4-9: Belastungsgrenzen der Leitungen im Mittel- und Niederspannungsnetz**



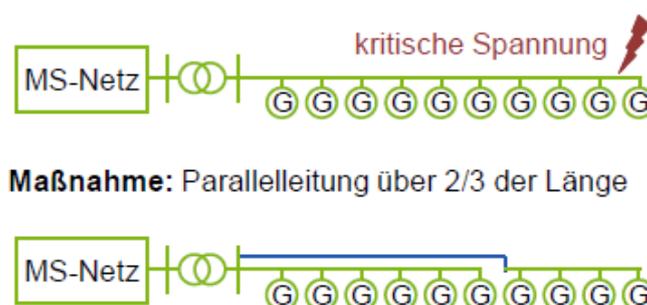
Quelle: (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012)

Wie in der Abbildung dargestellt, werden bei der Belastung der Leitungen zwischen Starklast und Rückspeisefall unterschieden. Als zweites Bewertungskriterium wird die Abweichung der Knotenspannung von der Nennspannung untersucht. Hierbei wird überprüft, ob die zulässigen Spannungsgrenzen (das Spannungsband) an den Knoten des Netzes verletzt werden. Gemäß der dena-Verteilnetzstudie ist im Mittelspannungsnetz eine Spannungsbandänderung von  $\pm 2\%$  und im Niederspannungsnetz von  $\pm 3\%$  zulässig. Wird das zulässige Spannungsband verlassen oder entsprechende Betriebsmittelüberlastung erkannt, so findet der Ausbau von Transformatoren und Kabeln wie folgt statt:

1. Ausbau von Strängen an denen eine Spannungsbandverletzung festgestellt wird
2. Ausbau von Strängen an denen eine Leitungsüberlastung festgestellt wird
3. Ausbau von überlasteten Transformatoren

Im ersten Schritt findet eine Überprüfung der Spannungen an den Knoten des Netzes statt. Dazu werden die tatsächlichen Knotenspannungen aus der Netzberechnung mit den zulässigen Knotenspannungen verglichen. Falls ein in einem Strang ein Knoten eine Spannungsbandverletzung aufweist wird dieser ausgebaut. Dazu wird der bestehende Strang, wie in Abbildung 4-10 gezeigt, nach 2/3 der Länge aufgetrennt und eine Parallelleitung vom einspeisenden Knoten verlegt.

**Abbildung 4-10: Netzausbau bei kritischer Knotenspannung**



Quelle: (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012)

Im zweiten Schnitt findet eine Überprüfung der Leitungsströme statt. Dazu werden die in der Netzberechnung ermittelten Ströme mit den zulässigen Strömen für den jeweiligen Leitungstyp verglichen. Falls der zulässige Strom überschritten wird, findet ein Netzausbau statt. Hierzu wird, wie in der Abbildung 4-11 dargestellt, der bestehende Strang nach der halben Länge aufgeteilt und anschließend eine Parallelleitung vom Einspeisepunkt verlegt.

**Abbildung 4-11: Netzausbau bei kritischer Leitungsbelastung**



Quelle: (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012)

Eine Ausnahme für diese Ausbaumaßnahme bilden Stränge, in denen bereits ein Netzausbau aufgrund einer Spannungsbandverletzung durchgeführt wurde. Hier wird auf einen Ausbau des Netzes verzichtet, da die Belastung durch die Ausbaumaßnahme zur Spannungshaltung bereits gesenkt wurde.

Abschließend werden im dritten Schritt alle Transformatoren des Netzes auf Überlastung geprüft. Sofern eine Überschreitung der zulässigen Belastung vorliegt, wird dem bestehenden Transformator ein weiterer Transformator von gleichem Typ parallel geschaltet. Auf einen Netzausbau in bestehenden Ringen des Netzes, der in der dena-Verteilnetzstudie gesonderte Betrachtung findet, wurde verzichtet. Dies Begründet sich darin, dass die modellierten Verteilnetze frei von Ringen sind und ein Ausbau daher nicht notwendig ist. Zur Sicherstellung der ringfreien Netztopologie wurde ein Algorithmus zur Ringerkennung entwickelt.

## 5. Einsatzoptimierung mit dem Strommarktmodell PowerFlex-Grid

Im Rahmen von Arbeitspaket 4 wurde das bestehende Strommarktmodell „PowerFlex“ des Öko-Instituts zu „PowerFlex-Grid“ erweitert, indem die Restriktionen auf der Übertragungsnetzebene in einer ersten vereinfachten Variante in das bestehende PowerFlex Model, welches bislang Deutschland netzseitig nur als Kupferplatte abgebildet hat, integriert werden.

Die in Arbeitspaket 4 vorgesehenen Arbeitsschritte setzen sich folgendermaßen zusammen:

- Geographische Zuordnung der Kraftwerke und Speicher sowie der Stromverbrauchsprofile und EE-Einspeiseprofile zu einem räumlich aufgelösten System mit bis zu 5 Übertragungsnetzknuten (Arbeitsschritt 4.1)
- Literaturstudie und Methodenentwicklung zur vereinfachten Darstellung der Übertragungskapazität zwischen den berücksichtigten Netzknuten (Arbeitsschritt 4.2)

- Modelltechnische Implementierung der Netzrestriktionen im Programmcode (Arbeitsschritt 4.3)
- Bestimmung der benötigten Übertragungsnetzkapazität durch schrittweise Lockerung der Netzrestriktionen (Arbeitsschritt 4.4)

Den Ergebnissen von Arbeitspaket 4 wird eine Beschreibung des Strommarktmodells PowerFlex vorangestellt in Abschnitt 5.1.

## 5.1. Beschreibung des Strommarktmodells PowerFlex

Das Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke, flexible Stromverbraucher und weitere Flexibilitätsoptionen kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage und den Bedarf an Regelleistung zu decken (Koch et al. 2015).

Auf Basis einer vollständigen Voraussicht wird dann im Rahmen einer gemischt-ganzzahligen Optimierung der kostenminimale Einsatz von thermischen Kraftwerken, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und Pumpspeicherkraftwerken unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen bestimmt.

Die zeitliche Auflösung des Optimierungsproblems beträgt eine Stunde, der Betrachtungszeitraum liegt bei einem Kalenderjahr (d. h. 8760 Zeitschritte). Innerhalb dieses Betrachtungszeitraums werden sequenziell Lösungen für einen Optimierungszeitraum von jeweils fünf Tagen (d. h. 120 Zeitschritte) berechnet. Dieser Optimierungszeitraum rolliert mit einer Schrittweite von vier Tagen durch das Kalenderjahr, so dass insgesamt 91 Optimierungsprobleme gelöst werden. Als Startpunkt für den jeweils aktuellen Optimierungszeitraum dient Zeitschritt 96 des vorangegangenen Optimierungszeitraums. Die Ergebnisse der Zeitschritte 97 bis 120 werden somit im nachfolgenden Optimierungszeitraum überschrieben. Hierdurch wird ein über einen Optimierungszeitraum hinausgehender Speicherbetrieb ermöglicht.

Die Länge des Optimierungszeitraums und der Schrittweite sind grundsätzlich frei einstellbar, sie werden jedoch von der damit einhergehenden Problemkomplexität und den zur Verfügung stehenden Rechnerressourcen limitiert. Ein Optimierungszeitraum von fünf Tagen entspricht in etwa den gängigen Prognosen für Last- und EE-Schwankungen und damit auch der maximalen Vorausschau der realen Marktakteure.

Flexibilitätsoptionen werden im Strommarktmodell PowerFlex nur dann eingesetzt, wenn die Speicherbeladung (bzw. Lasterhöhung) und die Speicherentladung (bzw. Lastreduktion) innerhalb eines Optimierungszeitraums stattfinden kann und dies zur Minimierung der Zielfunktion führt. Der typische Speicherzyklus sollte daher deutlich kleiner 120 h betragen. Dies ist für alle in diesem Projekt betrachteten Flexibilitätsoptionen der Fall.

Das Optimierungsproblem ist in GAMS implementiert und wird mit Hilfe des Simplex Algorithmus gelöst.

### 5.1.1. Stromnachfrage, Nachfrage an Fernwärme und Bedarf an Regelleistung

Die Stromnachfrage wird in stündlicher Auflösung exogen vorgegeben. Das Nachfrageprofil setzt sich aus der ENTSOE-Netzlast des verwendeten Referenzjahres 2011 und einer angenommenen Gleichverteilung des Industriestromanteils zusammen.

Für Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung wird ein bundeslandspezifisches normiertes Wärmenachfrageprofil vorgegeben, welches auf der VDI-Richtlinie 4655 für Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen beruht, und mit der spezifischen maximalen Wärmeauskopplung des KWK-Kraftwerks skaliert.

Der Bedarf an Regelleistung wird vereinfacht über eine ganzjährig durch thermische Kraftwerke zu deckende Sockellast berücksichtigt. Im Szenariojahr 2020 wird eine Sockellast in Höhe von 15 GW unterstellt, im Szenariojahr 2030 fällt diese auf 10 GW ab. Damit wird unterstellt, dass die rotierende Reserve durch thermische Kraftwerke langfristig durch andere Technologien ersetzt wird.

### 5.1.2. Thermischer und erneuerbarer Kraftwerkspark

Die einzelnen Kraftwerke werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke werden nach Möglichkeit blockscharf erfasst und regional einem Bundesland zugeordnet. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen, wie z.B. Blockheizkraftwerke, werden in technologie- und bundeslandscharfe Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Diese Anlagenaggregate können ihre Leistung entlang eines festen Lastgradienten über den gesamten Leistungsbereich ändern. Insgesamt setzt sich der im Modell PowerFlex abgebildete deutsche Kraftwerkspark im Szenariojahr 2020 aus rund 125 Einzelblöcken und 350 Technologieaggregaten sowie im Szenariojahr 2030 aus rund 90 Einzelblöcken und 310 Technologieaggregaten zusammen.

Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, sind Teil des thermischen Kraftwerksparks. Ihr Einsatz ist unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Restriktionen ebenfalls flexibel und Teil der Optimierung. Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien Laufwasser, Offshore Wind, Onshore Wind und Photovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofile vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Photovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt, d. h. dargebotsabhängiger erneuerbarer Strom kann auch als überschüssig identifiziert werden, z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Speicherkapazität.

Für must-run-Kraftwerke, wie z. B. Gichtgas oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine ganzjährig gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt, die im Gegensatz zu EE-Anlagen nicht abgeregelt werden kann.

### 5.1.3. Virtuelle Backupkraftwerke und EE-Überschüsse

Damit das Optimierungsproblem in jedem Zeitschritt lösbar ist, enthält der konventionelle Kraftwerkspark zusätzliche „virtuelle Backupkraftwerke“. Diese Kraftwerke sind am Ende der Merit Order einsortiert und verlängern diese mit steigenden Grenzkosten je Backupkraftwerk. Der Einsatz von Backupkraftwerken entspricht dann einem Erzeugungsdefizit. Die Größe eines Backupkraftwerks beträgt 1 GW.

### 5.1.4. Abbildung von Flexibilität

Die energiewirtschaftliche Einbindung von verschiedenen Flexibilitätsoptionen in die Strommarktmodellierung ist ein zentrales Element des PowerFlex Modells.

Folgende Flexibilitätsoptionen werden in diesem Projekt betrachtet:

- Flexibilisierung von Biogas- und Klärgasanlagen mit Hilfe eines Gasspeichers und einer erhöhten BHKW-Leistung
- Flexibilisierung von KWK-Kraftwerken mit Hilfe eines Wärmespeichers
- Pumpspeicherkraftwerke
- Lastmanagement in den Sektoren Haushalte (aggregiert über verschiedene Gerätetypen), Gewerbe, Handel und Dienstleistung (aggregiert über Untersektoren), Industrie (Papier-, Zement- und Chlorindustrie), Wärmepumpe und Elektromobilität (smart charging)

Biogas- und Klärgas-BHKW müssen ein kontinuierlich anfallendes Biogasprofil verwerten. Flexibilität wird bei Biogas- und Klärgasanlagen über einen Gasspeicher und zusätzliche BHKW-Kapazität erschlossen, so dass die Stromerzeugung reduziert und zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden kann.

Der Betrieb von KWK-Anlagen wird mit einem Wärmespeicher flexibilisiert. Die Wärmespeicherung ist mit geringen stündlichen Verlusten in Höhe von 0,5 %/h verbunden. Auf den Einsatz zusätzlicher Wärmequellen, wie z. B. einen Heizkessel oder einen elektrischen Heizstab, wird in diesem Projekt verzichtet, um den Fokus auf der Art der Anlagensteuerung zu belassen und nicht in den Bereich der sektorübergreifenden<sup>13</sup> Effekte mittels bivalenter Wärmesysteme zu verlagern. Diese Begründung schließt auch die Flexibilitätsoption Power-to-Heat im Allgemeinen ein, also nicht nur als Ergänzung von KWK-Anlagen, sondern beispielsweise auch als Ergänzung von wasserbasierten Zentralheizungen.

Die Flexibilitätsoption Power-to-Gas wird ebenfalls in diesem Projekt nicht betrachtet. Neben dem Argument der Sektorkopplung ist bei Power-to-Gas noch relevant, dass die Anlagen für die Elektrolyse und Methanisierung aufgrund ihrer typischen elektrischen Leistung üblicherweise nicht an die dezentrale Netzebene angeschlossen sind und somit den gesetzten Fokus auf die Anlagensteuerung durch eine zusätzliche Konkurrenzsituation und mögliche Wechselwirkungen zwischen zentraler und dezentraler Netzebene abschwächen.

Pumpspeicherkraftwerke stellen eine bereits etablierte Flexibilitätsoption dar. Sie sind im Modell kraftwerksscharf mit den technischen Parametern Pump- und Turbinenleistung, Speicherkapazität und Wirkungsgrad hinterlegt. Die Bilanzgleichung der Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt sowohl die Turbinenleistung, als auch die Pumpleistung und den Speicherfüllstand. Der Speicherwirkungsgrad ist vollständig der Speicherbeladung zugeordnet.

Die Flexibilitätsoption Lastmanagement wird im Power-Flex Modell mit Hilfe eines virtuellen Durchflussspeichers modelliert. Die zu deckende Lastkurve der einzelnen DSM-Prozesse wird dabei exogen als Modellparameter vorgegeben. Die Kapazität des virtuellen Durchflussspeichers je Zeitschritt ist ebenfalls ein Modellparameter und entspricht dem Produkt aus flexibler Last und der möglichen Verschiebedauer des DSM-Prozesses. In Zeiten, in denen kein Lastmanagement stattfinden kann (z. B. nachts bei manuellem Lastmanagement in privaten Haushalten) ist die Speicherkapazität Null. Das Verschieben des Stromverbrauchs ist technologiespezifisch mit geringen Speicherverlusten je Stunde in Höhe von 0,01 %/h bis 0,5 %/h verbunden. Der tatsächliche Stromverbrauch der einzelnen DSM-Prozesse wird modellendogen bestimmt und ist nach oben durch die installierte Leistung des DSM-Prozesses beschränkt.

---

<sup>13</sup> Zu diesem Thema bearbeitet das Öko-Institut noch bis 2016 für das BMWi ein eigenes Forschungsprojekt („Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration“).

Analog zur Flexibilitätsoption Lastmanagement ist auch die Flexibilitätsoption „smart charging“ im Modul Elektromobilität aufgebaut. Die Variable Stromverbrauch zur Beladung der Elektrofahrzeuge wird in diesem Fall jedoch mit einem zeitabhängigen Profil beschränkt, welches die Stillstandzeiten der Fahrzeuge bei Anschluss an eine Ladestationen darstellt. Die Option zur Stromrückspeisung und damit die Nutzung der Elektrofahrzeuge als Batterie („vehicle-to-grid“) wird im Rahmen dieses Projekts nicht betrachtet.

### 5.1.5. Inputdaten PowerFlex-Modell

Die wesentlichen Inputdaten des PowerFlex Modells fasst Abbildung 5-1 noch einmal zusammen.

**Abbildung 5-1: Inputdaten des Strommarktmodells PowerFlex-Grid**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

## 5.2. Geographische und systemebenen Zuordnung der Strommarktdaten

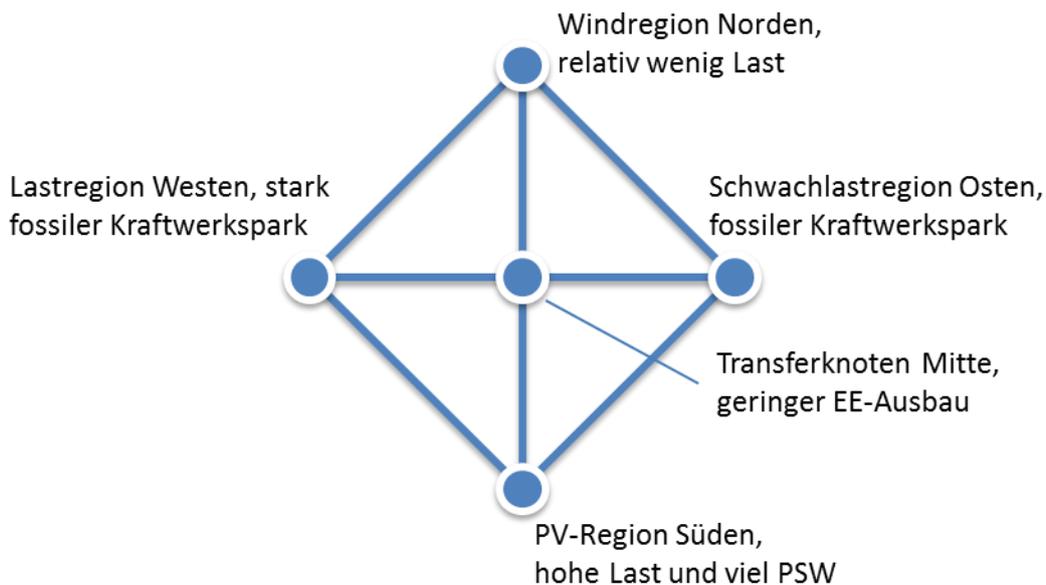
Im Rahmen von Arbeitsschritt 4.1 wurden in Deutschland fünf Knoten definiert, die möglichst einheitlich charakterisiert sind (Abbildung 5-2). Diese Knoten setzen sich aus den folgenden Bundesländern zusammen:

- Knoten Nord (Niedersachsen, Bremen, Hamburg, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern): Einspeiseregion für Wind offshore und Wind onshore, EE-Überschussregion, wenig Speicher
- Knoten West (Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland): Lastzentrum, wenig EE-Einspeisung, konventioneller Kraftwerkspark (insbesondere Braunkohlekraftwerke)
- Knoten Ost (Brandenburg, Berlin, Sachsen und Sachsen-Anhalt): Einspeiseregion für Wind onshore, konventioneller Kraftwerkspark (insbesondere Braunkohlekraftwerke)

- Knoten Süd (Bayern und Baden-Württemberg): Lastzentrum, Einspeiseregion für PV, konventioneller Kraftwerkspark (insbesondere Steinkohle- und Erdgaskraftwerke), Pumpspeicherkraftwerke
- Knoten Mitte (Hessen und Thüringen): Lastzentrum (v.a. Rhein-Main Gebiet), zentrale Transferregion für Stromübertragung

Verbunden sind die fünf Netzknoten mit aggregierten Übertragungsleitungen. Deren Implementierung wird in den nachfolgenden Kapiteln 0, 0 und 5.5 beschrieben.

**Abbildung 5-2: Vereinfachte Abbildung des Übertragungsnetzes mit 5 Knoten**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die in Kapitel 2.2 beschriebenen, gesamtdeutschen Inputdaten müssen auf die fünf Regionen verteilt und der zentralen oder dezentralen Ebene zugewiesen werden. Die räumliche Zuordnung wurde mit Hilfe von unterschiedlichen Verteilungsschlüsseln zur Regionalisierung vorgenommen. Diese wurden für fluktuierende EE und für den Stromverbrauch aus dem NEP 2013 (50Hertz Transmission GmbH et al. 2013) anhand der Angaben je Bundesland abgeleitet. Profilabhängige Inputdaten wurden mit historischen Einspeise- bzw. Lastprofilen der ÜNB skaliert. Die ÜNB-Profile werden dafür den Netzknoten zugeordnet (Knoten West = Amprion, Knoten Süd = TransnetBW, Knoten Ost = 50Hertz). Den Knoten Nord und Mitte wurden anteilig das TenneT sowie das 50Hertz Profil zugeordnet. Die Gewichtungsfaktoren basieren auf dem Verhältnis der Stromnachfrage bzw. der EE-Einspeisung in den NEP 2013 Szenarien. Für Laufwasser stehen nur Einspeiseprofile von 50Hertz und TransnetBW zur Verfügung. Diese wurden auch für die Knoten Nord, West und Mitte mit einer Gewichtung von jeweils 50% verwendet.

Die räumliche Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung von thermischen Kraftwerken und Pumpspeicherwerke basiert auf der BNetzA-Kraftwerksliste (Bundesnetzagentur 2014) sowie der Zubauliste des bdew (BDEW 2013b). Für Flexibilitäten wurden die in Tabelle 5-1 aufgeführten Regionalisierungsschlüssel verwendet.

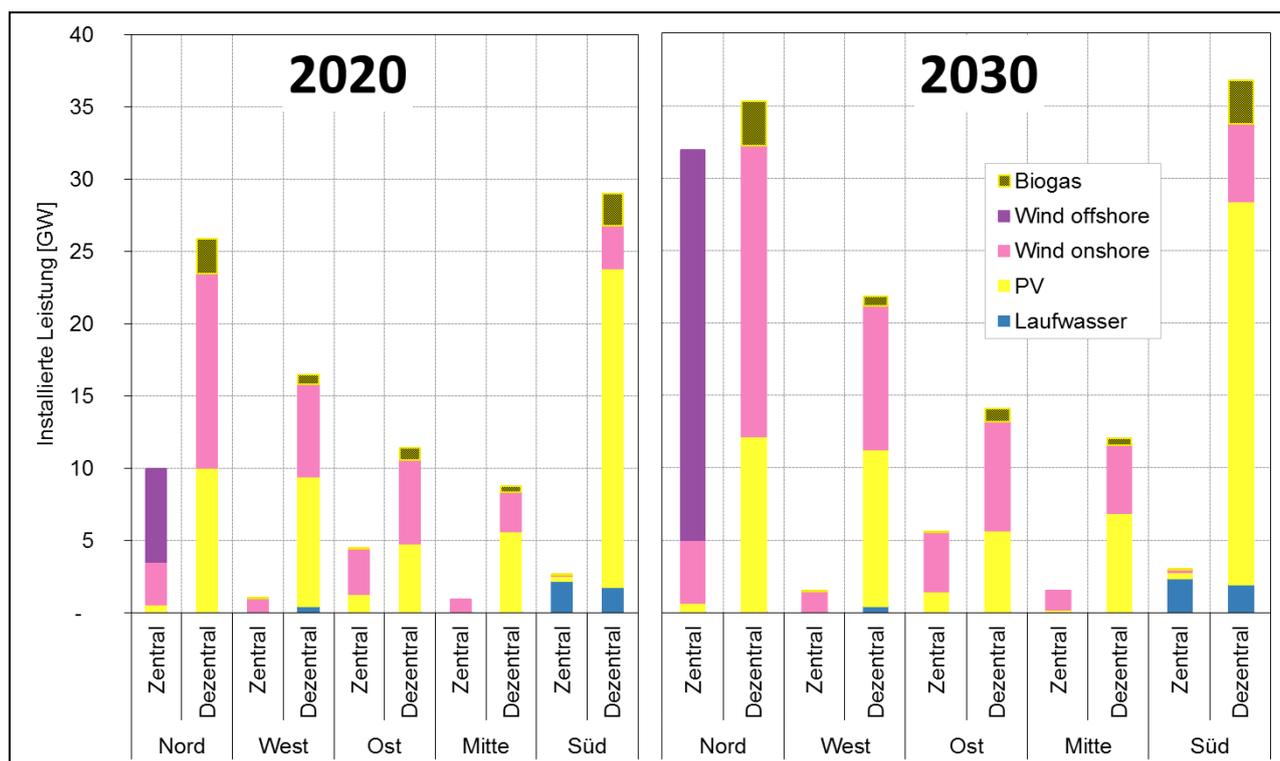
**Tabelle 5-1: Verteilungsschlüssel zur Regionalisierung der Flexibilitätsoptionen**

Flexibilitätsoption	Verteilungsschlüssel zur Regionalisierung
Flexible KWK-Kraftwerke	Bevölkerungsdichte
Pumpspeicherwerke	BNetzA-Kraftwerksliste
DSM Industrie	
• Chlorindustrie	Chlorstandorte
• Zementindustrie	Zementstandorte
• Papierindustrie	Papierstandorte
• Klimatisierung Industrie	Stromverbrauch Industrie
DSM GHD	
• Beleuchtung Gewächshäuser	Anbaufläche Gartenbau
• Nahrungsmittelherstellung (Kühlung)	Stromverbrauch GHD
• Lebensmitteleinzelhandel (Kühlung)	Stromverbrauch GHD
• Klimatisierung GHD	Stromverbrauch GHD
• Kühllhäuser	Kühlhausvolumen
• Kläranlagen (Pumpen und Rührwerk)	Bevölkerungsdichte
• Wasserwerke (Pumpen)	Bevölkerungsdichte
DSM Elektromobilität	Bevölkerungsdichte
DSM Wärmepumpen	Bevölkerungsdichte
DSM Haushalte	Verteilung Haushalte

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Innerhalb der fünf Knoten wurden die Inputdaten in zentrale und dezentrale Komponenten aufgeteilt. Die netztechnische Zuordnung der Inputdaten wird für Erzeugungsanlagen über die Angaben zur Spannungsebene sowie zur Anschlussleistung in der BNetzA-Kraftwerksliste vorgenommen ( $\leq 20$  kV bzw.  $\leq 5$  MW wurden der dezentralen Ebene sowie 110 kV, 220 kV und 380 kV bzw.  $> 5$  MW der zentralen Ebene zugeordnet). Der Stromverbrauch der Industrie wird der zentralen Ebene, der Stromverbrauch aller anderen Sektoren der dezentralen Ebene zugeordnet. Abbildung 5-3 zeigt die auf die fünf Knoten und Netzebenen verteilte installierte EE-Leistung. Es ist zu sehen, dass insgesamt eine deutlich höhere Leistung auf der dezentralen Ebene angeschlossen ist. Die Konzentration der Anlagen auf die Knoten Nord und Süd wird durch Wind im ersten Fall und PV im zweiten Fall geprägt.

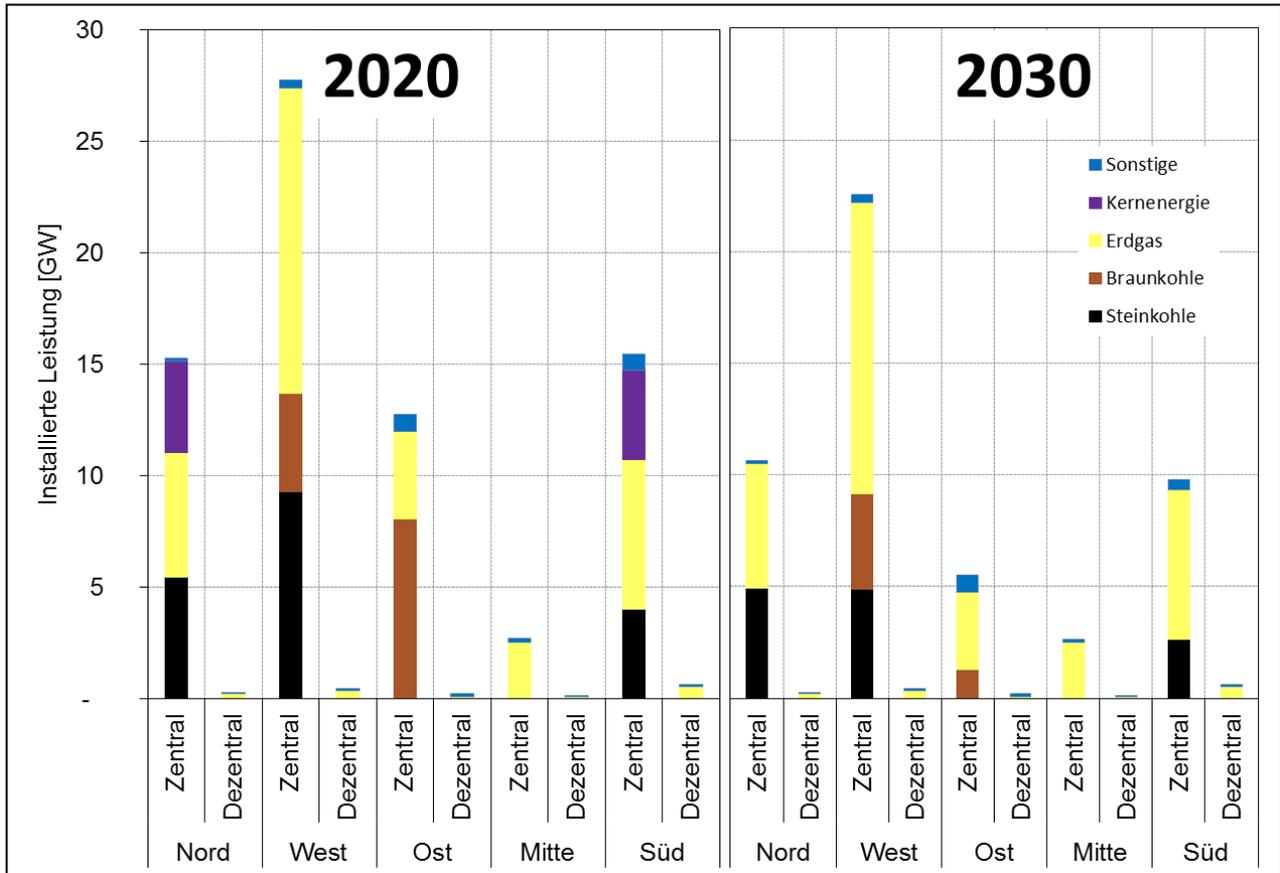
Abbildung 5-3: Verteilung der installierten EE-Leistung auf Regionen und Netzebenen



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 5-4 zeigt die auf die fünf Knoten und Netzebenen verteilten konventionellen Leistungen je Brennstoff. Im Gegensatz zu den EE-Anlagen, ist hier eine sehr deutliche Konzentration auf die zentrale Ebene zu erkennen. Der Rückgang der konventionellen Leistung von 2020 nach 2030 wird durch Braunkohle und Kernenergie dominiert.

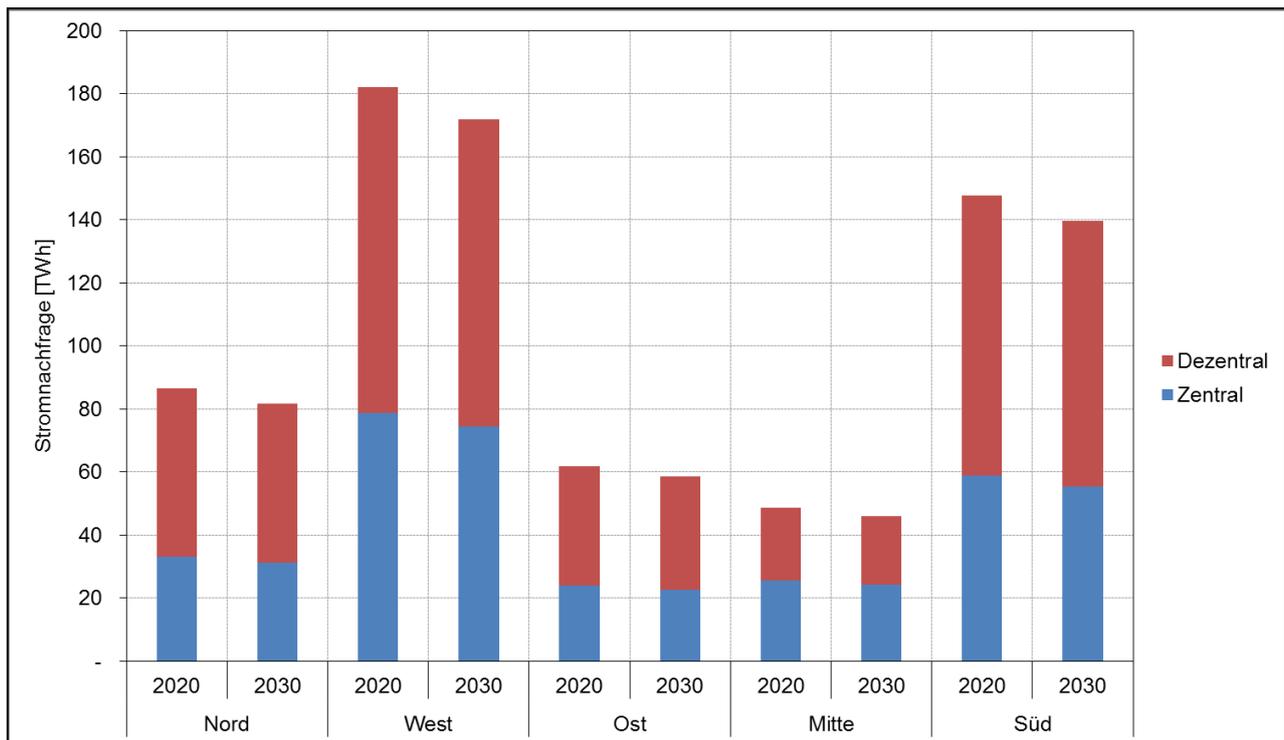
Abbildung 5-4: Verteilung der installierten konventionellen Leistung auf Regionen und Netzebenen



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

In Abbildung 5-5 ist die regionale und netztechnische Verteilung der Stromnachfrage aufgetragen. Klare Lastzentren sind im Westen und im Süden zu erkennen. Zwischen zentraler und dezentraler Ebene teilt sich die Stromnachfrage in den meisten Knoten in einem Verhältnis von ca. 40 zu 60% auf.

Abbildung 5-5: Verteilung der Stromnachfrage auf Regionen und Netzebenen



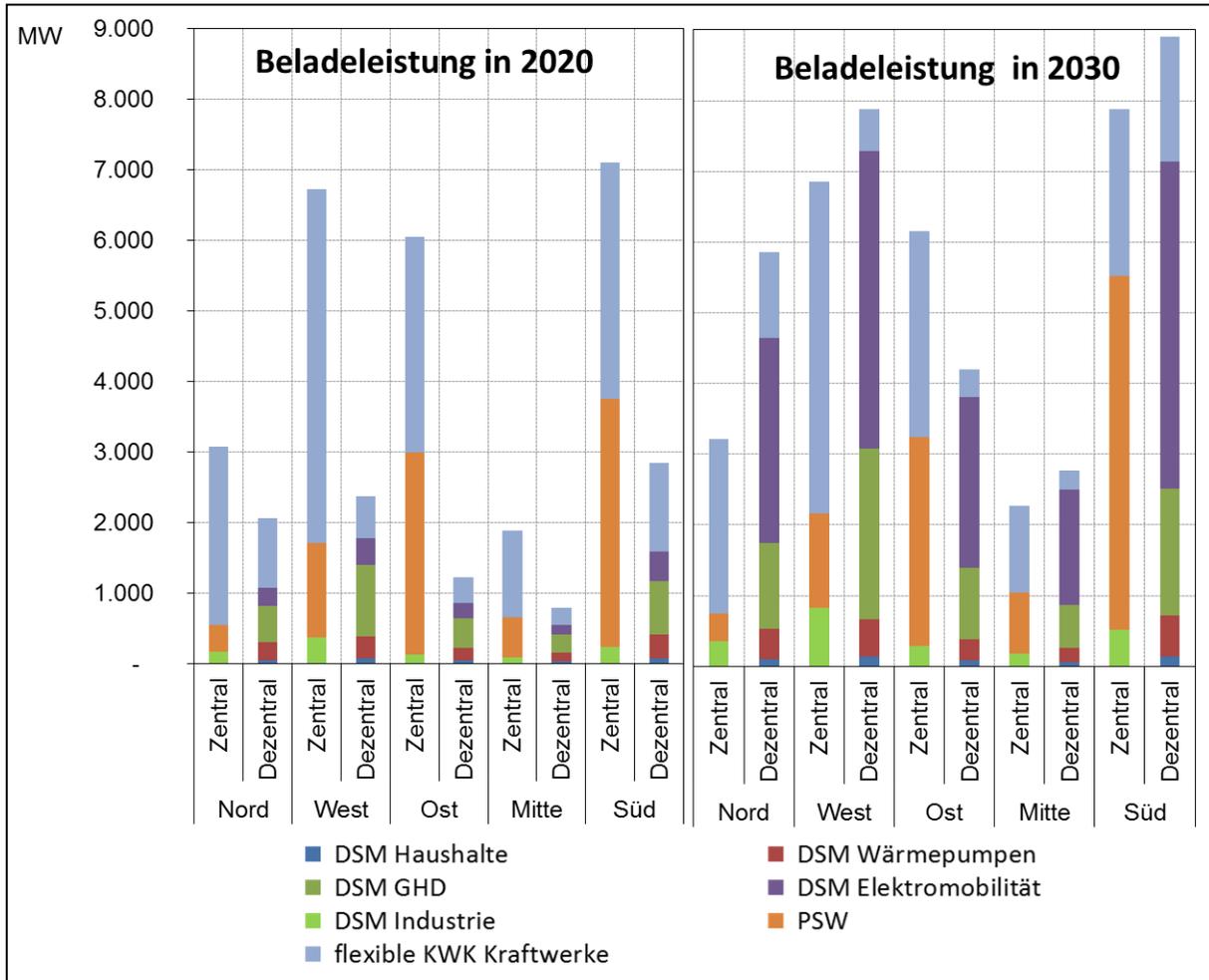
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die Zuordnung der Flexibilitäten zur zentralen und dezentralen Ebene wurde entsprechend ihrem Anschluss an die Stromnetze vorgenommen. Der zentralen Ebene wurden Pumpspeicherkraftwerke, Lastmanagement in der Industrie und große KWK Kraftwerke (Heizkraftwerke und Industrie-KWK) und der dezentralen Ebene Lastmanagement in den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie bei Privathaushalten, Elektromobilität und BHKWs zugeordnet.

In Abbildung 5-6 und Abbildung 5-7 ist das räumlich sowie auf zentrale und dezentrale Ebene verteilte Flexibilitätspotenzial in Form der Be- und Entladeleistung dargestellt. Die Herleitung und Erläuterung der gesamtdeutschen Potenziale erfolgt in Kapitel 2.2, das Ergebnis ist in Abbildung 2-6 zusammengefasst.

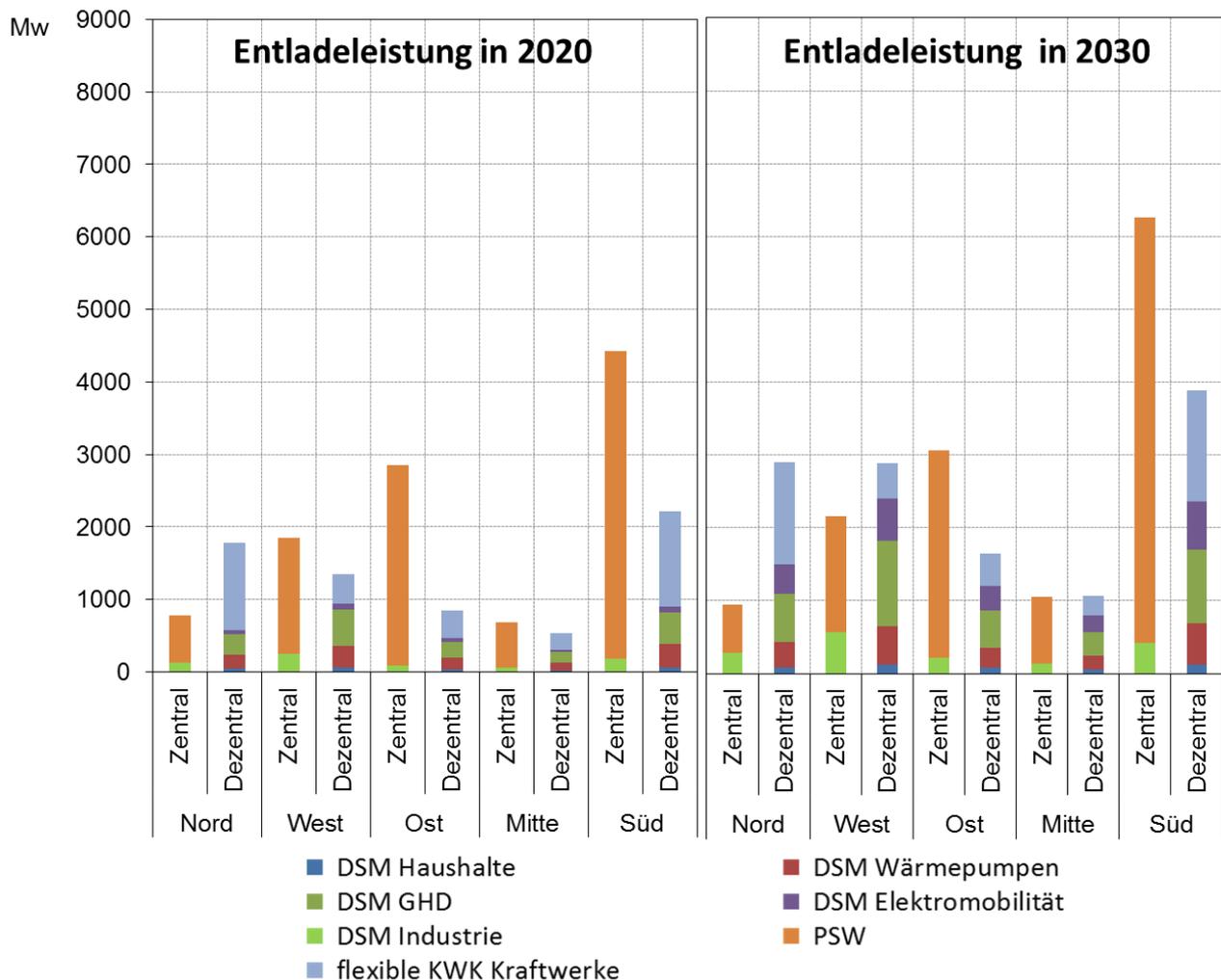
Die Leistungen der einzelnen Optionen lassen sich nur bedingt vergleichen, da die Flexibilität von KWK Kraftwerken und DSM profilabhängig ist und im zeitlichen Verlauf schwankt. Dennoch wird deutlich, dass die Knoten Nord und Mitte vergleichsweise wenig Flexibilität aufweisen und die (ganzjährig verfügbare) Speicherkapazität von PSW v.a. im Süden lokalisiert ist. Wie bereits in Kapitel 2.2 erläutert, wird auch in diesen Darstellung deutlich, dass für einige Flexibilitäten die Potenziale der Beladeleistung überwiegen.

Abbildung 5-6: Verteilung der Beladeleistung von Flexibilitäten auf Regionen und Netzebenen



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 5-7: Verteilung der Entladeleistung von Flexibilitäten auf Regionen und Netzebenen**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

### 5.3. Literaturstudie und Methodenentwicklung zur vereinfachten Darstellung der Übertragungskapazität zwischen den berücksichtigten Netzknoten

Die Methode zur vereinfachten Darstellung der Übertragungskapazität zwischen den berücksichtigten Netzknoten wird basierend auf einer Literaturstudie in Arbeitsschritt 4.2 entwickelt. Dabei werden neben aktuellen Netzstudien auch wissenschaftliche Publikationen im Bereich der Energiesystemmodellierung ausgewertet.

In Arbeitsschritt 4.2 wurden folgende Literaturquellen hinsichtlich der angewendeten Methodik zur Abbildung des Stromübertragungsnetzes in Energiesystemmodellen analysiert:

#### Stromübertragungsnetz in Deutschland

- Energie Zentrum TU Graz, "Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz", 2012.

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH and TransnetBW GmbH, "Einflußgrößen auf die Netzentwicklung - Sensitivitätenbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber", 2013.
- Deutsche Energie-Agentur, "dena - Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020, mit Ausblick 2025", 2010.
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH and TransnetBW GmbH, "Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber", 2013.
- F. Flachsbarth, "Kraftwerkseinsatzplanung unter Beachtung von Netzrestriktionen", Diplomarbeit, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 2013.
- W. Wellßow, H. Pluntke, A. Moser, N. Rotering, M. Sterner, and M. Kleimaier, "Bedarf an Energiespeichern und Netzausbau in Deutschland bei einem Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung Teil B: Auswirkungen auf das Übertragungsnetz", in VDE-Kongress 2012, 2012, pp. 109 – 114.
- Ecofys, "Impacts of restricted transmission grid expansion in a 2030 perspective in Germany Final report", 2013.
- A. Eßer-Frey, "Analyzing the regional long-term development of the German power system using a nodal pricing approach", Karlsruher Institut für Technologie, 2012.

### **Stromübertragungsnetz in Europa**

- T. Thien, M. Leuthold, F. Steinke, and D. U. Sauer, "Speicher- und Netzausbaubedarf in einem europäischen Elektrizitätsversorgungssystem mit 100 % EE-Versorgung", in VDE-Kongress 2012, 2012, pp. 694 – 699.
- D. Gunkel, F. Kunz, T. Müller, A. Von Selasinsky, and D. Möst, "Storage Investment or Transmission Expansion: How to Facilitate Renewable Energy Integration in Europe?", in VDE-Kongress 2012, 2012, pp. 742 – 747.
- F. Leuthold, H. Weigt, and C. von Hirschhausen, "ELMOD - A Model of the European Electricity Market", July. pp. 0–28, 2008.
- M. Bucksteeg, K. Trepper, and C. Weber, "Einfluss der erneuerbaren Einspeisung und Lastsituation auf die Net Transfer Capacity", 2013.

### **Stromübertragungsnetz allgemein**

- H. Stigler and C. Todem, "Optimization of the Austrian Electricity Sector (Control Zone of VERBUND APG) under the Constraints of Network Capacities by Nodal Pricing", Cent. Eur. J. Oper. Res., vol. 13, no. 2, pp. 105–125, 2005.
- F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, "Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academics Publishers", 1988.
- Consentec GmbH and Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, "Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)", 2012.
- BET Aachen, "Ein robustes Stromnetz für die Zukunft", 2013.

- C. Nolden, V. Bertsch, and W. Fichtner, "Modellierung eines modellendogenen Netzausbaus in optimierenden Energiesystemmodellen", 10. VDI Fachtagung „Optimierung in der Energiewirtschaft“, 13. und 14. November 2013 in Köln.
- Groschke, M., Fichtner, W., Möst, D. und A. Eßer: „Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten“, Zeitschrift Für Energiewirtschaft, vol. 33, no 1, pp.14-22, 2009.
- Stigler, H., & Todem, C. (2005), "Optimization of the Austrian electricity sector (control zone of VERBUND APG) under the constraints of network capacities by nodal pricing", Central European Journal of Operations Research, 13(2), 105–125.
- Burstedde, B.: "The NEULING Model", EWI Working Paper, No 12/10, 2012
- Duthaler, C. L., Kurzidem, D. I. M., und G. Andersson: „Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz.“, Masterarbeit, ETH Zürich, 2007.

In der durchgeführten Literaturstudie zur Modellierung des deutschen und auch des europäischen Stromnetzes findet sich eine große Bandbreite an Möglichkeiten für die Methodik zur Netzmodellierung. Sie unterscheiden sich vornehmlich in der gewählten räumlichen Auflösung, der Abbildung von elektrotechnischen Eigenschaften des Stromnetzes und der sich hieraus ergebenden Verteilung des Leistungsflusses und der eventuellen Berücksichtigung weiterer technischer Details.

Dabei können zwei unterschiedliche Gruppen von Modellen unterschieden werden:

- a. räumlich hochaufgelöste Modelle mit dem primären Fokus auf die Darstellung der Leistungsflüsse zur Ermittlung von Engpässen sowie
- b. Modelle mit vereinfachter Modellierung der technischen Eigenschaften des Leistungsflusses mit Fokus auf die zeitliche Entwicklung von Kraftwerkspark, erneuerbaren Energien oder Flexibilitätsoptionen und erst mit sekundärer Schwerpunktsetzung auf das Stromnetz.

Sollen mit der Methodik konkrete Aussagen über den erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes oder die Auslastung einzelner Leitungen in Deutschland getroffen werden, so wird das Übertragungsnetz knotenscharf abgebildet. Um in diesen höher aufgelösten Modellen zu gewährleisten, dass elektrotechnische Gesetzmäßigkeiten jenseits der maximalen Übertragungskapazität wiedergegeben werden können, werden meist die Methodik der PTDF-Matrizen, die der DC Load Flow Modellierung (DC-Ansatz) oder die der AC-Lastflusssimulation (AC-Ansatz) angewendet.

Bei dem AC-Ansatz wird der Lastfluss entsprechend der physikalischen Gegebenheiten simuliert (Groschke et al. 2009, S. 18). Der elektrotechnische Detaillierungsgrad ist sehr hoch, und es werden beispielsweise Netzverluste, Blindleistungsbedarf sowie Frequenz- und Spannungshaltung berücksichtigt. Mit der Berücksichtigung der Blindleistung ist es dann auch möglich, quantitativ die Unterschiede hinsichtlich der Nutzung von Freileitungen oder Erdkabeln zu betrachten.

Für Dritte ist der Ansatz jedoch aufgrund seiner Komplexität schwer nachvollziehbar. Darüber hinaus ist die AC-Lastflusssimulation aufgrund der darin berücksichtigten nichtlinearen elektrotechnischen Gesetzmäßigkeiten nicht in das als lineares Optimierungsproblem formulierte Strommarktmodell PowerFlex integrierbar. Die AC-Lastflusssimulation und die Kraftwerkseinsatzplanung werden daher häufig in einem zweistufigen Verfahren gekoppelt.

Aufgrund der stark eingeschränkten öffentlichen Datenverfügbarkeit und der hohen Anforderungen an die benötigte Rechenkapazität werden AC-Modelle jedoch quasi nur von oder in Zusammenarbeit mit Netzbetreibern eingesetzt.

Im Gegensatz zum AC-Ansatz werden beim DC-Ansatz vereinfachende Annahmen getroffen. Diese führen dazu, dass sich die nichtlinearen Lastflussgleichungen zu einem linearen System vereinfachen (Burstedde 2012 S. 2; Stigler & Todem 2005 S. 116) Dabei reduziert sich der Blindleistungsbedarf auf einem Wert von null und wird somit vernachlässigt.

Die Proportionalitätsfaktoren zwischen den Leistungseinspeisungen und den Leistungsflüssen (PTDF<sup>14</sup>), welche die Aufteilung der Leistungsflüsse beschreiben, werden beim DC-Ansatz aus der Netztopologie und den Leitungsparametern hergeleitet und sind damit transparent darstellbar. Die Datenverfügbarkeit für den DC-Ansatz, welcher ausschließlich Wirkleistung berücksichtigt, ist wesentlich besser als beim AC-Ansatz. Der DC-Ansatz erfährt eine hohe wissenschaftliche Akzeptanz und ist der am weitesten verbreitete Ansatz zur Einbeziehung des Netzes in Strommarktmodelle.

Beim PTDF-Ansatz werden mehrere Netzknoten zu Zonen und mehrere Leitungen zu sogenannten Flowgates zusammengefasst. Die Komplexität des Netzmodells ist so im Vergleich zum AC- oder DC-Ansatz stark reduziert. Der PTDF-Ansatz findet daher insbesondere in europäischen Energiemarktmodellen Anwendung, bei denen jedes Land einer Zone entspricht.

Ebenso wie der DC-Ansatz greift der PTDF-Ansatz auf eine PTDF-Matrix zurück, die den Proportionalitätsfaktor zwischen Einspeiseleistung und Leistungsfluss auf dem jeweiligen Flowgate bereitstellt. Diese PTDF-Matrix wird hier aus einer AC-Lastflusssimulation gewonnen und ist streng genommen nur für diesen einen Netznutzungsfall gültig. Beim PTDF-Ansatz wird also unterstellt, dass sich die Leistungsflüsse auf den Flowgates zu jedem Zeitpunkt proportional zum Herleitungsszenario der AC-Lastflusssimulation verhalten. Der PTDF-Ansatz stellt gewissermaßen den Versuch dar, elektrotechnische Gesetzmäßigkeiten aus der AC-Lastflusssimulation in einem vereinfachten Netzmodell zu berücksichtigen.

Die Approximation wird jedoch ungenau, sobald die Netzsituation im PTDF-Modell stark von der gewählten Netzsituation der AC-Lastflusssimulation abweicht (vgl. Duthaler et al. 2007). Zudem ist das Verfahren zur Bestimmung der PTDF-Matrizen aufwendig und setzt die Verfügbarkeit eines AC-Lastflusssimulationsmodells voraus. Problematisch ist zudem die Schwierigkeit, die maximalen Übertragungskapazitäten der Flowgates aus den einzelnen Leitungen zu bestimmen.

Diese hochauflösenden Ansätze erlauben es, Informationen über die Verteilung der Leistungsflüsse im Netz in Abhängigkeit von Einspeisung, Netztopologie und verschiedenen Leitungsparametern in die Modellierung der Stromübertragung zu integrieren und so eine bessere Annäherung der tatsächlichen Leistungsflüsse zu erhalten.

Eine Netzmodellierung in dieser hohen Auflösung ist in diesem Projekt nicht vorgesehen. Von daher sind vor allem die Studien bzw. Methoden relevant, die das Übertragungsnetz in Deutschland in Form von Regionen oder Zonen betrachten. In diesen Studien wird für Deutschland meist ein Netz mit 15 bis 20 Regionen bzw. aggregierten Knoten zugrunde gelegt. Auf dieser Ebene können bereits wichtige räumliche Unterschiede dargestellt werden, wie zum Beispiel die Variation der Stromnachfrage oder die unterschiedlichen Potentiale für erneuerbare Energien. Darauf aufbauende Aussagen über mögliche Engpässe und Ausbaubedarfe sind dann auf dieser Detailebene in vereinfachter Form möglich.

---

<sup>14</sup> Power Transfer and Distribution Factor

Für die vereinfachte Abbildung der Leistungsflüsse im Netz steht das Transportmodell, auch Pipeflow-Modell genannt, als einfachste Variante zur Verfügung. Dabei wird angenommen, dass sich der Leistungsfluss beliebig steuern lässt. Der Leistungsfluss auf den Leitungen stellt dabei eine Optimierungsvariable dar, die durch die Einhaltung der thermischen Belastungsgrenze und des Knotensatzes in ihrem Wertebereich begrenzt wird. Es besteht kein funktionaler Zusammenhang zwischen Nettoeinspeisung und der Verteilung des Lastflusses im vermaschten Netz, d. h. elektrotechnische Gesetzmäßigkeiten können nicht ausreichend berücksichtigt werden. Leitungsverluste können in dem Transportmodell berücksichtigt werden, indem ein prozentualer Verlustanteil proportional zur transportierten Strommenge berücksichtigt wird.

Der Transportmodell-Ansatz findet daher insbesondere in stark aggregierten Strommarktmodellen Anwendung, wie z. B. in europäischen Energiemarktmodellen, in denen jedes Land einer Zone bzw. einem Knoten entspricht und die Länder über Kuppelleitungen miteinander verbunden sind (vgl. PERSEUS, LINES, ENTRA-Mod).

Trotz dieser Vereinfachung weist das Transportmodell einen vergleichsweise hohen Rechenaufwand auf, da anders als beim DC-, AC- oder PTDF-Ansatz die Leitungsbelegung eine zusätzliche Optimierungsvariable darstellt und die Knotengleichungen daher für jeden einzelnen Knoten aufgestellt werden müssen. Dadurch vergrößert sich der Lösungsraum, und es ergeben sich lange Rechenzeiten und ein hoher Bedarf an Arbeitsspeicher.

Für die hier im Projekt vorgenommene Modellerweiterung kommen letztlich der Transportmodell-Ansatz und der DC-Ansatz in Frage. Der PTDF-Ansatz und der AC-Ansatz scheiden neben den oben beschriebenen inhaltlichen Nachteilen auch deshalb aus, da sowohl hinsichtlich der Datenverfügbarkeit als auch der Simulationssoftware keine Möglichkeit für eine AC-Lastflusssimulation besteht.

Bei der Abwägung der Vor- und Nachteile zwischen dem Transportmodell-Ansatz und dem DC-Ansatz haben wir uns für die Implementierung des DC-Ansatzes ohne bindende Netzkapazität (d.h. ohne Redispatch) entschieden. Ausschlaggebend für diese Beurteilung sind folgende Argumente:

- Beim Transportmodell-Ansatz bestimmen die Leitungskapazität und die Netzverluste neben der berechneten Leitungsbelegung auch den resultierenden Kraftwerkseinsatz. Die Berücksichtigung von Netzverlusten wirkt sich im Transportmodell-Ansatz auf die Merit Order des Kraftwerksparks aus, was nicht dem realen Marktgeschehen entspricht.
- Ferner besteht beim Transportmodell-Ansatz kein unmittelbarer Zusammenhang zwischen der Leitungsbelegung benachbarter Leitungen. Er ist für die Abbildung von HGÜ-Korridoren oder Kuppelleitungen geeignet, nicht jedoch für die Abbildung des Drehstromnetzes. Der Transportmodell-Ansatz führt zu einseitigen und in bestimmten Situationen (d.h. bei gleichoptimalen Lösungen) auch zu „willkürlichen“ Netzbelastungen. Netzengpässe werden zudem eher spät detektiert.
- Beim DC-Ansatz werden die aus dem Kraftwerkseinsatz resultierenden Lastflüsse anhand der PTDF-Matrix aufgeteilt. Die PTDF-Matrix hängt von der Netztopologie und dem Blindleitwert ab. Beide Inputgrößen sind öffentlich zugänglich.
- Durch die beim DC-Ansatz über die PTDF-Matrix vorgegebene Aufteilung der Lastflüsse entfällt die Iteration zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs, wie sie beim Transportmodell-Ansatz nötig ist. Der Netzausbaubedarf kann beim DC-Ansatz ex-post

über eine Schwellwertbetrachtung im Sinne einer zulässigen maximalen Leitungsbelastung abgeschätzt werden.

- In Kombination mit einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung, wie sie in diesem Projekt zur detaillierteren Betrachtung des thermischen Kraftwerksparks auf zentraler Ebene vorgesehen ist, erhöht der DC-Ansatz ohne Redispatch den Rechenbedarf nicht zusätzlich. Beim Transportmodell-Ansatz würde der Rechenbedarf hingegen zunehmen.

#### 5.4. Modelltechnische Implementierung der Netzrestriktionen im Programmcode

In Arbeitsschritt 4.3 werden die Netzrestriktionen in den PowerFlex-Grid Programmcode modelltechnisch implementiert. Hierzu werden die betroffenen Gleichungen, Variablen und Parameter um den Index „Knoten“ erweitert. Die physikalischen Gesetze zur Aufteilung der Stromflüsse auf die einzelnen Flowgates (Maschensatz, Knotensatz) werden als zusätzliche lineare Nebenbedingung formuliert. Die Koeffizienten können zu einem Proportionalitätsfaktor, dem Power Transfer Distribution Factor (PTDF) zusammengefasst werden.

Da PowerFlex als lineares Optimierungsproblem aufgebaut ist, muss auch die Modellerweiterung „Netzrestriktionen“ als lineares Gleichungssystem umgesetzt werden. Damit können die komplexen elektrotechnischen Gesetzmäßigkeiten in PowerFlex-Grid nur vereinfacht und in abstrahierter Form berücksichtigt werden.

In Formel 1 ist die knotenspezifische Deckung der Stromnachfrage dargestellt. Diese setzt sich aus den Summanden für die konventionelle Stromerzeugung ( $Stromerzeugung_{kraftwerk,t}$ ), die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien ( $Stromeinspeisung_{ee,t,knoten}$ ), die Bereitstellung von positiver und negativer Flexibilität ( $posFlex_{flex,t,knoten}$  bzw.  $negFlex_{flex,t,knoten}$ ) sowie die Nettobilanz des Knotens ( $Nettobilanz_{t,knoten}$ ) zusammen.

##### Formel 1: Deckung der Stromnachfrage in jedem Knoten

$$\begin{aligned}
 Stromnachfrage(t,knoten) &= \sum_{kraftwerk} Stromerzeugung(kraftwerk,t) \cdot inzMatrix(kraftwerk,knoten) \\
 &+ Stromeinspeisung(ee,t,knoten) \\
 &+ \sum_{flex} posFlex(flex,t,knoten) - negFlex(flex,t,knoten) \\
 &+ Nettobilanz(t,knoten)
 \end{aligned}$$

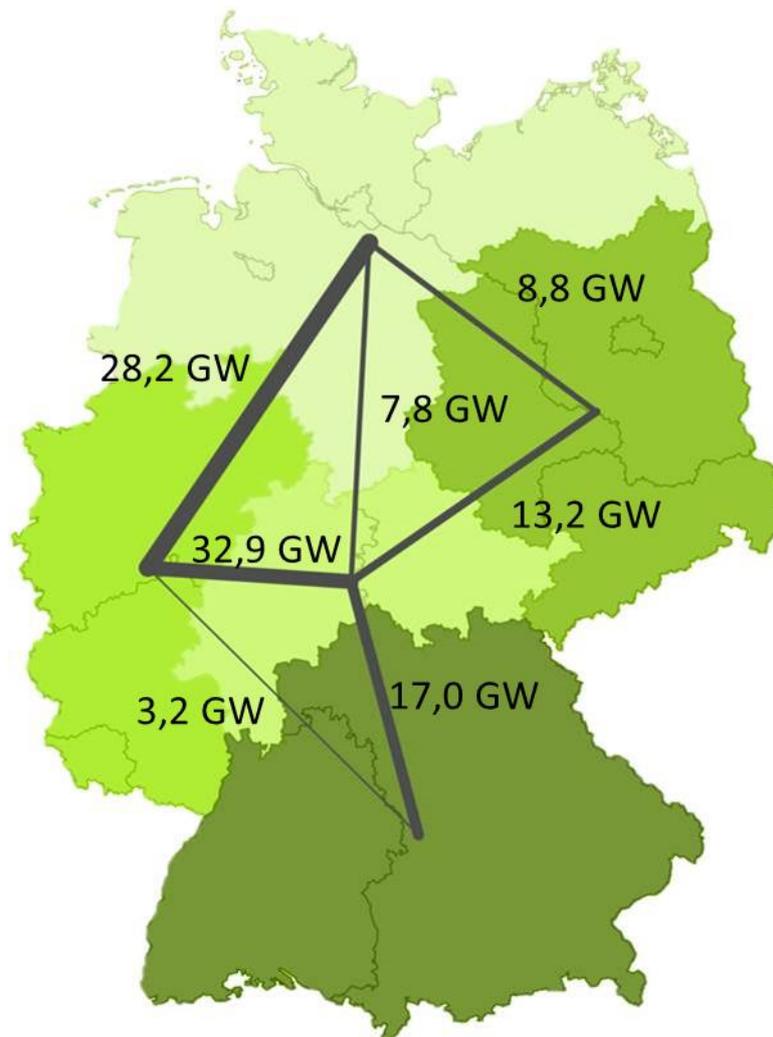
Die Nettobilanz des Knoten stellt den lokalen Erzeugungsüberschuss bzw. das lokale Erzeugungsdefizit dar. Diese Nettobilanz wird im Fall eines lokalen Überschusses über das Übertragungsnetz und basierend auf der PTDF-Matrix zu den anderen Knoten verteilt bzw. im Fall eines lokalen Defizits von den anderen Knoten gedeckt. Das Ergebnis dieser Aufteilung ist die resultierende Leitungsbelegung ( $Leitungsbelegung_{t,leitung}$ ) (Formel 2).

##### Formel 2: Leitungsbelegung als Ergebnis der Aufteilung der knotenspezifischen Nettobilanz auf die anderen Knoten

$$Leitungsbelegung(t,leitung) = \sum_{knoten} Nettobilanz(t,knoten) \cdot PTDF Matrix(leitung,knoten)$$

Neben der modelltechnischen Implementierung der zusätzlichen Gleichungen wurden in Arbeitsschritt 4.3 auch Parameter für das aggregierte Übertragungsnetz in Deutschland erhoben (Abbildung 5-8).

**Abbildung 5-8: Vereinfachte Abbildung des Übertragungsnetzes in Deutschland**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Das in das PowerFlex-Grid Modell implementierte, vereinfachte Übertragungsnetz in Deutschland basiert auf der VDE-Netzkarte des Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (Stand 01.01.2012) (VDE 2012) und setzt sich aus 42 Bestandsleitungen, einer im Bau sowie 5 in Planung befindlichen knotenübergreifenden Leitungen des AC-Übertragungsnetzes zusammen. Bei der Aggregation des AC-Übertragungsnetzes wurde die thermische Übertragungskapazität der 48 zonenübergreifenden Einzelleitungen addiert. Die Länge der aggregierten Flowgates entspricht der Entfernung zwischen den Mittelpunkten der jeweils benachbarten Regionen (Tabelle 5-2).

**Tabelle 5-2: Anzahl der Leitungen und Länge der aggregierten Flowgates**

Flowgate	Anzahl der Leitungen	Länge
Nord - West	18	410 km
Nord - Mitte	6	310 km
Nord - Ost	8	250 km
West - Süd	4	270 km
West - Mitte	30	200 km
Mitte - Süd	15	220 km
Mitte - Ost	12	240 km
Ost - Süd	0	410 km

Quelle: VDE 2012, Öko-Institut (eigene Berechnung).

Die Aufteilung der Lastflüsse in diesem stark vereinfachten deutschen Drehstromnetz wird parallel zur Einsatzentscheidung im Rahmen des DC-Ansatzes linear und mit Hilfe einer PTDF-Matrix<sup>15</sup> abgebildet. Die PTDF-Matrix basiert dabei auf der thermischen Übertragungskapazität. Ein möglicher Redispatch, welcher aufgrund von bindenden Netzkapazitäten entsteht, wird in dieser Form der Strommarktmodellierung nicht bestimmt, d.h. die Netzrestriktionen beeinflussen in der Modellierung den Einsatz von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen nicht.

Auch werden in diesem Projekt keine HGÜ-Korridore abgebildet. Dies hätte eine Kombination von DC-Modell und Transportmodell zur Folge, was bei diesem hohen Aggregationsgrad zu deutlichen Sprüngen zwischen Lastflüssen auf den aggregierten AC-Leitungen und den HGÜ-Korridoren führen würde. Stattdessen wird in der Ergebnisauswertung versucht, den Bedarf an HGÜ-Korridoren anhand der relativen Auslastung der aggregierten AC-Leitungen nachzuvollziehen.

### 5.5. Bestimmung der benötigten Übertragungsnetzkapazität durch schrittweise Lockerung der Netzrestriktionen

In Arbeitsschritt 4.4 war ursprünglich vorgesehen, durch schrittweise Lockerung der Netzrestriktionen die maximal benötigte Übertragungsnetzkapazität für die Szenarienjahre 2020 und 2030 zu bestimmen. Hintergrund dieses geplanten iterativen Vorgehens war, dass das Übertragungsnetz mit dem Transportmodell-Ansatz abgebildet wird.

Da das Übertragungsnetz jetzt mit dem DC-Ansatz in die Modellerweiterung eingeflossen ist, ist eine schrittweise Lockerung der Netzrestriktionen nicht mehr nötig, um die benötigte Übertragungsnetzkapazität zu bestimmen. Die Lastflüsse verteilen sich nun anhand der auf dem aggregierten Übertragungsnetz basierenden PTDF-Matrix in Abhängigkeit des Kraftwerkseinsatzes und des Einsatzes von Speichern und Flexibilitätsoptionen.

Die benötigte Übertragungsnetzkapazität wird jetzt mit Hilfe eines Schwellwertes für die maximale Leitungsbelastung abgeschätzt. Die resultierenden Lastflüsse werden hierzu als Jahresdauerlinie

<sup>15</sup> Power Transfer and Distribution Factor

dargestellt. Im Netzentwicklungsplan wird auf der Ebene der Einzelleitungen ein Schwellwert von 70 % angenommen, um das n-1 Kriterium<sup>16</sup> zu erfüllen (50Hertz Transmission GmbH et al. 2012a). Aufgrund der stark aggregierten Leitungen ist jedoch ein niedrigerer Schwellwert anzusetzen.

Da hierfür nur eine Schätzung möglich ist, werden die Änderungen der Leitungsbelastung in einer relativen Betrachtung zwischen den Szenarien dargestellt.

## 6. Modellkopplung

Das Arbeitspaket 5 „Modellkopplung und Konvergenzuntersuchung“ gliedert sich in vier Arbeitsschritte:

- Definition und Implementierung eines geeigneten Datenaustauschformats zur Übergabe der aggregierten und extrapolierten Residuallastgänge an „PowerFlex-Grid“. (Arbeitsschritt 5.1)
- Entwicklung und Implementierung eines Datencaching-Mechanismus für „mosaik“, um nicht-preissensitive Simulationsergebnisse ohne Berechnungsmehraufwand wiederverwenden zu können. (Arbeitsschritt 5.2)
- Untersuchung der Eignung sogenannter orthogonaler Taguchi-Versuchspläne zur Abschätzung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Strompreis und Residuallast durch Generierung möglichst repräsentativer Residuallastkurven. (Arbeitsschritt 5.3)
- Untersuchung der Möglichkeit, die aggregierten Flexibilitäten eines gesamten Verteilnetzes z.B. in Form eines abstrakten Speichersystems für die Integration in PowerFlex-Grid abzubilden. (Arbeitsschritt 5.4)

Hauptverantwortlich für AP 5 ist das OFFIS.

Der folgende Abschnitt befasst sich mit der Kopplung der beiden Simulationswerkzeuge. Die in Arbeitspaket 3 „Verteilnetzsimulation“ vorgenommenen Änderungen in den Arbeitsschritten und der Einsatz der Surrogatmodelle (vgl. Abschnitt 4.3) haben ebenfalls Auswirkungen auf Arbeiten in diesem Arbeitspaket. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle von der Beschreibung der einzelnen Arbeitsschritte abgewichen und der folgende Abschnitt in die zwei Teile *Kopplung der Simulationswerkzeuge und Abweichungen von den geplanten Arbeiten* unterteilt.

In dem Abschnitt *Kopplung der Simulationswerkzeuge* wird das Vorgehen und die Umsetzung der Kopplung sowie das eingesetzte Datenaustauschformat vorgestellt. Im Anschluss wird in dem Abschnitt *Abweichungen von den geplanten Arbeiten* zunächst auf die geplanten Arbeiten der Arbeitsschritte 5.2 und 5.3 eingegangen. Anschließend werden Argumente aufgeführt, die die Änderungen der Arbeitsschritte begründen. Für die Bearbeitung von Arbeitsschritt 5.4, d.h. zur Aggregation von Flexibilitäten mehrerer Anlagen in einem Verteilnetz, wurde eine Erweiterung eines Supportvektor-basierten Suchraummodells geprüft. Für die entsprechenden Ergebnisse und Erkenntnisse wird an dieser Stelle auf Abschnitt 3.2 verwiesen.

### 6.1. Kopplung der Simulationswerkzeuge

Ein relevantes methodisches Ergebnis des Projektes ist die Kopplung der beiden eigenständigen Werkzeuge mosaik und PowerFlex-Grid zu einer lose gekoppelten Systemumgebung. Der

---

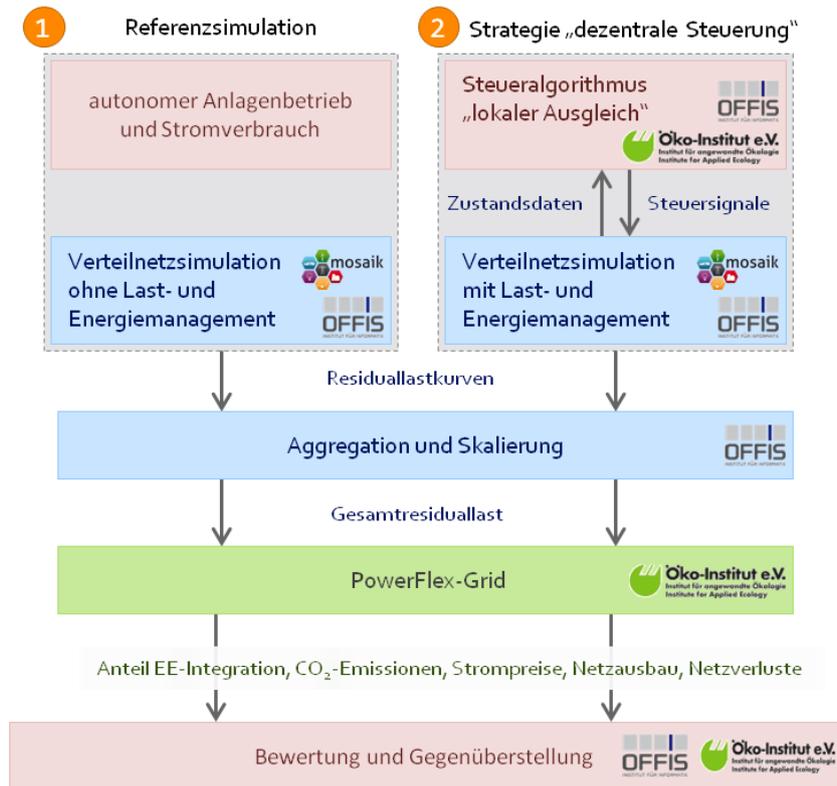
<sup>16</sup> Das n-1 Kriterium gewährleistet, dass auch bei Ausfall eines Betriebsmittels der Stromtransport möglich ist.

Datenaustausch orientiert sich zum einen an den real messbaren Informationen an einem Transformator zwischen der Mittel- und Hochspannungsebene und wird über Residuallastkurven aus dem Verteilnetz dargestellt. Zum anderen werden für die spätere Auswertung der Kennzahlen zusätzlich die Erzeugungs- und Verbrauchsprofile technologiescharf ausgetauscht. Alle Profile sind in stündlicher Auflösung. Je nach eingesetzter Steuerungsstrategie (siehe Kapitel 3) unterscheidet sich der Ablauf in den Berechnungen der Verteilnetzsimulation und der Optimierung in PowerFlex-Grid.

### 6.1.1. Referenzsimulation

In der Referenzsimulation wird der Betrieb der dezentralen Anlagen in den Verteilnetzen nicht über eine bestimmte Steuerungsstrategie koordiniert. Ferner wird der Einsatz der dezentralen Anlagen über technische Restriktionen und äußere Einflüsse, wie beispielsweise der thermische Bedarf in einem Haushalt festgelegt. Die Kopplung zwischen den beiden Simulationswerkzeugen ist in Abbildung 6-1 links dargestellt.

**Abbildung 6-1: Vorgehensweise bei der Modellkopplung der „Referenzsimulation“ (links) und der Strategie „dezentrale Steuerung“ (rechts)**



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

In einem ersten Durchlauf wird auf Verteilnetzebene das ungesteuerte Verhalten der einzelnen Anlagen in den städtischen und ländlichen Simulationsnetzen für jede der fünf Regionen simuliert. Als Simulationsergebnis liegen für jede Region anschließend Erzeugungs- bzw. Verbrauchsprofile für jede einzelne dezentrale Einheit vor. Diese werden für die gesamtdeutsche Betrachtung nach Technologien aggregiert, in stündliche, hochskalierte Leistungswerte umgerechnet und die

zugehörige Residuallastkurve berechnet. Diese Profile werden an PowerFlex-Grid übergeben und als nicht variable Eingabe für die in Kapitel 5 beschriebene Simulation eingesetzt.

#### 6.1.2. **Strategie *dezentrale Steuerung***

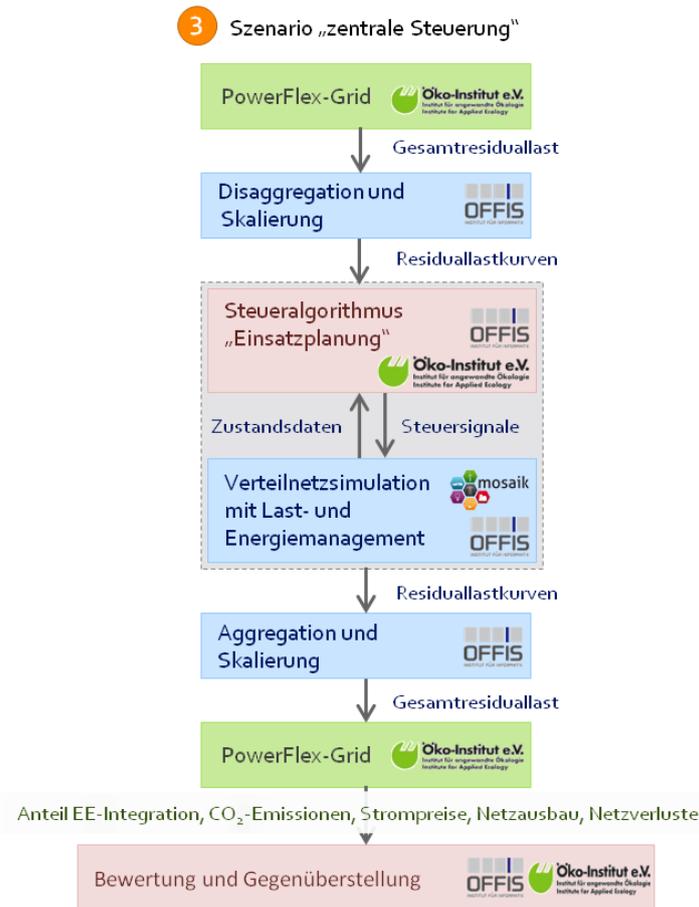
In der Strategie dezentrale Steuerung wird der Ansatz verfolgt, durch den Einsatz der dezentralen Anlagen einen lokalen Ausgleich zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung zu erreichen. Durch diesen Ausgleich sollen die benötigte Leistung, die aus dem Übertragungsnetz eingespeist werden muss, und die Belastung der Netzbetriebsmittel reduziert werden. Zusätzlich ist zu erwarten, dass die Stromgestehungskosten ansteigen, da in der eingesetzten Strategie nicht zusätzlich eine Minimierung der Kosten angestrebt wird. Als Steuerungsstrategie wurde der PowerMatcher-Algorithmus (siehe Abschnitt 3.1) ausgewählt.

Ähnlich wie bei dem Referenzszenario wurde für die Kopplung der Simulationswerkzeuge zunächst die Simulation und Koordination der Verteilnetze berechnet. Die Erzeugungs- und Verbrauchsprofile, sowie aus dem Übertragungsnetz auszugleichende Residuallast werden anschließend aggregiert und hochskaliert. In der Simulation mit PowerFlex-Grid werden diese Profile erneut als nicht variable Eingabe bzw. unflexible Technologien für die Optimierung eingesetzt und die Erzeugung und der Verbrauch im Übertragungsnetz entsprechend angepasst, dass die Residuallast gedeckt ist.

#### 6.1.3. **Strategie *zentrale Steuerung***

In der Strategie zentrale Steuerung wird das Ziel, eine möglichst kostenminimale Energieerzeugung zu erreichen, beibehalten. Dazu wird auf Übertragungsnetzebene ein kostenminimaler Einsatz der verfügbaren Kraftwerke und bekannten Flexibilitäten aus den Verteilnetzen entsprechende Einspeisezeitreihen für die Verteilnetze ermittelt. Über die in Abschnitt 3.3. beschriebene Einsatzplanung werden die dezentralen Energieanlagen derart koordiniert, dass sie das vorgegebene Profil möglichst genau nachbilden können. Um die Berechnungszeiten zu reduzieren, werden die Profile technologiescharf von PowerFlex-Grid übergeben und die Einsatzplanung ausschließlich für die flexiblen Technologien eingesetzt. Durch diesen angepassten Ablauf entsteht eine Rückkopplung zwischen den beiden Simulationswerkzeugen, die in Abbildung 6-2 dargestellt ist.

**Abbildung 6-2: Vorgehensweise bei der Modellkopplung in dem Strategie „zentrale Steuerung“**



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

Auf der Übertragungsnetzebene werden mit PowerFlex-Grid der Einsatz der Kraftwerke und die daraus resultierenden technologiescharfen Profile für die Verteilnetze in den fünf Regionen berechnet. Um diese in der Simulation einsetzbar zu machen, müssen diese Ergebnisse zunächst herunter skaliert auf das städtische und ländliche Simulationsnetz aufgeteilt werden. Die technologiescharfen Profile werden als Vorgaben für die einzelnen Technologien eingesetzt und ein möglichst optimaler Einsatz der einzelnen Einheiten wie in Abschnitt 3.3 beschrieben, ermittelt.

Auf Grund unterschiedlicher Modellierungen und Abstraktionen in den beiden Simulationswerkzeugen ist zu erwarten, dass die dezentralen Einheiten das vorgegeben Zielprofil nicht exakt nachfahren können. Daher werden die durch die Verteilnetzsimulation generierten Profile erneut auf die Regionen hochskaliert und der Kraftwerkseinsatz in PowerFlex-Grid mit diesen Profilen als nicht variable Eingabe erneut berechnet.

## 6.2. Abweichungen von den geplanten Arbeiten

In dem folgenden Abschnitt werden die Änderungen im Vergleich zu der Beschreibung der Arbeitsschritte dieses Arbeitspaketes kurz beschrieben. Die relevanten Faktoren für diese Änderungen sind der Einsatz der Surrogatmodelle anstatt mosaik (vgl. Abschnitt 4.3) und die

Erkenntnisse bezüglich der Aggregation von Flexibilitäten in Form des beschriebenen Suchraummodells (vgl. Abschnitt 3.2)

Wie bereits in Abschnitt 4.3 beschrieben, wird Mosaik aufgrund von zu hohen Berechnungszeiten und Speicherbedarfs in dem Projekt nicht mehr für die Simulation eingesetzt. Zwar ist absehbar, dass der Einsatz eines Datencaching-Mechanismus (Arbeitsschritt 5.2) die Simulation beschleunigen kann. Allerdings wird diese Verbesserung basierend auf den Ergebnissen der Benchmark-Simulationen zum einen als nicht ausreichend eingeschätzt, um die geforderte Anzahl der Szenarien mit den Steuerungsstrategien innerhalb der Projektlaufzeit zu berechnen. Zum anderen muss die Struktur der Algorithmen und die benötigte Berechnungszeit für die Koordination der dezentralen Einheiten berücksichtigt werden. Besonders das lokale Supply-Demand-Matching durch den PowerMatcher benötigt eine entsprechend hohe Berechnungszeit, da jede Einheit durch einen Software Agenten repräsentiert wird, die miteinander kommunizieren. Die erreichbaren Verbesserungen durch einen Datencaching-Mechanismus in der Simulation sind in Verbindung mit dem PowerMatcher weiterhin nicht ausreichend, da hier jede dezentrale Einheit an den Verhandlungen teilnimmt. Der Einsatz der Surrogatmodelle ermöglicht hingegen eine entsprechende Beschleunigung, sodass die Koordination durchgeführt werden kann.

Arbeitsschritt 5.3 hat zum Ziel die Eignung sogenannter orthogonaler Taguchi-Versuchspläne für die Abbildung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Strompreis und Residuallastkurve zu untersuchen und diesen als Metamodell darzustellen. Als Eingabe dienen dabei möglichst repräsentative Residuallastkurven bei verschiedenen Steuerungsstrategien, von denen ein solches Metamodell abgeleitet werden kann. Die Eignung der Taguchi-Versuchspläne wird aufgrund der Änderungen in der Kopplung der beiden Simulationswerkzeuge und dem hohen Berechnungsaufwand bei der Verteilnetzsimulation an dieser Stelle nicht weiter untersucht.

## Teil B: Ergebnisse und Auswertung

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse der Szenarienanalyse wurden im Rahmen von Arbeitspaket 6 berechnet und ausgewertet. OFFIS ist dabei für die Bereitstellung der auf Basis der Verteilnetzsimulation ermittelten Residuallastgänge verantwortlich, während das Öko-Institut deren Weiterverarbeitung bzw. Einbindung in PowerFlex-Grid übernimmt (Arbeitsschritt 6.1). Im Rahmen von Arbeitsschritt 6.2 wurden unter Verantwortung des Öko-Instituts die Simulationsergebnisse unter Zuhilfenahme der in Arbeitsschritt 1.3 definierten Metriken und Kennzahlen bewertet.

### 7. Ergebnisse von Simulation, Optimierung und Modellkopplung

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse der Szenarienanalyse wurden im Rahmen von Arbeitspaket 6 berechnet und ausgewertet. OFFIS ist dabei für die Bereitstellung der auf Basis der Verteilnetzsimulation ermittelten Residuallastgänge verantwortlich, während das Öko-Institut deren Weiterverarbeitung bzw. Einbindung in PowerFlex-Grid übernimmt (Arbeitsschritt 6.1). Im Rahmen von Arbeitsschritt 6.2 wurden unter Verantwortung des Öko-Instituts die Simulationsergebnisse unter Zuhilfenahme der in Arbeitsschritt 1.3 definierten Metriken und Kennzahlen bewertet (vgl. Abschnitt 2.3).

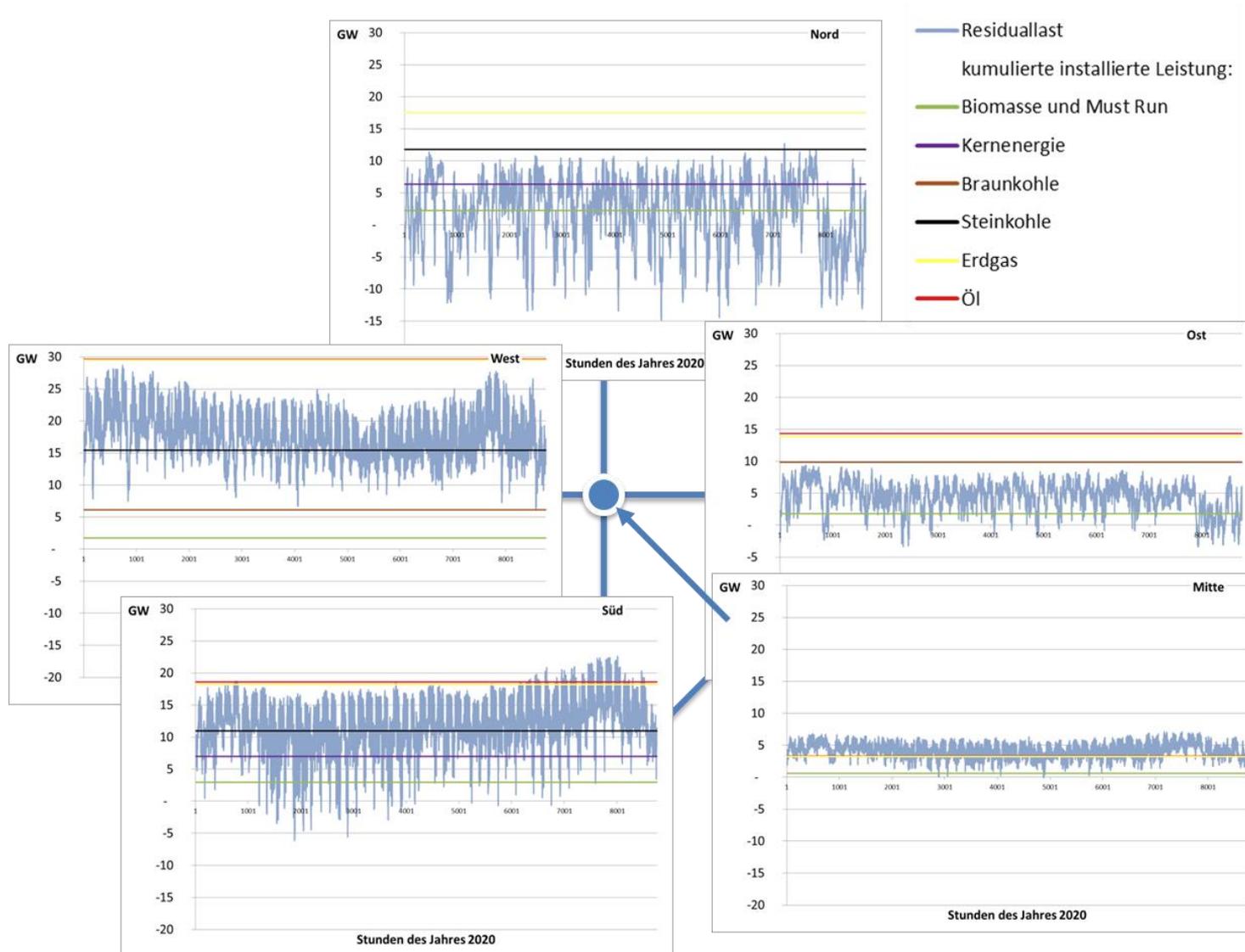
#### 7.1. Erste Auswertung der Inputdaten hinsichtlich Regionalisierung und Netzebene (Preprocessing)

Für die Modellierung wurden die Inputdaten Stromnachfrage, fluktuierendes EE-Angebot, must-run Stromerzeugung und installierte elektrische Leistung von konventionellen Kraftwerken sowohl auf die regionalen Knoten verteilt als auch hinsichtlich der Netzebene (dezentral bzw. zentral) zugeordnet.

##### 7.1.1. Auswertung der Inputdaten hinsichtlich Regionalisierung

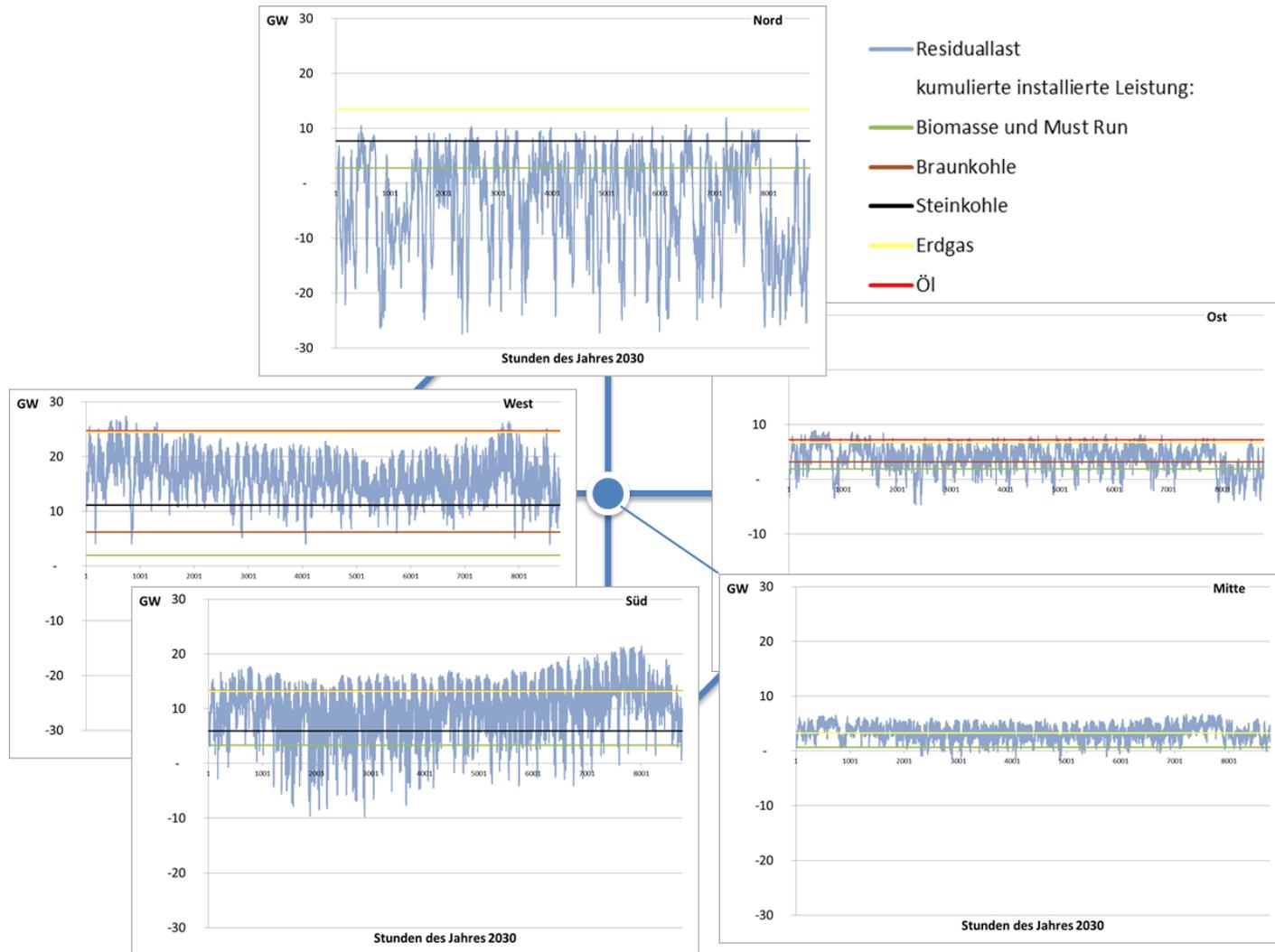
Abbildung 7-1 und Abbildung 7-2 zeigen die regionale Verteilung der Inputdaten über beide Netzebenen hinweg für das Szenariojahr 2020 bzw. 2030. Die Residuallast ist in dieser Darstellung definiert als die Stromnachfrage abzüglich des fluktuierenden EE-Angebots und der must-run Stromerzeugung. Die installierte elektrische Leistung von konventionellen Kraftwerken ist zudem brennstoffspezifisch zusammengefasst und kumuliert dargestellt.

Abbildung 7-1: Residuallasten und konventionelle Erzeugungsleistungen je Knoten im Szenariojahr 2020



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 7-2: Residuallasten und konventionelle Erzeugungsleistungen je Knoten im Szenariojahr 2030



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Dabei zeigt sich, dass insbesondere die Knoten Nord und Ost Überschuss- bzw. Einspeiseknoten sind. Der Knoten Nord weist im Szenariojahr 2020 in rund 2800 h eine negative Residuallast von 12,8 TWh und bis zu -15 GW auf. Im Szenariojahr 2030 nimmt diese Charakteristik weiter zu: eine negative Residuallast tritt dann in 5000 h auf und der Knotenüberschuss steigt auf 51 TWh bzw. bis zu -27 GW an. Der Knoten Ost zeigt im Szenariojahr 2020 punktuell in rund 400 h eine negative Residuallast von insgesamt 0,5 TWh und bis zu -3,4 GW. Die kumulierte installierte elektrische Leistung der konventionellen Kraftwerke (insbesondere Kohlekraftwerke) übersteigt die positive Residuallast deutlich. Im Szenariojahr 2030 treten zwei gegenläufige Effekte auf: durch den verstärkten Zubau an Windenergie verstärkt sich zum einen die negative Residuallast, die dann in 700 h auftritt und in der Jahressumme rund 0,9 TWh bzw. maximal -4,6 GW umfasst. Zum anderen nimmt auch die kumulierte elektrische Leistung der konventionellen Kraftwerke ab. In der Folge kommt es in 200 h zu einem lokalen Stromdefizit in Höhe von 0,2 TWh.

Dem gegenüber weist der Knoten West in beiden Szenariojahren ganzjährig eine positive Residuallast auf, d.h. er stellt eine kontinuierliche Stromsenke dar. Während der Knoten West im Szenariojahr 2020 seine lokale Residuallast vollständig auch ausschließlich mit eigenen konventionellen Kraftwerken decken kann, kommt es im Szenariojahr 2030 in 140 h zu punktuellen lokalen Defiziten im Winterhalbjahr (ca. 0,1 TWh).

Der Knoten Süd weist sowohl Zeiten mit einer negativen Residuallast (insbesondere in den durch PV-Stromerzeugung geprägten Sommermonaten) als auch Zeiten mit einem Stromdefizit auf, welches nicht durch eigene konventionelle Kraftwerke gedeckt werden kann. Im Szenariojahr 2020 beschränkt sich das Stromdefizit noch auf rund 370 h bzw. 0,5 TWh in den Wintermonaten, im Szenariojahr 2030 tritt es ganzjährig in etwa 2100 h auf. Das lokale Stromdefizit beläuft sich auf etwa 4,7 TWh und tritt überwiegend am späten Nachmittag bzw. in den Abendstunden auf.

Der Knoten Mitte ist insbesondere im Szenariojahr 2020 von einem deutlichen Stromdefizit geprägt, welches in rund 7000 h auftritt und etwa 9,9 TWh umfasst. Im Szenariojahr 2030 nimmt das lokale Stromdefizit auf 5,9 TWh bzw. 5100 Defizitstunden ab.

Basierend auf dieser Ausgangslage wird deutlich, dass das Übertragungsnetz insbesondere in den Richtungen Nord → West, Nord → Mitte → Süd, Ost → Mitte → West sowie Ost → Mitte → Süd eine Transportaufgabe zu erfüllen hat.

### 7.1.2. Auswertung der Inputdaten hinsichtlich der Netzebene

Die Aufteilung von Stromnachfrage, EE-Angebot und installierter elektrischer Leistung thermischer Kraftwerke auf die dezentrale und zentrale Netzebene im Szenariojahr 2020 zeigt Tabelle 7-1. Es wird deutlich, dass knapp 60 % der Stromnachfrage und 70 % des EE-Angebots an die dezentrale Netzebene angeschlossen sind, hingegen nur 10 % der thermischen Kraftwerkskapazität in Form von erdgas-, klärgas- und biogasbetriebenen BHKW.

Im Szenariojahr 2030 nimmt der Anteil des an die dezentrale Netzebene angeschlossenen EE-Angebots auf 60 % ab (steigt jedoch absolut an). Die relative Abnahme ist auf die überproportional starke Zunahme von Wind offshore zurückzuführen. Trotz der Zunahme von Wärmepumpen und Elektromobilität bleibt der Anteil der an der dezentralen Netzebene angeschlossenen Stromverbraucher mit rund 60 % konstant. Die dezentrale Ebene muss dafür im Vergleich zur zentralen Ebene einen höheren Beitrag zur Energieeffizienz leisten. Der Anteil thermischer Kraftwerke auf dezentraler Ebene steigt im Szenariojahr 2030 auf etwa 15 % an, was weniger auf die Zunahme der installierten BHKW-Leistung als auch den Rückgang an Kraftwerkskapazität auf zentraler Ebene zurückzuführen ist (Tabelle 7-2).

**Tabelle 7-1: Aufteilung von Stromnachfrage, EE-Angebot und installierter elektrischer Leistung konventioneller Kraftwerke auf die dezentrale und zentrale Netzebene im Szenariojahr 2020**

	Dezentrale Netzebene	Zentrale Netzebene	Gesamt
Stromnachfrage	307 TWh	220 TWh	527 TWh
EE-Angebot	118 TWh	52 TWh	170 TWh
Thermische Kraftwerke	8 GW	74 GW	82 GW

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Tabelle 7-2: Aufteilung von Stromnachfrage, EE-Angebot und installierter elektrischer Leistung konventioneller Kraftwerke auf die dezentrale und zentrale Netzebene im Szenariojahr 2030**

	Dezentrale Netzebene	Zentrale Netzebene	Gesamt
Stromnachfrage	290 TWh	208 TWh	498 TWh
EE-Angebot	145 TWh	92 TWh	237 TWh
Thermische Kraftwerke	10 GW	51 GW	61 GW

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

## 7.2. Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen

Für den Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen liegen insgesamt vier Einsatzprofile als Ergebnis der Simulation und Optimierung vor:

- a) Referenzsimulation
- b) Strategie dezentrale Steuerung (PowerMatcher)
- c) Strategie zentrale Steuerung (Zielprofil berechnet mit PowerFlex-Grid)
- d) Strategie zentrale Steuerung (realisiertes Profil mit mosaik)

Im Referenzszenario wird der Einsatz der dezentralen Technologien unabhängig vom Strommarkt simuliert, d.h. es sind ausschließlich anlagenspezifische Restriktionen wirksam und die Technologien agieren als unflexible Verbraucher oder Erzeuger. Im Fall der dezentralen Steuerung wird der Einsatz der dezentralen Technologien mit dem Ziel eines lokalen Ausgleichs mit Hilfe des PowerMatcher Algorithmus bestimmt. Die zentrale Steuerung setzt sich aus zwei Einsatzprofilen zusammen: einem Zielprofil, welches aus der zentralen Perspektive mit perfekter Voraussicht über 120 h und ohne Berücksichtigung lokaler und teilweise auch anlagenspezifischer Restriktionen im Rahmen einer Gesamtkostenminimierung mit PowerFlex-Grid berechnet wird und einem realisiertem Profil, welches die lokalen und anlagenspezifischen Restriktionen einhält (mosaik).

In den folgenden Abschnitten werden die verschiedenen Einsatzprofile der dezentralen Flexibilitätsoptionen dargestellt und bewertet.

### 7.2.1. Blockheizkraftwerke

Die Stromerzeugung aller BHKW beträgt 52 TWh im Szenariojahr 2020 und 60 TWh im Szenariojahr 2030. Die berechneten Einsatzprofile der BHKW zeigen in beiden Szenariojahren ein ähnliches Verhalten und sind für das Szenariojahr 2030 in Abbildung 7-3 dargestellt.

Im Referenzszenario (blaue Kurve) zeigt sich die Dominanz der Biogas-BHKW in dieser Technologiegruppe. Das Referenzprofil ist durch den kontinuierlichen Anlagenbetrieb der Biogas-BHKW überwiegend gleichförmig geformt. Die Erdgas-BHKW zur Objektversorgung prägen dem Referenzprofil einen saisonalen Charakter auf mit einer erhöhten gekoppelten Stromproduktion in den Wintermonaten.

Der PowerMatcher Algorithmus nutzt im Szenario mit dezentraler Steuerung die durch den Biogas- oder Wärmespeicher gegebene Flexibilität (rote Kurve) und es kommt im Vergleich zum Referenzszenario im Szenariojahr 2020 zu einer Verlagerung der Stromerzeugung von 2,2 TWh bzw. von bis zu +1,4 GW und -2,7 GW. Die flexibilisierte Stromerzeugung entspricht 4,3 % der Gesamtstromerzeugung der BHKW. Im Szenariojahr 2030 werden 4,6 % der Gesamtstromerzeugung der BHKW bei dezentraler Steuerung flexibilisiert. Dies entspricht rund 2,7 TWh bzw. einer Anpassung der Stromerzeugung in Höhe von +1,9 GW bzw. -2,6 GW. Der höhere Grad der Flexibilisierung im Szenariojahr 2030 ist auf das etwas höhere Flexibilitätspotenzial zurückzuführen<sup>17</sup>.

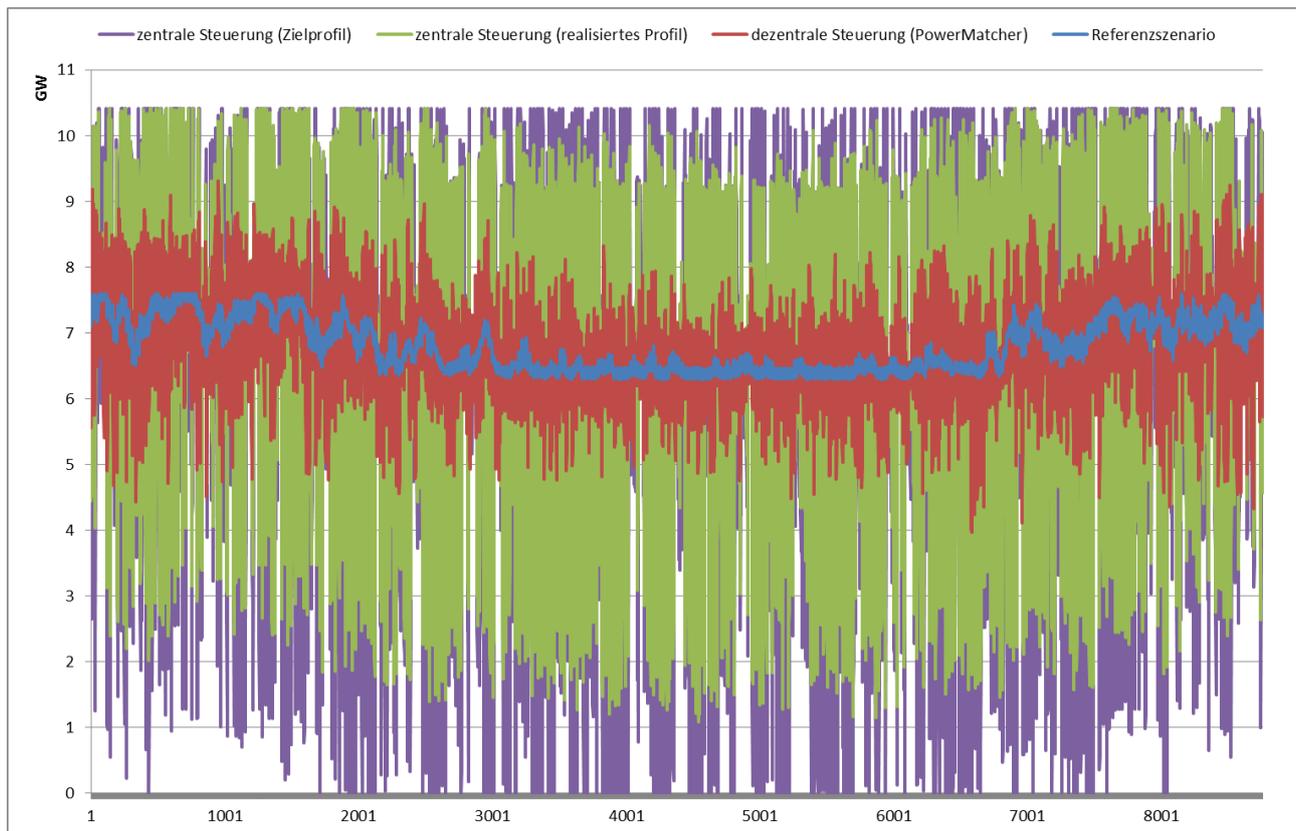
Im Vergleich zur dezentralen Steuerung lässt sich aus zentraler Sicht und mit perfekter Voraussicht über 120 h die Flexibilität der BHKW stärker nutzen. Das mit PowerFlex-Grid berechnete Zielprofil für die zentrale Steuerung führt im Szenariojahr 2020 zu einer Verlagerung der Stromerzeugung in Höhe von 7,1 TWh bzw. von bis zu +2,5 GW (alle BHKW mit Maximalleistung) und -6,1 GW (alle BHKW aus). Die flexibilisierte Stromerzeugung entspricht rund 14 % der Gesamtstromerzeugung der BHKW. Im Szenariojahr 2030 werden 17 % der Gesamtstromerzeugung der BHKW bei zentraler Steuerung mit PowerFlex-Grid flexibilisiert. Dies entspricht rund 10,2 TWh bzw. einer Anpassung der Stromerzeugung in Höhe von +4,1 GW (alle BHKW mit Maximalleistung) bzw. -7,4 GW (alle BHKW aus).

Unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Restriktionen kann das mit Powerflex-Grid berechnete Zielprofil nur anteilig realisiert werden (grüne Kurve). Die verlagerte Stromerzeugung nimmt im Szenariojahr 2020 auf 6,4 TWh (12 %) bzw. 7,6 TWh (13 %) im Szenariojahr 2030 ab. Es fällt insbesondere auf, dass unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Restriktionen niemals alle Anlagen gleichzeitig außer Betrieb gehen.

---

<sup>17</sup> Die Volllaststundenzahl der Biogas-BHKW nimmt von 7000 h im Szenariojahr 2020 auf 6000 h im Szenariojahr 2030 ab.

Abbildung 7-3: Einsatzprofile der BHKW im Szenariojahr 2030



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

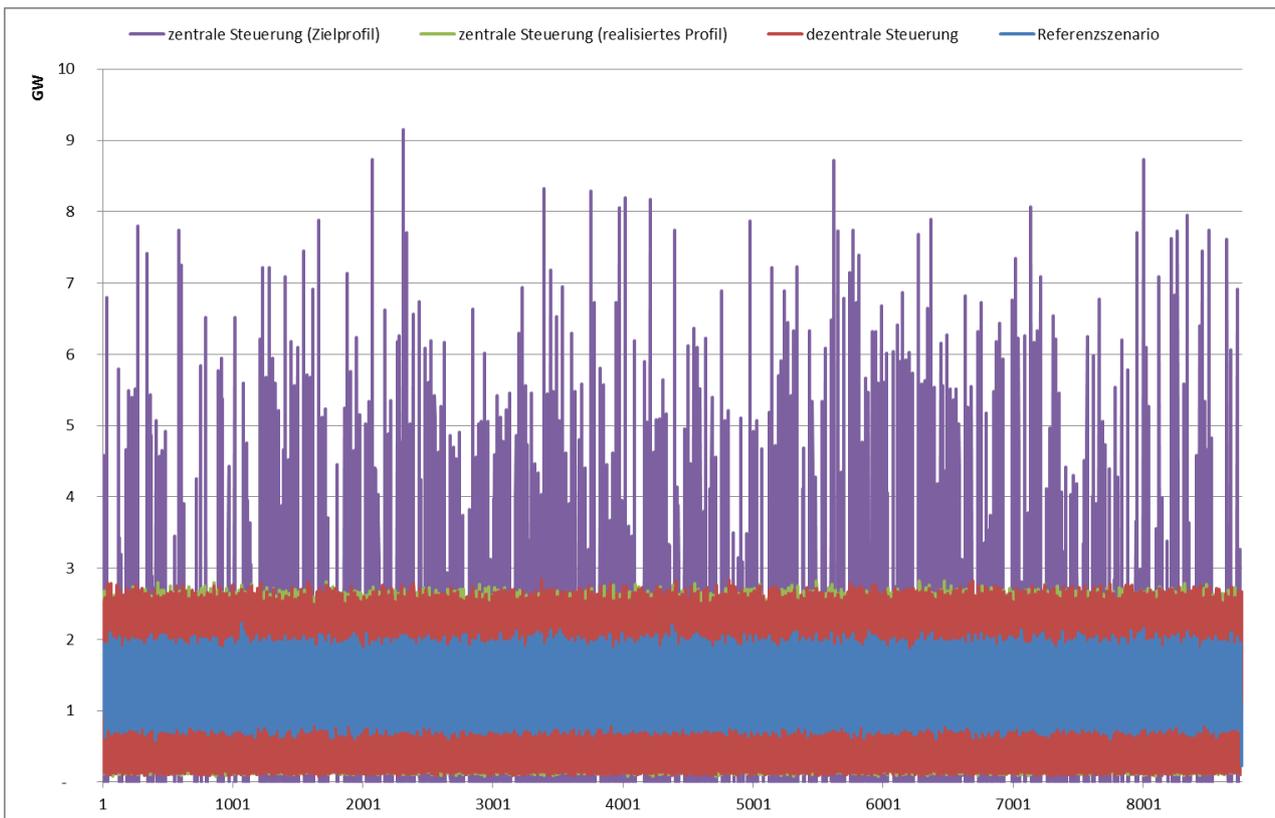
### 7.2.2. Elektromobilität

Der Stromverbrauch für Elektrofahrzeuge beläuft sich im Szenariojahr 2020 auf 1 TWh und 11 TWh im Szenariojahr 2030. Die berechneten Verbrauchsprofile für die Technologiegruppe Elektromobilität sind exemplarisch für das Szenariojahr 2030 in Abbildung 7-4 dargestellt. Mit dezentraler Steuerung (rote Kurve) kommt es im Vergleich zum Referenzszenario (blaue Kurve) zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs in Höhe von 3,9 TWh. Dies entspricht rund 35 % des Stromverbrauchs der Elektrofahrzeuge.

Mit zentraler Steuerung und perfekter Voraussicht wird mit PowerFlex-Grid eine Verlagerung des Stromverbrauchs in Höhe von 2,0 TWh berechnet (violette Kurve) und damit deutlich weniger als bei dezentraler Steuerung. Dies entspricht etwa 18 % der Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen und beinhaltet sowohl punktuell eine gleichzeitige Beladung aller Elektrofahrzeuge (+7,3 GW) als auch ein vollständiges Ausschalten der Beladung (-2,1 GW).

Unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Restriktionen wird ein Profil realisiert, welches im Wesentlichen dem Profil bei dezentraler Steuerung entspricht.

Abbildung 7-4: Verbrauchsprofile für Elektromobilität im Szenariojahr 2030



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

### 7.2.3. Wärmepumpen

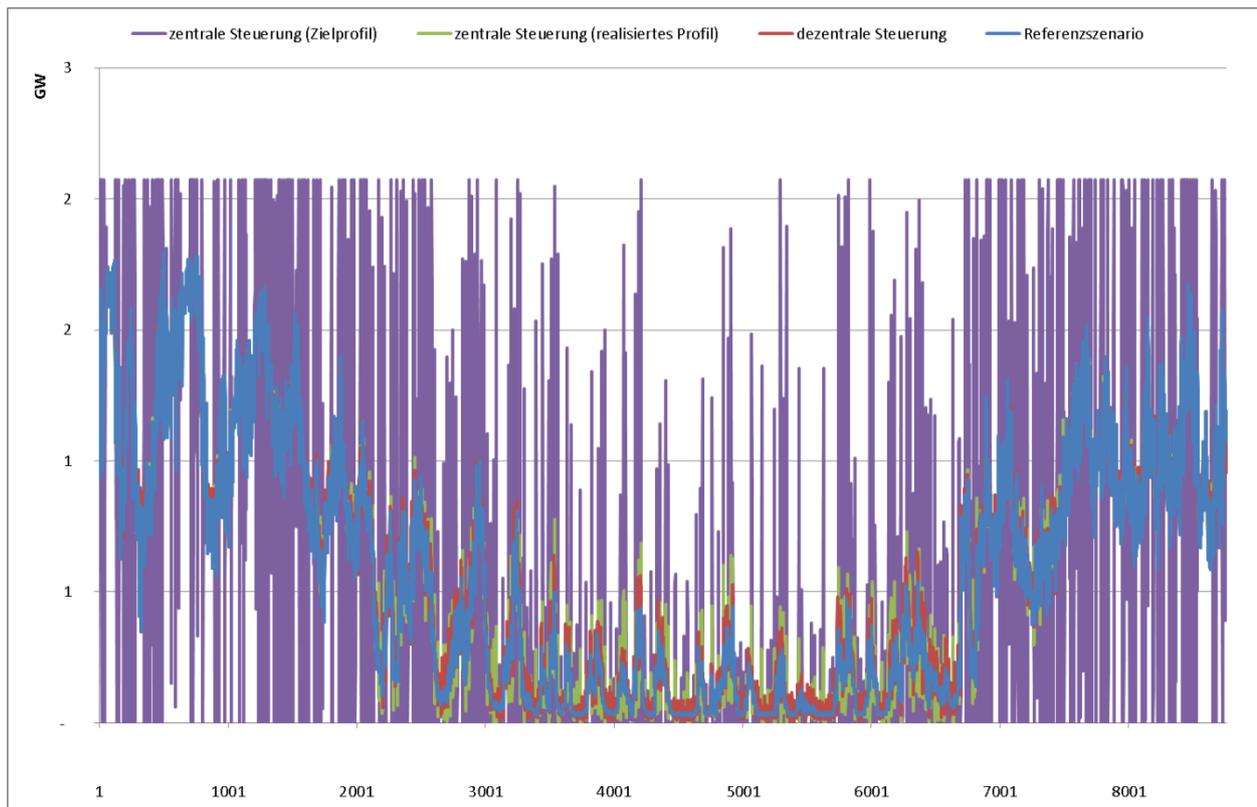
Der Stromverbrauch für Wärmepumpen beläuft sich im Szenariojahr 2020 auf 3 TWh und 5,1 TWh im Szenariojahr 2030. Die berechneten Verbrauchsprofile der Wärmepumpen zeigen in beiden Szenariojahren ein ähnliches Verhalten und sind für das Szenariojahr 2030 in Abbildung 7-5 dargestellt.

Mit dezentraler Steuerung (rote Kurve) kommt es im Vergleich zum Referenzszenario (blaue Kurve) zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs in Höhe von 0,3 TWh. Dies entspricht rund 5 % des Stromverbrauchs der Wärmepumpen im Szenariojahr 2030. Das Flexibilitätspotenzial wird von dem PowerMatcher Algorithmus in erster Linie in den Sommermonaten genutzt.

Mit zentraler Steuerung und perfekter Voraussicht wird mit PowerFlex-Grid eine Verlagerung des Stromverbrauchs in Höhe von 0,7 TWh berechnet (violette Kurve). Dies entspricht etwa 13 % des Stromverbrauchs der Wärmepumpen im Szenariojahr 2030 und beinhaltet sowohl einen wiederkehrenden Betrieb aller Wärmepumpen mit ihrer installierten elektrischen Leistung (+2,0 GW) als auch ein vollständiges Ausschalten aller Wärmepumpen (-1,7 GW). Das Flexibilitätspotenzial wird sowohl im Winter als auch im Sommer genutzt.

Unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Restriktionen wird ein auf dem Steuerungssignal aus zentraler Perspektive basierendes Profil realisiert, welches relativ eng mit dem Profil der dezentralen Steuerung korreliert.

**Abbildung 7-5: Verbrauchsprofile für Wärmepumpen im Szenariojahr 2030**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

#### 7.2.4. Lastmanagement im Sektor GHD

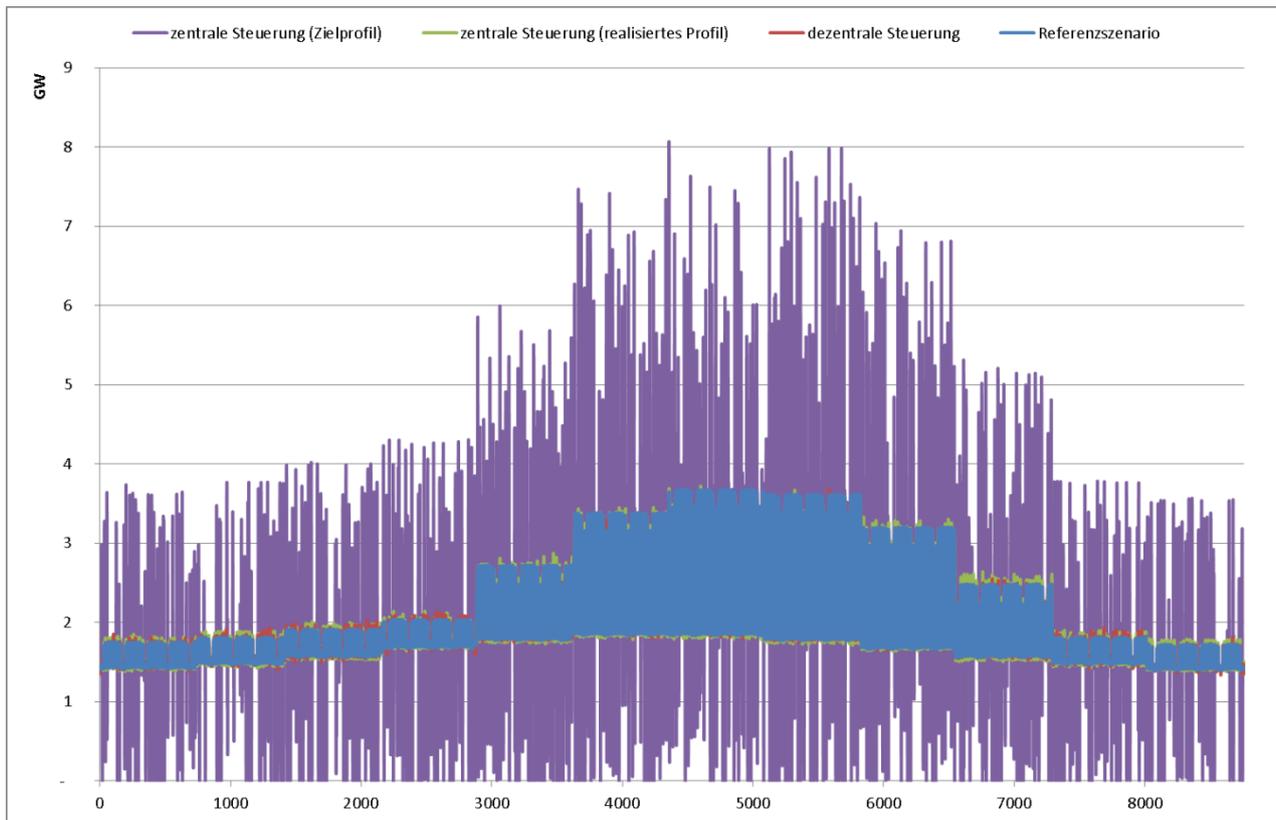
Der flexible Stromverbrauch für Lastmanagement im Sektor GHD beläuft sich im Szenariojahr 2020 auf 7,5 TWh und 17,7 TWh im Szenariojahr 2030. Die berechneten Verbrauchsprofile für Lastmanagement im Sektor GHD zeigen in beiden Szenariojahren ein ähnliches Verhalten und sind exemplarisch für das Szenariojahr 2030 in Abbildung 7-6 dargestellt.

Mit zentraler Steuerung und perfekter Voraussicht wird mit PowerFlex-Grid (violette Kurve) eine Verlagerung des Stromverbrauchs in Höhe von 1,1 TWh im Vergleich zum Referenzszenario (blaue Kurve) berechnet. Dies entspricht etwa 6 % des flexiblen Stromverbrauchs für Lastmanagement im Sektor GHD im Szenariojahr 2030.

Mit dezentraler Steuerung (rote Kurve) kommt es im Vergleich zum Referenzszenario (blaue Kurve) zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs in Höhe von 0,2 TWh. Dies entspricht knapp 1 % des flexiblen Stromverbrauchs für Lastmanagement im Sektor GHD im Szenariojahr 2030.

Unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Restriktionen wird ein auf dem Steuerungssignal aus zentraler Perspektive basierendes Profil realisiert, welches relativ eng mit dem Profil der dezentralen Steuerung korreliert.

**Abbildung 7-6: Verbrauchsprofile für Lastmanagement im Sektor GHD im Szenariojahr 2030**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

### 7.2.5. Lastmanagement im Sektor private Haushalte

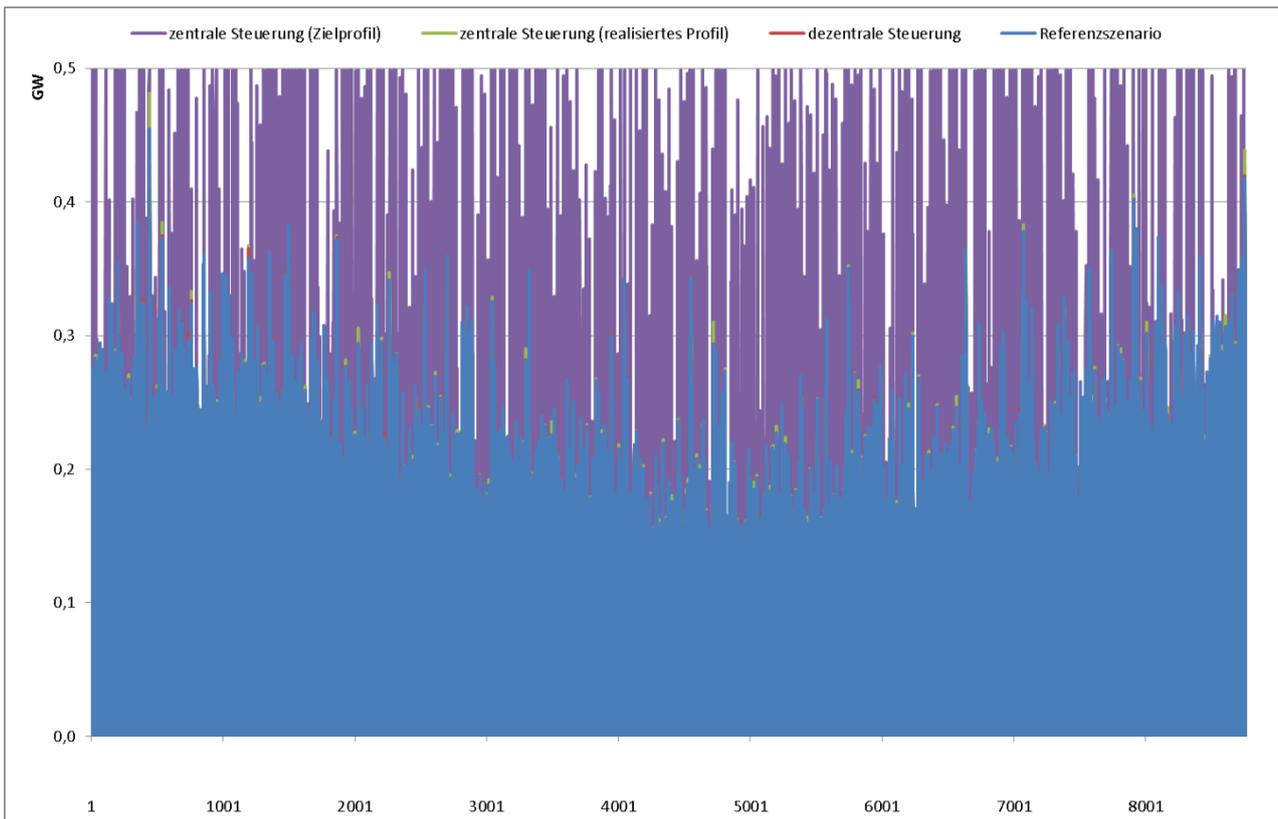
Der flexible Stromverbrauch für Lastmanagement im Sektor private Haushalte beläuft sich im Szenariojahr 2020 auf 0,6 TWh und 1,1 TWh im Szenariojahr 2030. Diese Technologiegruppe spielt im Vergleich zu den anderen Technologiegruppen hinsichtlich des flexiblen Stromverbrauchs nur eine untergeordnete Rolle. Die berechneten Verbrauchsprofile für Lastmanagement im Sektor private Haushalte zeigen in beiden Szenariojahren ein ähnliches Verhalten und sind für das Szenariojahr 2030 in Abbildung 7-7 dargestellt.

Mit dezentraler Steuerung (rote Kurve) kommt es im Vergleich zum Referenzszenario (blaue Kurve) zu einer Verlagerung des Stromverbrauchs in Höhe von 0,3 TWh. Dies entspricht rund 5 % des Stromverbrauchs der Wärmepumpen im Szenariojahr 2030. Das Flexibilitätspotenzial wird von dem PowerMatcher Algorithmus in erster Linie in den Sommermonaten genutzt.

Mit zentraler Steuerung und perfekter Voraussicht wird mit PowerFlex-Grid eine Verlagerung des Stromverbrauchs in Höhe von 0,7 TWh berechnet (violette Kurve). Dies entspricht etwa 13 % des Stromverbrauchs der Wärmepumpen im Szenariojahr 2030 und beinhaltet sowohl einen wiederkehrenden Betrieb aller Wärmepumpen mit ihrer installierten elektrischen Leistung (+2,0 GW) als auch ein vollständiges Ausschalten aller Wärmepumpen (-1,7 GW). Das Flexibilitätspotenzial wird sowohl im Winter als auch im Sommer genutzt.

Unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Restriktionen wird ein auf dem Steuerungssignal aus zentraler Perspektive basierendes Profil realisiert, welches relativ eng mit dem Profil der dezentralen Steuerung korreliert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass auf Grund der großskaligen Szenarien und langen Simulationszeiträume teilweise eine starke Abstraktion vorgenommen wurde, so dass nicht alle Freiheitsgrade bzw. Flexibilitäten ausreichend abgebildet werden konnten.

**Abbildung 7-7: Verbrauchsprofile für Lastmanagement im Sektor private Haushalte im Szenariojahr 2030**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

### 7.2.6. Zwischenfazit für den Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen

Aus den dargestellten Einsatzprofilen der einzelnen Technologieoptionen auf dezentraler Ebene fallen mehrere sich wiederholende Muster auf:

- Die Nutzung von dezentraler Flexibilität ist bei der zentralen Steuerungsstrategie am größten. Dies ist im Wesentlichen auf drei Faktoren zurückzuführen:
  - (1) Durch die perfekte Voraussicht der Optimierung über 120 h können die Flexibilitätsoptionen auf der Zeitachse vorausschauend eingesetzt werden.
  - (2) Durch die Kenntnis von Stromnachfrage und Erzeugungskapazität in allen Regionen können die Flexibilitätsoptionen auch überregional eingesetzt werden.
  - (3) Da nicht alle anlagenspezifische Restriktionen erfasst werden und von einem vollständigen Gleichzeitigkeitsfaktor ausgegangen wird, wird die tatsächliche

Flexibilität überschätzt. Dies drückt sich insbesondere dadurch aus, dass teilweise alle Anlagen mit maximaler Leistung betrieben werden oder auch gleichzeitig außer Betrieb sind.

- Für die BHKW wird das Steuerungssignal aus zentraler Perspektive, das sogenannte Zielprofil, aus der dezentralen Perspektive hinsichtlich seiner Fluktuation nachgefahren, jedoch nicht in vollem Umfang. Diese Einschränkung ist auf anlagenspezifische Restriktionen zurückzuführen und bildet die nutzbare Flexibilität im Vergleich zum Zielprofil realistischer ab.
- Für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs kann das Steuerungssignal aus zentraler Perspektive (Zielprofil) nur sehr eingeschränkt nachgefahren werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass auf Grund der großskaligen Szenarien und langen Simulationszeiträume teilweise eine starke Abstraktion vorgenommen wurde, so dass nicht alle Freiheitsgrade bzw. Flexibilitäten ausreichend abgebildet werden konnten.
- Die Nutzung von dezentraler Flexibilität fällt bei der dezentralen Steuerungsstrategie geringer aus als bei der zentralen Steuerungsstrategie aus. Dies ist im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückzuführen:
  - (1) Der PowerMatcher Algorithmus führt das Matching basierend auf den Informationen einer einzelnen Stunde durch. Dadurch ist kein vorausschauender Einsatz auf der Zeitachse möglich.
  - (2) Der PowerMatcher Algorithmus führt das Matching basierend auf den Informationen in einem einzelnen Verteilnetz durch. Dadurch ist ein überregionaler Einsatz der Flexibilitätsoptionen nicht möglich.

Nachfolgend werden in Kapitel 8 die Simulationsergebnisse der einzelnen Steuerungsstrategien hinsichtlich ihrer Effekte im Vergleich zur Referenzsimulation bewertet. Ausgangspunkt dieser Effekte sind die in Kapitel 7 dargestellten Einsatzprofile. Dabei ist zu beachten, dass nur ein sehr geringer Teil der Stromerzeugung bzw. der Stromnachfrage in Deutschland mit den beiden unterschiedlichen Steuerungsstrategien zeitlich verlagert wurde. Insgesamt wurde im Szenariojahr 2020 zwischen 0,5 % und 1,6 % der gesamtdeutschen Last bzw. Stromerzeugung auf dezentraler Ebene verlagert, im Szenariojahr 2030 sind es zwischen 1,4 % und 2,9 % (Tabelle 7-3).

**Tabelle 7-3: Durch dezentrale Flexibilität verlagerte Stromerzeugung bzw. Stromnachfrage in Deutschland in Abhängigkeit der Steuerungsstrategien**

	Dezentrale Steuerung	Zentrale Steuerung (Zielprofil)	Zentrale Steuerung (realisiertes Profil)
<b>Stromnachfrage 2020</b>	0,2 TWh (0,05 %)	1,4 TWh (0,3 %)	0,2 TWh (0,05 %)
<b>Stromerzeugung 2020</b>	2,2 TWh (0,4 %)	7,1 TWh (1,3 %)	6,4 TWh (1,2 %)
<b>Gesamt 2020</b>	2,4 TWh (0,45 %)	8,5 TWh (1,6 %)	6,6 TWh (1,25 %)
<b>Stromnachfrage 2030</b>	4,4 TWh (0,9 %)	3,9 TWh (0,8 %)	4,3 TWh (0,9 %)
<b>Stromerzeugung 2030</b>	2,7 TWh (0,5 %)	10,2 TWh (2,1 %)	7,7 TWh (1,5 %)
<b>Gesamt 2030</b>	7,1 TWh (1,4 %)	14,1 TWh (2,9 %)	12,0 TWh (2,4 %)

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

## 8. Bewertung der Simulationsergebnisse

### 8.1. Ergebnisse der Verteilnetzsimulation

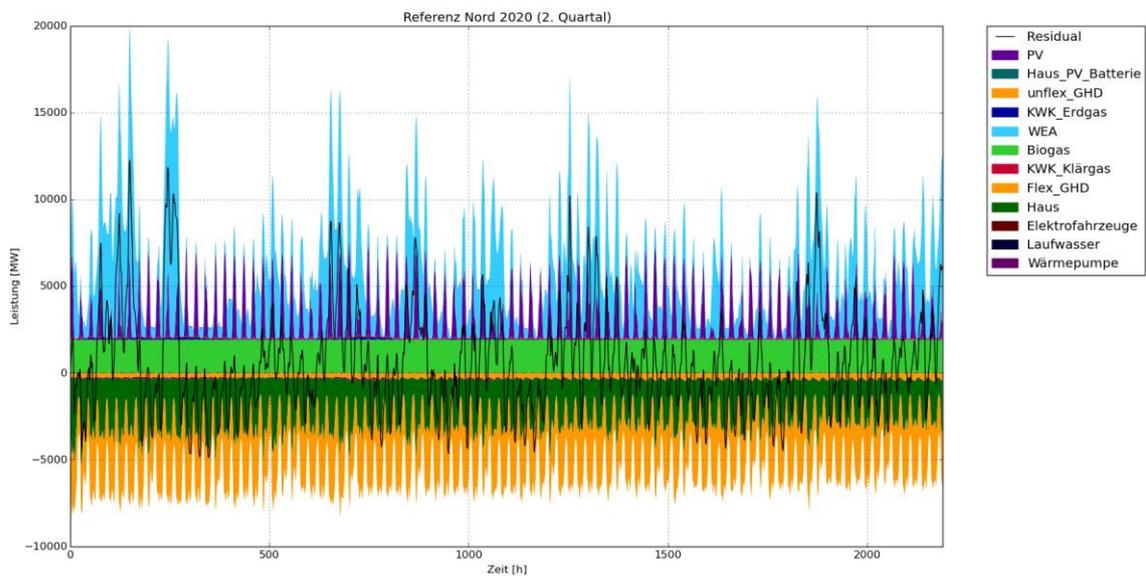
Der folgende Abschnitt gibt eine kurze Übersicht, über die in der Verteilnetzsimulation erzeugten Ergebnisse. An dieser Stelle werden die Unterschiede in den regionalen Ausprägungen und dem Zuwachs der installierten Leistungen der einzelnen Technologien anhand ausgewählter Profile vorgestellt.

#### 8.1.1. Regional-spezifische Ausprägungen

In Anforderung 3) der Szenariendefinition (Kapitel 2) ist gefordert, dass regional-spezifischen Ausprägungen in den Simulationsszenarien berücksichtigt werden. Neben den unterschiedlichen Annahmen bzgl. der installierten Leistungen nach Technologie, spielt hier auch der Einsatz von regional-spezifischen Wetterbedingungen (wie Sonneneinstrahlung, Windbedingungen und Wärmebedarfe der Haushalte) eine wichtige Rolle. Nachfolgend werden jeweils ausgewählte Profile der Referenzsimulation vorgestellt und die erkennbaren Unterschiede erläutert. Zur besseren Übersichtlichkeit zeigen die Abbildungen jeweils einen Ausschnitt der Jahressimulation für Referenz 2020. In den nachfolgenden Abbildungen wird jeweils das zweite Quartal von 2020 dargestellt, da auf der einen Seite eine hohe Erzeugung durch PV-Anlagen zu erwarten ist und auf der anderen Seite in den vorliegenden Windprofilen zusätzlich eine moderate Erzeugung durch Windkraft im Norden erkennbar ist.

Bereits heutzutage sind im Norden Deutschlands eine große Menge Windkraftanlagen installiert. Dieser Zubau wird sich in den folgenden Jahren verstärken. Ein Großteil der zugebauten Windkraftanlagen wird auf der Hoch- und Höchstspannungsebene stattfinden, aber auch in der Mittelspannungsebene ist die starke Ausprägung der Erzeugung durch Windkraft erkennbar. Abbildung 8-1 zeigt die Erzeugungs- und Verbrauchsprofile der Referenzsimulation des Knoten Nord für das 2. Quartal 2020.

**Abbildung 8-1: Simulationsergebnisse der Referenzsimulation für Nord 2020, 2. Quartal (negative: Leistung: Verbrauch, positive Leistung: Erzeugung)**

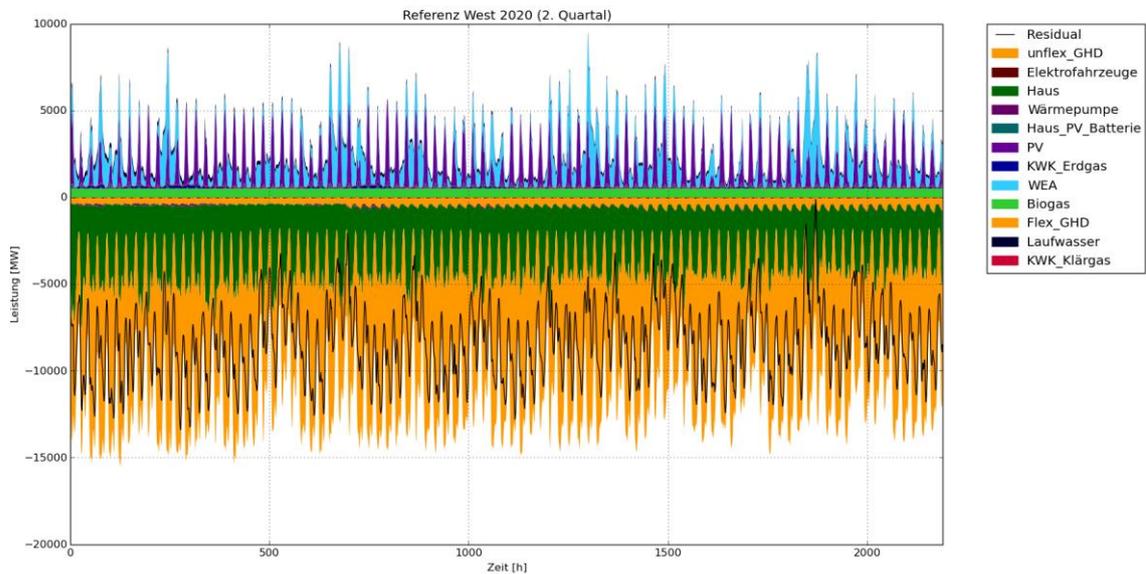


Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

Neben der starken Ausprägung der erzeugten Leistung durch Windkraft, ist auch die Entwicklung der Residuallast (dargestellt über die schwarze Linie) deutlich erkennbar. Auf Grund der hohen Windeinspeisung übersteigt die erzeugte Leistung den Verbrauch in dem 2. Quartal häufig, was zu einer Rückspeisung in das Übertragungsnetz führt.

Im Gegensatz zum Norden Deutschlands stellt der Westen eines der großen Verbrauchszentren in Deutschland dar. Der angenommene Zubau der erneuerbaren Energien wird in den betrachteten Studien als deutlich geringer als im Norden angenommen. Abbildung 8-2 zeigt die simulierten Erzeugungs- und Verbrauchsprofile der Region West für das 2. Quartal von 2020.

**Abbildung 8-2: Simulationsergebnisse der Referenzsimulation für West 2020, 2. Quartal (negative: Leistung: Verbrauch, positive Leistung: Erzeugung)**

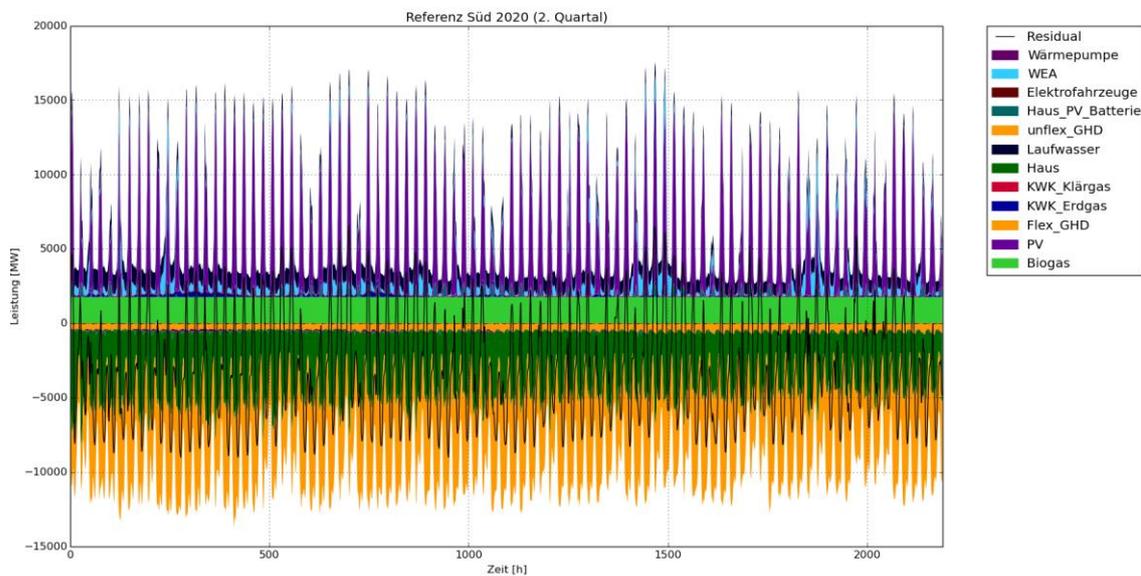


Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

Neben der starken Ausprägung der Gewerbelasten und vergleichsweise geringen Erzeugung durch dezentrale Erzeugungsanlagen, ist ein Unterschied in dem Verlauf der Windprofile erkennbar. Wie bereits beschreiben, werden für jede Region spezifische Profile eingesetzt. Durch die Abhängigkeit der erzeugten Windleistung von den vorherrschenden Windbedingungen, sind die unterschiedlichen Windprofile gut erkennbar. Ein weiteres interessantes Ergebnis ist der Verlauf der Residuallast. Auf Grund der hohen Lastsituation, kommt es nur sehr selten zu einem Überschuss der erzeugten Leistung und somit zu einer Rückspeisung in das Übertragungsnetz.

Abschließend wird an dieser Stelle das Simulationsergebnis der Region Süd für den gleichen Zeitraum vorgestellt. Grundsätzlich zeichnet sich der Süden durch große Lastzentren aus. Allerdings wird im Süden auf Grund der durchschnittlich hohen Sonnenstundenzahl im Jahr, der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen vorangetrieben. Abbildung 8-3 zeigt die Simulationsergebnisse für den Süden im 2. Quartal 2020.

**Abbildung 8-3: Simulationsergebnisse der Referenzsimulation für Süd 2020, 2. Quartal (negative: Leistung: Verbrauch, positive Leistung: Erzeugung)**



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

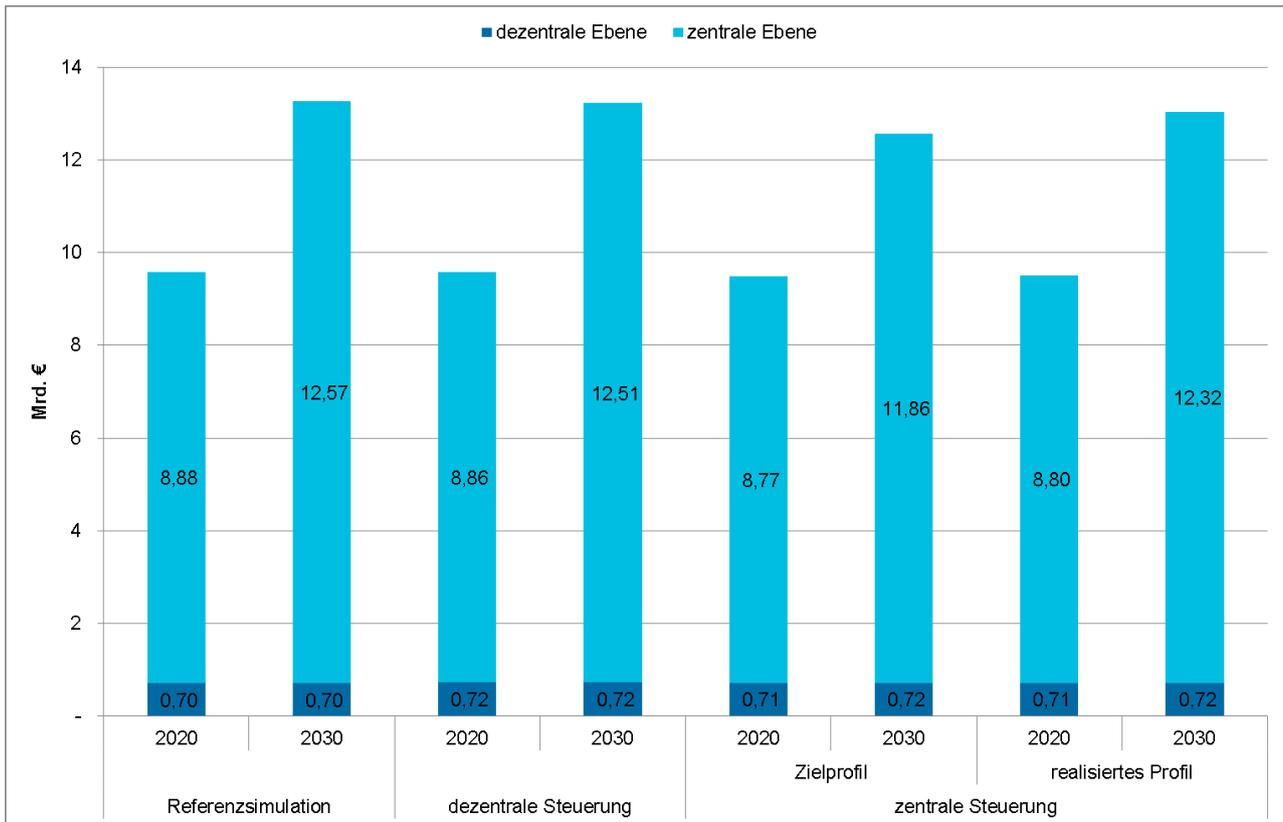
In der Abbildung ist der große Anteil der eingespeisten PV-Leistung deutlich erkennbar. Zusätzlich zeigt sich auch durch der Haushalte und Gewerbe bedingte Verbrauch in den entsprechenden Lastkurven. Im Gegensatz zur Region West, ist die erzeugte PV-Leistung in den Erzeugungsspitzen hoch genug, um die benötigte Last vollständig abzudecken und sogar Überschüsse in das Übertragungsnetz zu speisen.

## 8.2. Allgemeine, strommarktbezogene Kennzahlen

Die allgemeinen, strommarktbezogenen Kennzahlen setzen sich aus den Indikatoren jährliche variable Stromgestehungskosten, jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen und dem ungenutzten EE-Angebot pro Jahr zusammen.

In Abbildung 8-4 sind die jährlichen variablen Stromgestehungskosten, aufgeteilt auf die dezentrale und die zentrale Netzebene dargestellt. Es zeigt sich, dass die variablen Stromgestehungskosten überwiegend im konventionellen Kraftwerkspark anfallen, welcher auf der zentralen Netzebene angesiedelt ist. Zudem wird deutlich, dass die Art der Steuerungsstrategie nur einen untergeordneten Einfluss auf die variablen Stromgestehungskosten hat. Es zeigt sich jedoch, dass die Nutzung von dezentraler Flexibilität zu einer Reduktion der Stromgestehungskosten von bis zu 600 Mio. €/a führen kann (Szenariojahr 2030, zentrale Steuerungsstrategie, Zielprofil). Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass durch eine Verlagerung von Last und Erzeugung auf dezentraler Ebene der Einsatz teurer Erdgaskraftwerke auf zentraler Ebene verringert und die Nutzung von EE erhöht wird (vgl. Thesen 1 und 4 in Abschnitt 8.5).

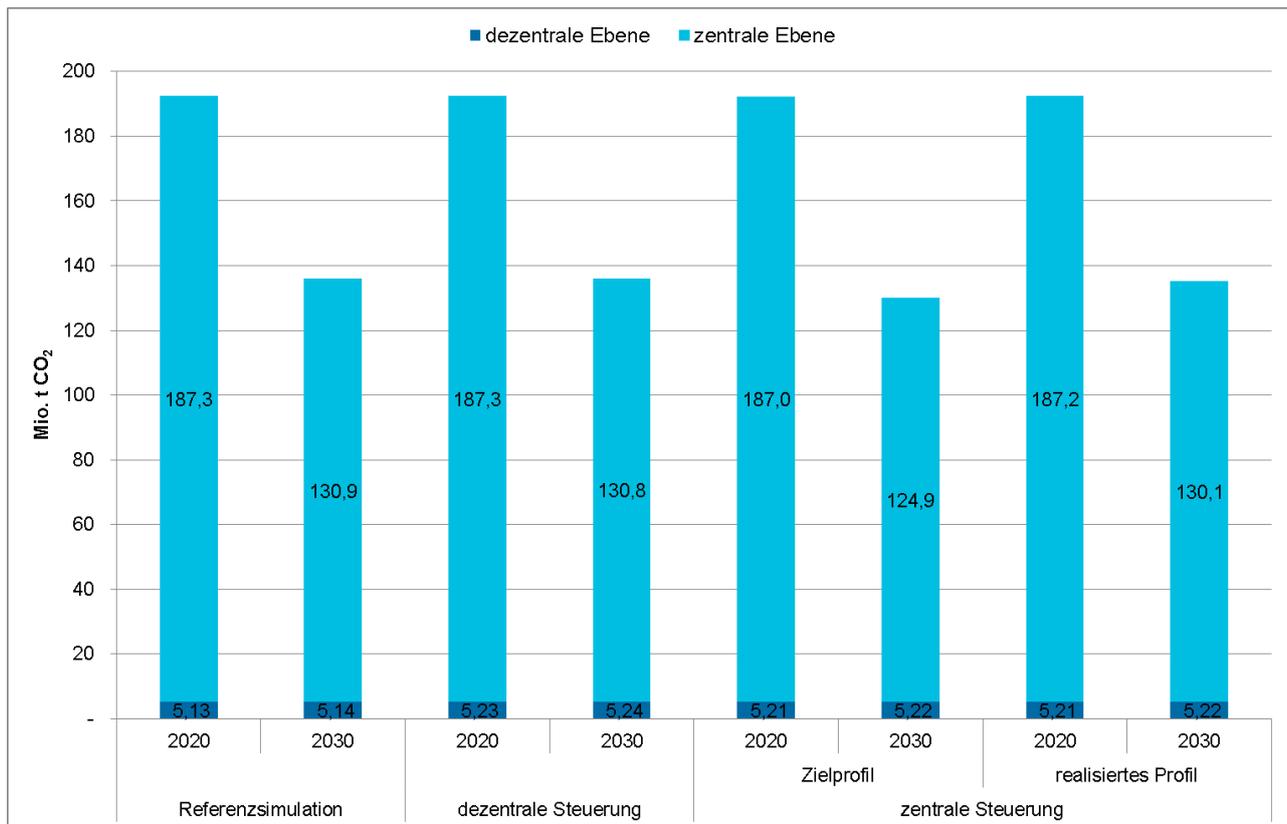
Abbildung 8-4: Jährliche variable Stromgestehungskosten



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 8-5 zeigt die kraftwerksbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen. Es zeigt sich, dass überwiegend die großen konventionellen Kraftwerksblöcke auf der zentralen Ebene für die CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich sind. Vergleichbar zu den variablen Stromgestehungskosten, werden auch die kraftwerksbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen nur wenig von der Art der Steuerung von dezentraler Flexibilität beeinflusst. Bei zentraler Steuerung ist eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen von bis zu 5 % (6 Mio. t CO<sub>2</sub>/a) möglich (Zielprofil, Szenariojahr 2030).

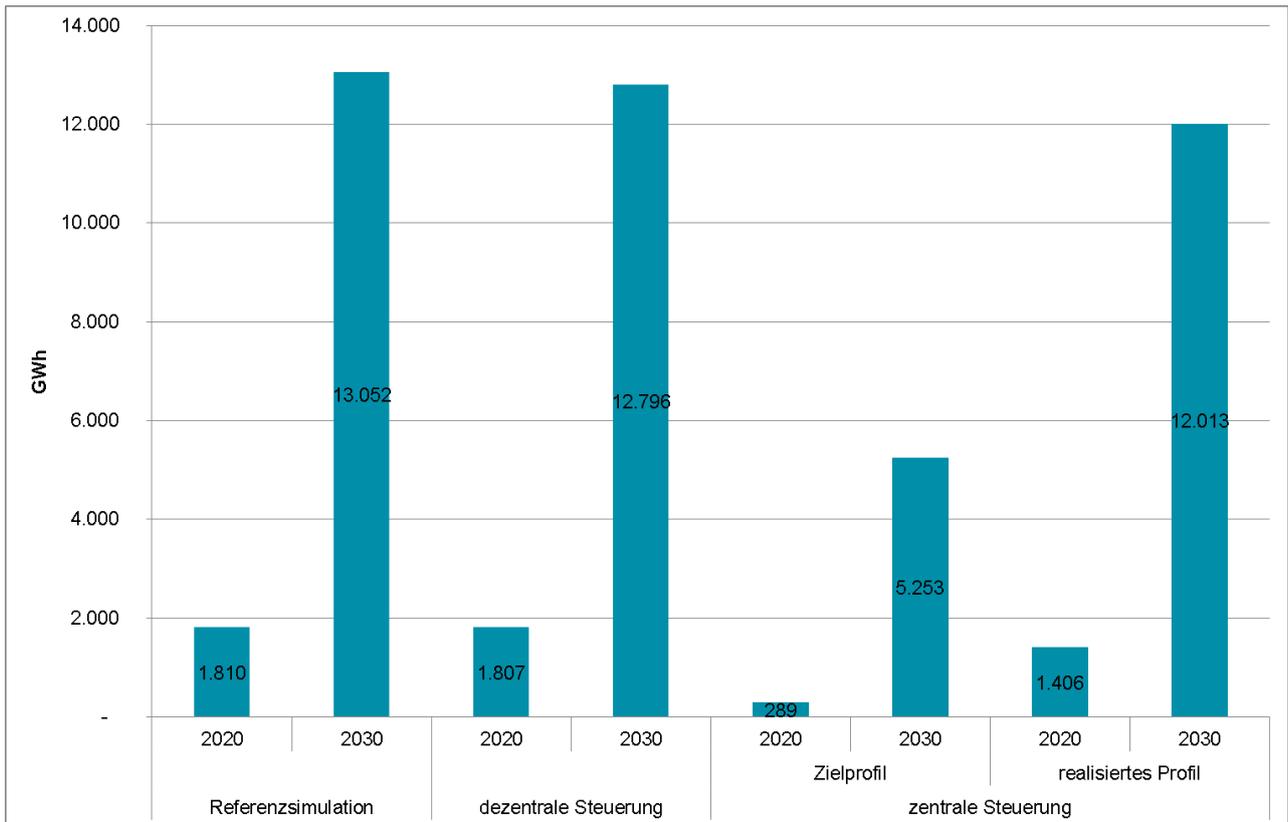
Abbildung 8-5: Kraftwerksbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen auf dezentraler und zentraler Ebene



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Das ungenutzte EE-Angebot in den Szenariojahren 2020 und 2030 zeigt Abbildung 8-6. Es wird deutlich, dass ohne Berücksichtigung von bindenden Netzrestriktionen erst ab dem Szenariojahr 2030 signifikante EE-Überschüsse auftreten. Diese EE-Überschüsse lassen sich durch die Nutzung von dezentraler Flexibilität verringern. Die zentrale Steuerungsstrategie zeigt im Vergleich zur dezentralen Steuerungsstrategie einen größeren Effekt hinsichtlich einer zusätzlichen EE-Integration (bis zu 7,3 TWh im Zielprofil für das Szenariojahr 2030).

Abbildung 8-6: Ungenutztes EE-Angebot 2020 und 2030



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

### 8.3. Netzbezogene Kennzahlen

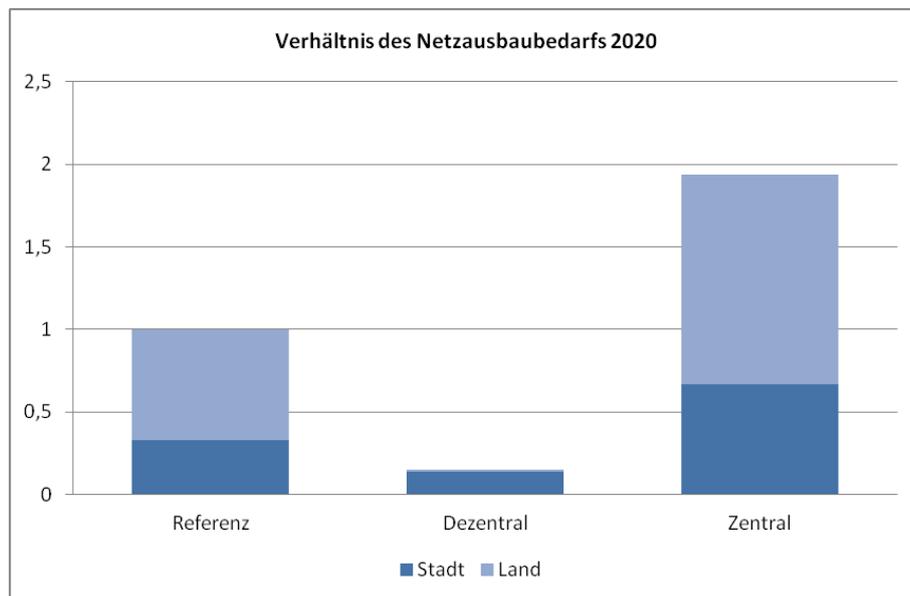
#### 8.3.1. Auswirkungen auf die Verteilnetze

Basierend auf den berechneten Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen der dezentralen Anlagen in dem städtischen und ländlichen Verteilnetz einer Region wird die in 4.3. Belastung der Netzbetriebsmittel berechnet und der Ausbaubedarf abgeschätzt. Auf Grund der begrenzten Datengrundlage für die Modellierung der Verteilnetze, sowie Parameterunsicherheiten und Abstraktionen in den Modellen, ist eine quantitative Bewertung des Netzausbaubedarfes und der zugehörigen Kosten an dieser Stelle nicht aussagekräftig. Allerdings ist in den Ergebnissen die grundsätzliche Annahme bezüglich des benötigten Netzausbaus bei der dezentralen und zentralen Steuerungsstrategie erkennbar.

#### Netzausbaubedarf 2020

Abbildung 8-7 zeigt das Verhältnis des benötigten Netzausbaus der durchgeführten Verteilnetzsimulation zueinander.

**Abbildung 8-7: Auswirkungen der Steuerungsstrategien auf den Netzausbaubedarf der städtischen und ländlichen Verteilnetze 2020 (in Relation zur Referenzsimulation dargestellt)**



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

In der Abbildung ist der Ausbaubedarf der dezentralen und zentralen Steuerungsstrategie jeweils in Relation zu den Ausbaukosten der Referenzsimulation dargestellt. Somit lassen sich die Ergebnisse der beiden Steuerungsstrategien im Verhältnis zum Referenzfall abschätzen.

Der Ausbaubedarf der dezentralen Steuerung fällt auffallend gering aus<sup>18</sup>. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass auch bei einer Steuerungsstrategie mit einem lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch die Verteilnetze um einen gewissen Anteil ausgebaut werden müssen. Auch in dem dezentralen Steuerungsansatz werden Flexibilitäten eingesetzt, die sich entsprechend auf den Netzbetrieb auswirken. Ziel der dezentralen Steuerung ist eine Glättung der Residuallastkurven aus den Verteilnetzen. Netzbezogene Bedingungen werden allerdings auch bei der dezentralen Steuerung nur indirekt berücksichtigt und es ist grundsätzlich zu erwarten, dass eine Steuerung der dezentralen Anlagen die Gleichzeitigkeiten in den Netzen erhöht. Der auffällig geringe Netzausbaubedarf lässt sich daher nur auf die Auswahl der betrachteten Lastsituationen zurückführen. Demnach müssen die betrachteten Zeitpunkte im Jahr 2020 einen für den Netzbetrieb sehr positiven Einsatz der dezentralen Anlagen darstellen.

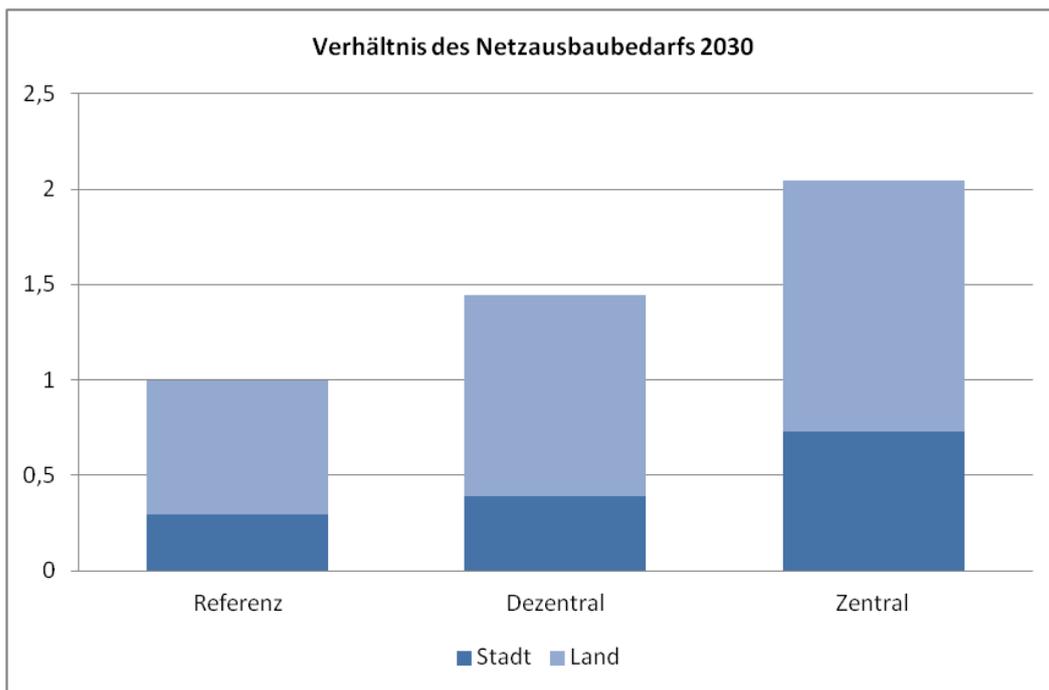
Der Einsatz der zentralen Steuerungsstrategie weist den höchsten Netzausbaubedarf auf. Dies ist plausibel, da in der Steuerungsstrategie die Minimierung der Stromkosten durch einen optimierten Einsatz der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten durch PowerFlex-Grid im Fokus steht. Demnach wird den Verteilnetzen eine bestimmte Einspeisung vorgegeben und die Flexibilitäten derart eingesetzt, dass die eingespeiste Leistung von den Verteilnetzen aufgenommen werden kann. Die Auslastung der Netzbetriebsmittel und eine Optimierung der Leistungsflüsse werden bei diesem Ansatz nicht berücksichtigt. Der Einsatz der Flexibilitäten kann im Gegenteil die Belastung der Verteilnetze zusätzlich verstärken, was sich in dem ermittelten Ausbaubedarf wieder spiegelt.

<sup>18</sup> Der Netzausbaubedarf der ländlichen Verteilnetze fällt sogar derart gering aus, dass er in der Abbildung nicht zu erkennen ist.

### Netzausbaubedarf 2030

Die Tendenzen für den benötigten Netzausbaubedarf für das Jahr 2030 sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt. Da für die Berechnung des Ausbaubedarfs die in Abschnitt 2.1.1 und 2.1.2 modellierten Netze als Ausgangssituation eingesetzt werden, ist in Abbildung 8-8 der benötigte Ausbaubedarf ausgehend von heutigen Verteilnetzen in Relation zur Referenzsimulation für 2030 aufgezeigt.

**Abbildung 8-8: Auswirkungen der Steuerungsstrategien auf den Netzausbaubedarf der städtischen und ländlichen Verteilnetze 2030 (in Relation zur Referenzsimulation dargestellt)**



Quelle: OFFIS e.V. (eigene Darstellung)

Der auffällig geringe Ausbau in der dezentralen Steuerung ist in der Berechnung für 2030 nicht mehr vorhanden. Stattdessen wird für ein lokales Supply-Demand-Matching ein stärkerer Netzausbaue benötigt, als bei einem autonomen Anlagenbetrieb. Dies entspricht den im Jahr 2020 erwarteten Ergebnisse und zeigt, dass ein Einsatz der Flexibilitäten grundsätzlich eine zusätzliche Belastung des Netzbetriebes bedeuten kann. Analog zu den Ergebnissen des Netzausbaus für 2020, weist auch in dieser Auswertung die zentrale Steuerungsstrategie den höchsten Netzausbaubedarf auf.

Grundsätzlich können mit der eingesetzten Netzausbauberechnung die Effekte der unterschiedlichen Steuerungsstrategien auf die Verteilnetze gezeigt werden. Wie allerdings bereits aufgeführt, handelt es sich hier um eine stark abstrahierte Darstellung der Netze und betrachteten Belastungssituationen. Für eine Auflistung der Vor- und Nachteile, sowie der weitere Forschungs- und Entwicklungsbedarf wird an dieser Stelle auf 9.2.3 verwiesen.

### 8.3.2. Auswirkungen auf die Stromübertragungsnetze

In Abbildung 8-9 ist zunächst die relative Auslastung der einzelnen Flowgates des vereinfachten Stromübertragungsnetzes in der Referenzsimulation dargestellt. Es fällt auf, dass insbesondere die Verbindungen „Nord – Mitte“ und „Mitte – Süd“ bzw. „Nord – West“ und „West – Süd“ eine hohe Auslastung aufweisen. Das bereits heute stark ausgebaute Flowgate „West – Mitte“ wird vergleichsweise gering ausgelastet.

Als Kriterium für die Erforderlichkeit einer einzelnen Neubauleitung wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) eine maximale Auslastung von 20 % herangezogen. Um hingegen die Notwendigkeit für die Verstärkung bestehender Leitungen beurteilen zu können, ist ein Schwellwert für die maximale Leitungsbelastung erforderlich. Unter Berücksichtigung des n-1 Kriteriums, welches den Ausfall von einem Betriebsmittel beinhaltet, liegt der Schwellwert je nach Anzahl der Leitungsabgänge an einem Knoten in der Größenordnung von 50 % (im Fall von 2 gleich starken Leitungen) oder bei 60 % bis 70 % im Fall von mehreren Leitungsabgängen. Hinzu kommt noch, dass für Blindleistung, die im DC-Ansatz nicht berücksichtigt werden kann, ebenfalls ein Abschlag der Leitungskapazität berücksichtigt werden muss. Der Netzentwicklungsplan 2012 geht von einem pauschalen Sicherheitsabschlag von 30 % bzw. einem Schwellwert von 70 % für eine einzelne Leitung aus (50Hertz Transmission GmbH et al. 2012a, S. 102).

Dieser Schwellwert lässt sich jedoch nicht direkt auf die aggregierten Flowgates, die in diesem Projekt verwendet werden, übertragen. Da für ein Flowgate, welches sich aus mehreren Einzelleitungen zusammensetzt, die Übertragungskapazität überschätzt wird, muss im Gegenzug der Schwellwert für die Notwendigkeit von Netzausbau für ein Flowgate abgesenkt werden. Eine Methode zur Festlegung dieses Schwellwertes wurde im Rahmen dieses Projekts nicht entwickelt. Es wird statt dessen ein Schwellwert von 50 % unterstellt.

Es zeigt sich, dass alle Flowgates, die vom Knoten Nord ausgehen, sowie die Flowgates die zum Knoten Süd führen, sehr stark ausgelastet sind und dass das Startnetz 2012 entlang dieser Flowgates deutlich ausgebaut werden muss. Der Netzausbaubedarf entsteht vorwiegend durch die hohen EE-Einspeisungen in Norddeutschland, deren Überschüsse zu den Lastzentren in den Knoten West, Mitte und Süd transportiert werden müssen. Dieses Ergebnis korreliert mit dem Netzausbaubedarf, wie er im Netzentwicklungsplan 2014 zwischen diesen Regionen zum Ausdruck kommt. Dies wird beispielsweise durch die HGÜ-Korridore A1<sup>19</sup>, A11<sup>20</sup> und A15<sup>21</sup> (Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen, entspricht Flowgate Nord – West) und A2<sup>22</sup> (Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg, entspricht Flowgate West – Süd) sowie durch die HGÜ-Korridore C5<sup>23</sup> und C6mod<sup>24</sup> (Schleswig-Holstein – Baden-Württemberg/Bayern, entspricht Flowgate Nord – Mitte und Mitte – Süd) sichtbar.

---

<sup>19</sup> Emden/Ost - Osterath

<sup>20</sup> Emden/Ost - Oberzier

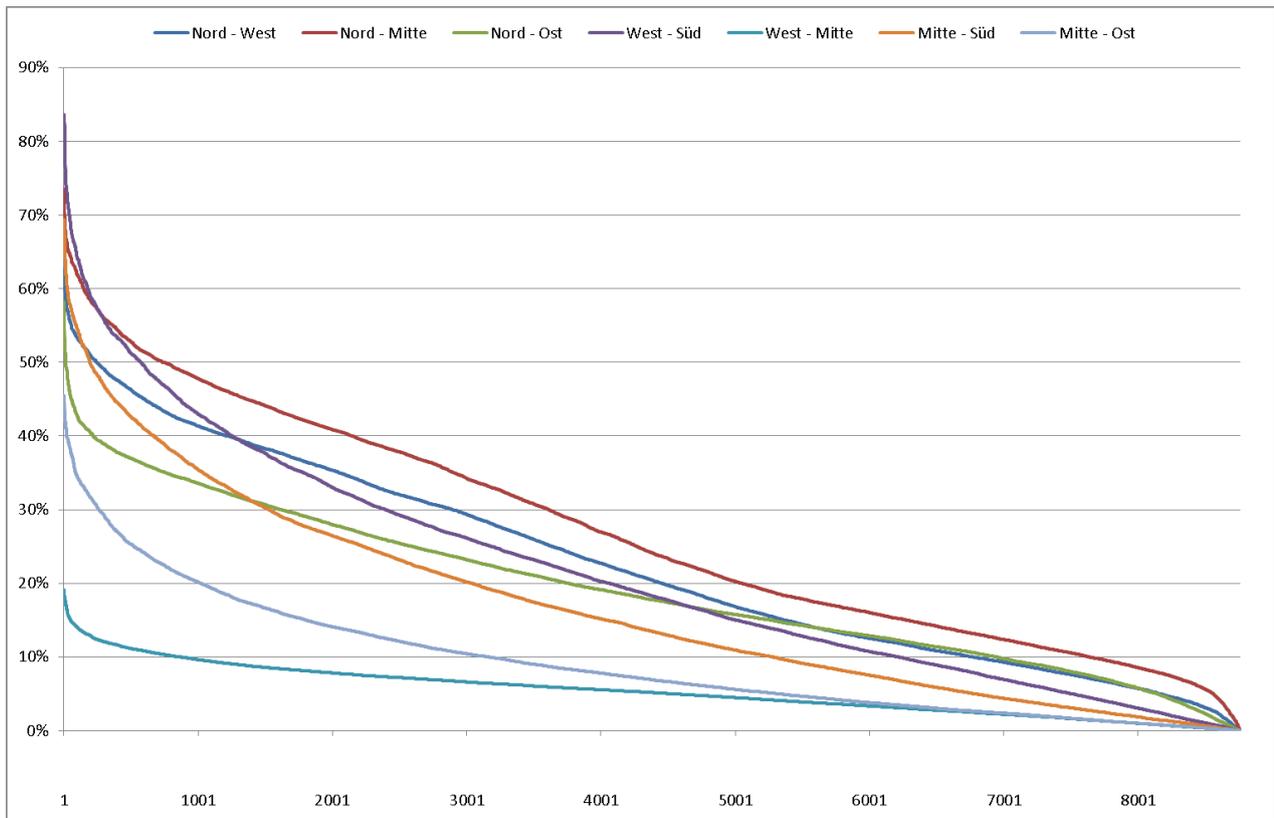
<sup>21</sup> Wilhelmshaven - Rommerskirchen

<sup>22</sup> Osterath - Philippsburg

<sup>23</sup> Brunsbüttel - Großgartach

<sup>24</sup> Wilster - Raum Grafenrheinfeld

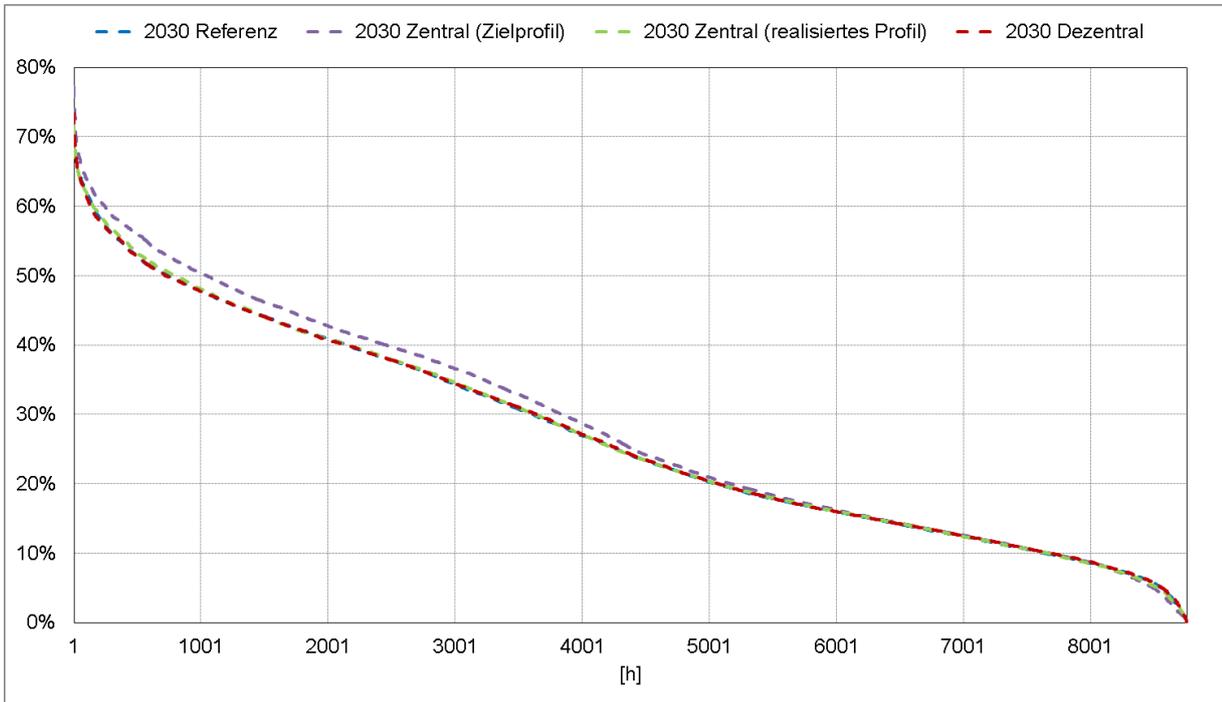
**Abbildung 8-9: Jahresdauerlinie der einzelnen Flowgates in der Referenzsimulation für das Szenariojahr 2030**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

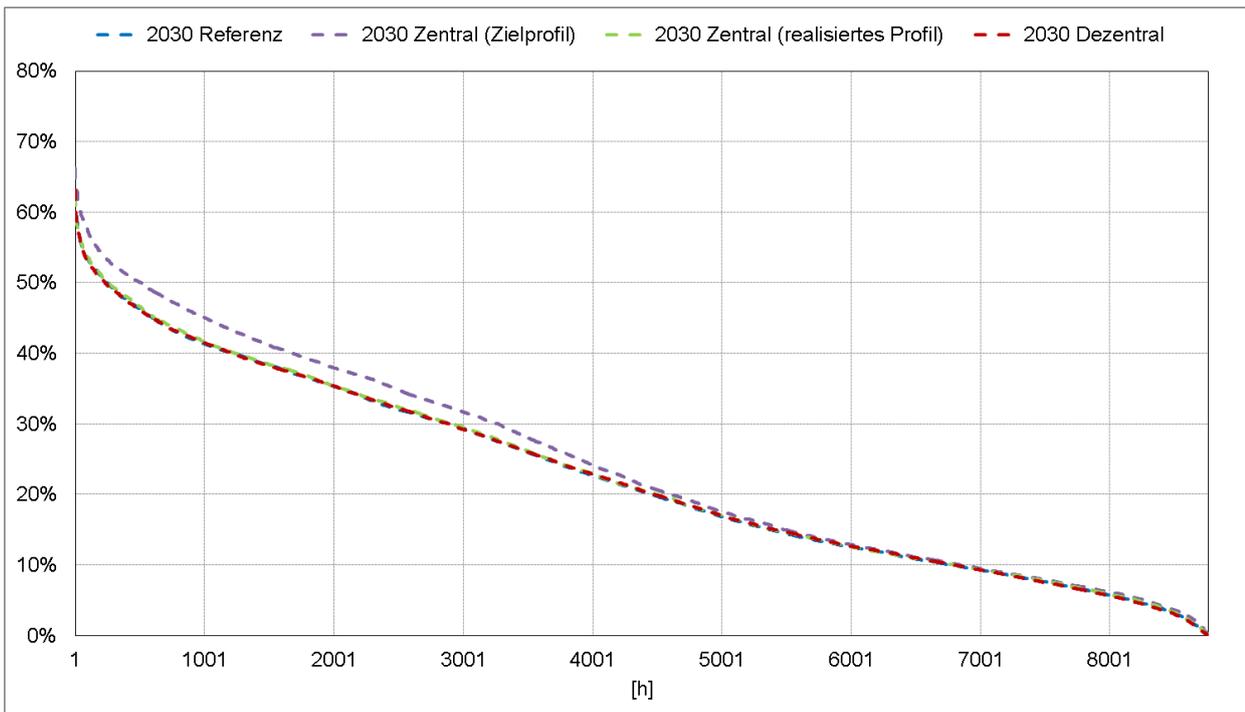
Hinsichtlich der in diesem Projekt realisierten verschiedenen Steuerungsstrategien für dezentrale Flexibilität wird deutlich, dass die dezentrale Steuerung nicht zu einer deutlichen Verringerung der Belastung des Übertragungsnetzes führt. Netzentlastungen treten allenfalls punktuell auf. Die zentrale Steuerungsstrategie führt hingegen für das Zielprofil zu einer Erhöhung der Netzbelastung auf der vom Knoten Nord abgehenden Übertragungsnetzebene (Abbildung 8-10, Abbildung 8-11 und Abbildung 8-12).

**Abbildung 8-10: Jahresdauerlinie der Verbindung Nord – Mitte im Szenariojahr 2030 bei unterschiedlichen Steuerungsstrategien für dezentrale Flexibilität**



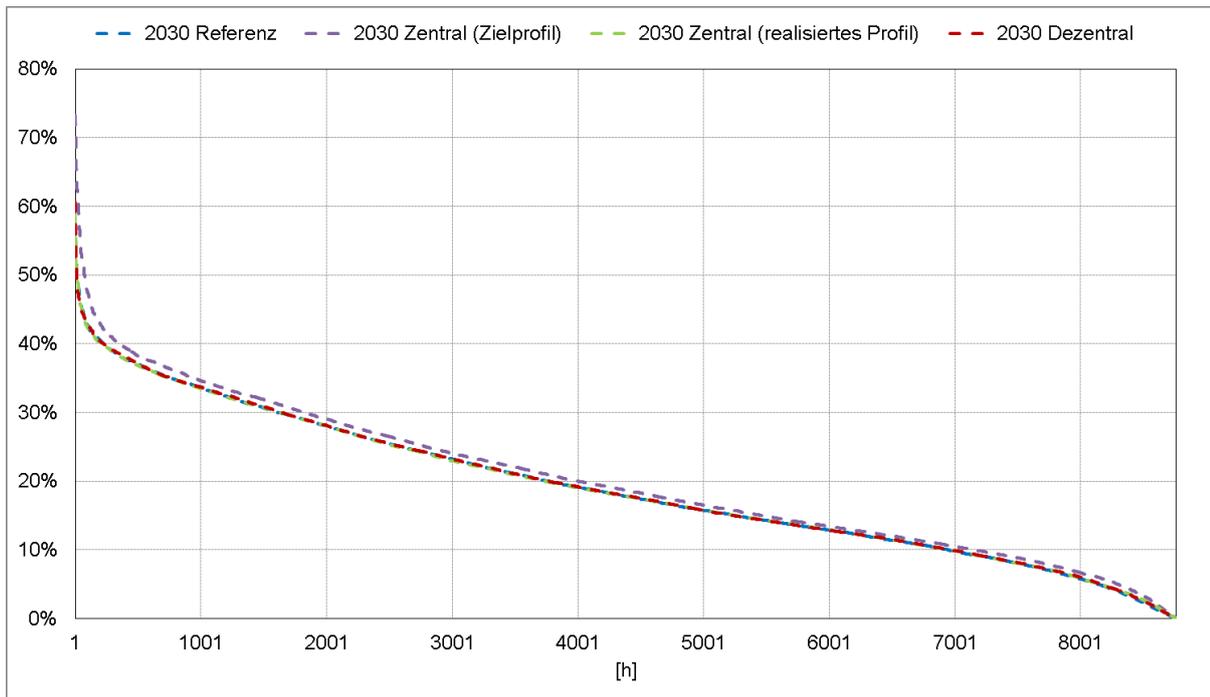
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 8-11: Jahresdauerlinie der Verbindung Nord – West im Szenariojahr 2030 bei unterschiedlichen Steuerungsstrategien für dezentrale Flexibilität**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 8-12: Jahresdauerlinie der Verbindung Nord – Ost im Szenariojahr 2030 bei unterschiedlichen Steuerungsstrategien für dezentrale Flexibilität**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die netzbezogene Kennzahl „Investitionen in Netzausbau“ hängt vom Netzausbaubedarf der einzelnen Flowgates und deren spezifischen Ausbaurkosten ab. Der Netzausbaubedarf basiert auf der maximalen Auslastung des Flowgates und einem Schwellwert von 50 %. Die spezifischen Investitionen in Netzausbau werden mit 1,5 Mio €/km für den Neubau einer 380-kV Doppelleitung bzw. einer DC-Freileitung angegeben (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015). Bei einer Übertragungskapazität von 4 GW entspricht dies 375 €/MW km. Im Ergebnis zeigen sich für das Szenariojahr 2020 einheitliche Investitionen in Netzausbau auf der Übertragungsnetzebene in Höhe von rund 0,5 Mrd. €, unabhängig von der Art der Anlagensteuerung. Für das Szenariojahr 2030 steigen diese in der Referenzsimulation auf 1,2 Mrd. € an. Im Fall der dezentralen Steuerungsstrategie können die Investitionen in Netzausbau nicht abgesenkt werden. Bei der zentralen Steuerungsstrategie steigen im Zielprofil die Investitionen in Netzausbau auf 1,5 Mrd. € an, was in erster Linie auf die vom Knoten Nord abgehenden Flowgates zurückzuführen ist. Investitionsbedarf in Netzausbau, welcher innerhalb der fünf Regionen entsteht, ist in dieser Kennzahl nicht enthalten.

**Tabelle 8-1: Kennzahl „Investitionen in Netzausbau“ auf Übertragungsnetzebene**

Szenariojahr	Referenzsimulation	Dezentrale Steuerung	Zentrale Steuerung (Zielprofil)	Zentrale Steuerung (realisiertes Profil)
2020	0,5 Mrd. €	0,5 Mrd. €	0,5 Mrd. €	0,5 Mrd. €
2030	1,2 Mrd. €	1,2 Mrd. €	1,5 Mrd. €	1,2 Mrd. €

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die netzbezogene Kennzahl „Netzverluste“ hängt von der Auslastung der einzelnen Flowgates und deren spezifischer Länge ab (vgl. Abbildung 5-8). Es zeigt sich, dass in beiden Szenariojahren 2020 und 2030 keine deutlichen Unterschiede bei den Netzverlusten auf der Übertragungsnetzebene sichtbar werden. Einzig mit dem Zielprofil bei zentraler Steuerungsstrategie nehmen die Netzverluste im Szenariojahr 2030 zu (Tabelle 8-2). Dies ist im Wesentlichen auf die höhere Auslastung der vom Knoten Nord abgehenden Flowgates zurückzuführen. Netzverluste, die innerhalb der fünf Regionen entstehen, sind in dieser Kennzahl nicht enthalten.

**Tabelle 8-2: Kennzahl „Netzverluste“ auf Übertragungsnetzebene**

Szenariojahr	Referenzsimulation	Dezentrale Steuerung	Zentrale Steuerung (Zielprofil)	Zentrale Steuerung (realisiertes Profil)
2020	3,3 TWh	3,3 TWh	3,3 TWh	3,3 TWh
2030	3,8 TWh	3,8 TWh	4,0 TWh	3,8 TWh

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

## 8.4. Flexibilitätsbezogene Kennzahlen

Die Flexibilität bezogenen Kennzahlen setzen sich aus der Potentialausnutzung von Flexibilität, dem zusätzlichen Flexibilitätsbedarf, den benötigten Investitionen für den Ausbau von Flexibilität sowie den Speicherverlusten durch Flexibilität zusammen (vgl. Abschnitt 2.3).

### 8.4.1. Potentialausnutzung von Flexibilität

Für das Kriterium Potentialausnutzung von Flexibilität werden der maximale Nutzungsgrad, jeweils in Richtung Speicherbeladung und Speicherentladung, sowie der mittlere Nutzungsgrad insgesamt ausgewiesen. Da das Flexibilitätspotenzial profilabhängig ist, wird der maximale Nutzungsgrad als Maximum der über das Jahr betrachteten realisierten Flexibilitätsnutzung dargestellt.

Es zeigt sich, dass bei der dezentralen Steuerungsstrategie für Lastmanagement insbesondere das Potenzial zur Lastreduktion (max. Nutzung der Entladeleistung) genutzt wird, um Kapazitätsdefizite auf der Erzeugungsseite auszugleichen (Tabelle 8-3). Dies wird insbesondere bei Elektromobilität deutlich, wo durch Lastmanagement die Verbrauchsspitze in den Abendstunden um bis zu 95 % verringert wird. Der mittlere Nutzungsgrad liegt bei 29 %.

Bei den Wärmepumpen wird hingegen das Potenzial zur Lastreduktion vor allem in den Sommermonaten mit geringer Last ausgeschöpft (Abbildung 8-13). Dadurch wird ein hoher

Potenzialnutzungsgrad zur Lastreduktion erzielt. Der mittlere Nutzungsgrad beläuft sich jedoch nur auf 6 %.

Für DSM in Haushalten und im Gewerbesektor wird deutlich, dass der dezentrale Steuerungsalgorithmus das verfügbare Potenzial nur ansatzweise ausschöpft (vgl. Abschnitt 7.2.6).

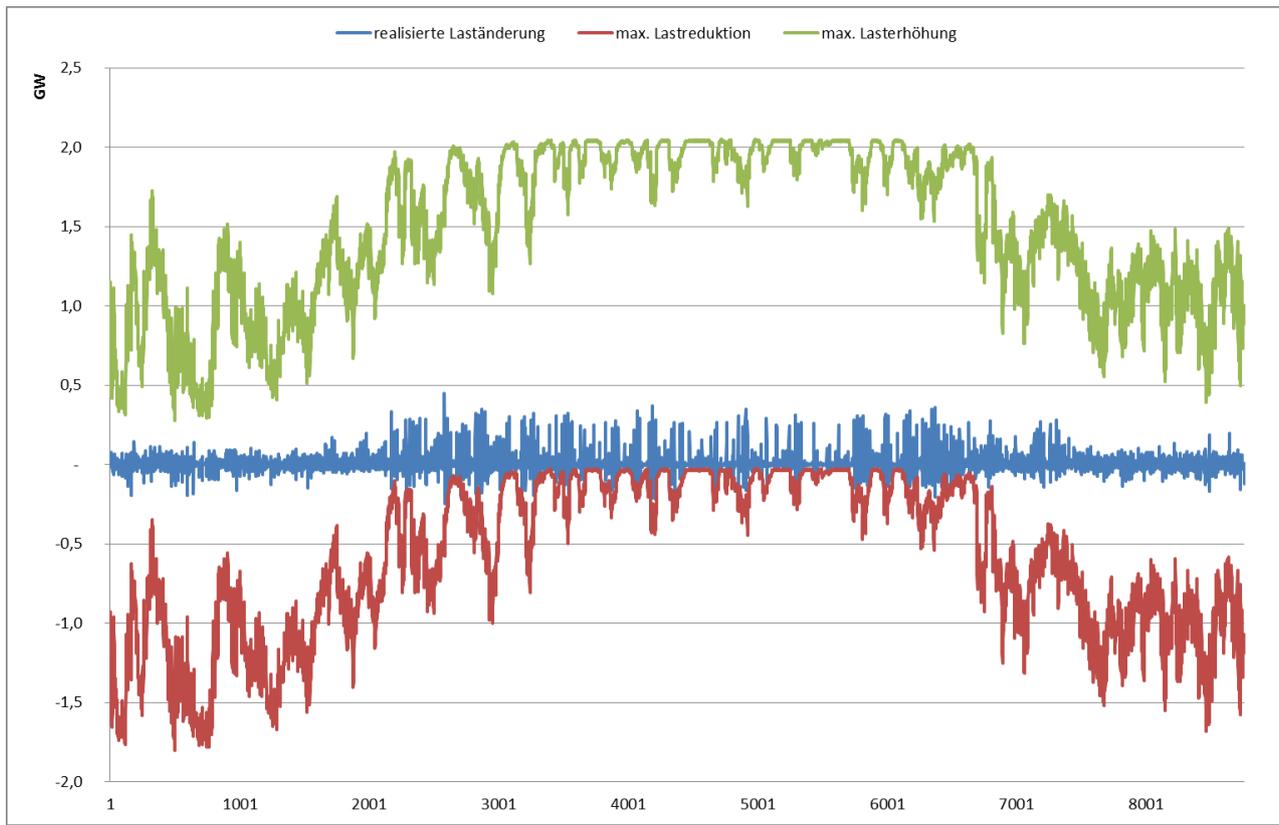
Bei BHKW entspricht die maximale Nutzung der verfügbaren Entladeleistung der maximalen Nutzung des verfügbaren Potenzials zur Erhöhung der Stromproduktion. Die verfügbare Beladeleistung entspricht entsprechend dem verfügbaren Potenzial zur Reduktion der Stromerzeugung. Die mittlere Potenzialnutzung liegt im Jahresdurchschnitt bei 13 % bei einer annähernd symmetrischen Änderung der Stromproduktion (Abbildung 8-14).

**Tabelle 8-3:      Potenzialausnutzung von Flexibilität im Szenariojahr 2030 bei dezentraler Steuerungsstrategie**

	<b>DSM Haushalte</b>	<b>DSM Wärme-pumpe</b>	<b>DSM GHD</b>	<b>DSM Elektro-mobilität</b>	<b>BHKW</b>
Max. Nutzung der Entladeleistung	11%	80%	10%	95%	63%
Max. Nutzung der Beladeleistung	12%	10%	4%	19%	39%
Mittlere Potenzialnutzung	0,5%	6%	1%	29%	13%

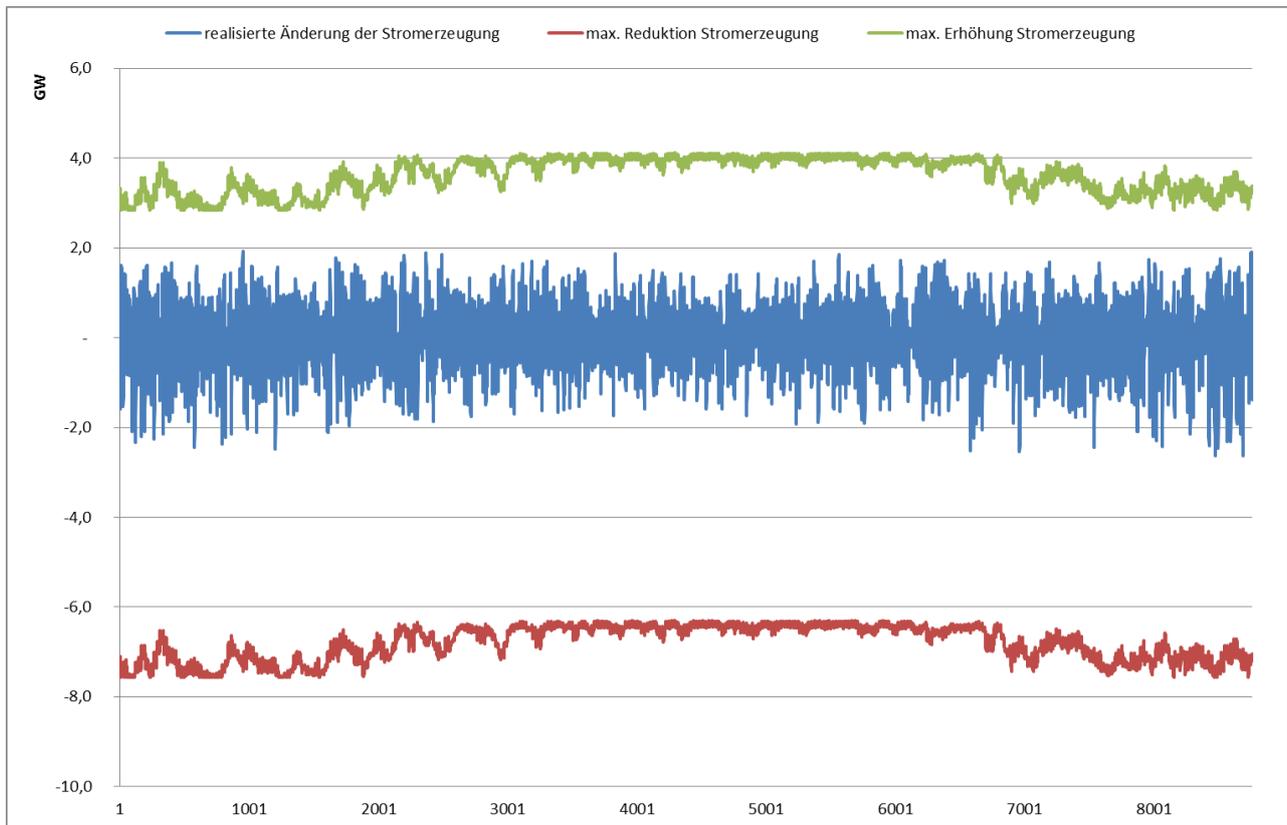
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 8-13: Potenzialausnutzung von Wärmepumpen im Szenariojahr 2030 bei dezentraler Steuerungsstrategie**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 8-14: Potenzialausnutzung von BHKW im Szenariojahr 2030 bei dezentraler Steuerungsstrategie**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Im Fall der zentralen Steuerungsstrategie mit perfekter Voraussicht (Zielprofil) zeigt sich, dass das verfügbare Potenzial in allen Bereichen vollständig, d.h. zu 100 %, genutzt wird (Tabelle 8-4). Die mittlere Potenzialnutzung liegt für Lastmanagement zwischen 10 % (DSM GHD) und 33 % (DSM Wärmepumpe) sowie für BHKW bei 50 %.

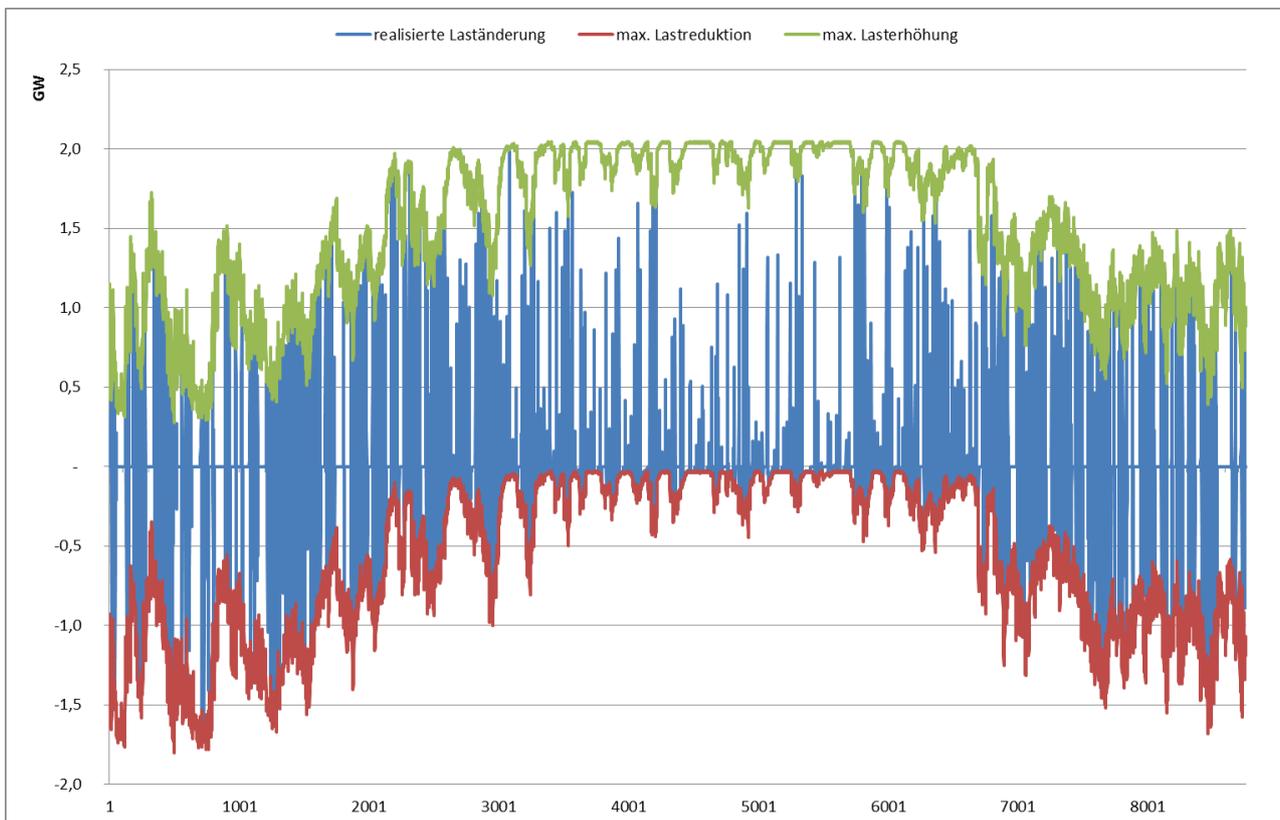
Das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen wird sowohl in Sommermonaten mit geringer Last als auch in den Wintermonaten mit hohem Stromverbrauch in beide Richtungen zur Lasterhöhung und zur Lastreduktion genutzt (Abbildung 8-15). Gleiches gilt für das DSM Potenzial im Sektor GHD. Durch die Gebäudeklimatisierung nimmt in den Sommermonaten das Flexibilitätspotenzial zu (Abbildung 8-16).

**Tabelle 8-4: Potenzialausnutzung von Flexibilität im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (Zielprofil)**

	DSM Haushalte	DSM Wärmepumpe	DSM GHD	DSM Elektromobilität	BHKW
Max. Nutzung der Entladeleistung	100%	100%	100%	100%	100%
Max. Nutzung der Beladeleistung	100%	100%	100%	100%	100%
Mittlere Potenzialnutzung	27%	33%	10%	24%	50%

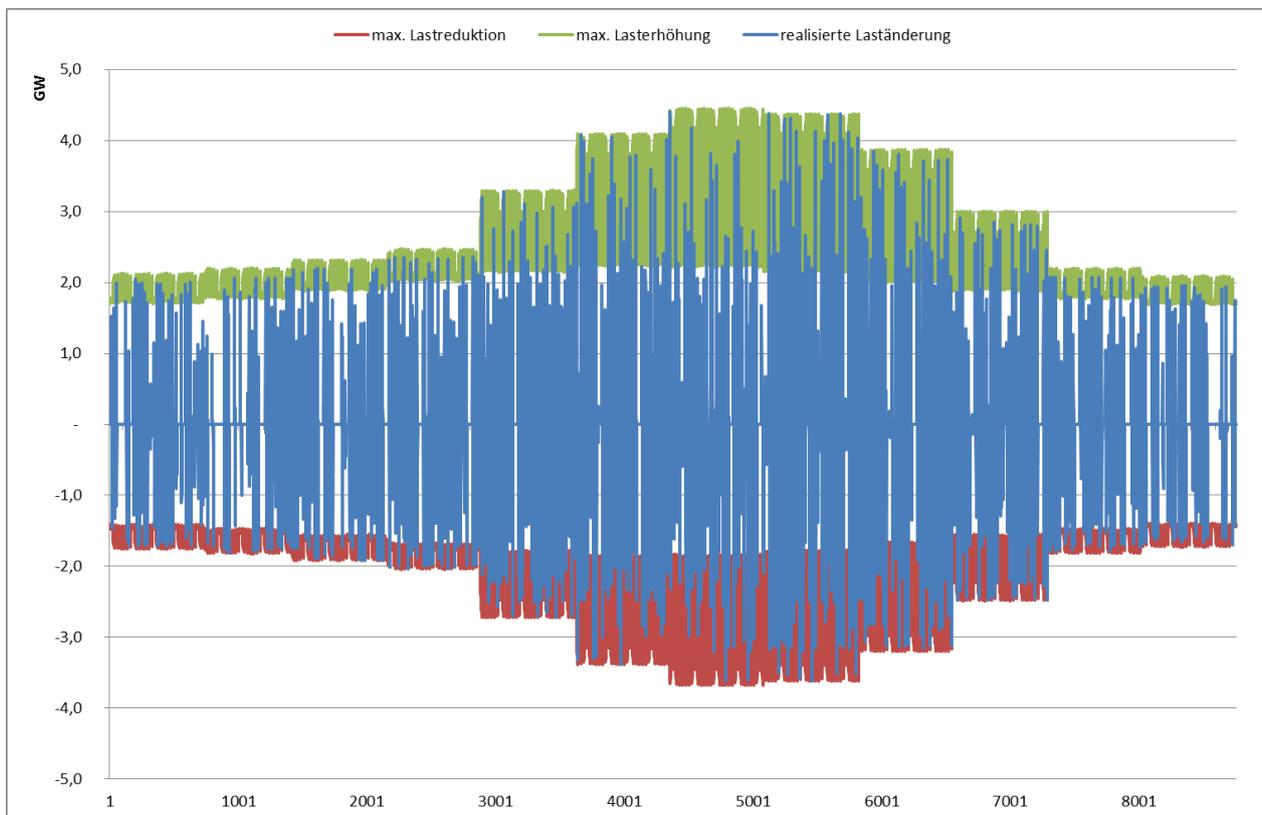
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 8-15: Potenzialausnutzung von Wärmepumpen im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (Zielprofil)**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 8-16: Potenzialausnutzung von DSM im Sektor GHD im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (Zielprofil)**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die Nutzung von dezentralen Lastmanagementpotenzialen aus zentraler Perspektive (Zielprofil) kann nur eingeschränkt unter Berücksichtigung von weiteren anlagenspezifischen Restriktionen sowie aufgrund der teilweise vorgenommenen starken Abstraktion realisiert werden (vgl. Abschnitt 7.2.6).

Die maximale und mittlere Nutzung des Flexibilitätspotenzials für Lastmanagement nimmt deshalb mit dem realisierten Profil im Vergleich zum Zielprofil ab (Tabelle 8-5). Dies wird exemplarisch bei der realisierten Laständerung der Wärmepumpen deutlich, deren mittlere Potenzialnutzung von 33 % auf 8 % abnimmt (vgl. Abbildung 8-17 mit Abbildung 8-15).

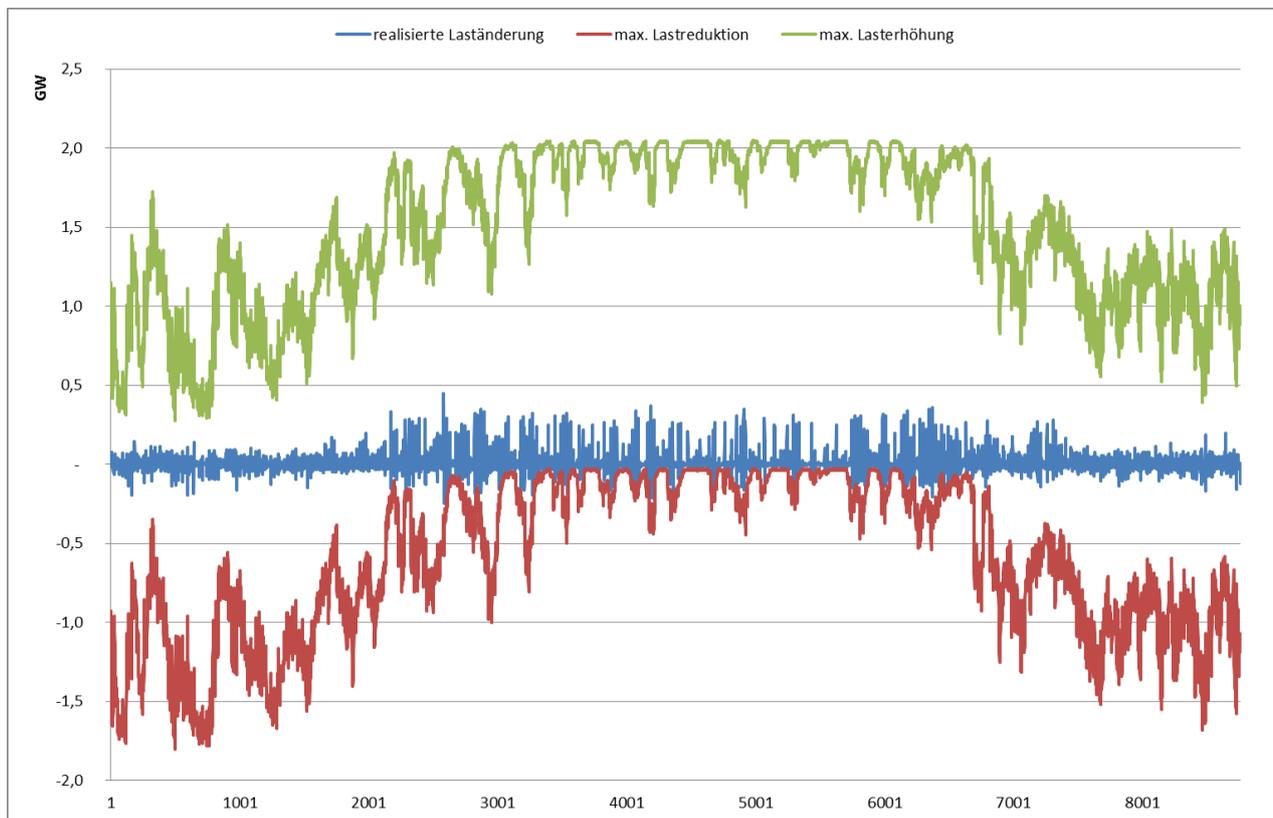
Anders sieht es hingegen für die realisierte Nutzung des Flexibilitätspotenzials für BHKW aus zentraler Steuerungsperspektive und mit zusätzlichen anlagenspezifischen Restriktionen aus. Hier nimmt die mittlere Potenzialausnutzung nur moderat von 50 % auf 45 % ab. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass in der dezentralen Simulationsumgebung die BHKW niemals gleichzeitig ihre Stromerzeugung auf Null reduzieren (Abbildung 8-18). Die maximale Nutzung des verfügbaren Potenzials zur Reduktion der Stromproduktion wird entsprechend nur zu 83 % genutzt.

**Tabelle 8-5: Potenzialausnutzung von Flexibilität im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (realisiertes Profil)**

	DSM Haushalte	DSM Wärme-pumpe	DSM GHD	DSM Elektro-mobilität	BHKW
Max. Nutzung der Entladeleistung	66%	100%	12%	96%	100%
Max. Nutzung der Beladeleistung	74%	26%	14%	19%	83%
Mittlere Potenzialnutzung	1%	8%	2%	30%	45%

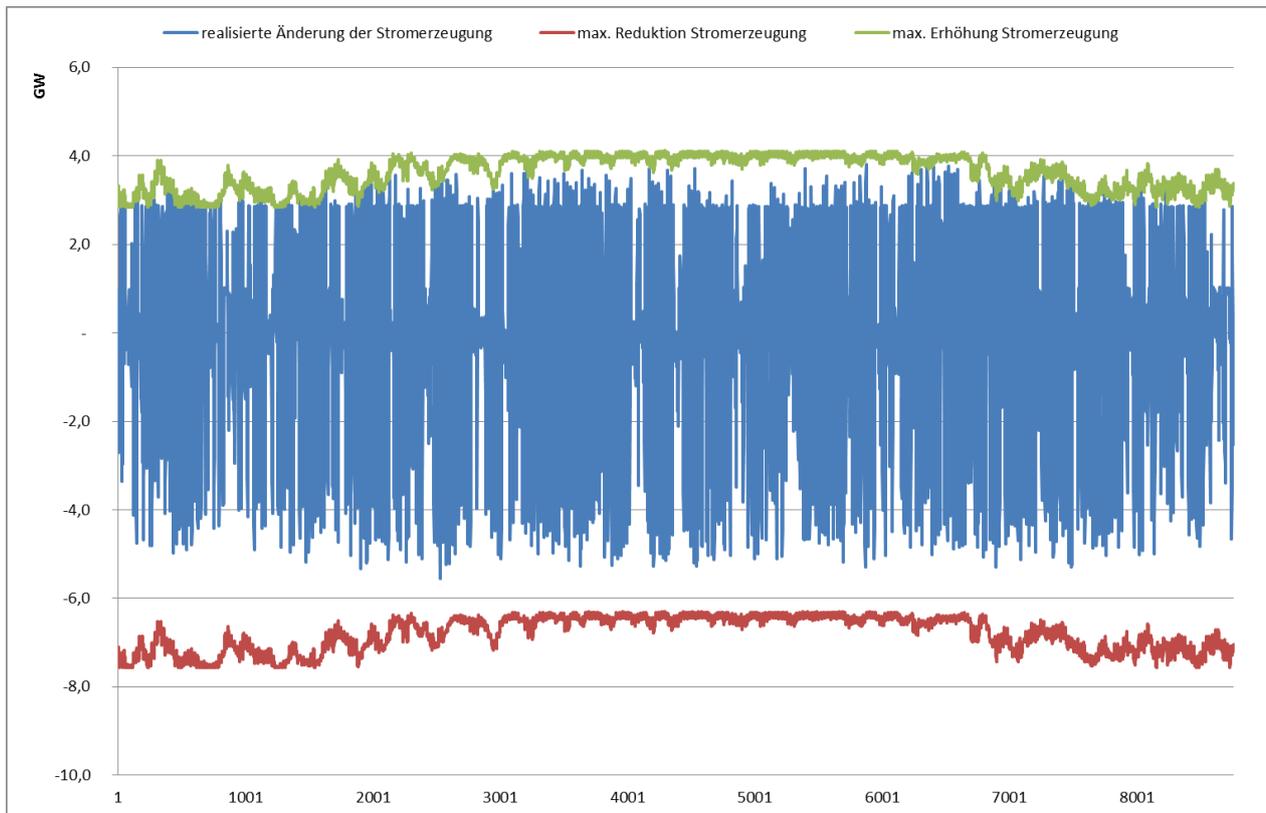
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 8-17: Potenzialausnutzung von Wärmepumpen im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (realisiertes Profil)**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 8-18: Potenzialausnutzung von BHKW im Szenariojahr 2030 bei zentraler Steuerungsstrategie (realisiertes Profil)**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

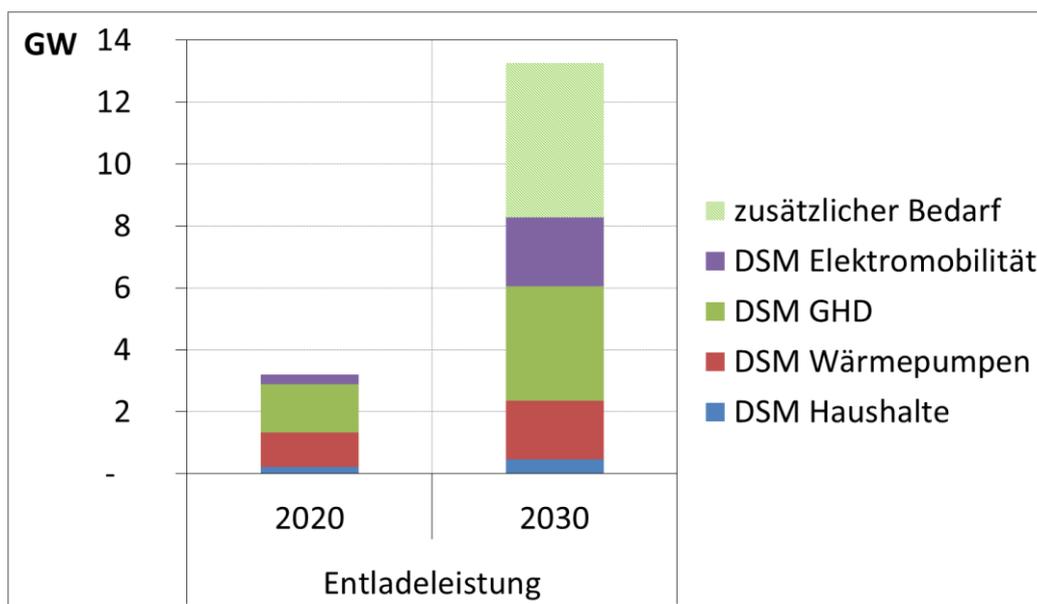
#### 8.4.2. Flexibilitätsbedarf

Die Bewertungskennzahl „Flexibilitätsbedarf“ setzt sich aus dem maximal genutzten Potenzial der in der Modellierung berücksichtigten Flexibilitätsoptionen sowie aus einem eventuell noch vorhanden zusätzlichen Bedarf an Flexibilität, um Stromerzeugung und Stromverbrauch auszugleichen.

Das maximal genutzte Potenzial der in der Modellierung berücksichtigten Flexibilitätsoptionen ist in Kapitel 8.4.1 aufgeführt. Der eventuell zusätzlich noch benötigte Flexibilitätsbedarf kann in Richtung Beladeleistung aus den nicht genutzten EE-Überschüssen bzw. in Richtung Entladeleistung aus den Kapazitätsdefiziten (virtuelles Backup-Kraftwerk) abgeleitet werden. Hierbei sind im Vergleich zu den EE-Überschüssen die Kapazitätsdefizite der entscheidende Parameter. Während EE-Überschüsse notfalls auch abgeregelt oder in andere Sektoren überführt werden können, muss die Stromnachfrage in jedem Fall gedeckt werden.

In Abbildung 8-19 ist für die Jahre 2020 und 2030 der Flexibilitätsbedarf bei zentraler Steuerung (Zielprofil) anhand der Entladeleistung dargestellt. Da alle Flexibilitätspotenziale im Maximum zu 100 % ausgenutzt werden, entspricht die Darstellung dem in den Szenariojahren verfügbaren Potenzial. Im Szenariojahr 2030 kommt noch ein zusätzlicher Flexibilitätsbedarf in Höhe von 5 GW hinzu, um das verbleibende Erzeugungsdefizit zu decken.

Abbildung 8-19: Flexibilitätsbedarf bei zentraler Steuerung (Zielprofil)



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Bei der dezentralen Steuerungsstrategie und dem realisierten Profil der zentralen Steuerungsstrategie werden die verfügbaren Flexibilitätspotenziale nur anteilig genutzt. Proportional zum maximalen Nutzungsgrad der verfügbaren Flexibilitätsoptionen würde sich der Flexibilitätsbedarf entsprechend verringern. Aufgrund der in Abschnitt 7.2.6 dargestellten Faktoren ist diese Einschätzung jedoch mit einer Unsicherheit verbunden, so dass bei diesen Steuerungsstrategien auf das zusätzliche Flexibilitätspotenzial fokussiert wird (Tabelle 8-6).

Während das verbleibende Kapazitätsdefizit von der Steuerungsstrategie in seiner maximalen Höhe nicht beeinflusst wird, nimmt die erforderliche Backup Stromerzeugung durch den Einsatz von Flexibilität ab. Bei der dezentralen Steuerungsstrategie ist dieser Effekt geringer ausgeprägt als bei der zentralen Steuerungsstrategie.

Tabelle 8-6: Zusätzlicher Flexibilitätsbedarf im Szenariojahr 2030 zur Deckung des verbleibenden Erzeugungsdefizits in Abhängigkeit der Steuerungsstrategie

	Referenz-simulation	Dezentrale Steuerung	Zentrale Steuerung (Zielprofil)	Zentrale Steuerung (realisiertes Profil)
Backup Leistung	5 GW	5 GW	5 GW	5 GW
Backup Erzeugung	270 GWh	230 GWh	70 GWh	160 GWh

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

### 8.4.3. Investitionen in den Ausbau von Flexibilität

Die für den Ausbau von Flexibilität benötigten Investitionen können aus den in Kapitel 8.4.2 hergeleiteten Flexibilitätsbedarfen und den nachfolgend beschriebenen spezifischen Investitionen

berechnet werden. Für den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf wird unterstellt, dass dieser durch Erdgas-BHKW zur Objektversorgung gedeckt wird. Als spezifische Investitionen werden 2.000 €/kW unterstellt (ASUE 2011).

Als grobe Abschätzung der spezifischen Investitionen in der Einheit [€/kW flexible Leistung] werden für die Flexibilisierung von BHKW durch die Nachrüstung eines Wärme- oder Biogasspeichers 70 €/kW, für die Erschließung der DSM-Potenziale im Sektor GHD 120 €/kW und zur Flexibilisierung von Haushalten bis zu 5.200 €/kW angesetzt<sup>25</sup>. Diese Werte sind stark von der zugrunde gelegten flexiblen Leistung abhängig. Je geringer die flexible Leistung ist, desto höher sind die spezifischen Investitionen.

Für Haushalte stellt der zu installierende Smart Meter die entscheidende Position dar, der dann auch von anderen Flexibilitätsoptionen mit genutzt werden kann. Dadurch können sich die spezifischen Investitionen für Elektromobile oder Wärmepumpen in Kombination mit DSM in privaten Haushalten deutlich reduzieren. Es wird daher angenommen, dass primär Haushalte flexibilisiert werden, die bereits eine flexible Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug betreiben und die spezifischen Investitionen für einen Smart Meter nur einmal pro Haushalt anfallen.

Unter den getroffenen Annahmen und Unsicherheiten ergeben sich für das Szenariojahr 2020 Investitionen in die unterstellten Flexibilitätsoptionen in Höhe von 2,2 Mrd. €, für das Szenariojahr 2030 belaufen sich die Investitionen auf 3,9 Mrd. €. Für den Bedarf zusätzlichen Flexibilitätsbedarf zur Deckung der noch verbliebenen Kapazitätslücke fallen 10 Mrd. € an (Tabelle 8-7).

**Tabelle 8-7: Investitionen in dezentrale Flexibilitätsoptionen in den Szenariojahren 2020 und 2030**

	DSM Haushalte, Wärmepumpe und Elektromobilität	DSM GHD	Flexibilisierung der BHKW	Zusätzliche BHKW
Szenariojahr 2020	1,3 Mrd. €	0,4 Mrd. €	0,6 Mrd. €	-
Szenariojahr 2030	2,4 Mrd. €	0,8 Mrd. €	0,7 Mrd. €	10 Mrd. €

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

#### 8.4.4. Speicherverluste durch Flexibilität

Die Bewertungskennzahl „Speicherverluste durch Flexibilität“ setzt sich aus den spezifischen stündlich anfallenden Speicherverlusten sowie der Speicherdauer und dem Speicherfüllstand zusammen. Anders als für Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher fallen für Lastmanagement und flexible BHKW keine Speicherverluste aufgrund des Be- und Entladewirkungsgrads an. Dieser wurde für Lastmanagement und flexible BHKW mit 100 % angenommen.

In Tabelle 8-8 sind die absoluten und relativen Speicherverluste der dezentralen Flexibilitäten eingetragen, die sich bei einer zentralen Steuerungsstrategie (Zielprofil) ergeben. Die relativen Speicherverluste stellen das Verhältnis von absoluten Speicherverlusten zu verlagertem

<sup>25</sup> Eigene Recherchen auf der Basis von: (ASUE 2011; Groscurth und Bode 2013; Hartkopf et al. 2012; Klobasa und Focken 2011; Krzikalla et al. 2013; Müller-Syring et al. 2013; Nabe et al. 2009; Paulus und Borggreffe 2011; Pipke et al. 2009)

Strommenge dar. Die relativen Speicherverluste liegen im Szenariojahr 2030, verglichen mit dem Szenariojahr 2020, leicht höher. Damit wird deutlich, dass im Szenariojahr 2030 der flexible Stromverbrauch über etwas längere Zeiträume verlagert wurde. Insgesamt ist zu sehen, dass die dargestellten dezentralen Flexibilitätsoptionen mit ca. 96 % bis 99 % einen hohen Gesamtwirkungsgrad aufweisen.

Für die dezentrale Steuerungsstrategie und die zentrale Steuerungsstrategie mit realisiertem Profil können keine Speicherverluste ausgewiesen werden (vgl. Abschnitt 7.2.6).

**Tabelle 8-8: Speicherverluste der dezentralen Flexibilitäten bei zentraler Steuerung (Zielprofil)**

	DSM Haushalte	DSM Wärmepumpe	DSM GHD	DSM Elektromobilität	BHKW
2020	0,4 GWh (0,4%)	17 GWh (3,3%)	10 GWh (1,7%)	5 GWh (1,9%)	25 GWh (0,4%)
2030	0,9 GWh (0,5%)	25 GWh (3,6%)	27 GWh (2,5%)	50 GWh (2,5%)	119 GWh (1,2%)

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

### 8.5. Gesamtinterpretation der Ergebnisse der Szenarienanalyse

In diesem Abschnitt werden die Bewertungskennzahlen für die einzelnen Steuerungsstrategien abschließend einander gegenübergestellt (Tabelle 8-9) und die Kernthesen des Kosten-Nutzenvergleichs diskutiert. Die Kennzahl „mittlere Potentialausnutzung von dezentraler Flexibilität“ geht zusammengefasst über alle Technologiegruppen und gewichtet mit der spezifischen flexiblen Stromnachfrage bzw. der spezifischen flexiblen Stromerzeugung in die Betrachtung ein. Die nachfolgenden Thesen basieren auf der in Tabelle 1 der Vorhabenbeschreibung genannten Vor- und Nachteile der jeweiligen Steuerungsstrategie.

**Tabelle 8-9: Zusammenfassung der Bewertungskennzahlen für die einzelnen Steuerungsstrategien für das Szenariojahr 2030**

	Referenz-simulation	Dezentrale Steuerung	Zentrale Steuerung (Zielprofil)	Zentrale Steuerung (realisiertes Profil)
<b>Allgemeine Kriterien</b>				
Variable jährliche Stromgestehungskosten	13,3 Mrd. €	13,2 Mrd. €	12,6 Mrd. €	13,0 Mrd. €
CO <sub>2</sub> -Emissionen	136 Mio. t	136 Mio. t	130 Mio. t	135 Mio. t
Ungenutztes EE-Angebot	13,0 TWh	12,8 TWh	5,2 TWh	12,0 TWh
<b>Netzkriterien</b>				
Investitionen in den Ausbau der Verteilnetze	Faktor 1	Faktor 1,5		Faktor 2
Investitionen in den Ausbau der Übertragungsnetze <sup>26</sup>	Faktor 1 (~1,2 Mrd. €)	Faktor 1 (~1,2 Mrd. €)	Faktor 1,25 (~1,5 Mrd. €)	Faktor 1 (~1,2 Mrd. €)
Netzverluste auf Übertragungsnetzebene <sup>27</sup>	Faktor 1 (~3,8 TWh)	Faktor 1 (~3,8 TWh)	Faktor 1,05 (~4,0 TWh)	Faktor 1 (~3,8 TWh)
<b>Kriterien für Flexibilität</b>				
Mittlere Potentialausnutzung von dezentraler Flexibilität (gewichtet)	-	12%	38%	33%
Zusätzlicher Flexibilitätsbedarf	5 GW	5 GW	5 GW	5 GW
Investitionen in den Ausbau von Flexibilität	10 Mrd. €	13,9 Mrd. €	13,9 Mrd. €	13,9 Mrd. €
Speicherverluste durch Flexibilität	-	k.A.	0,2 TWh	k.A.

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**These 1: Der Nutzen der zentralen Steuerungsstrategie liegt in einem effizienten Einsatz von thermischen Kraftwerken und Flexibilitätsoptionen. Dies führt zu sinkenden variablen Stromgestehungskosten, sinkenden CO<sub>2</sub>-Emissionen und einer hohen EE-Integration.**

Die Ergebnisse der Szenarienanalyse bestätigen bzgl. der allgemeinen, strommarktbezogenen Bewertungskriterien These 1. Sowohl im Vergleich zur Referenzsimulation als auch im Vergleich zur dezentralen Steuerungsstrategie fallen die Bewertungskriterien „variable Stromgestehungskosten“, „CO<sub>2</sub>-Emissionen“ und „ungenutztes EE-Angebot“ bei der zentralen Steuerungsstrategie am geringsten aus.

<sup>26</sup> Ohne Berücksichtigung des Ausbaubedarfs innerhalb der 5 Zonen.

<sup>27</sup> Ohne Berücksichtigung der Netzverluste innerhalb der 5 Zonen.

Die variablen Stromgestehungskosten sinken sowohl durch einen effizienteren Einsatz des konventionellen Kraftwerksparks als auch durch eine höhere EE-Integration. Bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen wirkt sich insbesondere die Substitution von Kohlestrom durch zusätzlichen EE-Strom aus und führt zu sinkenden CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Rahmen der Gesamtkostenminimierung mit zentraler Steuerungsstrategie wird auch die EE-Integration erhöht, da die fluktuierende EE-Stromerzeugung mit Grenzkosten von nahe Null in die Optimierung eingeht (vgl. Tabelle 8-9).

Hinsichtlich der Bewertungskennzahl „Mittlere Potentialausnutzung von dezentraler Flexibilität (gewichtet)“ wird deutlich, dass die zentrale Steuerungsstrategie die vorhandenen Flexibilitätspotenziale stärker nutzt als die dezentrale Steuerungsstrategie.

Die Vorteile der zentralen Steuerungsstrategie sind mit dem Zielprofil stärker ausgeprägt als mit dem in der Verteilnetzsimulation realisierten Profil (vgl. Abschnitt 7.2.6).

### **These 2: Als Nachteil der zentralen Steuerungsstrategie treten höhere Netzverluste durch eine verstärkte Auslastung des Übertragungsnetzes sowie ein höherer Netzausbaubedarf auf.**

Die Auslastung der Übertragungsnetze wird mit Hilfe der netzbezogenen Kennzahl „Netzverluste auf Übertragungsnetzebene“ bewertet und korreliert mit der mittleren Netzbelastung über das Jahr. Die Kennzahl „Investitionen in den Ausbau der Übertragungsnetze“ hängt im Gegensatz dazu von der maximalen Netzbelastung und dem gewählten Schwellwert bzgl. der Erforderlichkeit für Netzausbau ab, d.h. von den Modellergebnissen eines einzelnen Zeitschritts.

Die Ergebnisse der Szenarienanalyse bestätigen bzgl. der netzbezogenen Bewertungskriterien These 2 für die zentrale Steuerungsstrategie mit dem Zielprofil (vgl. Tabelle 8-9). Mit dem in der Verteilnetzsimulation realisierten Profil für die zentrale Steuerungsstrategie sind keine Unterschiede bei den netzbezogenen Bewertungskriterien für die Übertragungsnetzebene erkennbar.

Die netzbezogene Kennzahl „Investitionen in den Ausbau der Verteilnetze“ zeigt hingegen, dass bei der zentralen Steuerungsstrategie bereits mit dem realisierten Profil der Netzausbaubedarf auf der Verteilnetzebene deutlich zunimmt im Vergleich zur Referenzsimulation oder der dezentralen Steuerungsstrategie. In der zentralen Steuerungsstrategie steht die Minimierung der Kosten bei der Stromerzeugung im Fokus. Den Verteilnetzen wird eine bestimmte Einspeiseleistung vorgegeben und die Flexibilitäten werden derart eingesetzt, dass diese Leistung von den Verteilnetzen aufgenommen werden kann. Die Auslastung der Netzbetriebsmittel und eine Optimierung der Leistungsflüsse werden bei der zentralen Steuerungsstrategie nicht berücksichtigt.

### **Fazit aus These 1 und These 2 hinsichtlich der Vor- und Nachteile der zentralen Steuerungsstrategie**

Die erwarteten Vor- und Nachteile der zentralen Steuerungsstrategie werden durch die Szenarienanalyse bestätigt. Es zeigt sich diesbezüglich ein Ergebniskorridor, der im optimistischen Fall von den auf dem Zielprofil basierenden Modellergebnissen begrenzt wird. Das nutzbare Flexibilitätspotenzial wird in dieser Betrachtung überschätzt. Im pessimistischen Fall wird der Ergebniskorridor von den Modellergebnissen begrenzt, die auf den in der Verteilnetzsimulation

realisierten Profilen aufbauen. Hier wird das nutzbare Flexibilitätspotenzial unterschätzt (vgl. Abschnitt 7.2.6).

**These 3: Der Nutzen der dezentralen Steuerungsstrategie liegt in einer geringeren Belastung des Übertragungsnetzes. Dies führt zu geringeren Netzausbaukosten und zu geringeren Netzverlusten.**

Ein Rückgang der Belastung des Übertragungsnetzes ist bei der dezentralen Steuerungsstrategie sowohl im Vergleich zur Referenzsimulation als auch im Vergleich zur zentralen Steuerungsstrategie nicht erkennbar (vgl. Tabelle 8-9). Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die dezentrale Steuerungsstrategie in einer eher pessimistischen Form umgesetzt wurde. Dies betrifft zum einen die fehlende zeitliche Vorausschau und zum anderen den Verlust an Freiheitsgraden durch die vorgenommene Komplexitätsreduktion (vgl. Abschnitt 7.2.6). Zudem ist das Übertragungsnetz stark aggregiert in der Szenarienanalyse abgebildet.

An diesen Punkten besteht weiterer Forschungsbedarf, um die benötigten Freiheitsgrade zur Abbildung von Flexibilität in der Verteilnetzsimulation auch in vereinfachten Modellen zu gewährleisten und um auch einen ausreichenden Prognosehorizont zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 3.1). Auch würde sich bei einer detaillierten Abbildung des Übertragungsnetzes ein geringerer Netzausbaubedarf auf einzelnen Leitungen früher zeigen als in einem aggregierten Flowgate.

Wenn diese Ziele erreicht sind, gehen wir davon aus, dass sich der erwartete Nutzen von These 3 zumindest anteilig einstellen wird. Während die mittlere Belastung des Übertragungsnetzes zurückgehen wird, ist dies bei der maximalen Netzbelastung nicht zwingend der Fall, da diese Größe nicht explizit Teil einer lokalen Ausgleichsstrategie ist.

Es hat sich zudem gezeigt, dass sowohl im Fall der zentralen als auch im Fall der dezentralen Steuerung zusätzlicher Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen entstehen kann. Allerdings zeigt sich eine Tendenz dahingehend, dass dieser Bedarf bei einem dezentralen Steuerungsansatz geringer ausfällt.

**These 4: Als Nachteil der dezentralen Steuerungsstrategie werden thermische Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen weniger effizient eingesetzt und der Flexibilitätsbedarf steigt. Dies führt zu steigenden variablen Stromgestehungskosten und höheren Investitionen in Flexibilitätsoptionen.**

Die dezentrale Steuerungsstrategie führt im Vergleich zur Referenzsimulation zu geringfügig sinkenden variablen Stromgestehungskosten. Durch eine Vergleichmäßigung der Residuallast werden günstige Kohlekraftwerken etwas höher ausgelastet und der Einsatz von teureren Erdgaskraftwerken geht leicht zurück. In der Folge gehen die variablen Stromgestehungskosten zurück und die CO<sub>2</sub>-Emissionen steigen in einzelnen Stunden an. Durch die verbesserte EE-Integration gehen sie im Gegenzug aber auch in einigen Stunden zurück. In der Jahressumme heben sich beide Effekte auf, so dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zur Referenzsimulation konstant bleiben (vgl. Tabelle 8-9).

Im Vergleich zur zentralen Steuerungsstrategie führt die dezentrale Steuerungsstrategie zu höheren variablen Stromgestehungskosten. Auch die vorhandenen dezentralen Flexibilitätsoptionen werden weniger stark genutzt, wie es sich in der flexibilitätsbezogenen Kennzahl „Mittlere Potentialausnutzung von dezentraler Flexibilität (gewichtet)“ zeigt (vgl. Tabelle 8-9). Höhere Investitionen in Flexibilität bei dezentraler Steuerungsstrategie können als absolute Größe nicht bestätigt werden, der Effekt zeigt sich jedoch als spezifische Größe bezogen auf die verlagerte Strommenge. Während der Bedarf an dezentraler Flexibilität als absolute Größe unabhängig von der Steuerungsstrategie ist, geht deren Einsatz bei der dezentralen Steuerungsstrategie im Vergleich zur zentralen Steuerungsstrategie zurück, da die Möglichkeit zur überregionalen Nutzung nicht besteht.

Die in These 4 formulierten Nachteile der dezentralen Steuerungsstrategie können größtenteils durch die Modellergebnisse bestätigt werden. Wäre zudem die Stromerzeugung und der Stromverbrauch auf dezentraler Ebene in der Jahressumme nicht vorgegeben und bestünde statt dessen neben der zeitlichen Verlagerung auch die Möglichkeit, durch einen verstärkten Einsatz von teureren dezentralen Kraftwerken die Stromerzeugung auf dezentraler Ebene zu erhöhen (z.B. durch BHKW mit Notkühler), so wäre der Kostenanstieg noch ausgeprägter. In der Szenarienanalyse eingesetzten Variante findet die Änderung der variablen Stromgestehungskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen ausschließlich auf der zentralen Ebene statt.

### **Fazit aus These 3 und These 4 hinsichtlich der Vor- und Nachteile der dezentralen Steuerungsstrategie**

Die erwarteten Nachteile der dezentralen Steuerungsstrategie hinsichtlich geringerer Effizienz beim Einsatz von Kraftwerken und Flexibilitätsoptionen werden durch die Szenarienanalyse bestätigt. Der erwartete Vorteil einer geringeren Belastung des Übertragungsnetzes zeigt sich in der Szenarienanalyse jedoch nicht. Dies ist auf die eher pessimistisch ausgerichtete Art der dezentralen Steuerungsstrategie zurückzuführen. Unter optimistischen Bedingungen, d.h. mit Berücksichtigung eines Prognosehorizonts und ausreichender Freiheitsgrade für dezentrale Flexibilitätsoptionen sowie einem detaillierter abgebildeten Übertragungsnetz, würde sich auch für die dezentrale Steuerung ein Ergebniskorridor ergeben, der zumindest hinsichtlich der mittleren Belastung des Übertragungsnetzes und der daraus resultierenden Netzverluste die erwarteten Vorteile der dezentralen Steuerungsstrategie aufweisen würde.

## Teil C: Fazit und Schlussfolgerungen

### 9. Handlungsempfehlungen, Ergebnisdarstellung und Öffentlichkeitsarbeit

Der nachfolgende Teil orientiert sich an Arbeitspaket 7 „Handlungsempfehlungen, Ergebnisdarstellung und Öffentlichkeitsarbeit“ und gliedert sich in die folgenden vier Arbeitsschritte.

- Ableitung von Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für Last- und Erzeugungsmanagement in Verteilnetzen (Arbeitsschritt 7.1)
- Vorstellung von Teilergebnissen zum Thema Verteilnetzsimulation und Supply-Demand-Matching auf nationalen Konferenzen und in wissenschaftlichen Zeitschriften (Arbeitsschritt 7.2)
- Vorstellung von Teilergebnissen zum Thema Strommarktmodellierung und Übertragungsnetzkapazitäten aus nationalen Konferenzen und in wissenschaftlichen Zeitschriften (Arbeitsschritt 7.3)
- Vorstellung von Projektergebnissen zum Thema Modellkopplung und Szenarienvergleich auf nationalen und europäischen Konferenzen sowie wissenschaftlichen Zeitschriften (Arbeitsschritt 7.4)

Hauptverantwortlich für Arbeitspaket 7 ist das Öko-Institut.

Das vorliegende Arbeitspaket befasst sich maßgeblich mit der Ableitung von Handlungsempfehlungen und der Öffentlichkeitsarbeit. Auf Grund der Änderungen und Neuentwicklungen in der Verteilnetzsimulation (vgl. Kapitel 4.) wird Arbeitsschritt 7.2 in *Veröffentlichungen, Bewertung und kritische Würdigung der eingesetzten Methoden* umbenannt und beinhaltet neben einer Veröffentlichung zu dem entwickelten Szenariodesign-Prozess die Vor- und Nachteile der eingesetzten Methoden, sowie Forschungs- und Entwicklungspotential und Verwertungspläne.

Die Ergebnisse der Arbeitsschritte 7.3 und 7.4 werden zudem gemeinsam in Abschnitt 9.3 vorgestellt.

#### 9.1. **Ableitung von Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für Last- und Erzeugungsmanagementansätze in Verteilnetzen**

Ein Versorgungssystem besteht aus unterschiedlichen Dimensionen, die dezentral oder zentral<sup>28</sup> ausgeprägt sein können. Die Differenzierung dieser Dimensionen, dargestellt in Kapitel 9.1.1, bildet die Grundlage für die differenzierte Darstellung von Rahmenbedingungen. Bei der Analyse von Rahmenbedingungen sind die folgenden drei Ebenen zu unterscheiden.

Zum einen geht es darum, welche Instrumente wie genutzt werden können, um das Versorgungssystem in einer oder mehrerer dieser Dimensionen zentral oder dezentral zu gestalten. Hierzu bietet das Kapitel 9.1.2 einen Überblick.

Zweitens ist zu fragen, welche Anforderungen an das Marktdesign und die Rahmenbedingungen entstehen, wenn das Versorgungssystem zentraler oder vor allem dezentraler wird und wie das

<sup>28</sup> Im weiteren Verlauf als (de)zentral bzw. (De)Zentralisierung bezeichnet.

Marktdesign entsprechend angepasst werden muss. Dies betrifft vor allem die Dimension einer verstärkten dezentralen Steuerung.

Drittens ist übergreifend über die verschiedenen Dimensionen zu klären, wie ein gesellschaftlicher Entscheidungsprozess zur zukünftigen Ausgestaltung des Energiesystems organisiert werden kann, einschließlich der Frage nach zentralen und dezentralen Elementen und deren möglicher Kombination. Darauf wird in Kapitel 9.1.3 eingegangen.

### 9.1.1. Strukturierung (de)zentraler Dimensionen

Ein Versorgungssystem ist definiert durch unterschiedliche Dimensionen, die (de)zentrale Ausprägungen annehmen können. Bei diesen Charakteristika handelt es sich um die regionalen Verteilung von Erzeugungsanlagen, der Netzebene von Kraftwerken und Flexibilitäten sowie der Koordinations- und Steuerungsform des Gesamtsystems (siehe Tabelle 9-1). Diese Strukturierung wird näher beschrieben in den beiden Veröffentlichungen Bauknecht und Funcke (2013) und vor allem Funcke & Bauknecht (im Erscheinen) .

Unterschiedliche Ausprägungen haben einen Einfluss auf die Leistung des Systems und können unter anderem Gesamtkosteneffekte und Versorgungssicherheit beeinflussen. Auf politischer Ebene stellt sich daher die Frage welche Instrumente und Anreize genutzt werden, um ein angestrebtes (de)zentrales System zu erreichen und wie dieses System gestaltet sein soll.

**Tabelle 9-1: Unterschiedliche Dimension von zentral/dezentral**

	Kraftwerke	Räumliche Verteilung	Flexibilität	Steuerung
<b>Dezentral</b>	Kraftwerke sind auf der Verteilnetzebene angebunden.	Kraftwerke sind entsprechend der Nachfrage verteilt.	Flexibilität ist auf der Verteilnetzebene angebunden.	Das System wird durch dezentrale Instanzen gesteuert (z.B. dezentrale Märkte/VNB).
<b>Zentral</b>	Kraftwerke sind auf der Übertragungsebene angebunden.	Kraftwerke sind an Orten mit besonders günstigen Erzeugungsbedingungen zu finden	Flexibilität ist auf der Übertragungsnetzebene angebunden.	Die Steuerung des Systems erfolgt durch eine zentrale Instanz. (z.B. nationaler Markt)

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung nach Bauknecht & Funcke 2013; Funcke & Bauknecht (im Erscheinen)).

Der Parameter der Kraftwerke unterscheidet zwischen verschiedenen Netzebenen, an denen die Kraftwerke angeschlossen sind: Zentrale Kraftwerke sind an die Übertragungsebene angeschlossen, wohingegen sich dezentrale Kraftwerke auf Verteilnetzebene befinden. Die Ausprägung dieser Dimension macht zunächst keine Aussage über die Art der Erzeugungstechnologie, allerdings können durch die technischen Voraussetzungen auf der jeweiligen Netzebene bestimmte Technologien ausgeschlossen werden.

Zweitens ist die räumliche Anordnung der Erzeugungsanlagen relevant. In dieser Dimension bedeutet ein zentrales System, dass Kraftwerke räumlich konzentriert und damit typischerweise nicht entsprechend der räumlichen Verteilung der Nachfrage angeordnet sind. In der Praxis kommt

eine räumliche Konzentration dann zustande, wenn Kraftwerke an Standorten mit jeweils für sie günstigen Bedingungen errichtet werden. Umgekehrt sind Anlagen dann dezentral angeordnet, wenn sie entsprechend der Nachfrage räumlich verteilt sind.

Drittens geht es um die Ausprägung der vorhandenen Flexibilitäten des Systems. Vergleichbar mit der Netzebene der Kraftwerke beschreibt diese zentrale oder dezentrale Anordnung von Flexibilitäten in Bezug auf die Netzebene. Im zentralen Fall befinden sich Flexibilitäten auf der Übertragungsnetzebene, im dezentralen Fall auf der Verteilnetzebene. Vergleichbar mit der Kraftwerksebene hat dies einen Einfluss auf Technologien, die verwendet werden können.

Die vierte Dimension betrifft die Steuerung des Systems. Hierbei geht es vor allem um die Frage, auf welcher Ebene Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen und Systemdienstleistungen erbracht werden. Findet der Ausgleich auf nationaler Ebene mit einem einheitlichen, „zentralen“ Preissignal statt, an dem sich alle Akteure orientieren, oder findet der Ausgleich zunächst kleinräumiger statt, zum Beispiel auf der Ebene der Verteilnetze.

Die Modellierung im Projekt setzt vor allem an den Dimensionen 3 und 4 an, indem Flexibilitätsoptionen unterschiedlichen Netzebenen (und unterschiedlichen Modellen) zugeordnet werden und vor allem indem eine zentrale und eine dezentrale Steuerungslogik miteinander verglichen werden.

Neben diesen techno-ökonomischen Dimensionen stellt sich die Frage, inwieweit die vorher dargestellten Entwicklungsmöglichkeiten in Bezug auf eine (de)zentrale Ausgestaltung der techno-ökonomischen Ebenen auch einen Wandel auf den sozialen und politischen Ebenen auslösen bzw. inwieweit sich Entwicklungen in diesen beiden Bereichen bedingen. Dabei geht es um die Dimensionen Governance, Demokratisierung der Energieversorgung und Eigentumsverteilung der Stromversorgungsinfrastruktur.

Ein direkter Zusammenhang zwischen der technischen und der sozialen Dimension erscheint weniger offensichtlich als oft zunächst vermutet, da zum Beispiel eine verbesserte Partizipation prinzipiell sowohl bei zentralen als auch bei dezentralen Strukturen möglich ist. Der Zusammenhang muss aber weiter untersucht werden. Sowohl dezentrale als auch zentrale Projekte können prinzipiell mit mehr oder weniger Beteiligung von, und Finanzierung durch verschiedene Akteure geplant und umgesetzt werden. So hat die Einführung des EEG die Anzahl an (Mit-) Eigentümern mit direkten Einflussmöglichkeiten auf das Stromversorgungssystem insbesondere im erneuerbaren Kraftwerkspark vergrößert. Eine höhere Eigentumsverteilung ist jedoch keine automatische Folge eines dezentralen Systems, da im Prinzip auch in zentralen Strukturen die Anzahl der Eigentümer erhöht werden könnte. Möglich wäre dies beispielsweise über eine direkte Beteiligung an Unternehmen in der Energiebranche in Form von Anleihen oder Aktien. Auch wird die Einführung von regionalen Märkten mit einer Dezentralisierung der Steuerung oft mit der Möglichkeit einer breiten Partizipation verbunden (Kießling 2013). Auch hier ist die Frage genauer zu klären, inwieweit die Einbildung kleiner Akteure nicht auch in zentrale Märkte möglich ist.

Die dargestellten Dimensionen können in verschiedenen Ausprägungen und Konstellationen kombiniert werden, so dass verschiedene Energiesystem-Konfigurationen entstehen, die sich der in Art und im Ausmaß ihrer (De)Zentralität unterscheiden. Bei der Bewertung von Entwicklungen in diesen Dimensionen sind verschiedene Ziele zu berücksichtigen, die in der folgenden Tabelle 9-2 dargestellt sind.

**Tabelle 9-2: Kriterien und Indikatoren (de)zentraler Entwicklungen**

Kriterium	Indikator
Ökonomisch Effizienz	Gesamtkosten des Energiesektors
Versorgungssicherheit	Anzahl und Dauer von Versorgungsunterbrechungen
Ökologische Auswirkungen	Reduktion von THG-Emissionen, andere Effekte

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Ein Überblick über verschiedene Bewertungen in der Literatur anhand dieser Kriterien und entlang der dargestellten Kriterien findet sich in Bauknecht et al. 2015.

**9.1.2. Mögliche Politikinstrumente für eine (De)Zentralisierung des Versorgungssystems**

Es bestehen verschiedene Ansatzpunkte um die Entwicklung des Versorgungssystems in den genannten Dimensionen zu beeinflussen. In vielen Fällen handelt es sich hierbei um politische Instrumente wie Steuern oder Abgaben, die einen direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit verschiedener Formen von Erzeugung oder Flexibilitätsoptionen haben. Ziel dieses Kapitels ist es, mögliche Instrumente kurz darzustellen und den o.g. Dimensionen zuzuordnen, ohne diese im Einzelnen zu bewerten.

Eine Instrumentenübersicht ist in Tabelle 9-3 zu sehen. Zu erkennen sind die bereits erläuterten Dimensionen des Versorgungssystems, Politikinstrumente, die diese Dimensionen beeinflussen können, sowie Beispiele hierzu. Nachfolgend werden diese genauer erläutert.

**Tabelle 9-3: Mögliche Politikinstrumente für eine (De)Zentralisierung des Versorgungssystems**

Dimension	Instrumente	Beispiel
Kraftwerke	Förderinstrumente	EEG
	Maßnahmen der Netzintegration	Anschlussverfahren, Anschlussgebühren, Netzregulierung
Räumliche Verteilung	Netzentgeltstruktur	
	Förderinstrumente	Festlegung räumlicher Verteilung durch ein Verfahren
Flexibilitäten	Marktdesign	Teilnahmebedingungen
	Monetäre Anreize	Netzentgelte
Steuerung	Dezentrale Marktstrukturen	Verantwortung für Systemdienstleistungen

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Kraftwerke – Transaktionskosten, Steuern/Abgaben**

Die Zunahme von Kraftwerken auf der Verteilnetzebene wurde vor allem durch die Förderung erneuerbarer Energien ausgelöst. Wichtig ist aber auch, welche Rahmenbedingungen für die Integration dieser Anlagen in die Verteilnetze bestehen. Dazu gehört die Frage, wie die Kosten des Netzanschlusses zwischen Anlagen- und Netzbetreiber verteilt werden, wie der Anschlussprozess

organisiert ist und welche Regeln der Netzbetreiber dabei einhalten muss, unter welchen Bedingungen die Kraftwerke vom Netz genommen werden dürfen und wie der Netzausbau reguliert wird, der auf Verteilnetzebene durch einen zunehmenden Anschluss von Kraftwerken notwendig wird (für einen Überblick über entsprechende Barrieren siehe Binda Zane et al. 2012).

### **Räumliche Verteilung – Förderinstrumente/Netzentgeltstruktur**

Einen Einfluss auf die regionale Anordnung von Kraftwerken hat im Bereich erneuerbarer Energien besonders das gewählte Förderinstrument und dessen konkrete Ausgestaltung (Pechan 2015). Feste Vergütungssätze und die Abwesenheit einer Begrenzung der geförderten Gesamtleistung führten in der Vergangenheit zu einem rapiden Ausbau erneuerbarer Energien. Hierbei wurden Erzeugungsanlagen zwar insbesondere an besonders ertragreichen Standorten errichtet (Plankl 2013), gleichzeitig wird einer Konzentration auf die besten Standorte im *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)* aber auch entgegengewirkt. Anlagen, die in einem gewissen Rahmen unter dem Ertrag einer Referenzanlage liegen, erhalten für einen längeren Zeitraum eine höhere Vergütung, sodass vergleichbare Erträge erwirtschaftet werden können, und eine bessere räumliche Verteilung erzielt werden kann.

Im zukünftig vorgesehenen Ausschreibungsverfahren für die Förderung von erneuerbaren Energien könnten besonders Anlagen begünstigt werden, die an ertragreichen Standorten geplant sind. Dies ist auf einen Wettbewerbsvorteil durch niedrige Stromgestehungskosten aufgrund von hohen Volllaststunden zurückzuführen (Bofinger et al. 2015). Eine Folge dessen wäre in Zukunft ein Ausbau der Erneuerbaren in besonders ertragreichen Regionen und so eine Intensivierung des Nord/Süd Erzeugungsgefälles und eine Zentralisierung in der räumlichen Dimension. Um die Verteilung von Erzeugungsanlagen zu beeinflussen, ist eine Aufteilung des Ausschreibungsraumes denkbar. In Deutschland wird derzeit eine Zweiteilung in die Gebiete Nord und Süd diskutiert. Im Auktionsverfahren würde dann der Zuschlag für die Projekte einen Verteilungsschlüssel berücksichtigen, der sicherstellt, dass die Anzahl der Projekte in den beiden Zonen eine festgelegte Grenze nicht über- oder unterschreitet. Derzeit wird ein Verhältnis von 60 zu 40 diskutiert, wodurch minimal 40% und maximal 60% der Projekte in einer Zone realisiert werden müssen (ebenda).

Die regionale Verteilung kann ebenso durch regional differenzierte Netz- oder Energiepreise beeinflusst werden, vor allem bei Anlagen, die am Markt und nicht innerhalb eines Förderregimes agieren, siehe (Brandstätter et al. 2011). Dadurch können Preise für die Erzeugung von Strom regional variieren und so die Verteilung des Ausbaus von Erzeugungsanlagen beeinflussen (Pechan 2015). Auch das Vorhandensein einer notwendigen Infrastruktur kann eine Investitionsentscheidung beeinflussen. So ist das Vorhandensein eines Wärmenetzanschlusses für KWK-Technologien notwendig. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über Ansätze zur Differenzierung der Netzentgelte und deren mögliche Steuerungswirkung.

**Tabelle 9-4: Lokal differenzierte Netzbepreisung**

Netzanschlussgebühren	Netznutzungsgebühren	Ein- und Ausspeisezonen
Räumliche Signale durch tiefe Anschlussgebühren	Umfassende räumliche Signale auch für Kraftwerke erfordern Einführung einer G-Komponente	Zonale Differenzierung der Netznutzungsentgelte, siehe UK
<ul style="list-style-type: none"> <li>Sind sehr schwer zu bestimmen, vor allem für einzelne Netznutzer</li> <li>Adressiert vor allem lokale Netzengpässe</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wird überlagert von bisherigen starken regionalen Unterschieden in den NNE</li> <li>Siehe auch Diskussion um bundesweiten Ausgleich von Netzentgelten</li> </ul>	

Die Ansätze geben prinzipiell ein Investitionssignal, kein Einsatzsignal, es sei denn Netznutzungsgebühren werden auch zeitlich differenziert. Gerade dann stellt sich aber die Frage, ob ein Investor die räumliche Allokation der Investition an unsicheren Netzentgelten ausrichten möchte.

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Neben einer räumlich differenzierten Netzbepreisung ist auch eine räumlich differenzierte Energiebepreisung möglich. Prinzipiell kann dabei mit einem Nodal Pricing ein ökonomisches Optimum erreicht werden, ein Zonal Pricing dagegen fokussiert auf zentrale Engpässe. Die Anreizwirkung zielt zunächst vor allem auf die regional differenzierte Einsatzentscheidung der Kraftwerke, entsprechend der Netzengpasssituation. Prinzipiell können räumlich differenzierte Energiepreise auch eine räumliche Steuerung der Investitionsentscheidung beeinflussen. Aber auch hier stellt sich die Frage, wie stark diese Lenkungswirkung ist. Sobald ein Netzengpass, der die räumliche Differenzierung bewirkt, behoben wird, entfallen auch die unterschiedlichen Preiszonen, ohne dass der Kraftwerks-Investor seine Investitionsentscheidung anpassen kann.

Neben den genannten Ansätzen, die alle Netznutzer betreffen, sind auch fokussierte Ansätze denkbar, die z.B. über Einzelverträge gezielt auf Netznutzer mit großem Flexibilitätspotenzial ausgerichtet sind oder wo durch eine Standortkomponente in einem fokussiertem Kapazitätsmechanismus gezielt Investitionsentscheidungen adressiert werden (Matthes et al. 2012).

**Flexibilitäten – Marktdesign, monetäre Anreize**

Flexibilität kann sich, ebenso wie Kraftwerke, auf einer zentralen oder dezentralen Systemebene befinden. Im bisherigen Stromsystem genutzte Flexibilitäten, in erster Linie konventionelle Kraftwerke oder Pumpspeicher, sind vor allem auf der zentralen Ebene des Systems angesiedelt. Innovative Flexibilitäten, wie Demand Side Management oder Batteriespeicher, hingegen befinden sich in vielen Fällen eher auf dezentralen Systemebenen.

Das derzeitige Marktdesign wurde für die Nutzung von zentralen Flexibilitäten gestaltet, da diese das Bild des heutigen Versorgungssystems prägen. Je nachdem wie eine Gestaltung des Marktes aussieht, kann die Integration bestimmter Technologien in Märkte erschwert werden, zum Beispiel durch Zugangsvoraussetzungen, die eine Partizipation von kleinteiligen Flexibilitäten erschweren oder nicht ermöglichen. Hierbei kann es sich zum Beispiel um Regelungen bezüglich

Angebotsgrößen und -dauern handeln, z.B. für den Regelenergiemarkt (Bauknecht & Vogel 2015). Auch unterschiedliche Regelungen für Netzentgelte, zum Beispiel Ausnahmeregelungen für Pumpspeicher, können zu einer bestimmten Entwicklung der Flexibilitätsoptionen führen. Neben der Ausrichtung des Marktdesigns können ebenso Anreize für eine bestimmte Ausprägung gesetzt werden, beispielsweise die Einführung von Investitionshilfen für dezentrale Flexibilitäten in Form von Batteriespeichern.

### **Steuerung – Dezentrale Marktstrukturen und Ermöglichung dezentraler Geschäftsmodelle**

Abhängig davon, auf welcher Netzebene Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen werden, kann von einer dezentralen oder zentralen Steuerung gesprochen werden. Im Gegensatz zu den anderen Dimensionen, bei denen Entwicklungen durch die beschriebenen Rahmenbedingungen und die dadurch beeinflussten Entscheidungen individueller Marktakteure angestoßen werden, erfordert die Entwicklung hin zu einer stärker dezentralen Steuerung auch die Implementierung entsprechender dezentraler Marktstrukturen. Eine dezentrale Steuerung kann verschiedene Aspekte umfassen und sich in mehreren Schritten entwickeln (siehe zum Beispiel Smart-Grids Plattform Baden-Württemberg e.V. 2013, sowie Agora Energiewende 2013).

Zunächst kann eine zumindest teilweise dezentrale Steuerung durch Netzengpässe und ein dadurch erforderliches Netzkapazitätsmanagement entstehen. Das ist der Fall bei einem durch Netzbetreiber initiierten Redispatch oder bei einem netzorientierten Einsatz von Kraftwerken und anderen Anlagen, der durch die oben beschriebene regional differenzierte Netz- und Energiebepreisung gesteuert wird.

Zweitens ist auch stärker dezentrale Organisation von Systemdienstleistungen denkbar.

Drittens können Erzeugung und Verbrauch prinzipiell auf einer dezentralen Ebene ausgeglichen werden, unabhängig davon ob wie beim Netzkapazitätsmanagement Netzengpässe bestehen oder nicht. Dabei stellt sich grundsätzlich die Frage, auf welcher Ebene und durch wen diese dezentrale Steuerung organisiert wird. Im Falle einer dezentralen Steuerung steht die Optimierung der Versorgung einer Einheit des Gesamtsystems im Zentrum. Hierbei kann es sich zum Beispiel um einen bestimmten Bereich des Verteilnetzes oder auch einen einzelnen Verbraucher handeln. Denkbar ist aber auch eine Optimierung innerhalb einer Region, die mehrere Verteilnetze umfasst (VDE 2007).

Bei einer Dezentralisierung der Systemsteuerung stellen sich zahlreiche Fragen, wie das Marktdesign angepasst werden muss. Dabei ist auch zu klären, wie die verschiedenen Ebenen ineinandergreifen. Solange ein dezentraler Ausgleichsmechanismus in einen zentralen Ausgleichsmechanismus eingebettet bleibt, in dem verbleibende Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen werden, muss das Verhältnis zwischen diesen unterschiedlichen Ebenen geklärt sein. Vor allem wenn der Regionen übergreifende Wettbewerb erhalten bleiben soll, gleichzeitig aber ein vorrangig dezentraler Ausgleich organisiert werden soll, stellt sich die Frage nach der Kopplung der Marktebenen, zwischen denen für die einzelnen Marktakteure grundsätzlich Arbitrage-Möglichkeiten bestehen. Dezentrale Geschäftsmodelle erscheinen vor diesem Hintergrund vor allem dann realisierbar, wenn dafür spezielle Regelungen z.B. bei Umlagen, Abgaben und Netzentgelten eingerichtet werden. Allerdings besteht hierbei immer auch die Gefahr, dass Regelungen geschaffen werden, die nicht den Systemnutzen eines dezentralen Ausgleichs widerspiegeln.

### 9.1.3. Gesellschaftlicher Diskurs über die zukünftige Ausrichtung des Energiesystems

Im Rahmen der Energiewende soll die Stromversorgung in Deutschland weitgehend mit erneuerbaren Energien organisiert werden. Wie dieses System allerdings konkret gestaltet sein wird und welcher Entwicklungspfad eingeschlagen werden soll, ist hingegen weniger eindeutig. Das Für und Wider eines „dezentralen“ vs. eines „zentralen“ Stromversorgungssystems ist dabei ein wesentlicher Aspekt der Debatte.

Generell stellt eine sozio-technische Systemtransformation eine neue Herausforderung für die politische Steuerung dar. Es geht nicht mehr nur um einzelne Innovationen, sondern um die Transformation des Gesamtsystems, das sich aus verschiedenen Innovationen so zusammensetzen muss, dass es funktioniert („configurations that work“) (Rip & Kemp 1998). Es geht also zum Beispiel in der „Energiewende“ nicht mehr nur um die Entwicklung und den Ausbau von Wind- und Solarkraftwerken, sondern um die Transformation des gesamten sozio-technischen Regimes der Stromversorgung, einschließlich des gesamten Kraftwerksparks, der Infrastruktur von Netzen und Speichern, der Stromnachfrage, der Rolle von Verbrauchern und der Regulierung sowie der Eigentumsstrukturen.

Die zuvor dargestellten Dimensionen eines (de)zentralen Energiesystems können in unterschiedlichen Kombinationen unterschiedliche Systemkonfigurationen ergeben. Mit den dargestellten Instrumenten kann die Systementwicklung in verschiedenen Richtungen beeinflusst werden. Zunächst erscheint aber eine grundsätzliche gesellschaftliche Verständigung darüber notwendig, wie (de)zentral das Energiesystem ausgestaltet werden soll. Um dieser Governance-Herausforderung zu begegnen, sind Instrumente gefragt, die nicht wie die oben beschriebenen Instrumente an den einzelnen Dimensionen von (de)zentral ansetzen, sondern die ergänzend zu diesen Einzelinstrumenten übergreifend die Systemtransformation adressieren. Dabei geht es vor allem um folgende Fragen: Welche Visionen des zukünftigen Energiesystems gibt es, wie werden diese von verschiedenen Akteuren bewertet, wo können sie sich sinnvoll ergänzen und wo schließen sie sich aus, wie verhalten sie sich zueinander und welche Transformationspfade sind möglich?

Dabei werden die Debatte und die Entscheidung über die entsprechende Ausrichtung des Systems dadurch erschwert, dass sich hinter zentralen oder dezentralen Visionen eine Vielzahl unterschiedlicher Konzepte und Bewertungskriterien verbergen. Alleine die technische Beschreibung eines zentralen oder dezentralen Systems umfasst wie dargestellt mehrere Aspekte. Hinzu kommt, dass insbesondere dezentrale Konzepte oft nicht nur eine technisch-ökonomische Grundlage haben, sondern verbunden sind mit sozio-politischen Aspekten, wie der Frage der Eigentumsverteilung oder der Demokratisierung der Energieversorgung.

Zentrale Strategieelemente für die Governance von Systemtransformationen sind die Antizipation langfristiger Systemwirkungen und die Formulierung gesellschaftlicher Visionen. Dazu können verschiedene Ansätze beitragen, die sich unter die Überschrift „Foresight“, „Vision building“ oder „Scenario planning“ fassen lassen. Einen Überblick über verschiedenen Methoden der „Future studies“, mit denen zukünftige Entwicklungsziele und Entwicklungspfade aufgezeichnet werden können, sowie Beispiele für ihre praktische Anwendung im Policy Kontext findet sich zum Beispiel in Sedlacko & Gjoski (2010).

Dabei geht es bei der Entwicklung von Visionen und Transformationspfaden nicht nur darum, mehr über mögliche Zukünfte zu erfahren, sondern es geht auch um einen Governance-Rahmen für die Gegenwart. Es geht darum, Akteure und Ressourcen im Transformationsprozess zu mobilisieren und zu koordinieren (Berkhout 2006; Rotmans et al. 2001; Smith et al. 2005; Späth & Rohracher 2010).

Die dargestellte Strukturierung verschiedener (de)zentraler Dimensionen als auch die ökonomische Modellierung dieser Dimensionen können einen Beitrag dazu leisten, verschiedene gesellschaftliche Visionen zu formulieren, zu ordnen und zu bewerten.

#### 9.1.4. Handlungsempfehlungen

Notwendig erscheint zunächst ein gesellschaftlicher Diskurs darüber, wie das Energiesystem durch die Energiewende über den vermehrten Einsatz von Erneuerbaren hinaus konkret gestaltet werden soll, wobei die Frage von Dezentralisierung und Zentralisierung eine wichtige Rolle spielt. Durch eine Vielzahl an unterschiedlichen Zielvorstellungen ist es notwendig, eine Bandbreite an möglichen Transformationspfaden zu definieren ebenso wie Zielszenarien, die für die weitergehende Entwicklung die Basis bilden.

Die Rahmenbedingungen für ein zentrales oder dezentrales Stromsystem können dann auf unterschiedlichen Ebenen ansetzen. Zum einen geht es um die Gestaltung einzelner Dimensionen eines (de)zentralen Energiesystems. Hierfür stehen jeweils unterschiedliche Instrumente zur Verfügung, um eine Entwicklung in diesen Dimensionen zu beeinflussen, und es können sich daraus unterschiedliche (de)zentrale Ausprägungen ergeben. Die dargestellte Strukturierung verschiedener Dimensionen von (de)zentral kann helfen, auch entsprechende Instrumente zu strukturieren und auch als Grundlage für einen gesellschaftlichen Diskurs über den gewünschten Transformationsprozess dienen.

Durch die in dem Projekt entwickelte Methodenkette konnten erste Abschätzungen der Auswirkungen zentraler und dezentraler Steuerstrategien auf die elektrische Energieversorgung gegeben werden. Dabei wurden die Wechselwirkungen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen abgebildet. Um quantitativ belastbare Ergebnisse unter Berücksichtigung des gesamten elektrischen Energiesystems zu erzielen, sollte die Kopplung in einem ersten Schritt weiterentwickelt und optimiert werden. Die Optimierung betrifft insbesondere die Berücksichtigung eines Prognosehorizonts beim Algorithmus für einen lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, die detailliertere Abbildung des Übertragungsnetzes sowie die Abbildung von dezentralen Flexibilitätsoptionen mit ausreichend Freiheitsgraden in der Verteilnetzsimulation.

Es hat sich gezeigt, dass sowohl im Fall der zentralen als auch im Fall der dezentralen Steuerung zusätzlicher Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen entstehen kann. Allerdings zeigt sich eine Tendenz dahingehend, dass dieser Bedarf bei einem dezentralen Steuerungsansatz geringer ausfällt. Auf der Übertragungsnetzebene lässt sich dieser Effekt aus den Ergebnissen der Szenarienanalyse nicht ableiten.

In der Konsequenz zeigt sich, dass die zentrale Steuerungsstrategie den vorhandenen Kraftwerkspark und die vorhandenen Flexibilitätsoptionen effizienter einsetzt, dabei jedoch höhere Netzbelastungen sowohl auf der Übertragungs- als auch der Verteilnetzebene auftreten. Im Gegenzug setzt die dezentrale Steuerungsstrategie den vorhandenen Kraftwerkspark und die vorhandenen Flexibilitätsoptionen weniger effizient ein, die Netzbelastung geht jedoch nicht im gleichen Maßstab zurück. Dieser Effekt ist zumindest teilweise auch auf die Einschränkung der Modellierung zurückzuführen (vgl. Abschnitt 7.2.6).

Als nächste Schritte sind daher zunächst die Modellierung der dezentralen Steuerungsstrategie weiterzuentwickeln und die Abbildung des Übertragungsnetzes zu verfeinern, um die verbesserte Modellkopplung dann für weitere Szenarienanalysen erneut einsetzen zu können.

## 9.2. Veröffentlichung, Bewertung und kritische Würdigung der eingesetzten Methoden (OFFIS)

In dem Projekt wurde eine Prozesskette entwickelt, die es ermöglicht, simulativ die Effekte von Steuerungsstrategien der Anlagen auf Verteilnetzebene auf die Kraftwerke der Übertragungsnetzebene zu untersuchen und zu bewerten. Ein wesentlicher Bestandteil ist dabei die Kopplung des Simulationswerkzeugs PowerFlex-Grid und des neu entstandenen Werkzeugs zur Verteilnetzsimulation. Dabei wurden Anforderungen zur Kopplung der Kraftwerke und dezentraler Anlagen so aufeinander abgestimmt, dass sowohl die Betrachtung einzelner Regionen innerhalb Deutschlands als auch eine gesamtdeutsche Betrachtung möglich war.

Die regionalspezifischen Szenarien wurden auf Verteilnetzebene detailliert umgesetzt. Das heißt sowohl typische ländliche und städtische Netzstrukturen wurden modelliert als auch Modelle von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen nach für die Regionen typischen Verteilungskriterien in den Netzen simuliert. Auf diese Weise war es möglich, verschiedene Steuerungsstrategien verteilter Anlagen umzusetzen und deren Effekte sowohl auf die Netzinfrastruktur der Verteilnetze abzuschätzen als auch die Effekte auf den Kraftwerkseinsatz in den Übertragungsnetzen und weitere Größen (z.B. Treibhausgasemissionen) zu bewerten. Für die Umsetzung der umfangreichen Verteilnetzsimulationen wurde ein neues Verfahren entwickelt, das auf dem Einsatz von Surrogatmodellen beruht. Mit Hilfe dieses Verfahrens war es möglich, nicht nur die verschiedenen Szenarien für die fünf Regionen zu betrachten, sondern diese auch mit den drei verschiedenen Steuerungsansätzen für jeweils ein Jahr in annehmbarer Zeit zu simulieren und auszuwerten.

Im Folgenden werden die neu entwickelten Verfahren, sowie das Vorgehen und die Methodik zur Kopplung der Simulationswerkzeuge kritisch analysiert, bewertet und mögliche weitere Forschungsbedarfe identifiziert.

### 9.2.1. Szenarienprozess

Der Prozess zur Ermittlung regional-spezifischer Szenarien (siehe Kapitel 2) mit wurde in dem Projekt Smart Nord<sup>29</sup> entwickelt in diesem Projekt für die Definition von Zukunftsszenarien eingesetzt. Hierbei werden Informationen über reale installierte Anlagen dem Anlagenstammdatenregister entnommen und eine anteilige Durchdringung für die zu simulierenden Netze ermittelt. Über Annahmen bzgl. des Zubaus von dezentralen Anlagen in den Jahren 2020 und 2030 nach dem BMU Leitszenario A' wurde eine Verteilung der einzelnen Anlagen in den Verteilnetzen berechnet.

Im Laufe des Projektes wurde dieser auf der Konferenz *International Conference on Power Engineering, Energy, and Electrical Drives (POWERENG) 2015* vorgestellt. Weitere Arbeiten zur Präsentation der Werkzeugkette von der Definition von Simulationsszenarien für die Verteilnetze über die Simulation bis hin zur Auswertung der Ergebnisse stellt einen weitere Möglichkeit zur Veröffentlichung dar.

Durch den umfangreichen Einsatz in dem vorliegenden Projekt können die folgenden Vorteile aufgezeigt werden.

---

<sup>29</sup> <http://www.smartnord.de> (letzter Zugriff: 22.10.2015)

## Berücksichtigung regionaler Ausprägungen

Der Prozess setzt als Grundlage für die Berechnung der zu simulierenden Anlagen Informationen aus dem Anlagenstammdatenregister und Annahmen bzgl. des Zubaus der Anlagen ein. Dadurch lassen sich Szenarien erzeugen, die regionale Ausprägungen, sowie Anlagengrößen und Verteilung in den zu simulierenden Typnetzen berücksichtigen. Die Definition der einzelnen Regionen lässt sich durch die Zuordnung der installierten Leistungen zu den jeweiligen Postleitzahlen beliebig detailliert abbilden. Beispielsweise werden in dem Projekt Smart Nord Szenarien für die Bundesländer Niedersachsen und Bayern definiert, wohingegen in dem vorliegenden Projekt mehrere Bundesländer zu einer Region zusammen gefasst simuliert werden.

## Studienunabhängig einsetzbar

Die Berechnung der Anlagenzahlen in den Verteilnetzen ist so aufgebaut, dass diese auf Daten aus dem Anlagenstammdatenregister und Angaben zur installierten Leistung der jeweiligen Technologie basiert. Daher ist der Prozess komplett unabhängig von bestimmten Studien einsetzbar. Liegen Annahmen bzgl. der installierten Leistung einer Technologie vor, dann kann daraus die Anzahl der zu simulierenden Anlagen ermittelt werden. Dies ermöglicht es auch Szenarien für eine bestimmte Zukunftsvision zu erzeugen.

## Skalierung der Ergebnisse für Simulationen

Um die Anzahl der Anlagen in den Simulationsnetzen zu erhalten, wird jeweils die installierte Leistung pro Kopf der Technologie ermittelt und für die Einwohnerzahlen in den Verteilnetzen umgerechnet. Dieses Vorgehen ermöglicht ein problemloses Skalieren der Simulationsergebnisse, wie beispielsweise die Einspeise- oder Verbrauchsprofile der Technologien auf die mit dem Szenario abgebildeten Regionen.

Neben den genannten Vorteilen haben sich bei dem Prozess auch *Nachteile* gezeigt, die an dieser Stelle ebenfalls kurz vorgestellt werden sollen. Anschließend wird der Verwertungsplan kurz skizziert und mögliche Erweiterungen und *Forschungs- und Entwicklungsbedarf* kurz vorgestellt.

## Abweichungen zwischen Vorgabe und Szenarien

Die im Anlagenstammdatenregister erfassten Anlagen unterscheiden sich stark in ihren installierten Leistungen. Zur Vereinfachung werden diese anhand ihrer installierten Leistungen in zuvor definierte Leistungsklassen eingeteilt. Die Definition der Leistungsklassen ermöglicht es bestimmte Anlagengrößen und deren Parametrierung für die Simulation festzulegen. Mit dem Szenarienprozess wird anschließend für jede Leistungsklasse die zu simulierende Anzahl Anlagen berechnet. Da in diesen Leistungsklassen die installierten Anlagen unterschiedlicher Größen zusammen gefasst werden, entsteht an dieser Stelle eine Abweichung zwischen der vorgegebenen installierten Leistung der Leistungsklasse und der tatsächlichen installierten Leistung ermittelt anhand der Anzahl zu simulierender Anlagen in der Leistungsklasse. Wird der Prozess eingesetzt, um Szenarien zur Evaluation von Algorithmen oder Ähnlichem zu erzeugen, dann sind diese Abweichungen vernachlässigbar. Das Projekt hat jedoch zum Ziel Szenarien, welche die Annahmen aus den Leitstudie A' möglichst genau abbilden, zu erzeugen. Aus diesem Grund mussten die Anzahlen der unterschiedlichen Anlagen jeweils mehrfach manuell angepasst werden, bis diese Abweichung möglichst gering ausgefallen ist.

## Skalierung der Ergebnisse von Netzberechnungen

Wie bereits beschrieben, können die Ergebnisse der Simulation anhand der Einwohnerzahlen entsprechend skaliert werden. Liegt der Fokus der Ergebnisauswertung auf den Einspeise- und Verbrauchsprofilen der jeweiligen Technologien, dann ist dies ein valides Vorgehen. Ist jedoch eine Aussage über den benötigten Netzausbau gewollt, dann erweist sich dieser Ansatz als nicht optimal. Wird in dem betrachteten Simulationsnetz eine Überlastung detektiert und der entsprechende Netzausbau berechnet, dann ist dieses Ergebnis für die betrachtete Netztopologie unter der gegebenen Belastungssituation korrekt. Durch das gewählte Vorgehen zur Skalierung der Ergebnisse wird dieses Netz und die Überlastung bzw. der benötigte Netzausbau vervielfacht. Da Verteilnetze in der Realität keine einheitliche Topologie und Verteilung der elektrischen Erzeuger und Verbraucher aufweisen, wird durch den beschriebenen Skalierungsansatz eine starke Abstraktion der Realität zugelassen. Um die Machbarkeit des gesamten Prozesses zu zeigen, ist dieses Vorgehen ausreichend. Soll jedoch eine detaillierte Analyse der Verteilnetze auf größerer Ebene, beispielsweise für ein oder mehrere Bundesländer, mit quantitativer Bewertung der berechneten Ergebnisse erfolgen, dann lässt sich dieses Vorgehen bei der Skalierung nicht einsetzen.

## Forschungs- und Entwicklungsbedarf und Verwertungsplan

In dem Projekt hat sich die Abweichung zwischen den installierten Leistungen der Vorgabe und der Simulationsszenarien als schwierig herausgestellt, da die Annahmen aus der Leitstudie A teilweise nicht genau abgebildet werden konnten. Zusätzlich ist die manuelle Anpassung der Anlagenanzahlen ein zeitaufwändiger Prozess. Für Szenarien, die bestimmte Vorgaben möglichst genau einhalten, ist sich ein zusätzlicher Optimierungsschritt denkbar. Dieser kann unter Berücksichtigung gegebener Restriktionen, wie beispielsweise Anteil der Leistungsklasse an der gesamten installierten Leistung der Technologie, eine Anzahl Anlagen ermitteln, sodass die Abweichung zwischen installierter Leistung und Vorgabe minimiert wird.

Desweiteren stellt die Entwicklung einer geeigneten Methode zur Skalierung der Ergebnisse eine sinnvolle Erweiterung des Prozesses dar. Das heißt wie sich die Ergebnisse einzelner Verteilnetzsimulationen und den berechneten Belastungen der Netzbetriebsmittel auf eine gesamte Region hochrechnen lassen. Dafür bietet sich ein Vorgehen an, welches die Simulationsnetze und deren Auslastung berücksichtigt.

Neben dem vorliegenden Projekt und Smart Nord, wird der vorgestellte Szenarienprozess in weiteren Projekten eingesetzt und weiter entwickelt. Aktuell findet er Einsatz in dem Projekt „Nachhaltige Energieversorgung Niedersachsen<sup>30</sup>“, welches sich auf die Definition und Auswertung von Zukunftsszenarien für Niedersachsen im Jahre 2050 fokussiert und diese anhand unterschiedlicher Kriterien bzgl. Nachhaltigkeit untersucht. Desweiteren wird das Vorgehen in vereinfachter Form in dem Projekt „Zukunftsfähiges Engpassmanagement im Übertragungsnetz<sup>31</sup>“ eingesetzt. Da in dem Projekt die Verteilnetze in aggregierter Form aus Sicht des Übertragungsnetzes betrachtet werden, entfällt hier eine Berechnung der tatsächlichen Anzahlen der Anlagen. Die ersten Schritte für die Aufteilung der installierten Leistungen auf die Regionen wurden jedoch durchgeführt.

<sup>30</sup> [http://www.offis.de/f\\_e\\_bereiche/energie/projekt/projekte/neds.html](http://www.offis.de/f_e_bereiche/energie/projekt/projekte/neds.html) (letzter Zugriff: 3.11.2015)

<sup>31</sup> [http://www.offis.de/f\\_e\\_bereiche/energie/projekt/projekte/zem.html](http://www.offis.de/f_e_bereiche/energie/projekt/projekte/zem.html) (letzter Zugriff: 3.11.2015)

### 9.2.2. Simulation mit Surrogatmodellen

Ein relevantes Ergebnis des Projektes ist die Entwicklung eines Verfahrens, um Szenarien mit einer Vielzahl von einzelnen Einheiten (dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen) über ein Jahr in 15-Minuten Auflösung zu simulieren (vgl. Abschnitt 4.3) Hierzu werden sogenannte Surrogatmodelle als Abstraktion eines Simulationsmodells eingesetzt. Allgemein handelt es sich bei einem Surrogatmodell um ein Modell welches auf Grundlage eines zugrunde liegenden Simulationsmodells erstellt wird, und dessen Verhalten approximiert. Dabei verfügt das Surrogatmodell über keinerlei Kenntnis über die internen Wirkungszusammenhänge des zugrunde liegenden Modells: Es handelt sich um Black-Box Modelle, die ausschließlich anhand von Ein- Ausgabedaten erstellt werden. Der Einsatzzweck eines Surrogatmodells besteht darin, das zugrundeliegende Modell im Rahmen von Experimenten zu ersetzen. Dies ist dann von Vorteil, wenn der Einsatz des zugrundeliegenden Modells nur eingeschränkt möglich ist: etwa aufgrund hoher Kosten, Zeit- oder Ressourcenaufwände.

Durch den Einsatz der Surrogatmodelle werden bei der Simulation der Szenarien die folgenden Vorteile erzielt:

#### Verringerung der Berechnungszeiten

Bei den Surrogatmodellen handelt es sich um abstrahierte Simulationsmodelle, die das Ein- und Ausgabeverhalten der Modelle approximieren. Da bei der vorliegenden Umsetzung ausschließlich auf zuvor berechnete Ausgabewerte zurück gegriffen wird, die zu dem am nächsten gelegenen Eingabevektor gehören, konnte die Berechnungsdauer jedes einzelnen Simulationsschritts auf ein Minimum reduziert werden.

#### Modellvergrößerung

Eine zusätzliche Beschleunigung wird erzielt indem, die Ein- und Ausgabedaten der Modelle mit 1-Minuten Auflösung zunächst zu 15-Minuten Werten aggregiert werden. Erst diese aggregierten Daten werden für die Erstellung der Surrogatmodelle verwendet. Dies bedeutet also dass, eine aufwendige Implementierung von Modellen mit 15-Minuten Auflösung vermieden werden kann.

#### Verringerung des Speicherbedarfs

Zusätzlich konnte der Simulator für die Surrogatmodelle so umgesetzt werden, dass der benötigte Speicherbedarf für einen Simulationslauf reduziert wird, denn jede Instanz eines Surrogatmodells greift auf dieselben Daten im Arbeitsspeicher zu. Dies wirkt sich insbesondere aus, je mehr Instanzen eines Modells in einem Simulationsszenario genutzt werden. Zwar lässt sich dies im Prinzip für jede Simulation umsetzen, die Surrogatmodelle stellen aber eine Möglichkeit dar, diesen schonenden Umgang mit Systemressourcen auch nachträglich zu ermöglichen. Und zwar ohne Änderungen am Quellcode des zugrunde liegenden Modells.

Obwohl ohne den Einsatz der Surrogatmodelle eine Simulation aller Szenarien über den gewählten Zeitraum nicht möglich gewesen wäre, handelt es sich bei dem Verfahren um eine Neuentwicklung. Daher werden nachfolgend die *Nachteile* aufgezählt, die sich beim Einsatz der Surrogatmodelle und der Auswertung der Ergebnisse gezeigt haben. Anschließend werden interessante *Forschungs- und Entwicklungsbereiche* aufgezeigt und der geplante Einsatz der Surrogatmodelle in anderen Forschungsprojekten skizziert.

## Genauigkeit

Wie bereits beschrieben, approximieren Surrogatmodelle das Verhalten der Simulationsmodelle und erzielen somit eine Verringerung in Berechnungszeiten und Speicherverbrauch. Allerdings bedeutet die Approximation auch, dass die Modelle und das Verhalten der simulierten Anlagen nicht so exakt abgebildet werden kann, wie es in dem Simulationsmodell umgesetzt ist. Dieser Verlust in der Genauigkeit wurde bei der Entwicklung untersucht und zu Gunsten der Berechnungszeiten akzeptiert. Bei der Auswertung der Ergebnisse zeigte sich jedoch, dass Effekte, die auf Grund der Ungenauigkeiten auftreten, sich bei einer Vielzahl Surrogatmodelle der gleichen Technologie verstärken.

## Nachträgliche Änderbarkeit

Im Laufe des Projektes mussten die eingesetzten Simulationsmodelle überarbeitet oder Parameter angepasst werden. Für solche nachträglichen Anpassungen sind die Surrogatmodelle weit schlechter geeignet als herkömmliche Simulationsmodelle, da die zugehörigen Surrogatmodelle für jede Ausprägung des Simulationsmodells (wie beispielsweise unterschiedliche Anlagengrößen) ebenfalls von Neuem erzeugt werden mussten. Dies bedeutet ggf. eine Überprüfung der zuvor festgelegten Wertebereiche und Stufen für jede Inputgröße des Modells.

## Forschungs- und Entwicklungsbedarf und Verwertungsplan

In den Surrogatmodellen wird großes Potential zur Komplexitätsreduktion in größeren Simulationszenarien gesehen. Sie eignen sich zur Modellvergrößerung, zur Aggregation von Simulationsmodellen und um Modelle, die nur in Verbindung mit bestimmter Hardware nutzbar sind, unabhängig einsetzbar zu machen. Die hier im Projekt aufgetretenen Probleme mit der Genauigkeit Modelle zeigen deutlich einen weiteren Forschungsbedarf auf. Geplant ist daher die Surrogatmodelle im Rahmen des Projektes „European Research Infrastructure supporting Smart Grid Systems Technology Development, Validation and Roll Out“ in einen Prozess zur standortübergreifenden Durchführung von Simulationsexperimenten einzubetten. Wesentliche Verbesserungen der Simulation mit Surrogatmodellen werden in diesem Kontext von zuvor zu spezifizierenden Anwendungs- und Testfällen erwartet, aus denen abgeleitet werden kann, welche möglichen Arten von Modellvergrößerungen noch zu ausreichend guten Ergebnissen führen. Im Projekt „intelligentes Heimensenergiemanagement<sup>32</sup>“ sollen Surrogatmodelle darüber hinaus eingesetzt werden um eine Reihe von Matlab Simulationsmodellen zu ersetzen und auf einem Hardwarecontroller mit beschränkten Ressourcen durch mosaik gekoppelt nutzbar zu machen.

### 9.2.3. Netzausbaubedarf im Verteilnetz

In dem Projekt wird ein Verfahren eingesetzt, mit dessen Hilfe es möglich ist die Auslastung von Verteilnetzen iterativ zu bestimmen. Hierzu wird für eine gegebene Netztopologie und eine Belastungssituation eine stationäre Netzberechnung durchgeführt und die Belastung der Betriebsmittel berechnet. Das Verfahren kann den Netzausbaubedarf für eine bestimmte Lastsituation ausgeben. Für die Bestimmung des kompletten Netzausbaus ist dies allerdings nicht ausreichend. Dieser muss so erfolgen, dass der Ausbau bei jeder möglichen Lastsituation im Netz eine Überlastung von Betriebsmitteln oder eine Verletzung der Spannungsbänder einbezieht und den Ausbaubedarf beispielsweise anhand der durchschnittlichen Belastung der Betriebsmittel über einen längeren Zeitraum hinweg abschätzt. In dem Projekt wird der Netzaufbaubedarf anhand einzelner, zuvor ausgewählter Belastungssituationen abgeschätzt. Für eine quantitative Bewertung

<sup>32</sup> [http://www.offis.de/f\\_e\\_bereiche/energie/projekt/projekte/ihem.html](http://www.offis.de/f_e_bereiche/energie/projekt/projekte/ihem.html) (letzter Zugriff: 22.10.2015)

ist dies nicht ausreichend. Eine Betrachtung dieser einzelnen Belastungssituationen ermöglicht es nicht eine Aussage über die Belastung der Betriebsmittel über einen bestimmten Zeitraum hinweg zu treffen. Zusätzlich ist bei der nachgelagerten Auswahl der einzelnen Belastungssituationen nicht gewährleistet, dass wirklich alle relevanten Belastungssituationen berücksichtigt werden.

Um die Machbarkeit des gesamten Prozesses zu zeigen, wird in dem Projekt der vorgestellte Algorithmus prototypisch umgesetzt. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle die Aufzählung der Vor- und Nachteile durch eine allgemeine Analyse der aufgetretenen Probleme und Unstimmigkeiten ersetzt.

### **Vorhandene Datengrundlage**

Die eingesetzten Verteilnetze werden unter Berücksichtigung realen Netzdaten entwickelt. Diese Netzdaten sind bereits aus anderen Projekten bekannt und validiert. Für eine erste Analyse und Umsetzung ist diese vorhandene Datengrundlage ausreichend. Allerdings ist eine quantitative Bewertung des benötigten Netzausbaubedarfs nicht möglich, da die Vielzahl der unterschiedlichen Verteilnetztopologien somit nicht berücksichtigt werden kann.

### **Betrachtung einzelner Belastungssituationen**

Für eine realitätsnahe Bestimmung des Ausbaubedarfs stehen in dem Projekt die Lastsituationen des Netzes in 15 Minuten Auflösung für ein ganzes Jahr zur Verfügung. Würde der Ausbaubedarf für jede Lastsituation bestimmt werden und anschließend die Ausbaumaßnahmen (bereinigt um Dopplungen) aggregiert werden, wäre das Ergebnis als sehr zuverlässig zu bezeichnen. Aufgrund des enormen Berechnungsaufwandes für eine einzelne Lastsituation ist eine derartige Berechnung zeitlich nicht machbar. Die Berechnungen werden daher auf wenige Berechnungen im Jahr herunter gebrochen und die resultierenden Ausbaukosten, die sich aufgrund des bestimmten Ausbaubedarfs ergeben, gemittelt. Eine genaue Bestimmung des Ausbaubedarfs ist daher und auf Grund der Parameterunsicherheiten und Abstraktionen in den Modellen nicht durchführbar.

### **Iterative Umsetzung der Ausbaumaßnahmen**

Weiterhin ist festzustellen, dass die Umsetzung aller bestimmten Ausbaumaßnahmen in einem Schritt als suboptimal zu bezeichnen ist. Wesentlich besser ist hier zunächst die Durchführung einer einzelnen Maßnahme (z.B. dem Ausbau einer Leitung) und im Anschluss ein erneuter Durchlauf mit Netzberechnung und Topologieerkennung. Dies begründet sich darin, dass die Umsetzung einer Ausbaumaßnahme durchaus Auswirkungen auf benachbarte Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen besitzen kann. Aufgrund der großen Berechnungszeit für den Algorithmus ist eine einzelne Berechnung allerdings zeitlich nicht machbar. Für das Ergebnis des Algorithmus bedeutet dies allerdings, dass der Ausbaubedarf ggf. höher ausfällt, als dieser tatsächlich notwendig ist.

### **Forschungs- und Entwicklungsbedarf und Verwertungsplan**

Aufgrund der erläuterten Unzulänglichkeiten des Algorithmus sowohl bei der Auswahl einer geeigneten Lastsituation, als auch bei der Umsetzung der ermittelten Ausbaumaßnahmen, ist ein Forschungs- und Entwicklungsbedarf unmittelbar zu erkennen. Die prototypische Implementierung, mit der die grundsätzliche Machbarkeit einer automatisierten Netzausbaubestimmung gezeigt werden konnte, ist um geeignete Maßnahmen zu erweitern:

- Durch Beachtung benachbarter Spannungsbandverletzungen oder Überlastungen kann der Ausbaubedarf präziser bestimmt werden, ohne einen Überausbau zu erwirken.

- Eine Analyse von 15 Minuten Lastsituationen über einen längeren Zeitraum solle mit geeigneten Algorithmen erfolgen. Diese sollten derartige Lastsituationen herausfiltern können, die für die Bestimmung des Netzausbaus von Interesse sind.

Die im Projekt entwickelten Softwareartefakte zum automatisierten Netzausbau bzw. zur automatisierten Erkennung der Netztopologie werden zurzeit von OFFIS als Vorarbeiten in aktuell beantragte Projekte eingebracht. Es ist das klare Ziel diese Artefakte künftig im Rahmen von F&E-Projekten weiter zu entwickeln.

#### 9.2.4. Kopplung der Simulationswerkzeuge

Das Projekt verbindet zwei unterschiedliche Simulationswerkzeuge miteinander, um eine Betrachtung der Übertragungs- und Verteilnetzebene zu ermöglichen. Wie bereits in Kapitel 3 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschrieben, unterscheidet sich das Vorgehen je nach eingesetzter Steuerungsstrategie. Grundlegend lässt sich das Vorgehen bei der Kopplung von PowerFlex-Grid und den Surrogatmodellen wie folgt zusammenfassen. In einem ersten Arbeitsschritt werden alle Annahmen bzgl. der Szenarien abgestimmt. Diese Annahmen umfassen beispielsweise installierte Leistungen in den fünf Regionen, Profile der nicht-flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, und Parametrierung der Anlagen und Wärmebedarfsprofile. Sind alle Annahmen abgestimmt, können beide Simulationswerkzeuge unabhängig voneinander die Szenarien simulieren. Nach Beendigung der Simulationen, werden die Ergebnisse aufbereitet, unter den Projektpartnern ausgetauscht und jeweils die Betrachtung der anderen Netzebene berechnet. Eine Auswertung der Simulationsergebnisse erfolgt, wenn ein Steuerungsansatz den gesamten Prozess einmal durchlaufen hat. Der Ansatz zwei unterschiedliche Simulationswerkzeuge nach diesem Vorgehen zu koppeln hat die folgenden Vorteile:

#### Transdisziplinäre Umsetzung

In dem Projekt gelang es, unterschiedliche Expertisen in einen transdisziplinären Dialog zu bringen und so eine gegenseitige, kritische Auseinandersetzung mit den jeweiligen Modellierungsannahmen und – verfahren anzustoßen. Damit wurde eine Verheiratung der volkswirtschaftlich-gesamtheitlichen Sicht des Öko-Instituts und der technisch detaillierten Sicht von OFFIS ermöglicht und diese in der Kopplung der Simulationswerkzeuge praktisch umgesetzt.

#### Parallele Berechnung der Szenarien

Durch die Abstimmung aller Annahmen und der Möglichkeit die Simulationen unabhängig voneinander zu rechnen, lassen sich die unterschiedlichen Steuerungsstrategien parallel berechnen. Während mit den Surrogatmodellen beispielsweise Simulationen mit der dezentralen Steuerungsstrategie durchgeführt werden, werden parallel mit PowerFlex-Grid die Auswirkungen der Verteilnetze auf das Übertragungsnetz in dem Referenzszenario berechnet.

#### Unabhängige Entwicklung der Werkzeuge

Die Kopplung der beiden Simulationswerkzeuge ist derart umgesetzt, dass ausschließlich ein Austausch der Ergebnisse nötig ist. Durch die Kapselung der beiden Werkzeuge wird somit eine unabhängige Weiter- bzw. Neuentwicklung ermöglicht. Besonders bei dem Austausch von mosaik durch die Surrogatmodelle zeigt dies als Vorteil, da hier als Schnittstelle nur die Struktur der Erzeugungs- und Verbrauchsprofile berücksichtigt werden muss.

In dieser ersten Kopplung der beiden Simulationswerkzeuge haben sich auch einige *Nachteile* an der Methodik und dem Vorgehen gezeigt. Diese und mögliche Ansätze für die weitere *Entwicklung und den Verwertungsplan* werden nachfolgend kurz vorgestellt.

### **Immer eine Berechnung der kompletten Welt**

Für die Auswertung der Ergebnisse muss immer der gesamte Berechnungsvorgang einmal komplett durchlaufen werden. Die ist besonders auf Verteilnetzebene mit der Vielzahl einzeln zu simulierender dezentraler Energieanlagen sehr zeitaufwändig und fehleranfällig.

### **Einsatz unterschiedlicher Modellierungen**

Der Einsatz von zwei unterschiedlichen Betrachtungsweisen auf das Energiesystem bedeutet auch, dass sich auch die Modellierungen von Technologien bzw. Anlagen unterscheiden. An dieser Stelle muss die Abstimmung bzgl. Annahmen, Parameter und Arbeitsweise bzw. Flexibilität der Technologie sehr genau durchgeführt und dokumentiert werden. Andernfalls zeigen sich Abweichungen auch hier wieder erst bei der Auswertung der Ergebnisse, was teilweise eine Neuentwicklung der Simulationsmodelle der Einheiten bedeutete.

### **Auswertung der Ergebnisse nach Ende der Berechnungskette**

Abweichungen und Fehler in den Abstimmungen können mit dem gewählten Vorgehen immer erst am Ende der gesamten Berechnungskette bei der Auswertung der Ergebnisse erkannt werden. Treten selbige auf, dann kann aus den aggregierten und skalierten Ergebnissen nicht direkt auf das Problem im Simulationsmodell einer einzelnen Anlage geschlossen werden. Dies bedeutet einen erheblichen Arbeitsaufwand und eine erneute Simulation der gesamten Welt.

### **Struktur der Ergebnisse**

Als Schnittstelle zwischen den beiden Werkzeugen dient eine Struktur der Ergebnisse. Hierbei handelt es sich jedoch um eine sehr grundlegende Struktur, die anschließend für die Eingabe in die Simulationswerkzeuge weiter aufbereitet werden musste. Diese Anpassungen sind häufig zeitaufwändig und ebenfalls fehleranfällig.

### **Forschungs- und Entwicklungsbedarf und Verwertungsplan**

Grundsätzlich ermöglicht das Vorgehen die Kopplung der beiden Simulationswerkzeuge und somit eine simulative Analyse der Effekte unterschiedlicher Steuerungsalgorithmen auf das gesamte Energiesystem. Im Zuge des Projektes wurde Möglichkeiten für Weiterentwicklungen und Optimierungen des Kopplungsprozesses dokumentiert und nachfolgend aufgezeigt.

Die Simulationsergebnisse werden in dem Projekt in Form von Erzeugungs- und Lastprofilen der einzelnen Technologien ausgetauscht. Für den Einsatz der Profile in dem jeweiligen Simulationswerkzeug müssen diese in einem zusätzlichen Arbeitsschritt aufbereitet werden. Hier ist, sofern möglich eine ausführlichere Abstimmung der benötigten Struktur sinnvoll.

Desweiteren bilden weitere Arbeiten in die Abstimmung und Angleichung der Simulationsmodelle eine wichtige Weiterentwicklung. Aktuell werden zum Teil stark vereinfachte Modelle für die Verteilnetzsimulation eingesetzt, so dass ggf. nicht das gesamte Flexibilitätspotenzial sichtbar wird. Die Abstraktion der Simulationsmodelle als Surrogatmodell verstärkt diese Effekte zusätzlich. Die Weiterentwicklung der Surrogatmodelle und eine detaillierte Anpassung an die Anforderungen an

die Modelle und deren Verhalten bieten sich an dieser Stelle als Fokus weiterer Forschungsarbeiten an.

Um die Anforderungen an die Modellkopplung und technische Umsetzung möglichst früh zu ermitteln, bietet sich die Definition von kleineren Testszenarien an. Diese lassen sich zum Einen mit einem entsprechend geringeren Berechnungs- und Zeitaufwand berechnen und zum Anderen kann das korrekte Verhalten der einzelnen Komponenten, wie Simulationsmodelle, Algorithmen, Skalierung und Anpassung der Ergebnisse bereits zu einem frühen Zeitpunkt untersucht und ggf. korrigiert werden. Diese Testszenarien lassen sich beispielsweise über einen Ausschnitt der betrachteten Welt oder eine einfache Reduktion der Welt definieren.

### 9.2.5. Vergleich der Methodik mit ausgewählten Studien

In dem folgenden Abschnitt wird die in dem Projekt eingesetzte Methodik, sowie Entscheidungen bei der Modellierung mit denen ausgewählter Studien verglichen. Für die Modellierung der Verteilnetzebene werden die Studien „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)“ (E-Bridge Consulting et al. 2014) und „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilernetzstudie)“ (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012) betrachtet.

#### Moderne Verteilernetze für Deutschland

Die Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (E-Bridge Consulting et al. 2014) wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erarbeitet und befasst sich mit der quantitativen Bewertung des Aus- und Umbaubedarfs der Verteilnetze in Deutschland bis 2032. Die Studie untersucht die folgenden Fragestellungen:

- Wie hoch ist der Netzausbaubedarf der Verteilnetze unter Berücksichtigung aktueller Planungsgrundsätze und wie verteilt sich dieser auf die Verteilnetze bzw. die Regionen in Deutschland (Bundesländer nach Norden, Osten, Westen und Süden zusammen gefasst)?
- Kann der Netzausbaubedarf durch Einsatz von Planungs- und Betriebsstrategien und intelligenter Netztechnologien reduziert werden?
- Welche Informations- und Kommunikationstechnologien werden benötigt?
- Wie muss der regulatorische und ordnungspolitische Rahmen gestaltet sein, um die optimale Integrationsstrategie zu fördern?

Diese Fragestellungen werden anhand von drei Szenarien untersucht, die jeweils unterschiedliche Pfade bzgl. des Zubaus von Erneuerbaren Energien beschreiben.

- **Szenario „EEG 2014“:** In dem Szenario sind die aktuellen politischen Ziele der Bundesregierung abgebildet. Grundsätzlich wird hier von einer Verdopplung der installierten Leistung von EE-Anlagen bis 2032 ausgegangen.
- **Szenario „Netzentwicklungsplan“:** Das Szenario basiert auf den Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber und geht davon aus, dass sich die installierte EE-Leistung bis 2032 mehr als verdoppeln wird.
- **Szenario „Bundesländer“:** In diesem Szenario werden die kumulierten Ziele und Prognosen wieder gespiegelt. Es wird davon ausgegangen, dass sich die installierte EE-Leistung bis 2023 verdreifachen wird.

Um den Einfluss von Planungs- und Betriebsstrategien und intelligenter Netztechnologien auf den Netzausbaubedarf bewerten zu können, werden in einer Voranalyse eine große Bandbreite unterschiedlicher Lösungsansätze untersucht. Es werden die Lösungsansätze *Netzdienliches Erzeugungsmanagement*, *Blindleistungsmanagement*, *Netzdienliches Lastmanagement* und *Intelligente Netztechnologien* ausgewählt. Die Maßnahmen werden getrennt voneinander und in Kombination betrachtet. Somit sind die Effekte einer kombinierten Anwendung von Lösungsansätzen untersuchbar und eine möglichst optimale Kombination kann ausgewählt werden.

### *Methodisches Vorgehen und Simulationsansatz*

In der Studie liegt der Fokus auf der quantitativen Bewertung des Aus- und Umbaubedarfs der Verteilnetze in Deutschland bei Einsatz unterschiedlicher Planungs- und Betriebsstrategien und intelligenter Netztechnologien. Aus diesem Grund wird ein umfangreiches Simulationsmodell entwickelt, um die Verteilnetze möglichst realitätsnah abzubilden.

Das Modell der Nieder- und Mittelspannungsebene basiert auf einer stochastischen Simulation zur Abschätzung des Netzausbaubedarfs. Dies wird eingesetzt, um die Vielzahl der strukturellen Unterschiede der Nieder- und Mittelspannungsebene in Deutschland abzubilden. Der Netzausbaubedarf wird somit für jedes Netz individuell bestimmt und berücksichtigt die Struktur der Netze und EE-Integrationspfade. Von einer Betrachtung durchschnittlicher Netze wird hier abgesehen, da diese den Netzausbaubedarf unterschätzen würden. Die Hochspannungsebene wurde mit Hilfe von leitungs- und stationsscharfen Netzmodellen der deutschen Hochspannungsnetze nachgebildet und daraus ein detailliertes Modell der gesamten deutschen Hochspannungsnetze entwickelt. Für dieses wurden ebenfalls die möglichen Entwicklungspfade der Szenarien mit Simulationen betrachtet.

Das methodische Vorgehen in der Simulation und der Abschätzung des benötigten Netzausbaus ist in die folgenden fünf Schritte unterteilt.

1. **Zuordnung der Verteilnetzbetreiber in zuvor definierte Modellnetzklassen:** Basierend auf der heutigen Leistung der EE-Anlagen und deren Entwicklung werden die Mittel- und Niederspannungsnetze Modellnetzklassen zugeordnet. Es existieren insgesamt acht Klassen für Mittelspannungs- und zehn Klassen für Niederspannungsnetze. Für die Zuordnung der Niederspannungsnetze waren Photovoltaik-Leistung und Last und für die Mittelspannungsnetze zusätzlich die Wind-Leistung an der Entnahmestelle die relevanten Parameter.
2. **Entwicklung der Netzmodelle:** In diesem Schritt werden für jede Modellnetzklasse typische Netzmodelle erzeugt. Hierzu werden für Mittel- und Niederspannungsnetze typische Strukturparameter ausgewählt und eine Vielzahl Modellnetze (mehrere 100.000 pro Modellnetzklasse) generiert. Für das Hochspannungsnetz wird, wie beschrieben, das deutschlandweite Modell abgeleitet.
3. **Definition der Entwicklungspfade für den EE-Zubau:** Ausgehend vom heutigen Stand wird der Zubau der EE-Anlagen für jedes Modellnetz bis 2032 definiert.
4. **Simulation des Netzausbaubedarfs:** Für jeden Entwicklungspfad werden Lastflussrechnungen durchgeführt und der benötigte Netzausbaubedarf ermittelt.
5. **Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Sicht:** Die Ergebnisse der Modellnetzklassen werden zusammen gefasst und die Investitionskosten, anfallende jährliche Kosten und die zu erwartende Erhöhung der Netzentgelte berechnet und ausgewertet.

### *Vergleich der Methode mit dem im Projekt gewählten Ansatz*

Der Fokus in der Studie liegt auf einer quantitativen Bewertung des benötigten Aus- und Umbaus der Verteilnetze in Deutschland bei unterschiedlichen Strategien zur EE-Integration. Mit Hilfe von stochastischen Simulationen mehrerer Millionen Verteilnetze und Ausbaupfade wurde in der Studie eine quantitative Bewertung für Gesamtdeutschland ermöglicht. Das Projekt befasst sich mit dem Einfluss unterschiedlicher Steuerungsstrategien der dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in den Verteilnetzen auf das gesamte Energienetz in Deutschland mit dem Ziel, nicht nur eine Abschätzung des benötigten Netzausbaus im Verteil- und Übertragungsnetz zu geben, sondern auch Aussagen über die Auswirkungen der Steuerungsstrategien auf den Kraftwerkspark und die daraus resultierenden Änderungen in der CO<sub>2</sub>-Emission, den Kosten im Stromsystem und der eingesetzten Flexibilität zu ermöglichen. Um die Steuerungsstrategien umzusetzen, deren Effekte über einen längeren Zeitraum zu untersuchen und die Ergebnisse vergleichbar zu machen, ist eine detaillierte Modellierung von einzelnen Verteilnetzen mit den darin angeschlossenen Anlagen nötig.

Die Verteilernetzstudie befasst sich mit der Betrachtung der Verteilnetze, die in diesem Fall aus der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene. Kraftwerke auf Höchstspannungsebene werden nicht berücksichtigt. Über mögliche Auswirkungen, der in der Studie ermittelten optimalen Kombination an Planungs- und Betriebsstrategien, auf den gesamtdeutschen Kraftwerkspark wird in der Studie keine Aussage getroffen.

### **Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030**

Die Studie „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“ kurz dena-Verteilnetzstudie (Deutsche Energie-Agentur GmbH et al. 2012) wurde 2013 im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) erstellt. Sie befasst sich mit der Fragestellung, inwieweit Verteilnetze in Deutschland auf Grund des Zubaus von Erneuerbaren Energien und Veränderungen in der Versorgungsaufgabe bis 2030 verstärkt, erweitert und umgebaut werden müssen. Hierzu werden in der Studie die beiden Basisszenarien *NEP B 2012* und *Bundesländerszenario* untersucht. Ähnlich wie in der BMWi-Verteilernetzstudie basiert das Szenario *NEP B 2012* auf dem Netzentwicklungsplan und spiegelt die Ausbauziele der Übertragungsnetzbetreiber wieder. Das *Bundesländerszenario* hingegen fasst die Ziele und Prognosen der einzelnen Bundesländer zusammen und zeichnet sich durch deutlich höhere Ausbauzahlen bzgl. der Erneuerbaren Energien aus.

Die Szenarien werden auf Gemeindeebene umgerechnet und der Ausbaubedarf anhand Netzdaten von 16 über Deutschland verteilten Verteilnetzbetreibern in Form von benötigten Betriebsmittelmengen und Investitionskosten bestimmt. Die Ergebnisse der Gemeindeebene werden anschließend für ganz Deutschland hochgerechnet. Die Studie setzt sich aus einem technischen und einem regulatorischen Gutachten zusammen. Für den Vergleich der Methode mit dem Vorgehen bei der Kopplung der Simulationswerkzeuge in diesem Projekt, wird nachfolgend nur das Vorgehen im technischen Gutachten genauer betrachtet.

### *Methodik zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs*

Der Netzausbaubedarf wird in der Studie mit Hilfe von zwei unterschiedlichen Analyseschritten, der Detail- und der Grenzkurvenanalyse, bestimmt. Während die Detailanalyse die Betrachtung und Auswertung von realen Netzmodellen ermöglicht, wird die Grenzkurvenanalyse eingesetzt, um den Ausbaubedarf von möglichst vielen Netzen und Netzbereichen abzuschätzen ohne ein konkretes Netzmodell zu besitzen und eine Netzberechnung durchzuführen. Beide Verfahren werden nachfolgend in verkürzter Form vorgestellt.

In der *Detailanalyse* wird der Ausbaubedarf der einzelnen Spannungsebenen, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene, mittels Netzberechnungen bestimmt. Hierzu werden reale Netzmodelle eingesetzt, die von den Verteilnetzbetreibern geliefert und entsprechend für das eingesetzte Netzberechnungsprogramm aufbereitet. Für die Berechnung des Netzausbaubedarfs werden jeweils drei Betriebsfälle eingesetzt. Zum Einen werden die aus der Netzplanung bekannten Starklast- und Rückspeisefälle mit bestimmter Verteilung der Lasten und dezentralen Energieanlagen berechnet. Zum Anderen wird untersucht, ob die Installation der Erzeugungsanlagen die gegebenen Spannungsgrenzen nicht verletzt. Im Gegensatz zur Nieder- und Mittelspannungsebene wird die Hochspannungsebene, auf Grund der vermaschten Netzstruktur, ausschließlich mit der Detailanalyse untersucht. Um den Einfluss der Übertragungsnetze auf die Hochspannungsebene berücksichtigen zu können, wird eine Ersatzdarstellung der Übertragungsnetze in Deutschland eingesetzt. Diese besteht aus Ersatzlängszweigen und Ersatzspannungsquellen und wird teilweise von den Verteilnetzbetreibern geliefert und ggf. mittels öffentlich zugänglichen Kartenmaterials nachgebildet. Für die Detailanalyse der Hochspannungsebene werden konstante Belastungssituationen der Übertragungsnetze definiert und bei der Berechnung einbezogen. Eine Detailanalyse der Übertragungsnetze wird nicht durchgeführt.

Als zweite Methodik wird die *Grenzkurvenanalyse* eingesetzt. In dieser Methode werden die Verteilnetze über die Grenzwerte ihrer maximal übertragbaren elektrischen Leistung dargestellt und somit eine Analyse großer Netzbereiche ermöglicht. Für diese Darstellung muss die gegebene Netztopologie zunächst in eine vereinfachte Struktur überführt werden. In der Studie wird diese Umwandlung nur bei offenen Ring-, Tripel- und Liniennetzen durchgeführt, da diese problemlos in ein Strahlennetz umgewandelt werden können. Geschlossene Ring-, Maschen- und Stützpunktnetze werden nicht umgewandelt. Das hat zur Folge, dass die Grenzkurvenanalyse ausschließlich für die Nieder- und Mittelspannungsebene eingesetzt werden kann. Die Umwandlung erfolgte in drei Schritten:

1. Modellierung der abgehenden Sticleitungen als Lasten an dem Hauptstrang
2. Bestimmung der elektrischen Leitungslänge aus dem topologischen Leitungsverlauf
3. Überführung der realen Lasten in eine gleichmäßige Lastverteilung

Die vereinfachten Netzstrukturen werden auf der Nieder- und Mittelspannungsebene durch einen festen Satz Parameter beschrieben. Für die Niederspannungsebene sind die Parameter wie folgt:

- Leitungslänge
- Dominierender Kabeltyp
- Leistung und Verteilung der Lasten
- Leistung und Verteilung der dezentralen Energieanlagen

Für die Beschreibung der Mittelspannungsebene werden zusätzliche Informationen, wie beispielsweise Arten der verbauten Freileitungen benötigt. Die Parameter sind wie folgt zusammen gefasst:

- Leitungslänge
- Dominierender Kabeltyp
- Dominierender Freileitungstyp

- Freileitungsanteil
- Leistung im Starklastfall
- Leistung im Rückspeisefall
- Leistung der dezentralen Energieanlagen mit Anschluss in der Mittelspannungsebene

In der Analyse werden Nieder- und Mittelspannungsebene getrennt voneinander betrachtet. Hierzu werden zunächst Stränge mit identischer Netzstruktur, identischen Kabel- und ggf. Freileitungstypen und identischem Verkabelungsgrad zu sogenannten Netzkonzept zusammen gefasst.

Für jedes Netzkonzept wird ein Grenzkurvendiagramm, welches die maximal übertragbare Wirkleistung in Abhängigkeit der Leitungslänge beschreibt, erzeugt. Die Grenzwerte der Wirkleistung werden jeweils für den Starklast- und Rückspeisefall in das Diagramm eingetragen. Anschließend werden für jeden Strang in dem Netzkonzept die Stranglänge in Kombination mit der Jahreshöchstlast im Starklastfall oder der in dem Jahresverlauf maximal aufgetretene Rückspeisung Wertepaar eingetragen. In der Auswertung wird die Positionierung der Betriebszustände der Stränge in dem Diagramm betrachtet. Punkte innerhalb der beiden Grenzkurven stellen einen zulässigen Netzbetrieb des Stranges im Starklast- oder Rückspeisefall dar. Befindet sich ein Punkt jedoch außerhalb der Grenzen, dann kann der betrachtete Strang in diesem Fall die geforderte Wirkleistungsmenge nicht transportieren und muss ausgebaut werden. Besonders der Zubau von dezentralen Energieanlagen verschiebt die Betriebspunkte und kann somit bei Netzen, die sich bereits im kritischen Bereich des Diagrammes befanden, eine Überschreitung der Grenzkurve hervorrufen. Bei einem Netzausbau wird hier der Strang aufgeteilt und durch zwei kürzere Leitungen und dementsprechend einer höheren Transportfähigkeit ersetzt.

#### *Vergleich der Methode mit dem im Projekt gewählten Ansatz*

Für die Bewertung des Netzausbaubedarfs werden in der dena-Studie zwei unterschiedliche Vorgehen eingesetzt. Wie bereits in Abschnitt 2.1.1, 2.1.2 und 4.3.1 beschrieben, orientiert sich die Modellierung und Analyse der verwendeten Netze an den Annahmen der dena-Verteilnetzstudie. Allerdings ist auch hier zu erwähnen, dass die Datengrundlage der dena-Verteilnetzstudie um ein Vielfaches umfangreicher ist. Dies hat zur Folge, dass die Ergebnisse der Berechnungen in dem Projekt nicht mit denen der dena-Verteilnetzstudie vergleichbar sind. Das Vorgehen zur Berechnung der Ausbaumaßnahmen kann zwar vollständig umgesetzt werden, aber für einen Abgleich der quantitativen Ergebnisse müssen die vorhandenen Netzdaten aneinander angepasst werden.

Im Gegensatz zur BMWi-Verteilernetzstudie wird in der dena-Verteilnetzstudie auch ein vereinfachtes Modell umgesetzt, um die Einflüsse der Übertragungsnetze auf die Hochspannungsebene in der Detailanalyse berücksichtigen zu können. Das vereinfachte Netzmodell der Übertragungsnetze bestand aus Ersatzdarstellungen der Leitungen und Spannungsquellen. Eine Betrachtung der Leistungsflüsse entlang der Trassen in Deutschland und den Einfluss der Verteilnetze auf den Kraftwerkspark und den Leistungsflüssen in den Übertragungsnetzen werden in der Studie nicht betrachtet.

### 9.3. Vorstellung von Projektenergebnissen auf Konferenzen und in wissenschaftlichen Zeitschriften.

#### 9.3.1. Präsentationen

- Auf der 9. Internationalen Energiewirtschaftstagung, die vom 11.-13. Februar 2015 an der TU Wien stattfand, wurde von Moritz Vogel der Vortrag „Auswertung der Auswirkungen dezentraler und zentraler Ausprägungen eines zukünftigen Versorgungssystems“ gehalten (weitere Autoren sind Simon Funcke und Dierk Bauknecht). Im Rahmen dieses Vortrags wurden Ergebnisse dieses BMWi-Forschungsvorhabens sowie aus dem BMBF-FONA-Projekt „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems - Sozial-ökologische Forschung“ vorgestellt.
- Bei der 10. International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016), welche vom 15.-17.3.2015 in Düsseldorf stattfinden wird, wurde der Beitrag „Comparison of Centralized Market-Based Dispatch of Flexibility Options at Distribution Network Level with Regional Balancing Strategies in the German Power System“ als Vortrag in der Session „C2-2 Flexibility Options“ angenommen. Den Vortrag wird Matthias Koch halten.
- Zudem ist geplant, beim 11. ENERDAY am 08.04.2016 in Dresden einen Beitrag mit den abschließenden Projektergebnissen einzureichen.

#### 9.3.2. Veröffentlichungen

- Unter dem Titel „Dezentralisierung oder Zentralisierung der Stromversorgung- Was ist darunter zu verstehen?“ wurde im Jahr 2013 von Dierk Bauknecht und Simon Funcke ein Artikel in der Zeitschrift Energiewirtschaftliche Tagesfragen veröffentlicht (Jahrgang 63, Heft 8, S. 14 – 17).
- Im Rahmen des „International Symposium on Energy System Optimization – ISESO 2015“, welches am 9. und 10.11.2015 in Heidelberg stattfand, wurde von Matthias Koch ein Vortrag mit dem Titel „Effects of a Decentralized Electricity System Concerning Flexibility Options, RES Integration and Grid Infrastructure – Results From Two Scenario Based Research Projects“ gehalten. Weitere Autoren sind Franziska Flachsbarth, Dierk Bauknecht, Christoph Heinemann, David Ritter, Christian Winger, Christof Timpe, Malin Gandor, Thole Klingenberg und Martin Tröschel. Dieser Beitrag präsentiert Ergebnisse aus diesem BMWi Forschungsvorhaben sowie aus dem BMBF Forschungsvorhaben „Transparenz Stromnetze“. Im Anschluss an die ISESO Konferenz wird der Beitrag in Form von Post-Symposium Proceedings bei Springer unter dem Titel „Advances in Energy System Optimization“ veröffentlicht. Der Beitrag befindet sich momentan im Review Prozess.
- Der Artikel „Typology of centralised and decentralised approaches for the electricity infrastructure“ von Simon Funcke und Dierk Bauknecht behandelt Forschungsergebnisse dieses BMWi-Forschungsprojekts. Er wurde bei der Zeitschrift Utilities Policy des Elsevier Verlags angenommen. Eine Veröffentlichung ist im Jahr 2016 zu erwarten.

## 10. Anhang

### 10.1. Installierte Leistungen der dezentralen Einheiten

**Tabelle 10-1: Installierte Leistung PV-Anlagen in MW**

Region	2020	2030
<b>Gesamt</b>	51.112	61.724
<b>Nord</b>	9.905	12.050
<b>Ost</b>	4.670	5.561
<b>West</b>	8.984	10.837
<b>Mitte</b>	5.536	6.800
<b>Süd</b>	22.015	26.476

Quelle: OFFIS e.V.

**Tabelle 10-2: Installierte Leistung Windkraft-Anlagen in MW**

Region	2020	2030
<b>Gesamt</b>	31.289	47.462
<b>Nord</b>	13.452	20.086
<b>Ost</b>	5.765	7.494
<b>West</b>	6.399	9.905
<b>Mitte</b>	2.694	4.669
<b>Süd</b>	2.977	5.306

Quelle: OFFIS e.V.

**Tabelle 10-3: Installierte Leistung Biogas-BHKW in MW**

Region	2020	2030
<b>Gesamt</b>	6.600	8.190
<b>Nord</b>	2.408	3.055
<b>Ost</b>	841	920
<b>West</b>	677	677
<b>Mitte</b>	440	512
<b>Süd</b>	2.232	3.023

Quelle: OFFIS e.V.

**Tabelle 10-4: Installierte Leistung Klärgas-BHKW in MW**

Region	2020	2030
<b>Gesamt</b>	351	351
<b>Nord</b>	71	71
<b>Ost</b>	61	61
<b>West</b>	94	94
<b>Mitte</b>	36	36
<b>Süd</b>	87	87

Quelle: OFFIS e.V.

**Tabelle 10-5: Installierte Leistung Erdgas-BHKW in MW**

Region	2020	2030
<b>Gesamt</b>	1275	1275
<b>Nord</b>	201	201
<b>Ost</b>	81	81
<b>West</b>	368	368
<b>Mitte</b>	91	91
<b>Süd</b>	531	531

Quelle: OFFIS e.V.

**Tabelle 10-6: Installierte Leistung Wärmepumpen in MW**

Region	2020	2030
<b>Gesamt</b>	1201	2074
<b>Nord</b>	247	439
<b>Ost</b>	177	304
<b>West</b>	310	531
<b>Mitte</b>	121	208
<b>Süd</b>	344	590

Quelle: OFFIS e.V.

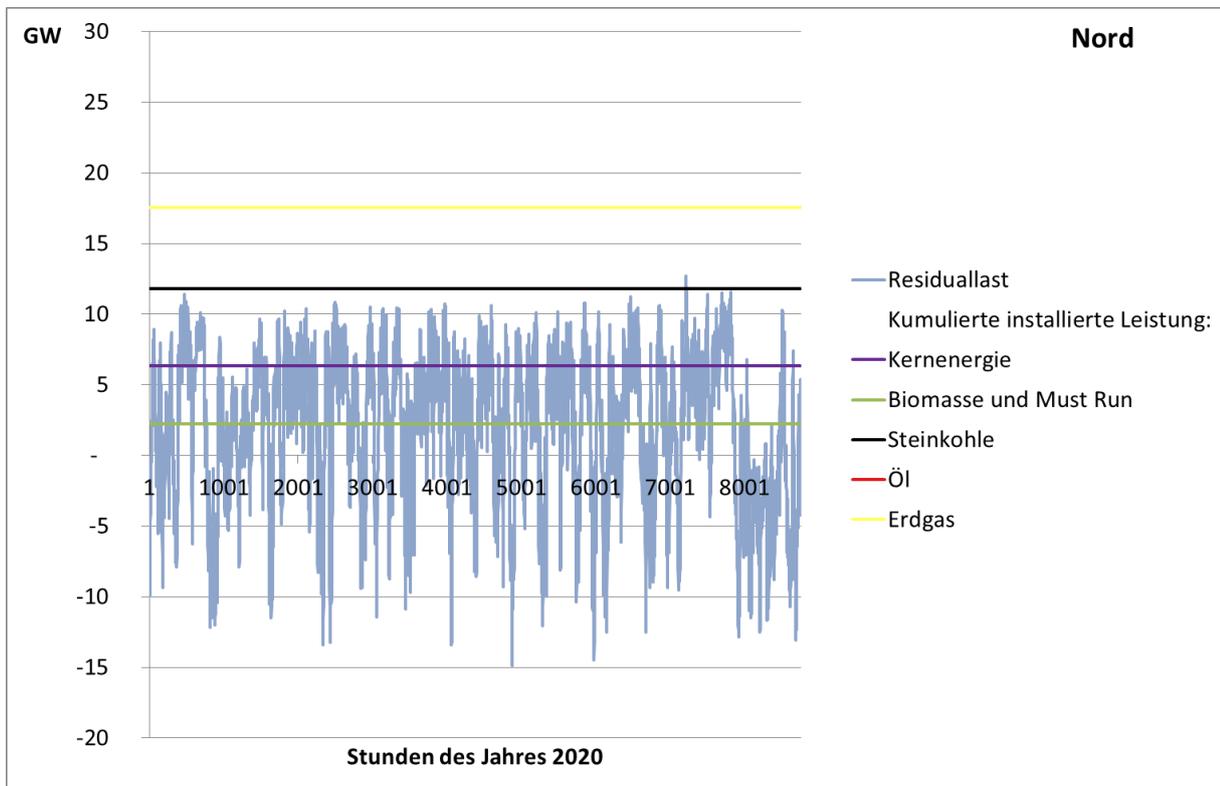
**Tabelle 10-7: Anzahl Elektrofahrzeuge verteilt nach Einwohnerdichte**

Region	2020	2030
<b>Gesamt</b>	538.001	5.870.000
<b>Nord</b>	99.028	1.080.479
<b>Ost</b>	82.362	899.004
<b>West</b>	143.598	1.567.301
<b>Mitte</b>	55.542	605.783
<b>Süd</b>	157.471	1.717.433

Quelle: Hacker et al. (2011)

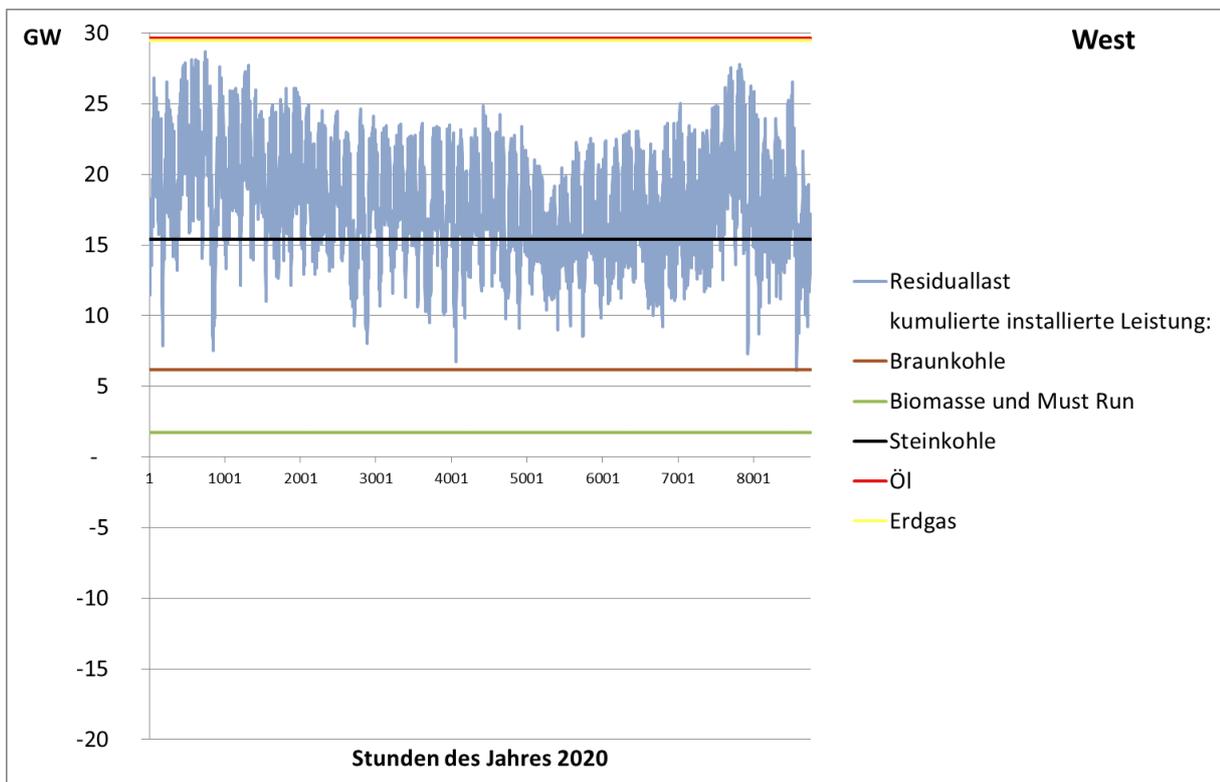
## 10.2. Residuallasten und installierte konventionelle Leistung je Knoten

Abbildung 10-1: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Nord



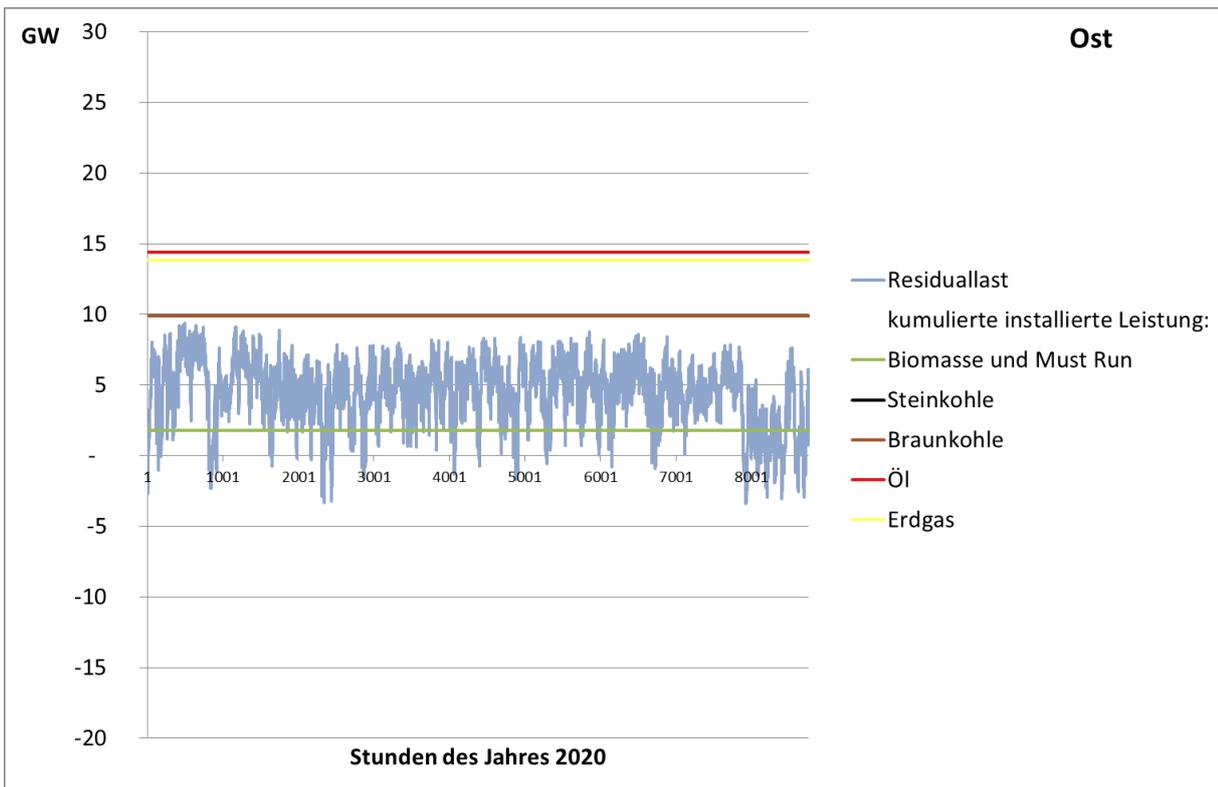
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 10-2: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten West



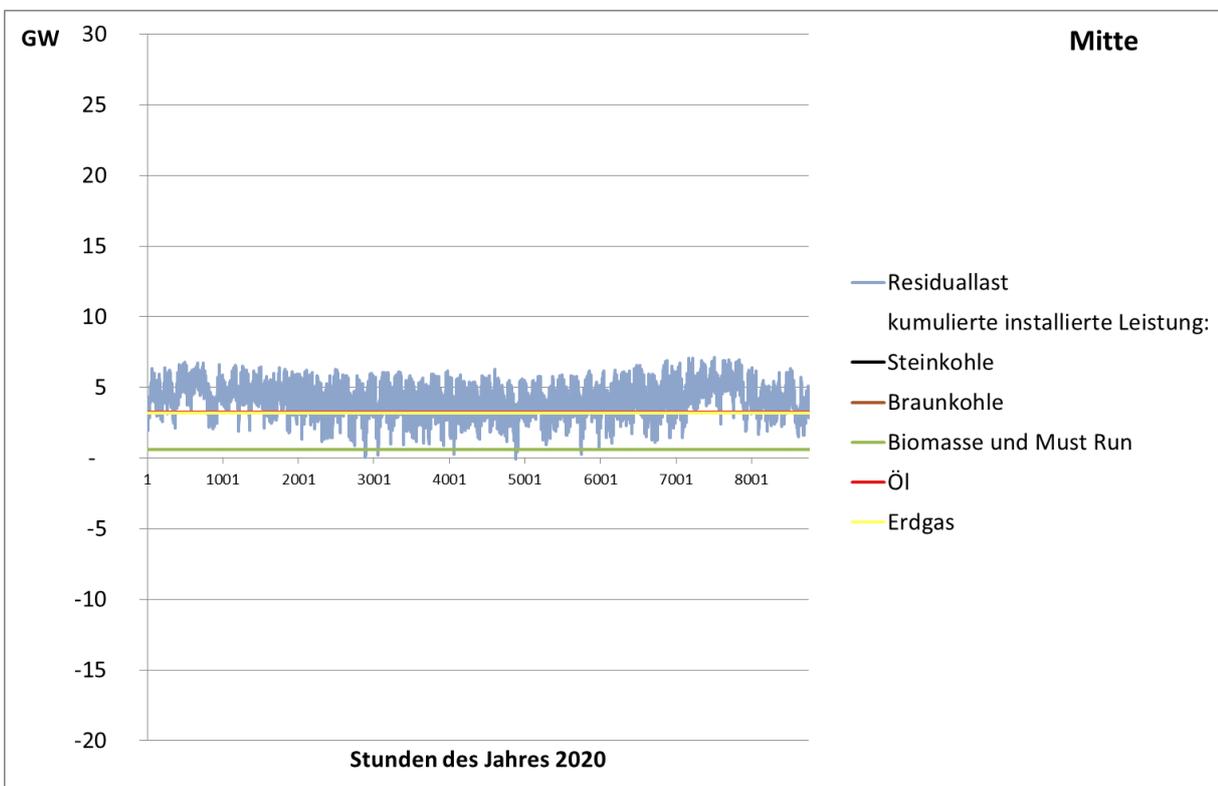
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 10-3: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Ost



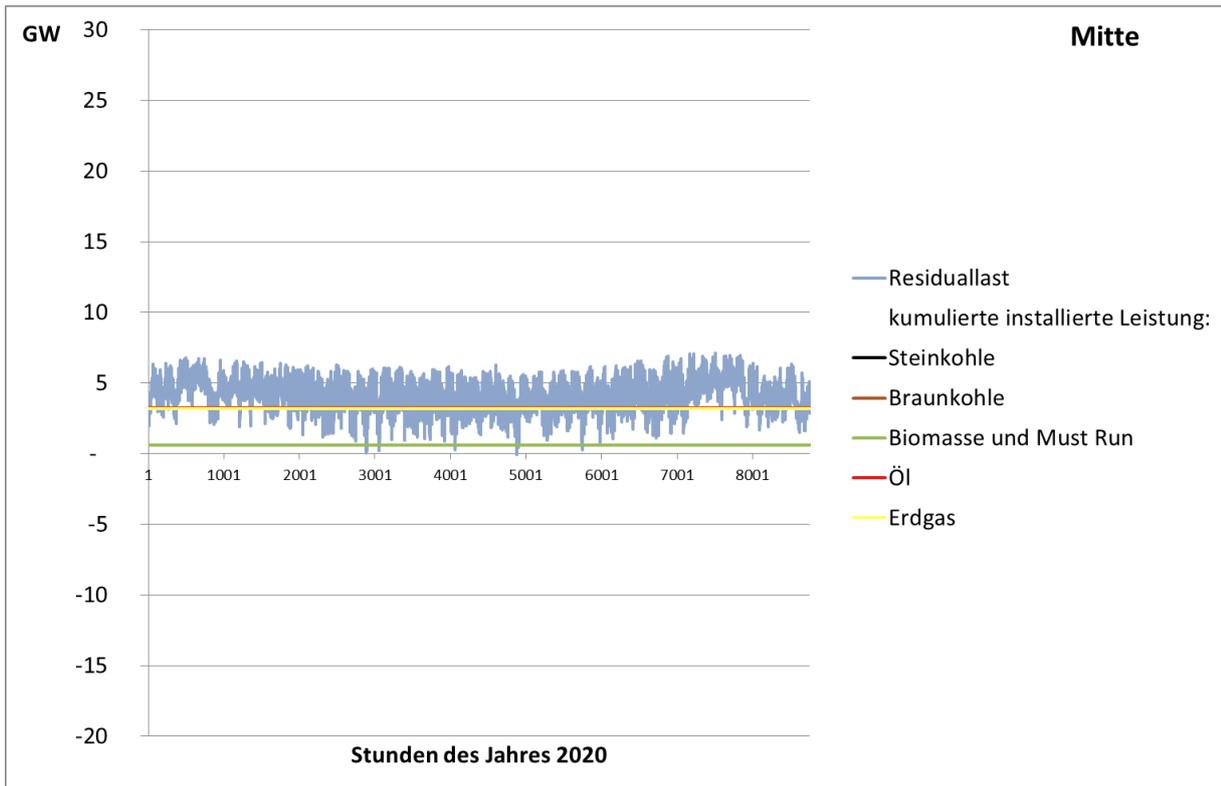
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 10-4: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Mitte



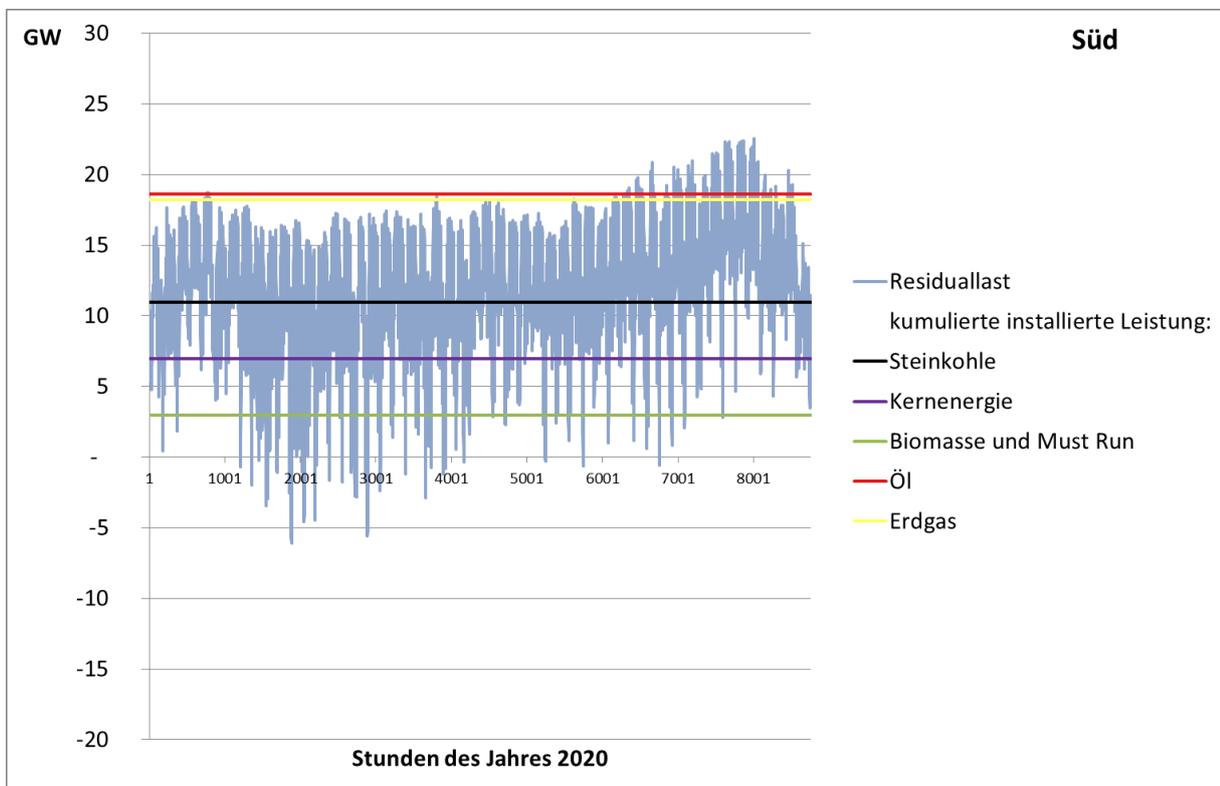
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 10-5: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Mitte**



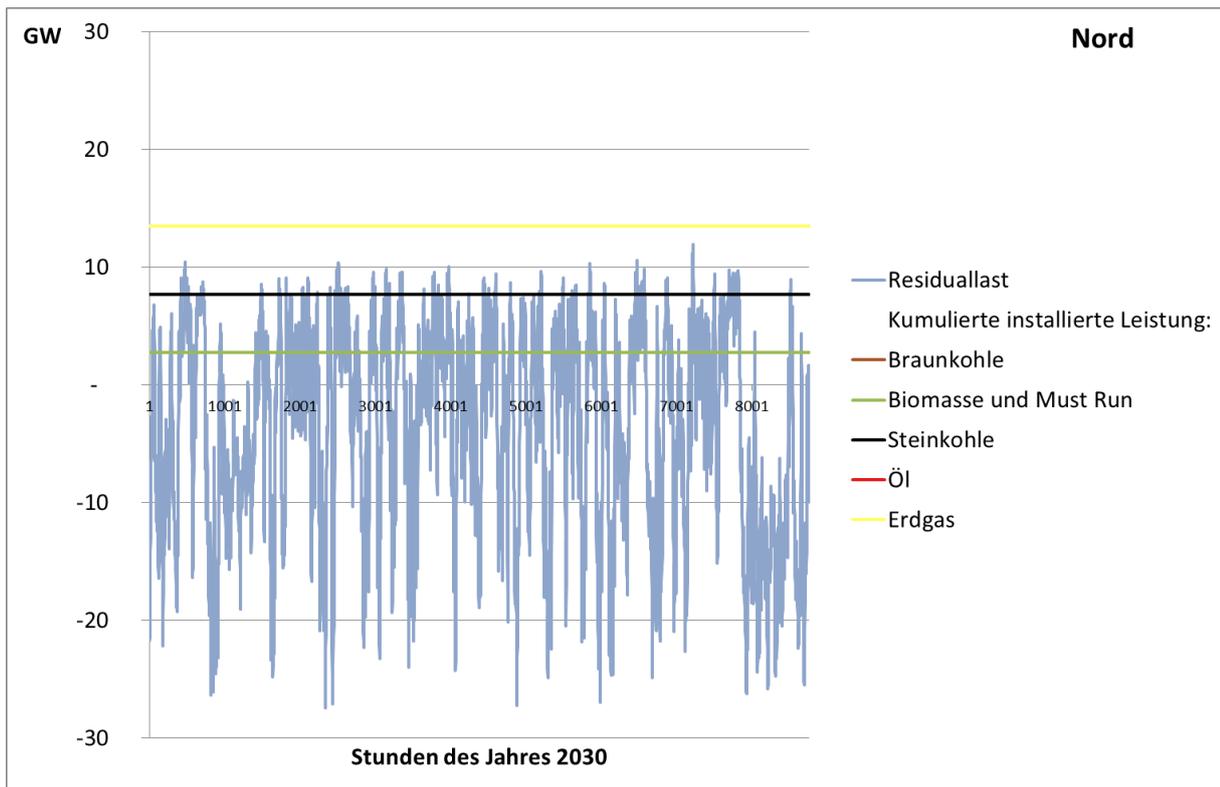
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 10-6: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2020 Knoten Süd**



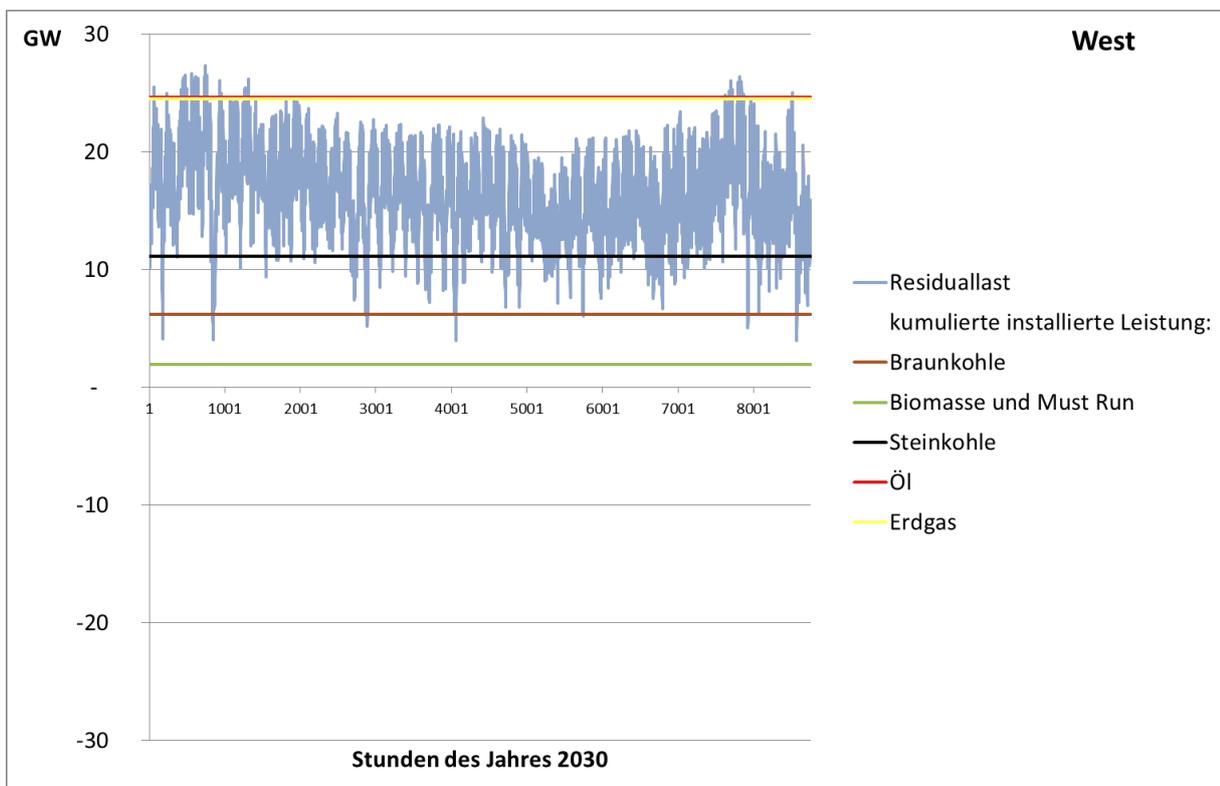
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 10-7: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten Nord



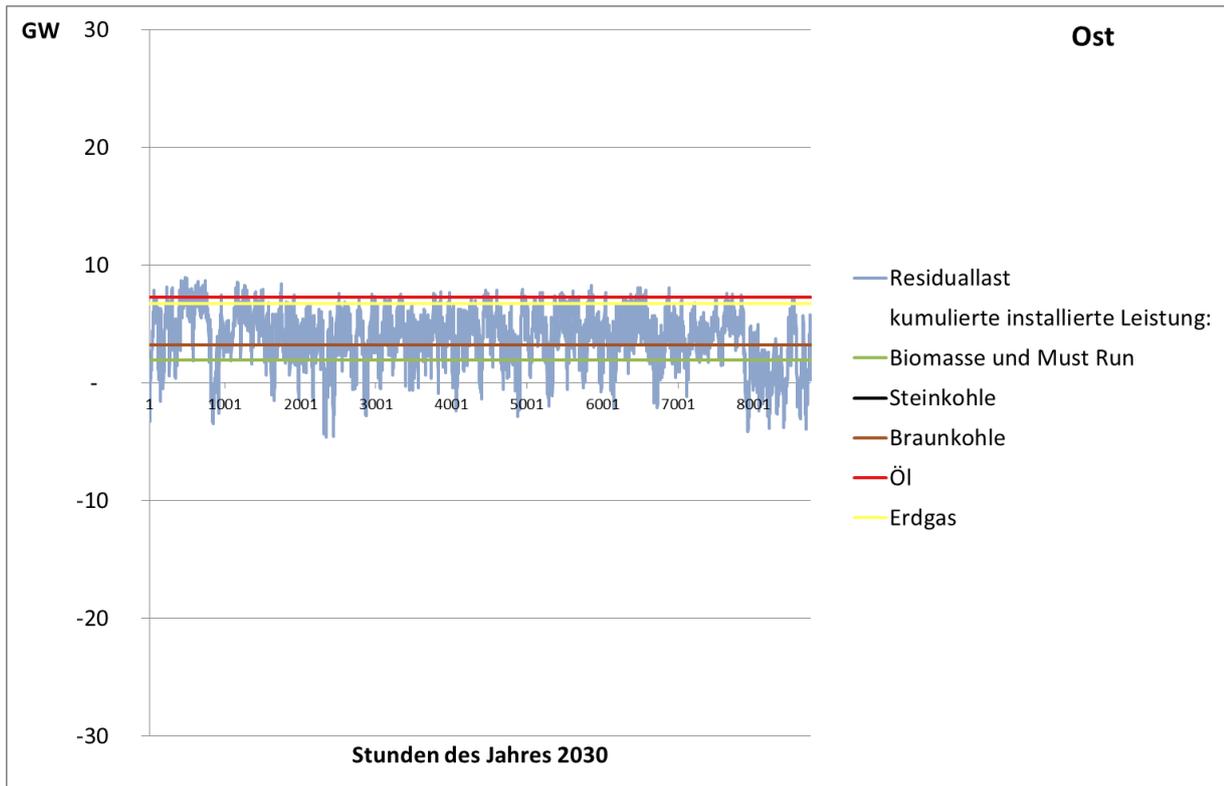
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 10-8: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten West



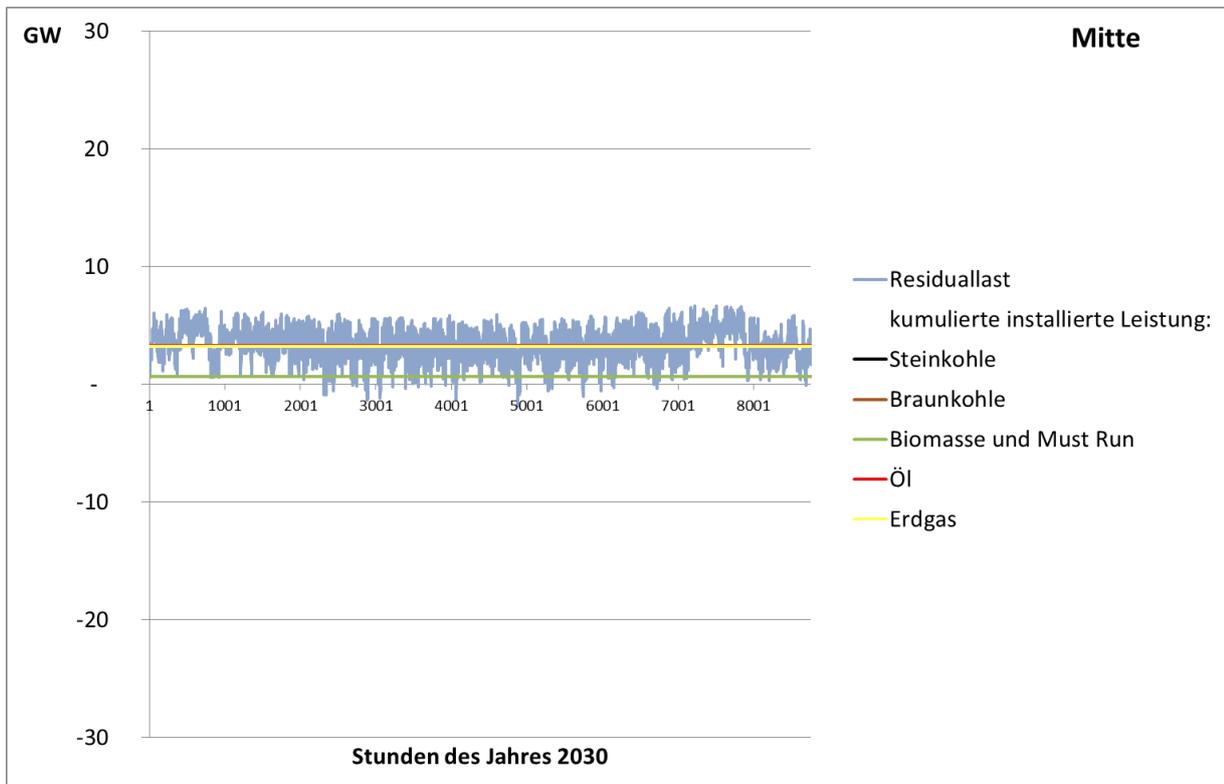
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 10-9: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten Ost**



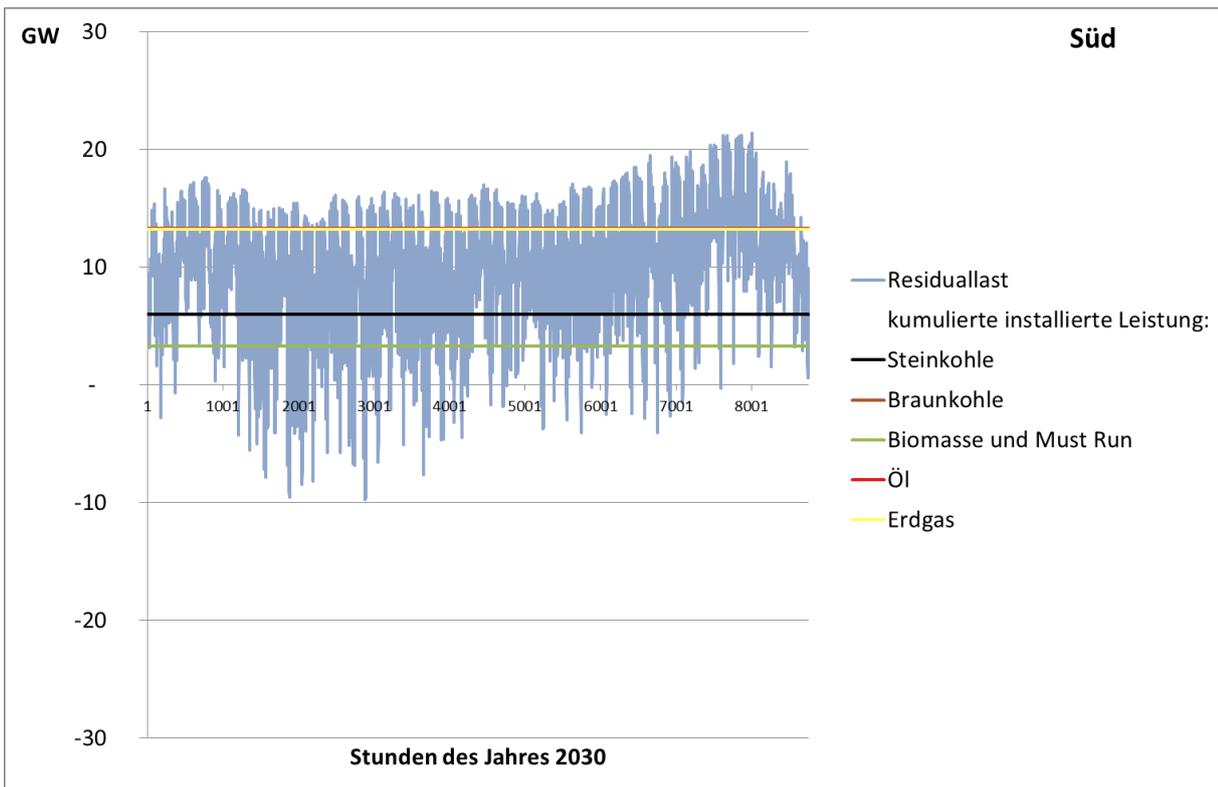
Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

**Abbildung 10-10: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten Mitte**



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Abbildung 10-11: Residuallast und installierte konventionelle Leistung 2030 Knoten



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

## 11. Literatur

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2012a). Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2013). Netzentwicklungsplan Strom 2013. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Kapitel 1 bis 9.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2015). Kostenschätzungen Netzentwicklungsplan Strom 2025 1. Entwurf. Hintergrundmaterial zu Kapitel 4.2 im NEP.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH & TenneT TSO GmbH (2012b). EEG-Anlagenstammdaten 2011. Verfügbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>, zuletzt abgerufen am 10.12.2015.
- Agora Energiewende (2013). Stromverteilnetze für die Energiewende. Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundespolitik - Schlussbericht. Impulse (Agora Energiewende, Hrsg.).
- Apel, R.; Aundrup, T.; Buchholz, B. M.; Domels, H. P.; Funke, Stephan, Gesing, Thomas; Glaunsinger, W.; Gronstedt, P.; Heins, F.; Höhle, A.; Knack, V.; Küter, T.; Stötzer, M.; Struwe, C.; Styczynski, Z.; Scheven, A. von & Seidl, H. (2012). Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Kurzfassung (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Hrsg.). Frankfurt a. M.: Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG).
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) (2011). BHKW-Kenndaten 2011. Module, Anbieter, Kosten, Frankfurt a. M.
- B.A.U.M. Consult GmbH (Hrsg.) (2012). Smart Energy made in Germany. Zwischenergebnisse der E-Energy-Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie, München.
- Bauknecht, D. & Funcke, S. (2013). Dezentralisierung oder Zentralisierung der Stromversorgung- Was ist darunter zu verstehen? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (8), S. 14–17.
- Bauknecht, D. & Vogel, M. (2015). Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2015 (3), S. 65–67.
- Bauknecht, D.; Vogel, M. & Funcke, S. (2015). Energiewende – Zentral oder dezentral? Diskussionspapier im Rahmen der Wissenschaftlichen Koordination des BMBF Förderprogramms: „Umwelt- und Gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“. Freiburg i. Br.: Öko-Institut e.V.
- BDEW (2013a). Energie-Info. Stromverbrauch im Haushalt (BDEW, Hrsg.), Berlin.
- BDEW (2013b). Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland. Kommentierte Auswertung der BDEW-Kraftwerksliste 2013 (BDEW, Hrsg.), Berlin.
- Berkhout, F. (2006). Normative expectations in systems innovation. *Technology Analysis & Strategic Management* 18 (3-4), S. 299–311.
- Binda Zane, E.; Brückmann, R.; Bauknecht, D.; Jirouš, F.; Piria, R.; Trennepohl, N.; Bracker, J.; Frank, R. & Herling, J. (2012). Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION. Final Report (European Commission, DG Energy, Hrsg.), Berlin.

- Blank, M.; Gandor, M.; Niese, A.; Scherfke, S.; Lehnhoff, S. & Sonnenschein, M. (2015). Regionally-specific scenarios for smart grid simulations. 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG).
- Bofinger, P.; Ludwigs, M. & BET (2015). EEG 3.0: Ausgestaltungsvorschlag für ein Ausschreibungsmodell für Wind an Land (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Hrsg.), Aachen, Würzburg.
- Brandstätter, C.; Brunekreef, G. & Friedrichsen, N. (2011). Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not? *Utilities policy* 19 (4), S. 244–254.
- Bremer, J. (2015). Constraint-Handling mit Supportvektor-Dekodern in der verteilten Optimierung (Universität-Oldenburg, Hrsg.).
- Bundeskabinett (Hrsg.) (2014). Meseberger EEG-Eckpunktepapier.
- Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, Hrsg.) (2014). Kraftwerksliste. Verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html).
- Burstedde, B. (2012). The NEULING Model. EWI Working Paper No. 12/10. Köln: EWI Köln.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH; Technische Universität Dortmund/ ef. Ruhr GmbH & Brunekreef, G. (2012). dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- DLR; IWES & IfnE (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.
- Duthaler, C. L.; Kurzidem, M. & Andersson, G. (2007). Power Transfer Distribution Factors: Analyse der Anwendung im UCTE-Netz (Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH), D-ITET, EEH Power Systems Laboratory, Hrsg.). Zürich: swissgrid.
- Dyussebekova, N.; Kurrat M. & Waitschat (2008). Untersuchung der Lastprofile von Niederspannungsbezirken. Zehntes Symposium Energieinnovation.
- E-Bridge Consulting; IAEW & Offis (2014). Moderne Verteilnetze für Deutschland. Abschlussbericht (Bundesminister für Wirtschaft und Energie (BMWi), Hrsg.), Berlin.
- Funcke, S. & Bauknecht, D. ((im Erscheinen)). Typology of centralised and decentralised approaches for the electricity infrastructure. akzeptiert zur Veröffentlichung in *Utilities Policy*.
- Grein, A.; Duscha, M.; Pehnt, M. & Kellerbauer, H. (2009). Modellstadt Mannheim. Nutzung von thermischen Speichern als Energiespeicher (AS1.06). Entwurf, Version 1.0 (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Hrsg.), Mannheim.
- Groschke, M.; Eßer, A.; Möst, D. & Fichtner, W. (2009). Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33 (1), S. 14–22.
- Groscurth, H. & Bode, S. (2013). Discussion Paper Nr. 9 "Power-to-heat" oder "Power-to-gas"? (arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hrsg.), Hamburg.
- Gutzwiller, R.; Koch, S.; Meier, D. & Wiederkehr, M. (2008). Lokales Lastmanagement. Stromverbrauch sinnvoll mit der Erzeugung koordinieren. *Bulletin SEV/AES* (22/23).
- Haberkern, B.; Maier, W. & Schneider, U. (2006). Steigerung der Energieeffizienz auf kommunalen Kläranlagen. *Umweltbundesamt Texte* 11/08, S. 1–226.
- Hacker, F.; Harthan, R.; Kasten, P.; Loreck, C. & Zimmer, W. (2011). Marktpotenziale und CO<sub>2</sub>-Bilanz von Elektromobilität. Arbeitspakete 2 bis 5 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen. Anhang zum

- Schlussbericht im Rahmen der Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und, Berlin.
- Hartkopf, T.; Scheven, A. von & Prelle, M. (2012). Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix, Darmstadt.
- Hofmann, L. & Sonnenschein, M. (2015). Smart Nord Final Report, Hannover.
- Kießling, A. (2013). Abschlussbericht E-Energy Modellstadt Mannheim. Mannheim: MVV Energie AG; Drewag Stadtwerke Dresden; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); IBM Deutschland GmbH; Ifeu; IZES; Papendorf Software Engineering; Power Plus Communications; Universität Duisburg-Essen.
- Kleijnen, J. P. (2008). Design and Analysis of Simulation Experiments. New York: Springer.
- Klobasa, M. & Focken, U. (2011). Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor.
- Koch, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Ritter, D.; Vogel, M. & Tröster, E. (2015). Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. Zeitschrift für Energiewirtschaft 39 (1), S. 1–17.
- Kok, J. K.; Warmer, C. J. & Kamphuis, I. G. (2005). PowerMatcher: Multiagent Control in the Electricity Infrastructure. Proceedings of the fourth international joint conference on Autonomous agents and multiagent systems. ACM, S. 75–82.
- Kok, K. (2013). The powermatcher: Smart coordination for the smart electricity grid (TNO, Hrsg.), The Netherlands.
- Kramer, O.; Satzger, B. & Lässig, J. (2010). Managing Energy in a Virtual Power Plant Using Learning Classifier Systems. GEM, S. 111–117.
- Krzikalla, N.; Achner, S. & Brühl, S. (2013). Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien (Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE), Hrsg.).
- Lehnhoff, S. (2010). Dezentrales vernetztes Energiemanagement: Ein Ansatz auf Basis eines verteilten adaptiven Realzeit-Multiagentensystems. Ein Ansatz auf Basis eines verteilten adaptiven Realzeit-Multiagentensystems. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag.
- Matthes, F. C.; Schlemmermeier, B.; Diermann, C.; Hermann, H. & Hammerstein, C. von (2012). Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Berlin: WWF.
- Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker; Herwig, Sterner, Michael; Höcher, T.; Kaesler, H.; Linke, G.; Löffler, T.; Mlaker, H.; Marewski, U.; Nitschke-Kowsky, P.; Oehsen, A. v.; Reimann, T.; Reinhold, M.; Schley, P.; Schollmeyer, H.-J.; Steiner, K.; Sterner, M.; Trost, T.; Zenner, M. & Zschocke, A. (2013). Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Management Summary. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW).
- Nabe, C.; Beyer, C.; Brodersen, N.; Schäffler, H.; Adam, D.; Heinemann, C.; Tusch, T.; Eder, J.; Wyl, C. de; Vom Wege, J.-H. & Mühe, S. (2009). Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hrsg.), Berlin.
- Nabe, C. & Seefeldt, F. (2011). Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Berlin: Ecofys.

- Paulus, M. & Borggreffe, F. (2011). The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany. *Applied Energy* 88 (2), S. 432–441.
- Pechan, A. (2015). The Effect of Market Design on Spatial Distribution of Wind Energy Installation. Oldenburg: Carl von Ossietzky Universität.
- Pipke, H.; Hülsen, C. F.; Stiller, H.; Seidl, K. & Balmert, D. (2009). Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering). Endbericht (Bundesminister für Wirtschaft und Technologie, Hrsg.). Bonn: KEMA Consulting GmbH.
- Plankl, R. (2013). Regionale Verteilungswirkungen durch das Vergütungs- und Umlagesystem des Erneuerbare Energien-Gesetzes (EEG) (Thünen-Institut für Ländliche Räume, Hrsg.) (Thünen Working Paper Nr. 13), Braunschweig.
- Rip, A. & Kemp, R. (1998). Technological change. In S. Rayner & E. L. Malone (Hrsg.), *Human Choice and Climate Change – Resources and Technology* (S. 327–399). Columbus: Battelle Press.
- Roon, S. v. & Gobmaier, T. (2010). Demand Response in der Industrie Status und Potenziale in Deutschland, München.
- Rotmans, J.; Kemp, R. & van Asselt, M. (2001). More evolution than revolution: Transition management in public policy. *Foresight* 01, S. 15–31.
- Ruiz, N.; Cobelo, I. & Oyarzabal, J. (2009). A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management. *IEEE Transactions on Power Systems* 24 (2), S. 959–966.
- Schlebusch, V. (2006). Energiemanagement in Verteilnetzen mit hohem Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen. Elfte Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, S. 98–114.
- Sedlacko, M. & Gjoski, N. (2010). Futures studies in the governance for sustainable development. Overview of different tools and their contribution to public policy making (European Sustainable Development Network, Hrsg.), Wien.
- Smart-Grids Plattform Baden-Württemberg e.V. (2013). Roadmap der Smart-Grids Plattform Baden-Württemberg (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Hrsg.), Stuttgart.
- Smith, A.; Stirling, A. & Berkhout, F. (2005). The governance of sustainable socio-technical transitions. *Research Policy* 34 (10), S. 1491–1510.
- Späth, P. & Rohrer, H. (2010). 'Energy regions': The transformative power of regional discourses on socio-technical futures. *Research Policy* 39 (4), S. 449–458.
- Stigler, H. & Todem, C. (2005). Optimization of the Austrian electricity sector (control zone of VERBUND APG) under the constraints of network capacities by nodal pricing. *Central European Journal of Operations Research* 13 (2), S. 105–125.
- Thoma, M.-C. (2007). Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung. Zürich: ETH-Zürich, zuletzt abgerufen am 10.12.2015.
- VDE (2007). VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020 (Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Hrsg.), Frankfurt am Main.
- VDE (VDE, Hrsg.) (2012). FNN Netzkarte 2012. Verfügbar unter <https://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/uebersichtsplan-2014.pdf>,; zuletzt abgerufen am 30.11.2015.
- VDKL (2009). Erhebung über die Höhe und die Strukturen der gesamten Kühl- und Tiefkühlkapazitäten in Deutschland. Bonn.
- Wolter, M. & Hofmann, L. (2011). Agentenbasiertes Energiemanagement zur Spannungshaltung in Verteilnetzen. *at - Automatisierungstechnik* 59 (3).