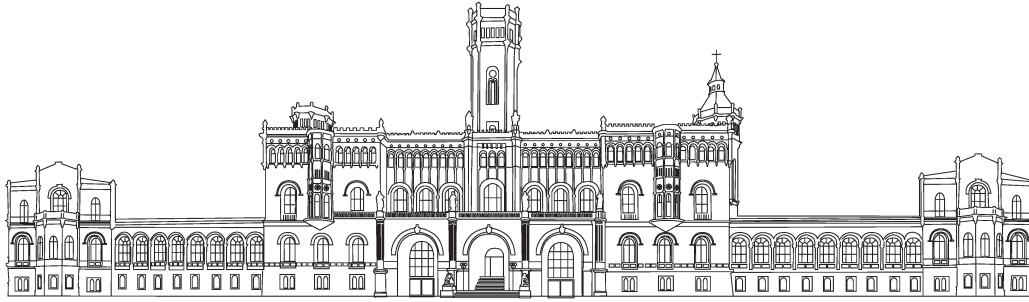




Fakultät für Elektrotechnik  
und Informatik  
Fachgebiet Energieinformatik

11  
102  
1004

Leibniz  
Universität  
Hannover



LEIBNIZ UNIVERSITÄT HANNOVER  
INSTITUT FÜR SYSTEMS ENGINEERING  
FACHGEBIET ENERGIEINFORMATIK

# Entwicklung eines Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes

## Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades „Master of Science (M. Sc.)“ im Studiengang  
Wirtschaftsingenieur der Fakultät für Elektrotechnik und Informatik, Fakultät für  
Maschinenbau und der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät  
der Leibniz Universität Hannover

vorgelegt von

**Jan Niklas Bozionek**

Geboren am 19.02.1996 in Hannover

Erstprüferin: Prof. Dr.-Ing. Astrid Nieße

Betreuer: M. Sc. Thomas Wolgast

Hannover, den 27. März 2021

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungen</b>	<b>v</b>
<b>Formelzeichen</b>	<b>vi</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation . . . . .	1
1.2 Zielsetzung . . . . .	2
1.3 Überblick über die Arbeit . . . . .	3
<b>2 Grundlagen zur Blindleistung und Spannungshaltung</b>	<b>4</b>
2.1 Aufbau des Elektroenergiesystems . . . . .	4
2.2 Spannungshaltung . . . . .	5
2.2.1 Systemdienstleistungen . . . . .	5
2.2.2 Grundlagen der Spannungshaltung . . . . .	6
2.2.3 Aktueller Beschaffungsprozess von Blindleistung . . . . .	7
2.3 Transportierbarkeit von Blindleistung . . . . .	9
2.4 Optimal Power Flow . . . . .	10
<b>3 Grundlagen marktlicher Beschaffungsformen</b>	<b>12</b>
3.1 Marktdefinition . . . . .	12
3.2 Wettbewerb . . . . .	12
3.2.1 Vollkommener Wettbewerb . . . . .	13
3.2.2 Unvollkommener Wettbewerb . . . . .	13
3.3 Effizienz . . . . .	14
3.3.1 Die kurze Frist . . . . .	14
3.3.2 Die lange Frist . . . . .	14
3.4 Preisbildung auf Märkten . . . . .	15
<b>4 Marktliche Blindleistungsbeschaffung</b>	<b>17</b>
4.1 Einordnung von Blindleistungsmärkten . . . . .	17
4.1.1 Marktmachtmissbrauch . . . . .	18

4.1.2	Geringe Investitionsanreize . . . . .	18
4.1.3	Transaktionskosten . . . . .	19
4.1.4	Liquiditätsrisiko . . . . .	19
4.1.5	Marktzutrittsbarrieren . . . . .	19
4.1.6	Betriebliche Herausforderungen . . . . .	20
4.1.7	Fazit . . . . .	20
4.2	Blindleistungshandel zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreibern . . . . .	20
4.2.1	Märkte mit Verwendung des Einheitspreisverfahren . . . . .	21
4.2.2	Märkte mit Verwendung des Gebotspreisverfahren . . . . .	22
4.3	Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung . . . . .	23
4.3.1	Blindleistungsflexibilität eines Netzes . . . . .	24
4.3.2	Netzbetreiberkoordination . . . . .	25
4.3.3	Netz-übergreifende Blindleistungsmärkte . . . . .	26
<b>5</b>	<b>Entwicklung eines Blindleistungsmarktes</b>	<b>29</b>
5.1	Expected Payment Function . . . . .	29
5.2	Voraussetzungen und Annahmen für den Blindleistungsmarkt . . . . .	31
5.3	Netz-übergreifender Blindleistungsmarkt . . . . .	32
5.3.1	Netzzinterne Kommunikation . . . . .	32
5.3.2	Netzebenenübergreifende Kommunikation . . . . .	33
5.4	Algorithmus des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarkt . . . . .	36
5.4.1	Schätzung des minimalen und maximalen Preises . . . . .	38
5.4.2	Durchführung des OPFs . . . . .	39
5.4.3	Bestimmung relevanter Kosten . . . . .	40
5.4.4	Bildung der EPF . . . . .	40
5.4.5	Approximation der Expected Payment Function . . . . .	43
<b>6</b>	<b>Beschreibung des Untersuchungsmodells</b>	<b>46</b>
6.1	Software Umgebung . . . . .	46
6.2	Referenznetze . . . . .	47
6.2.1	Hochspannungsnetz . . . . .	47
6.2.2	Mittelspannungsnetze . . . . .	48
6.2.3	Zeitreihen . . . . .	49
6.3	Annahmen für das Untersuchungsmodells . . . . .	49
6.3.1	Netzrestriktionen . . . . .	50
6.3.2	Beschaffungskosten Verlustenergie . . . . .	51
6.3.3	Bestimmung der Bemessungsscheinleistung der DEAs . . . . .	51

6.3.4	Flexibilitätsbereich und EPF der Anlagen . . . . .	52
6.3.5	Windparks . . . . .	53
6.3.6	Blindleistungsverhalten des Übertragungsnetzbetreibers . . . . .	55
6.4	Evaluationskriterien . . . . .	55
6.4.1	Referenzfälle . . . . .	55
6.4.2	Technische Analyse . . . . .	57
6.4.3	Ökonomische Analyse . . . . .	58
6.4.4	Verwendete quantitative Kenngrößen . . . . .	59
<b>7</b>	<b>Simulationsergebnisse und Evaluierung des Blindleistungsmarktes</b>	<b>61</b>
7.1	Blindleistungsbereitstellung . . . . .	61
7.2	Ökonomische Analyse . . . . .	62
7.2.1	Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung . . . . .	63
7.2.2	Wirkleistungsverluste . . . . .	65
7.2.3	Gewinne der Netzbetreiber . . . . .	67
7.3	Technische Analyse . . . . .	70
7.3.1	Spannungsanalyse . . . . .	70
7.3.2	Analyse der Netzbetriebsmittelbelastungen . . . . .	74
7.4	Vergleich der Expected Payment Functions . . . . .	78
<b>8</b>	<b>Fazit</b>	<b>81</b>
8.1	Zusammenfassung . . . . .	81
8.2	Ausblick . . . . .	83
<b>A</b>	<b>Anhang</b>	<b>85</b>
A.1	Exemplarische Ergebnisse des Algorithmus . . . . .	85
A.2	Simulationsergebnisse . . . . .	87
	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>88</b>
	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>90</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>91</b>

## Abkürzungen

<b>DEA</b>	Dezentrale Erzeugungsanlagen
<b>EE-Anlagen</b>	Erneuerbare-Energien-Anlagen
<b>EPF</b>	Expected Payment Function
<b>EZS</b>	Erzeugerzählpeilsystem
<b>HS</b>	Hochspannung
<b>HöS</b>	Höchstspannung
<b>LFB</b>	Leistungsflussberechnung
<b>MS</b>	Mittelspannung
<b>NS</b>	Niederspannung
<b>OPF</b>	Optimal Power Flow
<b>SDL</b>	Systemdienstleistungen
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber
<b>WEA</b>	Windenergieanlage
<b>VZS</b>	Verbraucherzählpeilsystem

## Formelzeichen

### Lateinische Buchstaben

$C$  Kosten

$I$  Strom

$L$  Auslastung

$P$  Wirkleistung

$p$  Preis

$Q$  Blindleistung

$R$  Resistanz

$S$  Scheinleistung

$U$  Spannung

$X$  Reaktanz

$Z$  Impedanz

### Griechische Buchstaben

$\delta$  Knotenspannungswinkel

$\theta$  Zugehöriger Winkel der Admittanz

$\vartheta$  Leitungswinkel

$\kappa$  Kostenkoeffizient

$\pi$  Gewinn

$\varphi$  Phasenverschiebung

### **Indizes**

$b$  Blindanteil

BF Basisfall

erz Erzeugung

$h$  Windpark  $h$

$i$  Knoten  $i$

inst Installierte-

$j$  Knoten  $j$

$k$  Anlage  $k$

$l$  Leitung

last Last

$m$  Mittelspannungsnetz  $m$

max Maimalwert

min Minimalwert

$n$  Windenergieanlage  $n$  eines Windparks

Opp Opportunitäts-

P Wirkleistung

Q Blindleistung

$r$  Bemessungs-

S Schein

$t$  Zeitpunkt  $t$

<i>trf</i>	Transformator
V	Verlust
vpf	Verpflichtend
w	Wirkanteil



# 1 | Einleitung

## 1.1 MOTIVATION

Die fortschreitende Energiewende führt zu einer stetig steigenden Anzahl an Dezentralen Erzeugungsanlagen (DEAs) [1], welche überwiegend an die Verteilnetze angeschlossen werden [2]. Im Zuge dieses Anstiegs nimmt die Zahl konventioneller Kraftwerke in den Übertragungsnetzen ab [3], wodurch eine Verlagerung der Erzeugungsanlagen aus den Übertragungsnetzen in die Verteilnetze stattfindet [4]. Infolgedessen sinkt für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der Zugang zu konventionellen Kraftwerken, für die flexible steuerbare Blindleistungsbereitstellung [4]. Diese trugen bislang neben Blindleistungskompensationsanlagen einen großen Anteil an dieser Bereitstellung [5]. Zusätzlich dazu steigt durch die Windenergieanlagen (WEAs) und Photovoltaikanlagen die Volatilität der Blindleistungsflüsse zwischen den Übertragungsnetzen und den Verteilnetzen [2, 6].

Für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Elektroenergiesystems ist die Bereitstellung von Blindleistung unverzichtbar [1]. Als Systemdienstleistungen (SDL) setzen Netzbetreiber daher Blindleistung ein, um die Netzspannung innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten [7]. Darüber hinaus sind die ÜNBs verantwortlich eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz des gesamten Systems sicherzustellen [8]. Die ansteigende Durchdringung der Verteilnetze durch DEAs wird zunehmend zu einer betrieblichen und planerischen Herausforderung für Verteilnetzbetreiber (VNBs) und ÜNBs. Einerseits treten häufiger Spannungsbandverletzungen und Überlastungen von Netzbetriebsmitteln auf, andererseits fehlen Koordinationsmechanismen zwischen den Netzbetreibern, die eine flexible Nutzung der Potenziale der Blindleistungsbereitstellung der DEAs ermöglichen [9].

Eine Möglichkeit diese Herausforderungen zu bewältigen liegt im klassischen Netzausbau und der Errichtung neuer Blindleistungskompensationsanlagen. Diese Kompensationsanlagen sind in der Lage flexibel Blindleistung bereitzustellen, allerdings ist deren Errichtung mit hohen Investitionskosten verbunden. [10] WEAs, Photovoltaikanlagen sowie Ladestationen für E-Fahrzeuge sind meistens mit Wechselrichtern an das Netz angeschlossen, wodurch sie in der Lage sind Blindleistung zu vergleichsweise geringen oder sogar keinen Investitionskosten

bereitzustellen [11, 12]. Gegenwärtig sind DEAs nur zu einer Blindleistungsbereitstellung bei hoher Wirkleistungseinspeisung verpflichtet, um deren Integration in das Netz, unter Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen, zu ermöglichen [6]. Die intensivere Nutzung der DEAs zur flexiblen Blindleistungsbereitstellung für das gesamte System bietet daher eine weitere Lösung und kann zur Verbesserung der Systemstabilität beitragen [1].

Da die Verantwortung des Blindleistungsausgleichs bei den ÜNBs liegt und die Einhaltung der lokalen Netzrestriktionen durch die VNBs sichergestellt werden muss, ist eine verstärkte Koordination zwischen den Netzbetreibern erforderlich [3, 5, 13] und die Entwicklung eines geeigneten Regelungsschema notwendig [14].

Weiterhin sollen in der EU Systemdienstleistungen zukünftig marktlich gehandelt werden [15]. Marktliche Blindleistungsbeschaffungskonzepte sollten daher in Zukunft zu einer möglichst effizienten Blindleistungsbereitstellung führen. Im Zuge dessen ist für eine effiziente Blindleistungsbeschaffung und ein effizientes Blindleistungsmanagement eine spannungsebenenübergreifende Wirksamkeit-Nutzen-Analyse notwendig [7].

## 1.2 ZIELSETZUNG

Lokale Blindleistungsmärkte, welche die Blindleistungsbereitstellung zwischen Anlagenbetreibern und einem Netzbetreiber ermöglichen, lassen sich in der Literatur vermehrt finden. Ebenso existieren in der Literatur verschiedene Verfahren, die eine netzebenenübergreifende Blindleistungsbereitstellung unter Einhaltung der Netzrestriktionen ermöglichen [6, 9, 14]. Von Doostizadeh et al. [16] und Rui Fang et al. [17] werden Blindleistungsmärkte entwickelt, durch die eine Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung ermöglicht wird. Jedoch werden in diesen Kosten von Wirkleistungsverlusten, die durch den Blindleistungstransport entstehen, vernachlässigt. Weitere Netz-übergreifende Blindleistungsmärkte sind in der Literatur vergleichsweise wenig zu finden.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes sowie dessen Evaluierung hinsichtlich technischer und ökonomischer Aspekte. Dabei sollen sowohl die technischen Randbedingungen sowie die Struktur der Netze berücksichtigt werden. Somit ergeben sich die folgenden Forschungsfragen:

- F1** Wie kann die marktliche Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung durch DEAs, unter Einhaltung der technischen Randbedingungen, umgesetzt werden?
- F2** Kann ein Netz-übergreifender Blindleistungshandel trotz der lokalen Zuständigkeitsbereiche der Netzbetreiber zu ökonomisch effizienten Ergebnissen führen?

**F3** Wie wirken sich Gewinne von Marktteilnehmern auf die technischen und ökonomischen Ergebnisse des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes aus?

Für die Beantwortung der Forschungsfrage 1 wird eine Literaturrecherche durchgeführt, in der bereits existierende Konzepte analysiert werden. Aus diesen Konzepten sollen theoretische Erkenntnisse für die anschließende Entwicklung des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes gewonnen werden.

Die Auswertung der Forschungsfrage 2 und 3 wird anhand einer Case Study durchgeführt. Dabei werden für verschiedene Netzzustände Berechnungen für den Blindleistungsmarkt sowie die Referenzfälle durchgeführt. Aus diesen sollen Aufschlüsse über die ökonomischen und technischen Resultate des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes erlangt werden.

### 1.3 ÜBERBLICK ÜBER DIE ARBEIT

In Kapitel 2 werden die technischen Grundlagen des Blindleistungseinsatzes und der Spannungshaltung thematisiert. Darüber hinaus wird der aktuelle Beschaffungsprozess von Blindleistung beschrieben. Anschließend werden in Kapitel 3 relevante Eigenschaften von Märkten, wie die Funktion des Wettbewerbs und Preisbildungsmechanismen, vorgestellt.

Kapitel 4 befasst sich mit Schwierigkeiten bei der Ausgestaltung von Blindleistungsmärkten sowie relevanter Literatur zur marktlichen Blindleistungsbereitstellung. Im Zuge dessen wird sowohl auf den Blindleistungshandel zwischen Anlagenbetreibern und einem Netzbetreiber sowie die Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung eingegangen und deren technischen, organisatorischen sowie marktlichen Aspekte betrachtet.

In Kapitel 5 wird der Netz-übergreifende Blindleistungsmarkt entwickelt. Ebenfalls wird ein Algorithmus für die Bestimmung des Blindleistungsflexibilitätsbereichs und Blindleistungskostenkurve eines Netzes vorgestellt. Für die Untersuchung des Blindleistungsmarktes werden in Kapitel 6 ein Untersuchungsmodell und Referenzfälle entwickelt. Ebenfalls werden in diesem Kapitel Annahmen für das Untersuchungsmodell aufgestellt.

In Kapitel 7 werden die Ergebnisse der Case Study vorgestellt. In diesem Zuge werden die ökonomischen und technischen Ergebnisse des entwickelten Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes untersucht und mit den Referenzfällen verglichen.

Abschließend werden in Kapitel 8 die Ergebnisse zusammengefasst und ein Ausblick über weiterführende Forschungsfelder sowie Handlungsempfehlungen gegeben.

# 2

## Grundlagen zur Blindleistung und Spannungshaltung

In diesem Kapitel werden die technischen Grundlagen des Blindleistungseinsatzes und der Spannungshaltung herausgestellt. In diesem Zusammenhang erfolgt in Abschnitt 2.1 ein Überblick über den Aufbau des deutschen Elektroenergiesystems. Anschließend wird in Abschnitt 2.2 auf die Notwendigkeit, die verantwortlichen Akteure sowie die technischen Grundlagen der Spannungshaltung eingegangen. Ebenfalls wird in diesem Zuge in Abschnitt 2.2.3 der aktuelle Beschaffungsprozess von Blindleistung beschrieben. Abschließend werden in Abschnitt 2.3 die technischen Grenzen des Transports von Blindleistung im Energienetz herausgestellt, da insbesondere diese einen Einfluss auf die Ausgestaltung von marktlichen Beschaffungsmechanismen haben.

### 2.1 AUFBAU DES ELEKTROENERGIESYSTEMS

Für die elektrische Energieübertragung und -verteilung kommen in der Regel Drehstromnetze zum Einsatz [18]. In Europa wird zwischen den vier Spannungsebenen der Höchstspannung (HöS), Hochspannung (HS), Mittelspannung (MS) und der Niederspannung (NS) unterschieden. Für den Transport von Energie, über weite Strecken, nutzen die ÜNBs die Netzebene der HöS. Die Spannung in diesem sogenannten Übertragungsnetz beträgt 380 kV oder 220 kV. [19]

Mittels Netzkuppeltransformatoren sind HS-Netze an die HöS-Ebene angeschlossen. Die HS umfasst Spannungen zwischen 60 und 150 kV, wobei in Deutschland typischerweise Netznennspannungen von 110 kV zum Einsatz kommen. HS-Netze werden für die regionale Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie genutzt. [18]

Die MS-Ebene, welche typischerweise mit Spannungen von 10 kV oder 20 kV betrieben wird, ist über Verteilnetztransformatoren mit der HS-Ebene verbunden. NS-Netze stellen die unterste Spannungsebene dar und werden mit Leiter-Leiter-Spannungen von 400 V bzw. Strangspannungen von 230 V betrieben. [19]

Netze der HS, MS und NS werden als Verteilnetze bezeichnet und durch VNB betrieben [18].

## 2.2 SPANNUNGSHALTUNG

Die Spannungen an den Netzknoten innerhalb eines Netzes sind nicht konstant. Vielmehr schwanken diese durch Spannungsabfälle über den Leitungen. Für jede Netzebene sind daher einzuhaltende Spannungstoleranzen, auch Spannungsband genannt, definiert. In Übertragungsnetzen darf die Spannung maximal  $\pm 15\%$  von der Nennspannung abweichen [19]. Die zulässige Spannungsänderung bei NS-Endkunden ist in der Europäischen Norm 50160 auf  $\pm 10\%$  der Nennspannung begrenzt [20]. In der Literatur und der Praxis werden zudem häufig kleinere Spannungsbänder verwendet [10, 21].

Zu Beginn dieses Abschnitts wird daher auf die Notwendigkeit der Spannungshaltung und die Verantwortlichkeit der Akteure eingegangen. Darauf folgend wird die Möglichkeit der Spannungsbeeinflussung durch den Einsatz von Blindleistung erläutert. Abschließend wird der aktuelle Beschaffungsprozess von Blindleistung beschrieben.

### 2.2.1 Systemdienstleistungen

Netzbetreiber sind für die Gewährleistung der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der Stromversorgung der Verbraucher verantwortlich [22]. ÜNBs sind hierzu in § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes gesetzlich zur Systemverantwortung verpflichtet. Weiterhin sind Netz- und Systemregeln für ÜNBs im TransmissionCode und für VNBs im DistributionCode festgelegt. Daraus geht hervor, dass Netzbetreiber zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie sogenannte SDL erbringen müssen [8, 23]. SDL sind Leistungen, die für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlich sind und dadurch die Qualität der Stromversorgung bestimmen [8]. Neben der Frequenzhaltung, dem Versorgungswiederaufbau und der System-/Betriebsführung zählt ebenfalls die Spannungshaltung zu den SDL. Unter Koordination des zuständigen ÜNB/VNB wirken an der Spannungshaltung das jeweilige Netz sowie daran angeschlossene Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen mit [23]. In Übertragungsnetzen sind darüber hinaus synchron verbundene Übertragungsnetze sowie angeschlossene Verteilnetze an der Spannungshaltung beteiligt [8].

Im Rahmen der Spannungshaltung wird von den Netzbetreibern Blindleistung eingesetzt. Vor allem in den Übertragungsnetzen, in denen das R/X-Verhältnis sehr klein ist, besteht dabei eine starke Korrelation zwischen dem Blindleistungseinsatz und der Netzspannung [24]. In den unteren Spannungsebenen ist diese Schwächer ausgeprägt [24]. Weiterhin bietet

Blindleistungsmanagement Reserven für die Aufrechterhaltung der Spannungssicherheit [22]. Die Mittel, die für die Spannungshaltung zur Verfügung stehen, sind unter anderem Erzeugungsanlagen, Blindleistungskompensationsanlagen, Stufung von Transformatoren und Änderungen der Netztopologie [23].

ÜNBs sind darüber hinaus dazu verpflichtet ein Gleichgewicht zwischen Blindleistungsbedarf und Blindleistungserzeugung herzustellen [8].

### 2.2.2 Grundlagen der Spannungshaltung

Um die Wirkungsweise der Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung zu erläutern, werden in diesem Abschnitt die Zusammenhänge zwischen dem Spannungsabfall einer elektrischen Leitung und der Blindleistung verdeutlicht.

Für die Erläuterung ist es ausreichend, dass in Abbildung 2.1a dargestellte vereinfachte  $\pi$ -Ersatzschaltbild einer elektrischen Leitung heranzuziehen. Bei diesem sind die Querelemente vernachlässigt, was für Nachbildungen von Leitungen in der NS- und MS-Ebene und mit Einschränkungen für stark ausgelastete kurze Leitungen in der HS- und HöS-Ebene möglich ist [24].

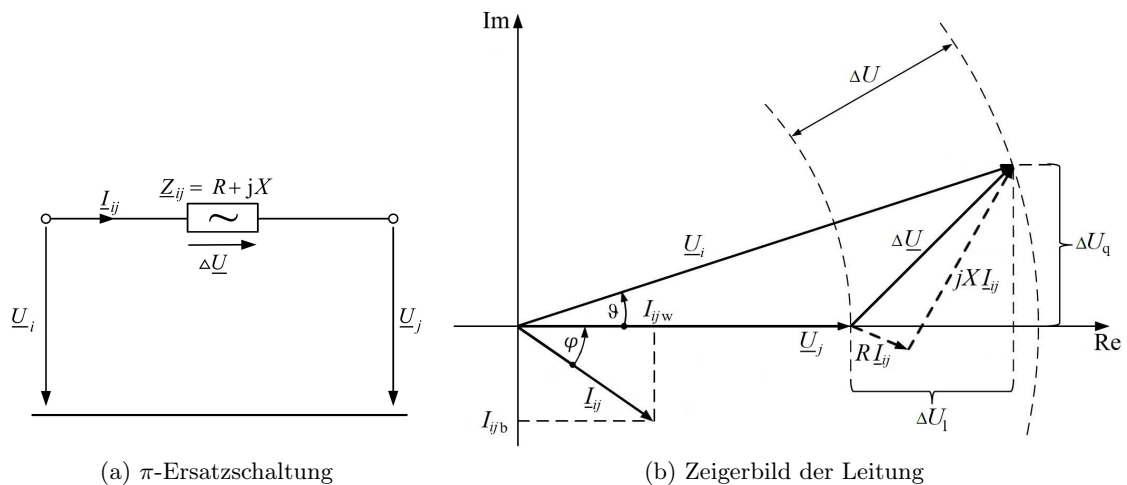


Abbildung 2.1: Vereinfachte  $\pi$ -Ersatzschaltung einer Leitung in Anlehnung an [24] und dazugehöriges Zeigerbild in Anlehnung an [25]

Abhängig von der Netzbelastung fließt über die Leitung ein ohmsch-induktiver oder ohmsch-kapazitiver Strom  $\underline{I}_{ij}$  [19]. Mit der Annahme einer ohmsch-induktiven Belastung, ergibt sich das in Abbildung 2.1b dargestellte Zeigerbild.

Der Spannungsabfall  $\Delta \underline{U}$  über der Längsimpedanz  $Z_{ij}$  der Leitung wird durch den Strom

$\underline{I}_{ij}$  hervorgerufen. Mit der Unterteilung des Stroms  $\underline{I}_{ij} = I_{ij,w} - jI_{ij,b}$  in seinen Wirk- und Blindanteil, lässt sich der komplexe Spannungsabfall mit der folgenden Gleichung berechnen.

$$\begin{aligned}\Delta \underline{U} &= \underline{U}_i - \underline{U}_j = \underline{I}_{ij} \cdot \underline{Z}_{ij} \\ &= (I_{ij,w} - jI_{ij,b}) \cdot (R + jX) \\ &= I_{ij,w}R + I_{ij,b}X + j(I_{ij,w}X - I_{ij,b}R)\end{aligned}\tag{2.1}$$

Weiterhin lässt sich durch die Unterteilung des Stroms und dem  $\cos(\varphi)$  der Spannungsabfall in Längs- und Querrichtung bestimmen.

$$U_1 = I_{ij,w}R + I_{ij,b}X = I_{ij}(R\cos(\varphi) + X\sin(\varphi))\tag{2.2}$$

Mithilfe des Längsspannungsabfalls lässt sich mit ausreichender Genauigkeit der Unterschied der Beträge der Knotenspannungen ermitteln. [19] Simultan zum Längsspannungsabfall kann der Querspannungsabfall ermitteln werden.

Der Querspannungsabfall kann durch folgende Gleichung ausgedrückt werden:

$$U_q = I_{ij,w}X - I_{ij,b}R = I_{ij}(X\cos(\varphi) - R\sin(\varphi))\tag{2.3}$$

Der Phasenwinkelunterschied  $\vartheta$  zwischen den Spannungen an den zwei Enden der Leitung, auch Leitungswinkel genannt, wird im wesentlichen durch den Querspannungsabfall hervorgerufen [19]. Im Hinblick auf die Systemstabilität sollte dieser kleiner als  $30^\circ$  bleiben [24]. Aus Gleichung 2.2 wird ersichtlich, dass die Spannungsdifferenz zwischen den Netzknoten maßgeblich von dem Wirkstrom, in Verbindung mit der Leitungsresistenz, und dem Blindstrom, in Verbindung mit der Leitungsreaktanz, abhängt. Über die Veränderung des Blindstroms und somit der Blindleistung, lässt sich die Spannung an einem Knoten anheben oder absenken [25]. Die Größe der Spannungsänderung hängt dabei grundsätzlich von dem R/X-Verhältnis, und somit von den eingesetzten Netzbetriebsmitteln sowie der Spannungsebene, ab [7].

### 2.2.3 Aktueller Beschaffungsprozess von Blindleistung

Der aktuelle Beschaffungsprozess von Blindleistung kann von dem jeweiligen Netzbetreiber frei gewählt werden. Die eingesetzten Mittel der Netzbetreiber werden im Folgenden kurz beleuchtet, um einen Überblick über derzeit eingesetzte Techniken zu erhalten.

### *Bereitstellung durch vorgelagerte Netzebenen*

Blindleistung für Verteilnetze wird oftmals durch vorgelagerte Netzebenen erbracht. Dabei tragen die ÜNBs einen besonders großen Anteil an der Blindleistungsbereitstellung. Der Austausch von Blindleistung zwischen den vor- und nachgelagerten Netzen ist durch Anschlussverträge begrenzt. [26] Der maximale Blindleistungsaustausch zwischen ÜNB und VNB ist im europäischen Netzkodex für den Lastanschluss, auf einen Leistungsfaktor zwischen 0,9 untererregt bis 0,9 übererregt, begrenzt [27]. Ebenfalls erfolgt ein Blindleistungsausgleich zwischen den angeschlossenen Netzebenen, wodurch blindleistungsbeziehende durch blindleistungsliefernde Verteilnetze ausgeglichen werden können [26].

### *Kompensationsanlagen der Netzbetreiber*

Netzbetreiber können Blindleistung durch eigene Netzbetriebsmittel wie (stufenweise) schaltbare Spulen und Kondensatoren, Static VAR Compensators (SVC), Static Synchronous Compensators (STATCOM) oder Phasenschieber (z.B. Generatoren stillgelegter Kraftwerke) bereitstellen [28]. Vorteile dieser sind eine hohe, von der Wirkleistungserzeugung unabhängige, Verfügbarkeit und eine direkte Steuerbarkeit durch den jeweiligen Netzbetreiber [26] sowie niedrige variable Betriebskosten [29]. Zu den Nachteilen zählen in der Regel hohe Investitionskosten. Der Einsatz dieser Kompensationsanlagen ist in Deutschland in den Übertragungsnetzen üblich, jedoch nicht in den Verteilnetzen. [28]

### *Erzeugungsanlagen*

Für Erzeugungsanlagen gelten unterschiedliche Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung, die abhängig von der Netzebene an der sie angeschlossen sind, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme und dem jeweiligen Netzbetreiber sind. Die Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung einer Erzeugungsanlagen sind durch Betriebsdiagramme vorgegeben. In diesen sind Mindestanforderungen an den einstellbaren Verschiebungsfaktor in Abhängigkeit der Netzspannung angegeben. [25] Die Anforderungen für Erzeugungsanlagen an der HöS-Ebene sind im TransmissonCode [8] festgelegt, für Erzeugungsanlagen an der HS-, MS- und NS-Ebene sind solche in den Technischen Anschlussregeln der VDE-AR-N 4120, VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4105 zu finden [25].

Soll eine Blindleistungsbereitstellung über die Mindestanforderung hinaus erfolgen, können Netzbetreiber bilaterale Verträge mit Betreibern von Erzeugungsanlagen schließen. Die finanzielle Kompensation deckt Kosten der Betreiber, die durch zusätzliche Verluste und



die ggf. reduzierte Wirkleistungseinspeisung, in Folge der Blindleistungsbereitstellung entstehen. Diese entgeltliche Beschaffung der Blindleistung stellt in den Übertragungsnetzen die Regel dar, in Verteilnetzen hingegen eher die Ausnahme. [26]

In den Verteilnetzen wird die Bereitstellung von Blindleistung durch DEA hauptsächlich zur lokalen Kompensation der, durch die Wirkleistungseinspeisung hervorgerufenen, Spannungserhöhung eingesetzt [28]. Ein Nebeneffekt dieser Spannungshaltung ist der steigende Blindleistungsbedarf sowie höhere Leitungsverluste durch die Blindleistungsflüsse in den Verteilnetzen [6]. Die Verfahren, die zur Blindleistungsbereitstellung der DEA genutzt werden, sind unter anderem die feste Vorgabe eines  $\cos(\varphi)$ , die Vorgabe von  $\cos(\varphi)(P)$ -,  $Q(P)$ - und  $Q(U)$ -Kennlinien [25]. Die Möglichkeit der Blindleistungsbereitstellung durch Anlagen im Verteilnetz für das Übertragungsnetz wird heute jedoch betrieblich nicht genutzt [20].

#### *Spannungsbedingter Redispatch*

In Zeiten mit unzureichenden Möglichkeiten der Blindleistungsbereitstellung in einem Netzbereich, können die Netzbetreiber eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen vornehmen [25]. Durch diesen sogenannten spannungsbedingten Redispatch können zusätzliche Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung von Blindleistung aktiviert werden und/oder die Blindleistungsbereitstellung einer Erzeugungsanlage durch Reduktion der Wirkleistungseinspeisung erhöht werden. Diese Maßnahme führt zu finanziellen Entschädigungen der Betreiber der Erzeugungsanlagen und zu der Notwendigkeit des bilanziellen Wirkleistungsausgleiches durch den Netzbetreiber. [26]

## 2.3 TRANSPORTIERBARKEIT VON BLINDLEISTUNG

Die Transportierbarkeit von Blindleistung innerhalb des Energiesystems unterliegt physikalischen Grenzen. In der HöS-Ebene wird die maximale Übertragungsentfernung auf ca. 100 km geschätzt [25]. Der folgende Abschnitt erörtert wodurch der Transport von Blindleistung eingeschränkt wird.

Im wesentlichen ist die Transportierbarkeit durch zwei physikalische Grenzen beschränkt:

- Tolerierte Spannungsabweichung von der Nennspannung
- Übertragungskapazität der Netzbetriebsmittel

In Abschnitt 2.2.2 wurde erläutert, dass sich durch Blindleistung die Knotenspannung anheben oder absenken lässt. Die Wegstrecke, über die sich Blindleistung transportieren lässt,

ist deshalb durch die maximal tolerierte Spannungsabweichung von der Netznominalspannung begrenzt. Abhängig von dem Wirkleistungstransport und somit der Netzbelastung liegen die Knotenspannung näher an der oberen oder der unteren Grenze des Spannungsbandes. Die Transportgrenzen für kapazitive und induktive Blindleistung können daher unterschiedlich sein. Weiterhin kann sich der Blindleistungstransport entweder spannungsstützend oder spannungsschädigend auswirken. Liegt die Spannung in einem Netzbereich an der unteren (oberen) Spannungsbandgrenze, kann ausschließlich übererregte (untererregte) Blindleistung transportiert werden. [7]

Ebenfalls wurde in Abschnitt 2.2.2 aufgezeigt, dass die Spannungsänderung durch den Blindleistungstransport im Wesentlichen durch die Leitungsreaktanz hervorgerufen wird. Daher ist die Transportierbarkeit durch die wirksame Reaktanz, und somit durch die eingesetzten Netzbetriebsmittel, unterschiedlich stark begrenzt [7].

Als weitere Einschränkung ist die Übertragungskapazität der Netzbetriebsmittel zu erwähnen. Durch einen zusätzlichen Blindleistungsfluss werden die Netzbetriebsmittel stärker belastet. Ebenfalls wird durch den Einsatz von Blindleistung die übertragbare Wirkleistung reduziert und die Alterungsprozesse von Netzbetriebsmitteln beschleunigt [25]. Eine weitere Auswirkung der steigenden Leistungsflüsse sind erhöhte Leitungsverluste  $|\underline{I}_S|^2 R$  [30]. Diese höheren Übertragungsverluste verursachen zusätzliche Energiekosten für die Netzbetreiber [19].

## 2.4 OPTIMAL POWER FLOW

In Abschnitt 2.2.2 und 2.3 konnte festgestellt werden, dass der Einsatz von Blindleistung verschiedene Auswirkungen auf das Netz hat und die Transportierbarkeit physikalische Grenzen aufweist. Neben den technischen Auswirkungen auf das Netz sind mit dem Blindleistungseinsatz verschiedene Kosten, wie zusätzliche Verlustkosten durch steigende Leitungsverluste oder Verlustkosten in Umrichtern von DEAs, verbunden. Um sowohl technische als auch ökonomische Aspekte bei der Blindleistungsbereitstellung zu berücksichtigen, bietet sich die Nutzung eines sogenannten Optimal Power Flow (OPF) an.

Der OPF ermöglicht die Optimierung einer Zielfunktion eines Stromnetzes, indem eine optimale Kombination freier Variablen bestimmt wird, unter Berücksichtigung verschiedener Nebenbedingungen, durch die die Einhaltung der Netzrestriktionen sichergestellt wird [31].

Dabei bestehen die Nebenbedingungen des OPFs aus Gleichungen und Ungleichungen.

Ähnlich zu der Leistungsflussberechnung (LFB) werden bei einem OPF Spannungen, Ströme und Leistungen des elektrischen Energiesystems bestimmt. Allerdings werden bei einem OPF mehrere LFBs durchgeführt, in denen die freien Variablen geändert werden, um das

Optimierungsziel zu erreichen. [32]

In der allgemeinsten Formulierung sind OPFs nichtlineare, nichtkonvexe statische Optimierungsprobleme mit sowohl kontinuierlichen als auch diskreten Steuerungsvariablen [33]. Für die Lösung des Problems werden je nach der Formulierung der Zielfunktion und den Nebenbedingungen verschiedene mathematische Programmieransätze wie lineare Programme (LP), gemischt-ganzzahlige lineare Programme (MILP) oder gemischt-ganzzahlige nichtlineare Programme (MINLP) eingesetzt [32, 33]. Die Lösungszeit des Problems steigt dabei ungefähr proportional zu der Größe des verwendeten Netzes [34]. Weiterhin steigt insbesondere durch das Vorhandensein von Nichtkonvexität in den Ziel- und Nebenbedingungen die rechnerische Herausforderung bei der Lösung [32].

Das Optimierungsziel in dieser Arbeit ist die Minimierung der Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung unter Einhaltung der technischen Randbedingungen wie Spannungsgrenzen, Leitungsauslastungen und Transformatorauslastungen. Die Formulierung des Optimierungsproblems wird in Kapitel 5 bei der Entwicklung des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes durchgeführt.

# 3

## Grundlagen marktlicher Beschaffungsformen

In diesem Kapitel werden relevante Eigenschaften und Merkmale von Märkten, für die spätere Entwicklung des Blindleistungsmarktes, herausgestellt. In diesem Zuge wird in Abschnitt 3.2 auf die Funktion des Wettbewerbs und in Abschnitt 3.3 auf den Begriff der Effizienz eingegangen. Abschließend werden in Abschnitt 3.4 mögliche Preisbildungsmechanismen vorgestellt und deren Vorteile aufgezeigt.

### 3.1 MARKTDEFINITION

Märkte können im weitesten Sinne als Orte aufgefasst werden, an denen durch die Interaktion zwischen Nachfragern und Anbietern der Preis eines Produktes gebildet wird [35]. Der Ort an dem diese Interaktion stattfindet liegt heutzutage selten in physikalischer Form, sondern in Form virtueller Plattformen vor. Neben der Menge, dem Preis und der Qualität der gehandelten Güter, müssen sich Anbieter und Nachfrager auf einen Liefertermin der Güter, ein Verfahren der Übereinkunft und weitere Bedingungen, die an den Handel geknüpft sein können, einigen. Die Aushandlung der Gegebenheiten definiert die Art des Vertrages und damit die Art des Marktes. [36]

### 3.2 WETTBEWERB

Durch den Wettbewerb auf Märkten soll ein volkswirtschaftlich effizientes Marktergebnis herbeigeführt werden [37]. Wettbewerbsorientierte Märkte passen sich autonom an wechselnde Angebots- und Nachfragesituationen an [38]. Die Funktionen des Wettbewerbs lassen sich nach [39] unterteilen in:

- Allokationsfunktion: Herbeiführen eines optimalen Verhältnisses zwischen unbegrenzten Bedürfnissen und begrenzten Ressourcen zu deren Befriedigung

- Innovationsfunktion: Durch die einzelwirtschaftlichen Ziele der Ertragsmaximierung und Gewinnmaximierung, setzt der Wettbewerb Anreize zur Produkt- und Verfahrenserneuerung
- Verteilungsfunktion: Wettbewerb beschränkt die Marktmacht der Anbieter und verhindert Preisdiktate, welche eine leistungsgerechte Einkommensverteilung verhindern

### 3.2.1 Vollkommener Wettbewerb

Auf dem Ideal des vollkommenen Marktes herrscht ein vollkommener Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern. Die grundlegende Voraussetzung für dieses ideale Marktmodell ist die Annahme der atomistischen Konkurrenz. Neben dieser müssen nach [35, 39] folgende weitere Voraussetzung erfüllt sein:

1. Atomistische Konkurrenz: Atomistische Konkurrenz liegt in der Marktform des Polypols vor. In dieser agieren die Marktteilnehmer als Preisnehmer. Preisnehmer zu sein bedeutet, dass ein Marktteilnehmer den Preis nicht durch sein individuelles Handeln beeinflussen kann und diesen als gegeben hinnimmt [37]
2. Homogene Güter: Produkte sind homogen, wenn Anbieter identische oder nahezu identische Produkte produzieren. Durch die Produkthomogenität entfällt die Möglichkeit, dass ein Anbieter seinen Preis über jenen der Konkurrenz hebt ohne seinen Marktanteil zu verlieren [35]
3. Markttransparenz: Sämtliche Marktteilnehmer haben Zugang zu allen Informationen, die sie für eine korrekte ökonomische Entscheidung benötigen [39]
4. Freier Marktzutritt: Jeder neue Anbieter oder Nachfrager hat unbeschränkten Zutritt zum Markt und es fallen keine besonderen Kosten dabei an [35, 39]

### 3.2.2 Unvollkommener Wettbewerb

In der Realität wird das theoretische Ideal des vollkommenen Wettbewerbs allerdings nie perfekt erreicht [38]. Sobald eine der Annahmen nicht erfüllt ist, gilt der betrachtete Markt als nicht vollkommen wettbewerbsfähig [35].

Liegt kein Polypol vor, so ist die idealtypische Bedingung der vollständigen Konkurrenz und des vollkommenen Wettbewerbs nicht erfüllt. Stehen viele Nachfrager einem einzelnen Anbieter gegenüber, wird ein Markt als Monopol bezeichnet. Das Monopson ist der umgekehrte Fall und liegt dann vor, wenn auf dem Markt nur ein Nachfrager aber viele

Anbieter agieren. [39] In Märkten mit wenigen Marktteilnehmern oder Teilnehmern mit großem Marktanteil kann Marktmacht entstehen. Marktmacht ist die Fähigkeit einzelner Marktteilnehmer den Marktpreis durch ihr Handeln beeinflussen zu können. [36] Allerdings schließt die Präsenz einiger weniger Anbieter auf einem Markt nicht aus, dass auf dem Markt ein funktionsfähiger Wettbewerb vorliegt [35]. Daraus leitet sich das Konzept des funktionsfähigen Wettbewerbs ab, in dem das Marktergebnis und somit das Erreichen von Allokations-, Innovations- und Verteilungszielen im Vordergrund steht [39].

### 3.3 EFFIZIENZ

Ein Markt wird als effizient bezeichnet, wenn durch ihn die richtige Menge an Gütern durch die Anbieter mit den geringsten Kosten bereitgestellt werden und von den Nachfragern konsumiert werden, die bereit sind am meisten für diese zu bezahlen [37]. In der Wirtschaft lässt sich das Verhalten von Produzenten und somit das Ergebnis des Marktprozesses in die kurze und die lange Frist unterteilen. Die lange Frist definiert einen Zeitraum, der ausreichend lang ist, den Produzenten eine Anpassung aller Produktionsfaktoren (z.B. den Bestand an Kraftwerken) zu ermöglichen. In der kurzen Frist bleibt diese Anpassung unberücksichtigt, wodurch Produktionsfaktoren fixiert sind. [36]

#### 3.3.1 Die kurze Frist

Um Effizienz in der kurzen Frist zu erreichen, müssen zusätzlich zum funktionsfähigen Wettbewerb, die in Abschnitt 3.2.1 genannten Voraussetzungen, Homogene Güter und Markttransparenz vorliegen. Zudem wird in [37] die Voraussetzung von konvexen Produktionskosten gestellt. In diesem Fall können die Anbieter den Marktpreis nicht durch ihr Handeln beeinflussen und agieren somit als Mengenanpasser [37]. In der kurzen Frist erhöht ein Anbieter seine Produktionsmenge bis zu dem Punkt, an dem seine Grenzkosten<sup>1</sup> dem Marktpreis entsprechen [36].

#### 3.3.2 Die lange Frist

Effizienz in der langen Frist führt dazu, dass volkswirtschaftlich effiziente Investitionen in die Produktionskapazitäten getätigt werden. Zusätzlich zu den Effizienzbedingungen der

---

<sup>1</sup>Die Grenzkosten sind jene Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit eines Gutes entstehen. Sie lassen sich aus der Ableitung der Kostenfunktion ermitteln. [36]

kurzen Frist, darf kein natürliches Monopol vorliegen und freie Marktzutrittsmöglichkeiten für Wettbewerber existieren. Dadurch treten einem Markt, in dem hohe Gewinne zu erzielen sind, neue Marktteilnehmer bei. Auf diese Weise wird durch den Wettbewerb sichergestellt, dass der Gewinn reduziert wird und Anbieter ausschließlich ihre Fixkosten decken und eine normale Rendite erhalten. [37]

### 3.4 PREISBILDUNG AUF MÄRKTEN

Der Marktpreis auf Wettbewerbsmärkten ist nicht vorgegeben sondern resultiert aus dem Ergebnis des Marktprozesses. Der Marktpreis erfüllt drei wesentliche Funktionen auf einem Markt. Durch ihn lassen sich Informationen bezüglich Produktion und Konsum ableiten, die Verteilung von Einkommen und Produkten bestimmen und richtige Anreize setzen. [35] Der Mechanismus der Preisbildung hängt von der Marktform des jeweiligen Marktes ab. Grundlegend lassen sich die Möglichkeiten, Geschäfte zwischen den Marktteilnehmern zu arrangieren, in bilaterale Geschäfte und organisierte Plattformen unterteilen. Bei der Ersten treten Anbieter und Nachfrager direkt miteinander in Kontakt, wohingegen bei der Zweiten ein Vermittler zwischen den den Marktteilnehmern agiert. [37]

Auf Auktionsmärkten werden Güter mithilfe eines Bieterverfahrens, in dem Nachfrager und Anbieter Gebote abgeben können, gehandelt [35]. Sie weisen im Vergleich zu bilateralen Verhandlungen eine hohe Standardisierung des Gutes auf und bieten keine Möglichkeiten für individuelle Abstimmung der Konditionen [7]. In der nachfolgenden Tabelle sind Vor- und Nachteile von Auktionen im Vergleich zu bilateralen Verträgen dargestellt.

Tabelle 3.1: Vor- und Nachteile von Auktionen gegenüber bilateralen Verträgen

Auktionen	
Vorteile:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hohe Transparenz/öffentlich beobachtbarer Marktpreis [7, 35, 37]</li> <li>- Diskriminierungsfreiheit (sofern keine Marktzutrittsbarrieren)[7]</li> <li>- Einfacher Marktzugang[35]</li> <li>- Geringe Transaktionskosten [7, 35, 37]</li> <li>- Erhöhter Wettbewerb [35, 37]</li> <li>- Weniger Zeitintensiv, ermöglicht Real-Time-Operation [35, 37]</li> </ul>
Nachteile:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kollusion (Erleichterung geheimer Absprachen) [35, 37]</li> <li>- Geringere Flexibilität durch Standardisierung des Gutes [35, 37]</li> </ul>

Auf Auktionsmärkten trägt der Marktbetreiber die Gebote und Angebote zusammen und bestimmt den Markträumungspreis [35]. Jeder Bieter erhält den Zuschlag für die Güter-

menge, die zum Markträumungspreis nachgefragt wird [35]. Die Vergütung variiert je nach dem Format der Auktion:

- **Einheitspreisverfahren:** Erfolgreiche Bieter(bzw. Anbieter) bezahlen(bzw. erhalten), unabhängig von der Höhe ihres abgegeben Gebots, den Markträumungspreis für die gehandelte Gütermenge [35]. Der Markträumungspreis, welcher auch als Gleichgewichtspreis bezeichnet wird, ist der Preis bei dem die Menge die Anbieter bereit sind zu liefern der Menge gleicht die Nachfrager bereit sind zu konsumieren [36]. Dieser Preis ist der Preis des zuletzt bezugschlagen Gebots [40].
- **Gebotspreisverfahren:** Erfolgreiche Bieter erhalten die Gütermenge zu dem Preis, den sie für sie geboten haben und Anbieter erhalten für die Gütermenge den Preis, zu dem sie diese angeboten haben [35].

Die Tatsache, dass den Anbietern in einem Markt mit dem Einheitspreisverfahren Preise oberhalb ihres angeboten Preises gezahlt werden, wirft die Frage auf, ob die Zahlungen durch das Gebotspreisverfahren reduziert werden könnten [36]. In Märkten mit einem Gebotspreisverfahren, haben die Marktteilnehmer keine Anreize Angebote(Gebote) abzugeben, die auf ihren tatsächlichen Grenzkosten(Grenznutzen) basieren. Stattdessen besteht für die Marktteilnehmer ein Anreiz den Markträumungspreis zu schätzen und niedrigere Gebote bzw. höhere Angebote abzugeben. Dadurch würde sich trotz des Gebotspreisverfahren ein zum Einheitspreisverfahren ähnliches Marktergebnis einstellen. [38]



# 4

## Marktliche Blindleistungsbeschaffung

In diesem Kapitel werden Ansätze, Voraussetzungen sowie Schwierigkeiten der marktlichen Blindleistungsbeschaffung thematisiert. Zu Beginn werden dazu in Abschnitt 4.1 Schwierigkeiten bei der Ausgestaltung von Blindleistungsmärkten betrachtet. Daran anschließend werden in Abschnitt 4.2 Blindleistungsmärkte vorgestellt, durch die der Blindleistungshandel zwischen Anlagenbetreibern und einem Netzbetreiber ermöglicht wird. In diesen können einerseits zuvor vorgestellte Probleme wiedergefunden werden, andererseits lassen sich erste Lösungen für diese finden. In Abschnitt 4.3 wird abschließend auf die Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung eingegangen. In diesem Rahmen werden die technischen, organisatorischen sowie die marktlichen Aspekte der Netz-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung betrachtet.

### 4.1 EINORDNUNG VON BLINDLEISTUNGSMÄRKTEN

Für Blindleistungsmärkte sind mehrere potenzielle Risiken denkbar, die zu einer volkswirtschaftlich ineffizienten Blindleistungsbereitstellung führen können. Neben den in Abschnitt 2.3 aufgezeigten Grenzen der Transportierbarkeit von Blindleistung resultieren aus den Rahmenbedingungen der Blindleistungsbeschaffung sowie den Eigenschaften der Blindleistung weitere Risiken. Im Folgenden werden diese Risiken und deren Ursachen beschrieben. Ein Überblick dieser ist in Tabelle 4.1 zu finden.

Tabelle 4.1: Potenzielle Risiken und Ursachen für ineffiziente Blindleistungsmarktergebnisse

<b>Risiken</b>	<b>Ursachen</b>
Marktmachtmissbrauch	- Wenige Marktteilnehmer - Vorteilhafte Standorte einzelner Teilnehmer
Geringe Investitionsanreize	- Schwierigkeit von langfristigen Preisprognosen - Preisschwankungen
Transaktionskosten	- Organisation und Durchführung des Marktes
Liquiditätsmangel	- Wenige Anbieter - Geringe Investitionsanreize
Marktzutrittsbarrieren	- Mindestmenge an Blindleistungsbereitstellung - Netze sind natürliche Monopole
Betriebliche Herausforderungen	- Zielkonflikte zwischen unterschiedlichen Netzbetreibern

#### 4.1.1 Marktmachtmissbrauch

Aufgrund der Lokalität von Blindleistung können ggf. nur wenige Einheiten zur Blindleistungsbereitstellung für die Spannungshaltung zur Verfügung stehen, wodurch die Anzahl der Marktteilnehmer begrenzt ist [29, 7]. Zusätzlich dazu besteht die Möglichkeit, dass einzelne Anbieter durch ihren Standort im Netz begünstigt werden. Dies sind besonders jene, die sich dicht an Verbrauchern mit Blindleistungsbezug oder an spannungskritischen Knoten befinden [29]. Blindleistungsmärkte können daher anfällig für Marktmachtmissbrauch der Anbieter sein [29, 7].

Aus Abschnitt 2.2.1 geht hervor, dass die Verantwortung adäquater Blindleistungsbereitstellung bei den Netzbetreibern liegt. Das Betreiben paralleler Netze ist unwirtschaftlich, wodurch diese natürliche Monopole darstellen [35, 38]. In der Regel bedeutet dies für Blindleistungsmärkte, dass die Marktform des Monopsons vorliegt und somit ebenfalls Marktmacht auf der Nachfrageseite besteht.

#### 4.1.2 Geringe Investitionsanreize

Der Blindleistungsbedarf zur Spannungshaltung im Netz ist von den Netzausbau-Entscheidungen der Netzbetreiber abhängig. Dies erschwert die langfristige Prognostizierbarkeit des Blindleistungsbedarfs für Anlagenbetreiber. Für potenzielle Anbieter sinken daher die

Investitionsanreize zusätzliche Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung zu errichten, da die Investitionen risikobehafteter sind.

Der Preis für Blindleistung auf wettbewerbsorientierten Märkten ist in der Regel gering [29, 41]. Dies liegt daran, dass Blindleistung häufig in ausreichendem Maße durch Netzbetriebsmittel und Erzeugungsanlagen, ohne Änderung ihrer Wirkleistungserzeugung, bereitgestellt werden kann. Da diese niedrige variable Betriebskosten haben, ist der Preis für Blindleistung gering. In gewissen Situationen, wie Störfällen oder Engpässen, in denen starke Einschränkungen in der Verfügbarkeit von Blindleistung vorliegen, kann der Marktpreis stark steigen. Diese Preisschwankungen erhöhen die Komplexität und Prognostizierbarkeit des Preises zusätzlich und reduzieren somit ebenfalls Anreize in den Markt zu investieren. [29]

#### 4.1.3 Transaktionskosten

Wettbewerbsorientierte Märkte können gegenüber regulatorischen Konzepten zu höheren Kosten bei der Organisation und Durchführung des Marktes führen [7]. Diese Transaktionskosten können die Bereitstellung von Blindleistung durch Kompensationsanlagen der Netzbetreiber im Vergleich mit Anlagenbetreibern begünstigen.

#### 4.1.4 Liquiditätsrisiko

Das Marktliquiditätsrisiko besteht darin, dass Transaktionen zwischen Marktteilnehmern nicht reibungslos durchgeführt werden können. Bei dem Einsatz von Blindleistung zur Spannungshaltung, kann die Anzahl der Anbieter aufgrund der in Abschnitt 2.3 beschriebenen Ortsbezogenheit der Blindleistung eingeschränkt sein. Ebenfalls kann die Zahl der Transaktionen gering bleiben, wenn Netzbetreiber in großem Umfang über eigene Netzbetriebsmittel zur Blindleistungsbereitstellung verfügen. Liquiditätsmangel auf Märkten führt in der Regel zu ineffizienten Preissignalen sowie ineffizienten Marktergebnissen. [7]

Weiterhin ist denkbar, dass das zuvor beschriebene Risiko der geringen Investitionsanreize zukünftig das Liquiditätsrisiko auf Blindleistungsmärkten verstärkt.

#### 4.1.5 Marktzutrittsbarrieren

Hinsichtlich potentieller Marktzutrittsbarrieren ist vorstellbar, dass Erzeugungsanlagen bzw. Aggregatoren in der Lage sein müssen eine bestimmte Mindestmenge an Blindleistung bereitzustellen, bevor sie dem Markt beitreten können [42]. Hinsichtlich der Aggregation von

Anlagen sei angemerkt, dass die Aggregation von im Netz verteilten Anlagen durch die Lokalität der Blindleistung nur begrenzt möglich ist. Auf der Nachfrageseite von Blindleistungsmärkten existiert kein freier Marktzugang, da die Netze der Netzbetreiber natürliche Monopole darstellen.

#### 4.1.6 Betriebliche Herausforderungen

Bei der Einbeziehung von DEA zur Spannungshaltung können Konflikte zwischen der Erfüllung nationaler und lokaler Ziele zwischen unterschiedlichen Netzbetreibern entstehen [43]. So ist vorstellbar, dass der Einsatz einer DEA zur Spannungshaltung im Verteilnetz dazu führt, dass in der überlagerten Netzebene Probleme beim Blindleistungsausgleich auftreten [3]. Weiterhin ist fraglich ob und in welchem Umfang Netzbetreiber, bei kritischen Systemzuständen, außerhalb der marktlichen Beschaffung in die Blindleistungsbereitstellung eingreifen dürfen. Denkbar wäre, dass Netzbetreiber in einer solchen Notsituation die Blindleistungsbereitstellung erzwingen dürfen und Anlagenbetreiber angemessene Ausgleichszahlungen erhalten.

#### 4.1.7 Fazit

Die Ausgestaltung eines effizient funktionierenden Blindleistungsmarktes weist, wie in diesem Abschnitt gezeigt, einige Risiken auf. Wie die folgenden Abschnitte zeigen werden, lassen sich zu einzelnen dieser in der Literatur bereits Lösungen finden.

## 4.2 BLINDLEISTUNGSHANDEL ZWISCHEN NETZBETREIBER UND ANLAGENBETREIBERN

In diesem Abschnitt werden Blindleistungsmärkte vorgestellt, durch die der Handel von Blindleistung zwischen Anlagenbetreibern und einem Netzbetreiber ermöglicht wird. Aus diesen lassen sich einerseits erste Lösungen für die in Abschnitt 4.1 herausgestellten Risiken finden, andererseits stellen diese eine erste Grundlage für die spätere Entwicklung eines Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes dar.

### 4.2.1 Märkte mit Verwendung des Einheitspreisverfahren

Zhong und Bhattacharya [44] stellen einen Blindleistungsmarkt vor, der von einem Netzbetreiber betrieben wird. Die Anlagenbetreiber bilden ihre Gebote für die Blindleistungsbereitstellung durch eine sogenannte Expected Payment Function (EPF) und übermitteln diese an den Netzbetreiber. Die EPF wird auf Basis der Kosten  $K$ , die ein Anlagenbetreiber für die Bereitstellung einer spezifischen Blindleistungsmenge  $Q$  hat, gebildet. Auf die EPF Bildung wird in Abschnitt 5.1 intensiver eingegangen. Der Netzbetreiber führt die Marktträumung durch, indem er mithilfe eines OPFs seine Gesamtkosten minimiert. Neben Zahlungen für die Blindleistungsbereitstellung berücksichtigt der Netzbetreiber Kosten für Wirkleistungsverluste. Die Preisbildung auf dem Markt basiert auf dem Einheitspreisverfahren. Bei der Untersuchung des Marktmachtpotenzials stellten die Autoren fest, dass durch Standortvorteile und eine geringe Zahl an Marktteilnehmern einige dieser über Marktmacht verfügen.

Um die Auswirkungen der Marktmacht zu beschränken, führen Zhong et al. [45] sogenannte lokale Spannungskontrollbereiche ein, welche mittels des Konzepts der elektrischen Distanz aus [46] bestimmt werden. Durch die Unterteilung des Netzes in Zonen mit unterschiedlichen Marktträumungspreisen können die Gesamtzahlungen des Netzbetreibers reduziert werden sowie die Auswirkungen von Marktmachtmissbrauch auf die jeweilige Zone beschränkt werden.

Diese Möglichkeit der Beschränkung der Marktmacht wird ebenfalls von Singh et al. [47] und El-Samahy et al. [48] angewandt. In beiden Arbeiten erfolgt eine Bereitstellung von Blindleistung durch die Kombination eines saisonalen Blindleistungsmarktes mit einem nahezu in Echtzeit ablaufenden Blindleistungsmarktes.

Rueda-Medina und Padilha-Feltrin [49] stellen einen Blindleistungsmarkt vor, der den Blindleistungshandel zwischen Anlagenbetreibern von DEAs und einem VNB ermöglicht. Das Ziel dieses Marktes ist es das Potential der Blindleistungsbereitstellung von DEAs besser nutzen zu können. In diesem Markt wird die Unsicherheit der Energieerzeugung von DEAs durch einen szenarienbasierten Ansatz reduziert. Der Markt wird durch den VNB geräumt, indem dieser seine Gesamtzahlungen an Anlagenbetreiber, die Kosten für Wirkleistungsverluste und die Änderung der Wirkleistungseinspeisung der DEAs minimiert sowie das Spannungsprofil optimiert. Durch diesen Markt konnten in einem Verteilnetz das Spannungsprofil verbessert sowie die Wirkleistungsverluste reduziert werden, ohne eine große Störung des zuvor ablaufenden Wirkleistungsmarktes herbeizuführen.

Rabiee et al. präsentieren einen Blindleistungsmarkt, der einen zusätzlichen Fokus auf die Spannungsstabilität des Netzes legt. Dazu wird als Restriktion eine Spannungssicherheitspanne eingeführt, welche durch die Berechnung der maximalen Belastbarkeit des Netzes

im Bezug auf die Spannungsstabilität bestimmt wird. Auch bei diesem Markt konnten die Autoren feststellen, dass einige Marktteilnehmer Marktmacht ausüben können. [50]

Ein Blindleistungsmarkt für MS-Netzbetreiber wird von Madureira und Lopes entwickelt. An diesem können direkt an das MS-Netz angeschlossene DEAs, Microgrids sowie der überlagerte HS-Netzbetreiber teilnehmen und Gebote für die Blindleistungsbereitstellung abgeben. Der VNB des MS-Netzes ist für die Durchführung des Marktes verantwortlich und räumt diesen mittels eines OPFs, in welchem die Kosten für die Blindleistungsbereitstellung minimiert werden. Allerdings werden Kosten für Wirkleistungsverluste durch den Blindleistungstransport vernachlässigt. [51]

Ahmadimanesh und Kalantar entwickeln zwei Blindleistungsmärkte, in denen Anlagenbetreibern Zahlungen für die Blindleistungsbereitstellung nur dann zustehen, wenn die Blindleistungsbereitstellung über die durch ihre Wirkleistungseinspeisung verursachten Blindleistungsverluste hinausgeht. Dies wird realisiert indem für jede DEA die Blindleistungsverluste, die durch die Wirkleistungseinspeisung entstehen, ermittelt werden und aus diesen eine individuelle verpflichtende Blindleistungsbereitstellung bestimmt wird. Vergütet wird anschließend nur der Anteil der Blindleistungsbereitstellung, welcher über den individuellen obligatorischen Bereich hinausgeht. DEAs mit einer hohen Wirkleistungseinspeisung und lastferne DEAs haben in der Regel einen höheren Beitrag an Blindleistungsverlusten, wodurch von ihnen eine höhere obligatorische Blindleistungsbereitstellung gefordert wird. [52]

#### 4.2.2 Märkte mit Verwendung des Gebotspreisverfahren

Von Abouzar Samimi [53] wird ein stochastisches, marktbasierendes Modell für die simultane Optimierung der Wirk- und Blindleistungsbereitstellung in Verteilnetzen entwickelt. Das Marktmodell nutzt als Ausgangspunkt den Markträumungspreis eines separaten Wirkleistungsmarktes und berücksichtigt die Volatilität der DEAs, durch die Nutzung verschiedener Szenarien.

Samimi et al. [54, 55] entwickeln ähnliche Märkte, allerdings bleibt in diesen die Volatilität der DEAs unberücksichtigt. Die Autoren stellen fest, dass sich mithilfe des stochastischen Modells ökonomisch vorteilhaftere Ergebnisse erzielen lassen als mit dem Ansatz aus [55]. Allerdings sei davon auszugehen, dass die Berücksichtigung der Unsicherheit zu höheren Betriebsführungskosten der VNBs führen kann, wodurch die Ersparnisse durch die Verwendung des stochastischen Modells sinken könnten. Als Preisbildungsmechanismus der Blindleistungsmärkte wurde das Gebotspreisverfahren verwendet, da dieses aufgrund der lokalen Eigenschaften von Blindleistung auf Märkten zu effizienteren Ergebnissen führt

[54].

Amjady et al. stellen einen Blindleistungsmarkt vor, in dem das Gebotspreisverfahren sowie die EPF aus [44] für die Anlagen verwendet wird. In dem vorgestellten Markt wird der Markt geräumt, indem der Netzbetreiber die Gesamtzahlungen an die Anlagenbetreiber minimiert. Durch die Verwendung des Gebotspreisverfahrens lässt sich das Problem des Marktmachtmissbrauchs verhindern, da die Marktteilnehmer nicht in der Lage sind den Markträumungspreis auf einem Blindleistungsmarkt vorherzusagen und gezielt ihre Gebote anzupassen. Die Schwierigkeit bei der Prognostizierbarkeit liegt darin, dass der Blindleistungsbedarf neben der Nachfrage der Netznutzer zusätzlich von dem Belastungszustand des Netzes abhängt. [56]

### 4.3 NETZ-ÜBERGREIFENDE BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG

Dieser Abschnitt soll die technischen, organisatorischen und marktlichen Aspekte der Netz-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung herausstellen. Dazu werden in Abschnitt 4.3.1 Möglichkeiten eingeführt, wie Netzbetreiber unter Einhaltung ihrer Netzrestriktionen den Blindleistungsflexibilitätsbereich am Netzkopplungspunkt zur überlagerten Netzebene bestimmen können. Anschließend werden in Abschnitt 4.3.2 in der Literatur vorgeschlagene Organisationsstrukturen für Netz-übergreifende Blindleistungsmärkte präsentiert. In Abschnitt 4.3.3 werden abschließend Netz-übergreifende Blindleistungsmärkte vorgestellt.

Die Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung hätte den Vorteil, dass das Potential vorhandener DEAs besser ausgenutzt werden kann, indem sich diese zum Beispiel an der Spannungshaltung einer höheren Netzebene beteiligen. Hierdurch können neben technischen Vorteilen auch ökonomische Vorteile entstehen.

Von Hinz und Möst [10] wird der ökonomische Vorteil untersucht, der einem deutschen ÜNB durch die mögliche Nutzung von in den Verteilnetzen angeschlossenen DEAs entsteht. Neben einem erhöhten Flexibilitätsgrad bei der Spannungshaltung im Übertragungsnetz ermöglicht die Netz-übergreifende Nutzung der Anlagen Ersparnisse in Höhe von 1,5 % der relevanten Betriebsführungskosten.

Kaempf et al. vergleichen die Kosten, die durch eine Netz-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung entstehen, mit den Kosten einer im Übertragungsnetz installierten Blindleistungskompensationsanlage mit geringer Auslastung. Die Ergebnisse zeigten, dass die Netz-übergreifende Bereitstellung von Blindleistung eine konkurrenzfähige Alternative zu der Errichtung einer Kompensationsanlage darstellt. [57]

### 4.3.1 Blindleistungsflexibilität eines Netzes

Die technisch mögliche Blindleistungsflexibilität eines Netzes, am Netzkopplungspunkt zur überlagerten Netzebene, ist durch die in Abschnitt 2.3 beschriebenen Grenzen limitiert. Zusätzlich zu diesen wirken sich die zulässigen Betriebsbereiche der Anlagen limitierend aus.

Talavera et al. [6] entwickeln eine Methode zur Bestimmung dieses flexiblen Blindleistungsbereiches am Kopplungspunkt zweier Netzebenen unter Einhaltung der Netzrestriktionen. Die Methode, die hierzu verwendet wird, basiert auf einer iterativen Durchführung von OPFs. Als Ausgangspunkt der Iteration wird, bei einem  $\cos(\varphi) = 1$  aller flexiblen DEAs, ein Referenzblindleistungswert durch eine LFB ermittelt. In den folgenden Iteration wird der Blindleistungsfluss am Netzkopplungspunkt durch die Nebenbedingung  $Q_{Iteration} - \Delta < Q_{NKP} < Q_{Iteration} + \Delta$  beschränkt. Durch diese Nebenbedingung wird eine Bereitstellung von Blindleistung durch die DEAs erzwungen. Mittels der schrittweisen Variation von  $Q_{Iteration}$  in jeder Iteration wird der Blindleistungsflexibilitätsbereich ermittelt. Die jeweilige Grenze des flexiblen Blindleistungsbereiches (minimale und maximale Blindleistungsbereitstellung), kann aus den Ergebnissen der letzten Iteration entnommen werden, in der der OPF konvergierte.

Heleno et al. präsentieren eine Methode mit der der Flexibilitätsbereich von Wirk- und Blindleistung am Kopplungspunkt zweier Netzebenen mithilfe von LFBs bestimmt werden kann. Durch ein ein wiederholtes Stichprobenverfahren werden zufällige Daten aus den Last-/Erzeugungsprofilen der Anlagen ausgewählt und ein LFB durchgeführt. Wenn in einem Szenario alle Netzrestriktionen eingehalten sind, wird dieses dem Flexibilitätsbereich hinzugefügt. Kosten für die Flexibilitätsbereitstellung in einem Szenario werden durch das Produkt eines linearen Kostenfaktors und der Abweichung der Leistungen an einem Knoten von der vorhergesagte Leistung ermittelt. Schwierigkeiten dieser Methode sind die Notwendigkeit einer großen Anzahl an LFBs sowie die Unsicherheiten bei der Bestimmung der Extrema des Flexibilitätsbereichs. [58]

Daher wird dieser Ansatz von Silva et al. [9] weiterentwickelt und anstelle der LFBs werden OPFs eingesetzt. In diesem Ansatz werden neben linearen Kostenfunktionen für flexible Lasten und DEAs, Kosten für das Stellen von Laststufenschaltern und Kompensationsanlagen berücksichtigt.

Von Stanković et al. wird diese Bereitstellungsmethode von Flexibilitäten um zwei Flexibilitätskoeffizienten erweitert, durch die die Bedürfnisse des ÜNBs und des VNBs dargestellt werden. Ebenfalls könnten diese Koeffizienten genutzt werden um den Preis für die Flexibilität aus dem Verteilnetz zu bewerten. [4]

Von Stock et al. wird ein dreistufiges Modell für die flexible Netz-übergreifende Blindleis-



tungsbereitstellung präsentiert. In dem ersten Schritt müssen die VNBs unter Einhaltung ihrer Netzrestriktionen die minimal und maximal mögliche Blindleistung am Netzkopplungspunkt zum ÜNB ermitteln. In diesem Schritt wird in der Zielfunktion eines OPFs die Blindleistung minimiert/maximiert. Der ermittelte Bereich wird an den ÜNB weitergegeben, welcher die Wirkleistungsverluste in seinem Netz, unter Berücksichtigung direkt angeschlossener Anlagen und VNB- äquivalenter Anlagen, minimiert. Letztlich werden die ermittelten optimalen Blindleistungssollwerte an die VNBs übermittelt, welche ihrerseits eine Minimierung der Wirkleistungsverluste für den spezifischen Blindleistungswert am Kopplungspunkt durchführen. [14]

#### 4.3.2 Netzbetreiberkoordination

Damit eine Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung reibungslos erfolgen kann, muss ein Koordinierungsschema entwickelt werden, welches die Kommunikation und Organisation, den Informationsfluss und die (System)Verantwortung der Marktteilnehmer klar definiert. Im Zuge des SmartNet Projekts werden verschiedene Koordinierungsverfahren zwischen ÜNBs und VNBs für die Bereitstellung von SDL durch Ressourcen aus Verteilnetzen untersucht [59, 60]. Für die Spannungshaltung und somit die Blindleistungsbereitstellung eignen sich nach Gerard et al. [60] die folgenden drei Verfahren:

1. Lokales SDL-Marktmodell
2. Modell der geteilten Verantwortung
3. Gemeinsames ÜNB-VNB SDL-Marktmodell

In dem ersten Modell werden diverse lokale Märkte durch ÜNBs und VNBs betrieben. Jeder Netzbetreiber hat Vorrang bei der Nutzung von Ressourcen, die an sein Netz angeschlossen sind. Die Netz-übergreifende Bereitstellung von Blindleistung kann dadurch erfolgen, dass ein VNB die Angebote von Anlagen aus seinem Netz aggregiert und dem überlagerten ÜNB anbietet. Ein VNB würde dabei nur Blindleistung anbieten, wenn sich seine Wirkleistungsverluste nicht/in Maßen erhöhen.

Das Modell der geteilten Verantwortung sieht vor, dass die VNBs einen definierten Blindleistungssollwert am Kopplungspunkt zwischen ÜNB und VNB einstellen sollen. Dieser kann entweder durch den ÜNB vorgegeben werden oder durch eine gemeinsame Vereinbarung bestimmt werden. Durch die lokalen Märkte der VNBs können diese die Flexibilitätsressourcen aus ihrem Netz nutzen, um den Sollwert zu realisieren.

Das letzte und dritte Modell ähnelt dem lokalen Marktmodell. Der Unterschied besteht darin, dass ÜNBs und VNBs das gemeinsame Ziel der Gesamtkostenminimierung des kompletten

Netzes haben. Dies bedeutet, dass die VNBs bereit dazu sind Blindleistung bereitzustellen, obwohl dies mit zusätzlichen Kosten für sie verbunden ist. Der VNB hat somit keinen Vorrang in der Nutzung von Ressourcen, die an das Verteilnetz angeschlossen sind. Vorteilhaft ist, dass die gesamten Netzkosten reduziert werden. Allerdings wird nicht geklärt, wie in diesem Modell die entstehenden Kosten einzelnen Netzbetreibern zugeordnet werden sollen.

Pilo et al. stellen vier verschiedene Kontrollschemas vor, durch die eine flexible Netz-übergreifende Bereitstellung von SDL ermöglicht wird. Aufgrund des lokalen Charakters von Blindleistung sollte von einer direkten Steuerung der Anlagen durch den ÜNB abgesehen werden, um negative Auswirkungen auf lokale Netzrestriktionen zu vermeiden. Stattdessen schlagen sie vor, dass die Bestimmung des Flexibilitätsbereichs des VNBs am Netzkopplungspunkt den sicheren Betrieb des Stromnetzes durch Spannungsregelreserven unterstützen kann. Sie schlagen die Vorgabe von Blindleistungssollwerten am Netzkopplungspunkt zwischen ÜNB und VNB vor. [61]

Sarstedt et al. [62] befassen sich detailliert mit Netz-übergreifenden Regelungsstrategien. Dabei unterteilen sie die Steuerungsaufgabe in zwei Steuerungsebenen, die sogenannte Subsystemsteuerung und den Netzbetreiber-Austausch. Auf der Subsystemebene ist ein spezifischer Netzbetreiber für den Netzbetrieb zuständig und besitzt Zugriff auf Netzdaten sowie den aktuellen Netzzustand. Vorhandene Flexibilitätsressourcen übermitteln ihren Flexibilitätsbereich auf der Basis des aktuellen Betriebspunktes und des zulässigen Betriebsbereichs. Der Netzbetreiber hat somit Zugriff auf alle relevanten Daten um eine sichere, zuverlässige und wirtschaftlich optimale Energieversorgung zu ermöglichen. Der Netzbetreiber-Austausch ist ein hierarchischer/stufenartiger Prozess, der von der untersten bis zur höchsten Spannungsebene abläuft. Bei diesem werden in den Entscheidungsprozess der überlagerten Netzebene sowohl Anlagen aus dieser als auch die Flexibilität der unterlagerten Netzebenen, in Form einer äquivalenten Anlage, einbezogen. Wie diese Flexibilität bestimmt/aggregiert werden kann wurde in Abschnitt 4.3.1 aufgezeigt.

### 4.3.3 Netz-übergreifende Blindleistungsmärkte

Die Netz-übergreifende marktliche Blindleistungsbereitstellung ist in der Literatur vergleichsweise wenig untersucht. Die in Abschnitt 4.3.1 aufgezeigten Möglichkeiten für die Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung, unter Einhaltung der Netzrestriktionen, können als die Grundlage der technischen Realisierung eines Netz-übergreifenden Marktes aufgefasst werden. Allerdings erfolgte die Blindleistungsbereitstellung in diesen Arbeiten nicht auf einer marktbasierter Beschaffung.

Daher wird im Folgenden explizit auf Literatur eingegangen, in der eine Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung durch marktliche Mechanismen realisiert wird.

Doostizadeh et al. stellen [16] eine Methode vor, in der VNBs aktiv an einem Blindleistungsmarkt teilnehmen, indem sie die Blindleistungsflexibilität von DEAs aus ihrem Netz weitergeben. In diesem Zuge muss ein VNB seine maximal übertragbare Blindleistungsmenge bestimmen und eine EPF aufstellen. Die maximal übertragbare Blindleistungsmenge wird von dem VNB durch wiederholte Durchführungen von LFBs bestimmt, bei denen die Blindleistung am Netzkopplungspunkt zum Übertragungsnetz schrittweise gesenkt wird. Die DEAs speisen dabei Blindleistung in das Verteilnetz ein um dem Spannungsabfall entgegen zu wirken. Die maximal lieferbare Blindleistung ist die Blindleistung, ab der eine Randbedingung einer Anlage oder des Gesamtsystems verletzt wird. Diese Methode ermöglicht dem ÜNB ein Verteilnetz als äquivalente Blindleistungsquelle, mit der EPF aus den aggregierten Kosten der DEAs, zu betrachten. Anschließend führt der ÜNB einen OPF durch, indem die Zahlungen für die Blindleistungsbereitstellung aus unterlagerten Verteilnetzen und an sein Netz angeschlossenen Anlagen auf Basis des Gebotspreisverfahrens minimiert werden.

Doostizadeh und Ettehadib erweitern dieses Marktmodell um die mögliche Teilnahme von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) aus Verteilnetzen. Weiterhin wird von ihnen anstelle des Gebotspreisverfahrens das Einheitspreisverfahren in Kombination mit den Spannungskontrollbereichen aus [45] verwendet. Durch die größere Anzahl an Blindleistungsressourcen, bei der Netz-übergreifenden Nutzung, kann das Problem der Marktmacht reduziert werden und die Kosten der Blindleistungsbereitstellung des ÜNBs gesenkt werden. [63]

Rui Fang et al. stellen eine Methode vor, die der in [14] vorgestellten Berechnung des Flexibilitätsbereichs eines Verteilnetzes ähnelt. Zusätzlich umfasst diese Arbeit die Bildung von EPFs für Verteilnetze. Die Methode umfasst vier Schritte, in denen der ÜNB an die VNBs eine Blindleistungsbereitstellungsanfrage sendet und die VNBs simultan eine EPF für ihre Netze bilden. Ermöglicht wird dies durch die wiederholte/iterative Durchführung von OPFs, in denen schrittweise der Blindleistungsfluss am Netzkopplungspunkt variiert wird. In dem Optimierungsproblem sind lineare Kosten für die Blindleistungsbereitstellung verschiedener Anlagen im Netz eines VNBs enthalten, allerdings werden weder Kosten für Wirkleistungsverluste betrachtet, noch angegeben wie die Kosten ermittelt wurden. Abschließend übermitteln die VNBs die erstellten EPFs an den ÜNB, welcher seinerseits eine Optimierung seines Netzes unter Einbeziehung der VNBs durchführt. Die in diesem Schritt berechneten Sollwerte der Blindleistungsbereitstellung werden an die VNBs übermittelt. Diese führen eine abschließende Optimierung durch und steuern die Blindleistungsbereitstellung der DEAs in ihren Netzen. Zu den Vorteilen dieser Methode zählen Rui Fang et al.,

dass Interessenkonflikte vermieden werden können, da keiner der Netzbetreiber bevorzugt wird und VNBs durch den Einsatz eigener Blindleistungskompensationsanlagen Gewinne erzielen können. Weiterhin lässt sich eine effizientere lokale Bereitstellung von Blindleistung erzielen, da mehr Optionen zur Blindleistungsbereitstellung existieren. [17]

Ein weiterer Netz-übergreifender Marktansatz wird von Pudjianto et al. [43] vorgestellt. Die Autoren präsentieren einen sequentiellen zweistufigen Blindleistungsmarktansatz, durch den die koordinierte langfristige Blindleistungsbereitstellung durch DEAs sowohl an Verteil- als auch an Übertragungsnetze ermöglicht wird. In dem ersten Schritt des Ansatzes werden wiederholt OPFs durchgeführt um eine Aggregation der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften aller DEAs und Kompensationsanlagen des Verteilnetzes zu ermöglichen. Anschließend wird von dem ÜNB ein weiterer OPF durchgeführt. Auf Basis dieses OPFs werden Verträge mit unterschiedlichen Laufzeiten, unter Einhaltung des sicheren Betriebes des Übertragungsnetzes, mit den VNBs geschlossen. Dieser Ansatz ermöglicht es, dass DEAs auf einem lokalen Markt um die Bereitstellung von Dienstleistungen sowohl für das Verteilnetz als auch das Übertragungsnetz konkurrieren.

Ein weiterer Blindleistungsmarkt wird von Retorta et al. entwickelt. In einem ersten Schritt veröffentlicht der ÜNB seinen Blindleistungsbedarf am Netzkopplungspunkt auf der Marktplattform. Die Flexibilitätsanbieter geben anschließend Gebote, in Abhängigkeit ihrer Blindleistungsverfügbarkeit, ab. Der VNB ist für die Durchführung und Organisation des Marktes verantwortlich. Dieser räumt den Markt mittels eines OPFs, welcher die soziale Wohlfahrt maximiert. Durchgeführt wird der Markt in einem 15 minütigen Rhythmus unter Verwendung des Einheitspreisverfahrens. [64]

# 5

## Entwicklung eines Blindleistungsmarktes

In diesem Abschnitt wird der Netz-übergreifende Blindleistungsmarkt entwickelt. Das wesentliche Ziel dieses ist die marktliche Netz-übergreifende Nutzbarmachung von Blindleistungsressourcen, unter Einhaltung aller technischen Randbedingungen der Netze. Dazu wird eingangs in Abschnitt 5.1 das Konzept der EPF erläutert. Mithilfe dessen potentielle Gebote, auf Basis der entstehenden Kosten, von Anlagenbetreibern für die Blindleistungsbereitstellung bestimmt werden können. Daran anschließend werden in Abschnitt 5.2 notwendige Voraussetzungen sowie Annahmen für den Blindleistungsmarkt getroffen. In Abschnitt 5.3 wird der allgemeine Ablauf des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes, einschließlich des Kommunikationsablaufs und Informationsflusses zwischen den Marktakteuren, vorgestellt. Abschließend wird in Abschnitt 5.4 der Algorithmus entwickelt, welcher in dieser Arbeit für die Bestimmung der Blindleistungsflexibilität und der EPF eines Netzes benutzt wird. Da Netzbetreiber bei der marktlichen Blindleistungsbeschaffung ihre Gebote frei wählen können werden drei verschiedene EPFs entwickelt. Dies ermöglicht in Kapitel 7 ebenfalls die Untersuchung der Auswirkungen verschiedener EPFs auf die ökonomischen und technischen Ergebnisse des Blindleistungsmarktes.

### 5.1 EXPECTED PAYMENT FUNCTION

Bei der Bereitstellung von Blindleistung durch DEAs fallen für Anlagenbetreiber unterschiedliche Kosten an. Auf einem Blindleistungsmarkt sollte daher eine geeignete Gebotsstruktur existieren, um Marktteilnehmer angemessen für die Blindleistungsbereitstellung zu entschädigen. In Abschnitt 4.2 und Abschnitt 4.3 konnte bereits festgestellt werden, dass in der Literatur oftmals das EPF-Konzept von Zhong und Bhattacharya [44] für die Gebote von Anlagenbetreibern genutzt wird. Dieses ist eine mathematische Formulierung von Kostenkomponenten, die einem Anlagenbetreiber für die Bereitstellung einer bestimmten Blindleistungsmenge entstehen [44]. Zhong und Bhattacharya [44] fokussieren sich in ihrer Arbeit auf die Bildung von EPFs für Synchrongeneratoren. Samimi et al. [54] präsentieren eine EPF für WEA, die mit Umrichtern an das Netz angeschlossen sind. In der

nachfolgenden Abbildung 5.1 ist eine solche EPF dargestellt.

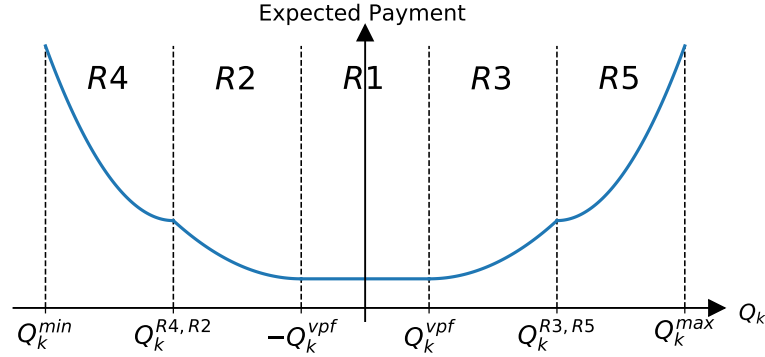


Abbildung 5.1: EPF einer mit einem Umrichter an das Netz angeschlossenen WEA in Anlehnung an [54]

Abbildung 5.1 ist zu entnehmen, dass die EPF in verschiedene Regionen unterteilt werden kann. Diese Regionen werden im Folgenden nacheinander erläutert.

**Region1** umfasst die Bereitstellung von Blindleistung innerhalb der in Abschnitt 2.2.3 beschriebenen verpflichtenden Mindestanforderungen  $-Q_k^{vpf} \leq Q_k \leq Q_k^{vpf}$ . Abhängig von den jeweils geltenden Vorschriften erhalten Anlagenbetreiber für die Bereitstellung von Blindleistung keine Zahlung oder eine fixe Verfügbarkeitszahlung  $\kappa_{Q,k}^{vpf}$  (in €/h). Die EPF dieser Region für eine Anlage  $k$  ist in Gleichung 5.1 formuliert.

$$EPF_{R1} = \kappa_{Q,k}^{vpf} \quad (5.1)$$

In **Region2** ( $Q_k^{R4,R2} \leq Q_k < -Q_k^{vpf}$ ) und **Region3** ( $Q_k^{vpf} < Q_k \leq Q_k^{R3,R5}$ ) entstehen durch die Blindleistungsbereitstellung in einer Anlage zusätzliche Wirkleistungsverluste. Anlagenbetreiber können dementsprechend erwarten, dass sie Zahlungen in Höhe der Kosten der Wirkleistungsverluste erhalten. In WEAs treten diese zusätzlichen Verluste hauptsächlich in den netzseitigen Umrichtern und den Leiterwiderständen auf. Die Verlustkosten einer WEA sind eine quadratische Funktion der Blindleistungsbereitstellung. Die EPF einer WEA setzt sich in diesem Bereich aus der Verfügbarkeitskomponente und der Verlustkostenkomponente  $\kappa_{Q,k}^V$  zusammen. [54]

$$EPF_{R2} = \kappa_{Q,k}^{vpf} + \int_{Q_k}^{-Q_k^{vpf}} (\kappa_{Q,k}^V Q_k) dQ \quad (5.2)$$

$$\text{EPF}_{R3} = \kappa_{Q,k}^{\text{vpf}} + \int_{Q_k^{\text{vpf}}}^{Q_k} \left( \kappa_{Q,k}^V Q_k \right) dQ \quad (5.3)$$

In **Region4** ( $Q_k^{\min} \leq Q_k < Q_k^{\text{R4,R2}}$ ) und **Region5** ( $Q_k^{\text{R3,R5}} < Q_k < Q_k^{\max}$ ) muss eine Reduktion der Wirkleistungseinspeisung zu Gunsten der Blindleistungsbereitstellung erfolgen. Der Verzicht, Wirkleistung auf dem Energiemarkt zu veräußern, lässt sich durch sogenannte Opportunitätskosten beschreiben [44]. Anlagenbetreibern stehen somit Vergütungen in Höhe dieser Opportunitätskosten zu. Diese sind ebenfalls eine quadratische Funktion mit dem Kostenkoeffizienten  $\kappa_{Q,k}^{\text{OPP}}$ . [54]

$$\text{EPF}_{R4} = \kappa_{Q,k}^{\text{vpf}} + \int_{Q_k^{\text{R4,R2}}}^{-Q_k^{\text{vpf}}} \left( \kappa_{Q,k}^V Q_k \right) dQ + \int_{Q_k}^{Q_k^{\text{R4,R2}}} \left( \kappa_{Q,k}^{\text{OPP}} Q_k \right) dQ \quad (5.4)$$

$$\text{EPF}_{R5} = \kappa_{Q,k}^{\text{vpf}} + \int_{Q_k^{\text{vpf}}}^{Q_k^{\text{R3,R5}}} \left( \kappa_{Q,k}^V Q_k \right) dQ + \int_{Q_k^{\text{R3,R5}}}^{Q_k} \left( \kappa_{Q,k}^{\text{OPP}} Q_k \right) dQ \quad (5.5)$$

## 5.2 VORAUSSETZUNGEN UND ANNAHMEN FÜR DEN BLINDLEISTUNGSMARKT

Der in dieser Arbeit entwickelte Netz-übergreifende Blindleistungsmarkt folgt zeitlich nach einem unabhängig geräumten Wirkleistungsmarkt, wodurch die geplanten Wirkleistungsflüsse bei der Durchführung des Blindleistungsmarktes bekannt sind und berücksichtigt werden können. Entgegen der in Abschnitt 5.1 vorgestellten Möglichkeit der Reduktion der Wirkleistung zugunsten einer weiteren Blindleistungsbereitstellung, wird in dieser Arbeit angenommen, dass keine Änderung der geplanten Wirkleistungseinspeisungen und -entnahmen möglich ist.

Weiterhin kann der vorgestellte Netz-übergreifende Blindleistungsmarkt ausschließlich für eine Netzumgebung angewendet werden in der für jedes Netz maximal ein Netzkopplungspunkt zur überlagerten Netzebene sowie keine horizontalen Netzkopplungspunkte bestehen. Als letzte Annahme wird davon ausgegangen, dass ein Netzbetreiber die Blindleistung am Kopplungspunkt zu einem unterlagerten Netz akzeptieren muss, wenn er keinen Sollwert vorgibt und somit keine Zahlung leistet. Die letzte Annahme entspricht in etwa dem in

Abschnitt 2.2.3 beschrieben derzeitigen Verfahren der Blindleistungsbereitstellung durch vorgelagerte Netzbetreiber.

## 5.3 NETZ-ÜBERGREIFENDER BLINDLEISTUNGSMARKT

Der entwickelte Netz-übergreifende Blindleistungsmarkt kann in zwei unterschiedliche Kommunikationsebenen unterteilt werden. Vergleichbar mit der von Sarstedt et al. [62] durchgeführten Aufteilung der Netzbetreiberkoordination in zwei Steuerungsebenen, kann der Kommunikationsfluss des Marktes ebenfalls in eine Netz-internen und einen netzebenenübergreifenden Netzbetreiber Austausch aufgeteilt werden. Im Folgenden werden die Abläufe des Blindleistungsmarktes für die zwei Ebenen beschrieben.

### 5.3.1 Netzinterne Kommunikation

Der erste Schritt des Blindleistungsmarktes beinhaltet die Übermittlung Netz-interner Informationen an den Netzbetreiber. Anlagenbetreiber, welche ihre Blindleistungsflexibilität auf dem Blindleistungsmarkt anbieten wollen, bzw. lokale Steuerungseinheiten der Anlagen müssen Gebote an den Netzbetreiber übermitteln. Die Gebotsstruktur entspricht dem eingangs in Abschnitt 5.1 vorgestellten EPF-Konzept und ist somit eine Funktion in Abhängigkeit der Blindleistung. Auf Märkten können Anbieter ihre Gebote frei bestimmen, wodurch die Anlagenbetreiber neben ihren Kosten weitere Faktoren in ihre gebotene EPF einfließen lassen können.

Weiterhin müssen Anlagenbetreiber zusätzlich zu der EPF ihren Blindleistungsflexibilitätsbereich sowie die geplante Wirkleistungseinspeisung an den Netzbetreiber übersenden. Dieser Vorgang ist in der nachfolgenden Abbildung 5.2 mit blauen Pfeilen gekennzeichnet.

Die Übermittlung dieser Informationen läuft simultan in allen Netzen separat ab. Der jeweilige Netzbetreiber trägt dabei die Verantwortung für die Sammlung der Daten.

Nachdem die in Abschnitt 5.3.2 erläuterten netzebenenübergreifenden Abläufe des Blindleistungsmarktes abgeschlossen sind, können die Netzbetreiber Blindleistungssollwerte an die Anlagenbetreiber senden und entsprechende Zahlungen leisten. Wie die Sollwerte bestimmt werden, wird im folgenden Abschnitt 5.3.2 näher erläutert.



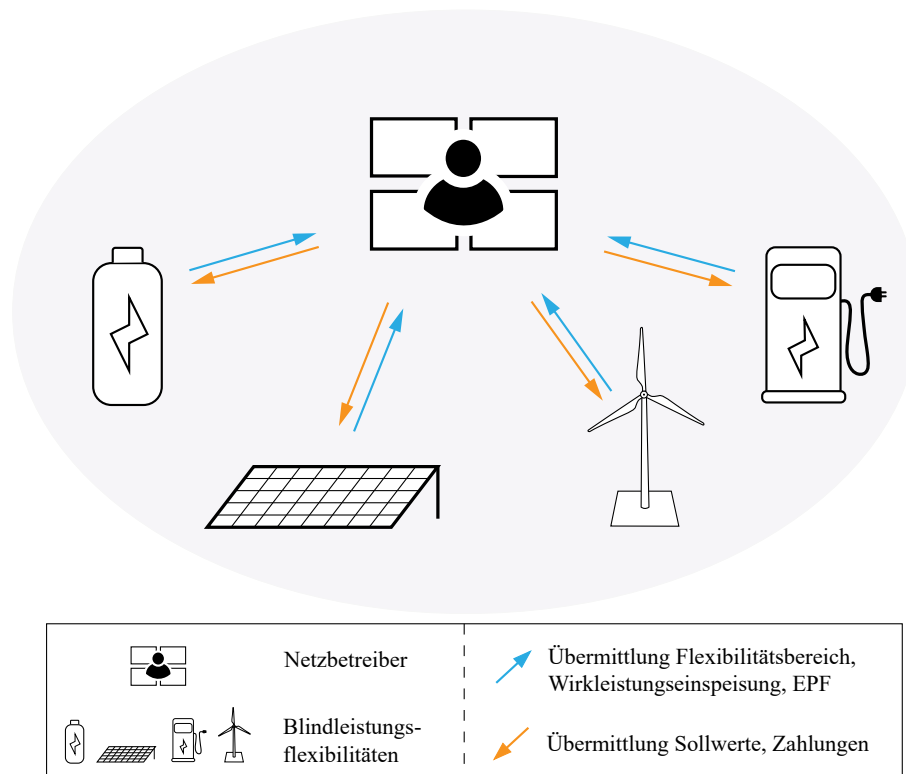


Abbildung 5.2: Netz-interne Kommunikation des Blindleistungsmarktes

### 5.3.2 Netzebenenübergreifende Kommunikation

Der zweite Schritt des Blindleistungsmarktes besteht aus einem hierarchischen netzebenenübergreifenden Mechanismus, in dem ausschließlich Netzbetreiber agieren. In den nachfolgenden Abbildungen 5.3 und 5.4 ist der Mechanismus beispielhaft über sämtliche Netzebenen dargestellt. Der zuvor beschriebene Netz-interne Kommunikationsablauf ist in diesen Abbildungen vereinfacht in hellgrau dargestellt.

Der hierarchische netzebenenübergreifende Mechanismus beginnt auf der niedrigsten teilnehmenden Netzebene. Auf dieser verfügen die Netzbetreiber neben relevanten Netzdaten, wie Daten über die Netzbetriebsmittel sowie durch Messungen und Schätzungen Kenntnisse über den aktuellen Systemzustand [62], auch über die in der Netz-internen Kommunikation erhaltenen Informationen der Anlagenbetreiber. Mittels dieser Daten sind die Netzbetreiber in der Lage, unter Einhaltung ihrer Netzrestriktionen, den Blindleistungsflexibilitätsbereich und eine EPF für ihr gesamtes Netz zu ermitteln. Dieser Prozess kann als Aggregation von Blindleistungsflexibilitäten aufgefasst werden und wird in Abschnitt 5.4 bei der Entwicklung eines Algorithmus vertieft betrachtet. Bei dieser Aggregation sind Netzbetreiber

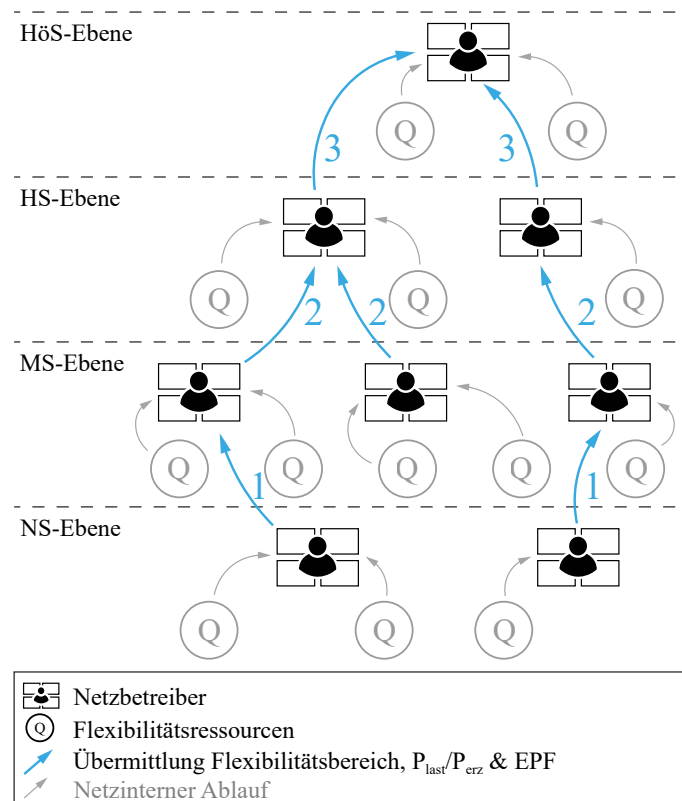


Abbildung 5.3: Netzebenenübergreifender Ablauf des Blindleistungsmarktes

potenziell in der Lage ihre eigenen Netzbetriebsmittel einzubeziehen und nicht nur als Zwischenhändler sondern zusätzlich als aktiver Flexibilitätsanbieter an dem Blindleistungsmarkt teilzunehmen. Weiterhin geht aus Abbildung 5.3 hervor, dass ein Netzbetreiber seinem jeweilig vorgelagerten Netzbetreiber seinen Blindleistungsflexibilitätsbereich, seine EPF sowie den geplanten Wirkleistungsfluss zur Verfügung stellt (blaue Pfeile).

Nach dem Erhalt aller marktrelevanten Informationen aus der unterlagerten Netzebene, kann ein Netzbetreiber der vorgelagerten Netzebene diese bei der Bildung seines Flexibilitätsbereichs und seiner EPF berücksichtigen. Dieser nach dem Bottom-Up Prinzip funktionierende netzebenenübergreifende Mechanismus läuft kaskadiert bis zu den ÜNBs ab.

Die letzte Phase des Blindleistungsmarktes umfasst die Übermittlung von Sollwerten für die Blindleistungsbereitstellung nach dem Top-Down Prinzip sowie die Durchführung der Zahlungen. Dieser Prozess ist in der nachfolgenden Abbildung 5.4 dargestellt.

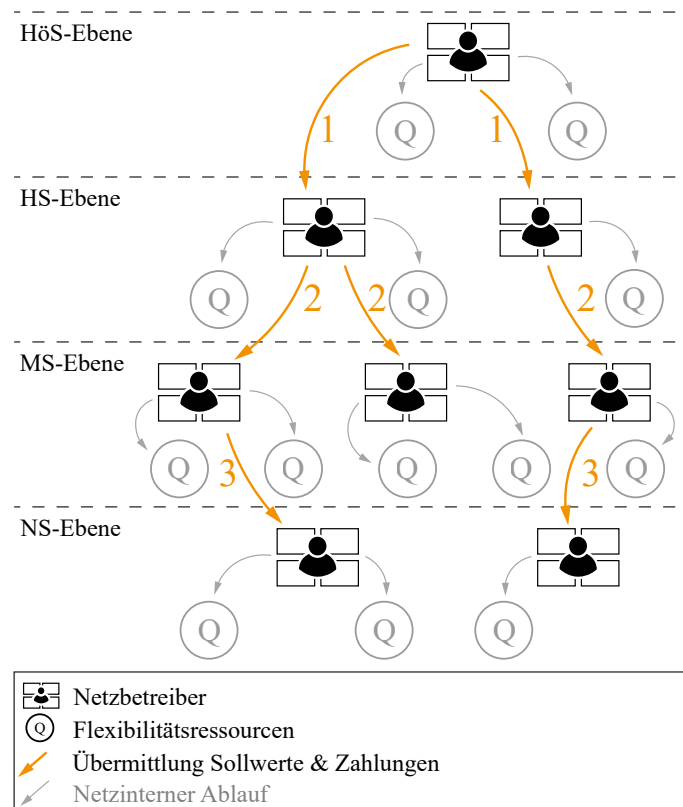


Abbildung 5.4: Netzebenenübergreifender Ablauf des Blindleistungsmarktes

Nachdem die ÜNBs eine Kostenminimierung unter Einbeziehung von Flexibilitäten aus unterlagerten Netzen und ihrer Netzrestriktionen durchgeführt haben, schicken sie Blindleistungssollwerte an Flexibilitätsanbieter aus ihren Netzen (orange Pfeile in Abbildung 5.2) sowie direkt nachgelagerte VNBs (orange Pfeile in Abbildung 5.4). Die VNBs verwenden den erhaltenen Blindleistungssollwert um eine abschließende Netzoptimierung durchzuführen. In dieser bestimmen sie ebenfalls Blindleistungssollwerte für direkt angeschlossenen DEAs und nachgelagerte Netze und übermitteln diese. Dieser Prozess läuft kaskadiert bis zu den Netzbetreibern der niedrigsten teilnehmenden Netzebene ab.

Simultan zu den Blindleistungssollwerten ergeben sich aus den EPFs die erforderlichen Zahlungen für die Blindleistungsbereitstellung. Abbildung 5.2 kann entnommen werden, dass jeder Netzbetreiber dafür verantwortlich ist den Anlagenbetreibern aus seinem Netz die entsprechenden Zahlungen zukommen zu lassen. Die Markträumung wird auf Basis des Gebotspreisverfahrens durchgeführt. Wie von Amjady et al. [56] erklärt und bereits in Abschnitt 4.2.2 ausgeführt, wird dadurch zusätzlich das Risiko von Marktmachtmissbrauch und dessen Auswirkungen reduziert. Der in Abbildung 5.4 dargestellte Zahlungsfluss muss

nicht zwangsläufig positiv sein, sondern kann auch negativ sein.

Durch den Aggregationsprozess entstehen zwei Vorteile. Einerseits sinken die in Abschnitt 4.1 angesprochenen Marktzutrittsbarrieren. DEAs mit einem kleineren Blindleistungsflexibilitätspotential können, vertreten durch ihren Netzbetreiber als Zwischenhändler, einfacher an dem Blindleistungsmarkt der überlagerten Netzebene teilnehmen. Ebenfalls kann dadurch die Marktliquidität erhöht werden. Allerdings führt die Teilnahme vieler kleiner Flexibilitätsanbieter auch zu einem Nachteil. Die Teilnahme dieser resultiert in höheren Transaktionskosten bei der Durchführung des Blindleistungsmarktes, wodurch die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung erhöht werden.

Ebenfalls werden wie in Rui Fang et al. [17] Interessenkonflikte zwischen den Netzbetreibern vermieden, da Netzbetreiber nur indirekt auf Blindleistungsflexibilitäten aus anderen Netzen zugreifen können. Somit können Netzbetreiber bei der Bereitstellung von Blindleistung an ihre vorgelagerte Netzebene z.B. Kosten für zusätzliche Wirkleistungsverluste in ihre EPF einbeziehen. Die Schwierigkeit bei der Kostenaufteilung des von Gerard et al. [60] in Abschnitt 4.3.2 vorgestellten gemeinsamen ÜNB-VNB SDL-Marktmodells ließen sich durch dieses Verfahren lösen, da eine klare Kostenaufteilung vorliegt.

Aus Abbildung 5.3 geht ebenfalls hervor, dass dieser Prozess den Flexibilitätsanbieter nicht nur den Verkauf von Blindleistung an ihren Netzbetreiber sondern zudem auch an weitere Netzbetreiber ermöglicht. Das in Abschnitt 4.1 beschriebene Risiko des Marktmissbrauchs kann dadurch verringert werden. Einerseits besteht kein Monopson auf der Nachfrageseite des entwickelten Blindleistungsmarktes, andererseits steigt die Anzahl an Flexibilitätsanbietern auf die ein Netzbetreiber zurückgreifen kann. Folglich steigt die Zahl der Marktteilnehmer, wodurch die Begünstigung von einzelnen Marktteilnehmern und deren Marktmachtpotential sinkt.

## 5.4 ALGORITHMUS DES NETZ-ÜBERGREIFENDEN BLINDLEISTUNGSMARKT

Für die Bestimmung des Blindleistungsflexibilitätsbereichs eines Netzes kommt ein Algorithmus zum Einsatz, der jenen aus Talavera et al. [6] und Rui Fang et al. [17] ähnelt. Der entwickelte Algorithmus nutzt ebenfalls eine wiederholte Durchführung von OPFs, bei denen die Blindleistung am Kopplungspunkt zweier Netzebenen variiert wird. Ein wesentlicher Unterschied besteht allerdings bei der Methode mithilfe der die Blindleistung variiert wird. Talavera et al. [6] und Rui Fang et al. [17] führen die Variation durch eine iterative Begrenzung des Blindleistungsflusses in den Nebenbedingungen durch. In dem

in dieser Arbeit entwickelten Algorithmus wird der Blindleistungsflexibilitätsbereich durch die Variation eines hypothetischen Blindleistungspreises am Netzkopplungspunkt erreicht. Dieses ist möglich, weil die Blindleistung am Netzkopplungspunkt von dem im Optimierungsmodell angenommenen Blindleistungspreis abhängt  $Q_{\text{NKP}}(p_Q^{\text{NKP}})$ . Dadurch wird die simultane Bestimmung einer EPF des Netzes ermöglicht. Die einzelnen Schritte in denen ein spezifischer Preis angenommen wird, werden im Folgenden als Szenario bezeichnet. Das komplette Verfahren des vorgeschlagenen Mechanismus ist in Abbildung 5.5 dargestellt. Im Anhang sind in Abbildung A.1 exemplarisch einzelne Ergebnisse des Algorithmus für ein MS-Netz zu finden.

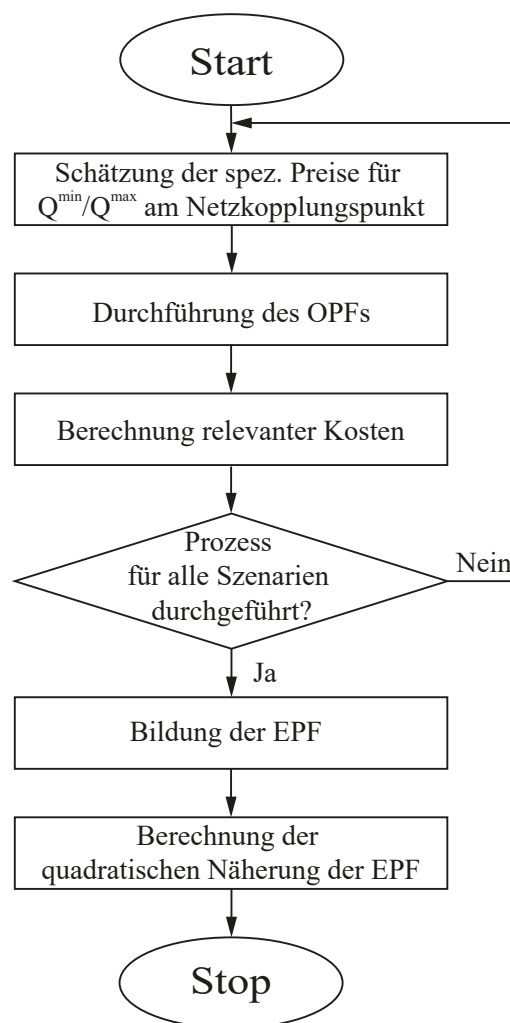


Abbildung 5.5: Algorithmus zur simultanen Bestimmung des Flexibilitätsbereichs und der EPF eines Netzes

### 5.4.1 Schätzung des minimalen und maximalen Preises

Der erste Schritt des Algorithmus besteht aus der Schätzung des minimalen und maximalen Blindleistungspreises  $p_Q^{\text{NKP}}$  am Netzkopplungspunkt. Ab diesem Preis würde ein Netzbetreiber von sämtlichen Anlagenbetreibern die minimale bzw. maximale Blindleistungsmenge für den Weiterverkauf einkaufen. In Abschnitt 3.3.1 wurde beschrieben, dass ein Anbieter seine Produktionsmenge solange erhöht, bis seine Grenzkosten dem Marktpreis einer Einheit entsprechen. Auf Basis dieser Überlegung würde ein Netzbetreiber als Zwischenhändler von einem Anlagenbetreiber erst weitere Blindleistung einkaufen, wenn der hypothetische Preis am Netzkopplungspunkt größer gleich der Grenzkosten der zusätzlichen Blindleistung ist. Die notwendigen Blindleistungspreise am Netzkopplungspunkt, bei denen ein Netzbetreiber sämtliche Anlagenbetreiber anweisen würde ihre minimal bzw. maximal mögliche Blindleistung bereitzustellen, können durch die Gleichung 5.6 und Gleichung 5.7 geschätzt werden.

$$p_{Q, \min}^{\text{NKP}} = \min \left( \frac{d\text{EPF}_1(Q_1^{\min})}{dQ}, \frac{d\text{EPF}_2(Q_2^{\min})}{dQ}, \dots, \frac{d\text{EPF}_k(Q_k^{\min})}{dQ} \right) \quad (5.6)$$

$$p_{Q, \max}^{\text{NKP}} = \max \left( \frac{d\text{EPF}_1(Q_1^{\max})}{dQ}, \frac{d\text{EPF}_2(Q_2^{\max})}{dQ}, \dots, \frac{d\text{EPF}_k(Q_k^{\max})}{dQ} \right) \quad (5.7)$$

In den beiden Gleichungen werden die minimalen bzw. maximalen Grenzkosten der Anlagenbetreiber bei Bereitstellung ihrer minimal bzw. maximal möglichen Blindleistungsbereitstellung ermittelt. In einem Netz in dem weder Wirk- noch Blindleistungsverluste auftreten, können die Preiskoeffizienten durch die Gleichungen 5.6 und 5.7 exakt bestimmt werden. Durch das Blindleistungsverhalten der Netzbetriebsmittel oder durch die Berücksichtigung von Kosten für Wirkleistungsverlusten weichen die tatsächlich notwendigen Preise am Netzkopplungspunkt gering von den berechneten ab. Um sicherzustellen, dass trotzdem der gesamte Blindleistungsflexibilitätsbereich bestimmt wird, werden zwei Extrempreise am Netzkopplungspunkt angenommen. Dieses kann der Abbildung A.1 (a) im Anhang entnommen werden. In dieser ist zu erkennen, dass selbst durch eine extreme Veränderung des Preises keine zusätzliche Blindleistung bereitgestellt wird.

### 5.4.2 Durchführung des OPFs

Für jedes Szenario wird ein OPF durchgeführt. Die Zielfunktion des Optimierungsmodells eines jeden Netzbetreibers kann der nachfolgenden Gleichung entnommen werden.

$$\begin{aligned} \min C &= p_Q^{\text{NKP}} \cdot Q_{\text{NKP}} + \kappa_P^{\text{NKP}} \cdot P_{\text{NKP}} + \sum_{k=1}^G \text{EPF}_k \\ &= p_Q^{\text{NKP}} \cdot Q_{\text{NKP}} + \kappa_P^{\text{NKP}} \cdot (P_{\text{last}} + P_{\text{erz}} + P_V) + \sum_{k=1}^G \text{EPF}_k \end{aligned} \quad (5.8)$$

$p_Q^{\text{NKP}}$  ist der hypothetische Blindleistungspreis, den der überlagerte Netzbetreiber bezahlen würde.  $\kappa_P^{\text{NKP}}$  ist der Kostenfaktor für Wirkleistung am Netzkopplungspunkt.  $Q_{\text{NKP}}$  und  $P_{\text{NKP}}$  sind die Blindleistung respektive Wirkleistung am Netzkopplungspunkt. Die Kosten die einem Netzbetreiber durch notwendigen Zahlungen an die Anlagenbetreiber für die Bereitstellung einer bestimmten Blindleistungsmenge entstehen sind durch die Gebote der  $k = 1, \dots, G$  Anlagen in Form der jeweiligen  $\text{EPF}_k$  berücksichtigt. In Abschnitt 5.2 wird die Annahme getroffen, dass die Wirkleistung der Anlagen und Lasten konstant ist. Die Zielfunktion aus Gleichung 5.8 vereinfacht sich durch diese Annahme wie folgt:

$$\min C = p_Q^{\text{NKP}} \cdot Q_{\text{NKP}} + \kappa_P^{\text{NKP}} \cdot P_V + \sum_{k=1}^G \text{EPF}_k \quad (5.9)$$

Aus Gleichung 5.9 geht hervor, dass durch den linearen Kostenfaktor  $\kappa_P^{\text{NKP}}$  die Beschaffungskosten für Verlustleistung eines Netzbetreibers abgebildet werden. Die Berücksichtigung von Kosten für Wirkleistungsverluste in der Zielfunktion hat zwei wesentliche Vorteile:

1. Bei der Aggregation der Blindleistungsflexibilitäten werden neben deren EPFs auch entstehende Kosten für Wirkleistungsverluste und somit der Standort der Anlagen im Netz berücksichtigt.
2. Netzbetreiber können zusätzliche Kosten von Wirkleistungsverlusten, die aufgrund der Blindleistungsbereitstellung entstehen, in ihre EPF einbeziehen.

Die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems stellen unter anderem sicher, dass bei der Blindleistungsbereitstellung alle technischen Netzrestriktionen eingehalten werden. Die

Nebenbedingungen des OPFs lauten wie folgt:

$$P_i = |U_i| \sum_{j=1}^J |U_j| |U_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad \forall i \quad (5.10)$$

$$Q_i = |U_i| \sum_{j=1}^J |U_j| |U_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad \forall i \quad (5.11)$$

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \quad \forall i \quad (5.12)$$

$$L_{trf} \leq L_{trf}^{\max} \quad \forall trf \quad (5.13)$$

$$L_l \leq L_l^{\max} \quad \forall l \quad (5.14)$$

$$Q_k^{\min} \leq Q_k \leq Q_k^{\max} \quad \forall k \quad (5.15)$$

Gleichung 5.10 - Gleichung 5.14 sind Lastflussgleichungen, Spannungsgrenzen sowie Belastungsgrenzen von Leitungen und Transformatoren. Gleichung 5.15 beschränkt die minimale und maximale Blindleistungseinspeisung der  $k$  Blindleistungsflexibilitäten.

### 5.4.3 Bestimmung relevanter Kosten

Anschließend an den OPF eines jeden Szenarios werden verschiedene Kostenkomponenten bestimmt. Neben den durch den OPF berechneten werden separat die Kosten der Blindleistungsbereitstellung sowie der Wirkleistungsverluste berechnet. Diese Daten werden nach der Durchführung aller Szenarien für die Bildung der verschiedenen EPFs benötigt.

### 5.4.4 Bildung der EPF

In dem Netz-übergreifenden Blindleistungsmarkt haben die Netzbetreiber, in ihrer Position als Zwischenhändler, die Möglichkeit die Höhe ihrer Gebote (EPFs) für die Bereitstellung von Blindleistung aus ihrem Netz frei zu wählen. Daher werden drei mögliche Verfahren betrachtet, auf Basis derer Netzbetreiber ihre EPFs bilden können. Die Auswirkungen der drei EPFs auf das technische und ökonomische Ergebnis des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes werden dann in Kapitel 7 untersucht.

Die Bildung der drei EPFs findet nach der vollständigen Durchführung der OPFs sämtlicher Szenarien statt.



*EPF1 - Gewinnmaximierender mengenanpassender Netzbetreiber*

Bei der EPF1 wird angenommen, dass ein Netzbetreiber die Blindleistung die durch Anlagen aus seinem Netz bereitgestellt wird zu dem hypothetischen Blindleistungspreis  $p_Q^{\text{NKP}}$  verkaufen kann. In dem vorgestellten Algorithmus minimiert ein Netzbetreiber für jeden hypothetischen Preis  $p_Q^{\text{NKP}}$  seine Kosten (vgl. Abschnitt 5.4.2). Durch die Berücksichtigung der Erlöse ( $p_Q^{\text{NKP}} \cdot Q_{\text{NKP}}$ ), die durch den Verkauf der Blindleistung entstehen, werden für jeden hypothetischen Preis die Verluste minimiert bzw. die Gewinne maximiert. Der Netzbetreiber kann als theoretischer Mengenanpasser verstanden werden, da er den hypothetischen Blindleistungspreis am Netzkopplungspunkt als gegeben annimmt und seine bereitgestellte Blindleistungsmenge anpasst. Bei der EPF1 entspricht die erwartete Zahlung eines Netzbetreibers dem gewinnmaximierenden Erlös. Die Berechnung der EPF ist in der folgenden Gleichung 5.16 beschrieben.

$$\text{EPF1} = p_Q^{\text{NKP}} \cdot Q_{\text{NKP}}(p_Q^{\text{NKP}}) \quad (5.16)$$

Bei dieser Variante der Erstellung würde ein mengenanpassender Netzbetreiber in seiner Position als Zwischenhändler maximal mögliche Gewinne erzielen.

Bei dieser Methode der EPF Bildung besteht die Möglichkeit, dass die EPF negative Funktionswerte annimmt und der Zahlungsfluss negativ wird. Dieser Fall ist in Abbildung A.2 im Anhang dargestellt. In Abbildung A.2 (b) ist zu sehen, dass der Netzbetreiber negative Gewinne (Verluste) erzielen kann. Negative Funktionswerte treten auf, wenn bei einem Netzbetreiber eine unausgeglichene Blindleistungsbilanz vorliegt und diese nicht durch den Einsatz von Blindleistungsflexibilitäten ausgeglichen werden kann. In diesem Fall können einem Netzbetreiber durch die Verwendung der EPF1 höhere Gesamtkosten bei einer zunehmenden Blindleistungsbereitstellung durch die DEAs anfallen. Aufgrund dieser Möglichkeit wurde die EPF2 entworfen, welche sich vor allem bei Netzen mit unausgegleichenen Blindleistungsbilanzen von der EPF1 unterscheidet.

*Definition des Basisfalls*

Für die Bildung der EPF2 und EPF3 eines Netzes, wird ein sogenannter Basisfall eingeführt. Als Basisfall ist das Szenario mit einem hypothetischen Preiskoeffizienten  $p_Q^{\text{NKP}}$  von null definiert. Bei diesem erfolgen keine Zahlungen zwischen einem Netzbetreiber und dem ihm vorgelagerten Netzbetreiber. Wie in Abschnitt 5.2 angenommen akzeptiert der vorgelagerte Netzbetreiber die Blindleistung am Netzkopplungspunkt dieses Falls. Netzbetreiber haben weiterhin die Möglichkeit Blindleistungsflexibilitäten aus ihren Netzen, durch entsprechende

Zahlungen, für die Erfüllung ihrer technischen Randbedingungen und/oder die Minimierung ihrer Betriebsführungskosten einsetzen. Die Blindleistung des Basisfalls ist wie folgt definiert:

$$Q_{\text{NKP}}^{\text{BF}} = Q_{\text{NKP}}(p_{\text{Q}}^{\text{NKP}} = 0) \quad (5.17)$$

#### *EPF2 - Gewinnmaximierender Netzbetreiber*

Bei der EPF2 wird als Blindleistungsflexibilität die Abweichung der Blindleistung am Netzkopplungspunkt von der des Basisfalls verstanden. Ein Netzbetreiber bildet seine EPF daher aus dem Produkt des hypothetischen Blindleistungspreises und der, von dem Basisfall abweichenden, Blindleistung am Netzkopplungspunkt. Die EPF2 kann durch die folgende Gleichung 5.18 bestimmt werden.

$$\text{EPF2} = p_{\text{Q}}^{\text{NKP}} \cdot \left( Q_{\text{NKP}}(p_{\text{Q}}^{\text{NKP}}) - Q_{\text{NKP}}^{\text{BF}} \right) \quad (5.18)$$

In Abbildung A.2 (b) ist zu erkennen, dass dadurch keine negativen Gewinne auftreten. Bei Netzen, die eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz aufweisen, sind die EPF2 und EPF1 nahezu identisch (vgl. Abbildung A.1 (c)).

#### *EPF3 - Kostendeckender Netzbetreiber*

Die letzte Erstellungsmöglichkeit kann als minimal geforderte Zahlung eines Netzbetreibers aufgefasst werden. Agiert ein Netzbetreiber als Zwischenhändler von Blindleistungsflexibilitäten ist davon auszugehen, dass dieser mindestens Zahlungen in Höhe der zusätzlich entstehenden Kosten für die Blindleistungsbereitstellung fordern würde. Als Referenzkosten werden die Betriebsführungskosten des Basisfalls herangezogen, welche sich aus Kosten für Wirkleistungsverluste sowie Kosten für die Blindleistungsbereitstellung durch die Flexibilitätsressourcen zusammensetzen. Die minimal erforderliche Zahlung eines Szenarios lässt sich mittels folgender Gleichung bestimmen.

$$\text{EPF3} = \left( \kappa_{\text{P}}^{\text{NKP}} \cdot P_{\text{V}}(p_{\text{Q}}^{\text{NKP}}) + \sum_{k=1}^G \text{EPF}_k(p_{\text{Q}}^{\text{NKP}}) \right) - \left( \kappa_{\text{P}}^{\text{NKP}} \cdot P_{\text{V}}^{\text{BF}} + \sum_{k=1}^G \text{EPF}_k(p_{\text{Q}, \text{BF}}^{\text{NKP}}) \right) \quad (5.19)$$

Der Minuend der Gleichung 5.19 besteht aus sämtlichen Kosten eines Netzbetreibers für ein spezifisches Szenario ohne eine Zahlung des vorgelagerten Netzbetreibers. In dem Subtrahenden sind die Kosten des Netzbetreibers für den Basisfall enthalten. Bei der Verwendung

der EPF3 erzielt ein Netzbetreiber keine Gewinne durch seine Position als Zwischenhändler. Dies kann ebenfalls Abbildung A.1 (b) entnommen werden. Die Betriebsführungskosten des Netzbetreibers bleiben daher konstant. Auf einem Blindleistungsmarkt ist davon auszugehen, dass die Netzbetreiber gewinnorientiert handeln und daher eine höhere EPF als die EPF3 als Gebot abgeben würden. Die EPF3 ermöglicht bei der Untersuchung des Blindleistungsmarktes den Einfluss der Gewinne auf die ökonomischen und technischen Ergebnisse des Marktes zu analysieren. Daher stellt die EPF3 ausschließlich eine theoretische minimal Zahlung dar.

#### 5.4.5 Approximation der Expected Payment Function

Im letzten Schritt des vorgestellten Algorithmus wird eine quadratische Approximation der erstellten EPFs durchgeführt. Die quadratische Approximation wird durchgeführt, um die erstellten EPFs in der verwendeten Software-Umgebung nutzen zu können. Weiterhin führt die Verwendung einer konvexen Funktion, wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, zu geringeren Lösungszeiten des Optimierungsproblems.

Durch die Variation des hypothetischen Blindleistungspreises ändert sich für die Szenarien die Blindleistung am Netzkopplungspunkt. Eine äquidistante Änderung des hypothetischen Blindleistungspreises führt allerdings nicht zwangsweise zu einer äquidistanten Änderung der Blindleistung am Netzkopplungspunkt. Dadurch existieren bei der berechneten EPF keine äquidistanten Stützstellen der Daten, wodurch bei einer einfachen Approximation Blindleistungsbereiche in denen viele Stützpunkte liegen höher gewichtet werden. Um diese Schwierigkeit zu berücksichtigen, wird eine lineare Interpolation der berechneten EPF durchgeführt, wodurch äquidistante Stützstellen erzeugt werden.

Um anschließend ein geeignetes Verfahren für die Approximation zu finden, wurden die folgenden Approximationsverfahren für verschiedene Netze angewendet und die Ergebnisse untersucht:

1. Anwendung der Methode der kleinsten Quadrate (MKQ) auf die berechnete EPF
2. Anwendung der MKQ auf die lineare Interpolation der EPF
3. Anwendung der Gewichteten Methode der kleinsten Quadrate (GMKQ) auf die lineare Interpolation der EPF

In Abbildung 5.6 sind beispielhaft für zwei unterschiedliche Netze die berechneten EPFs sowie die Ergebnisse der verschiedenen quadratischen Approximationsverfahren dargestellt. Weiterhin ist die lineare Interpolation der EPFs gezeigt.

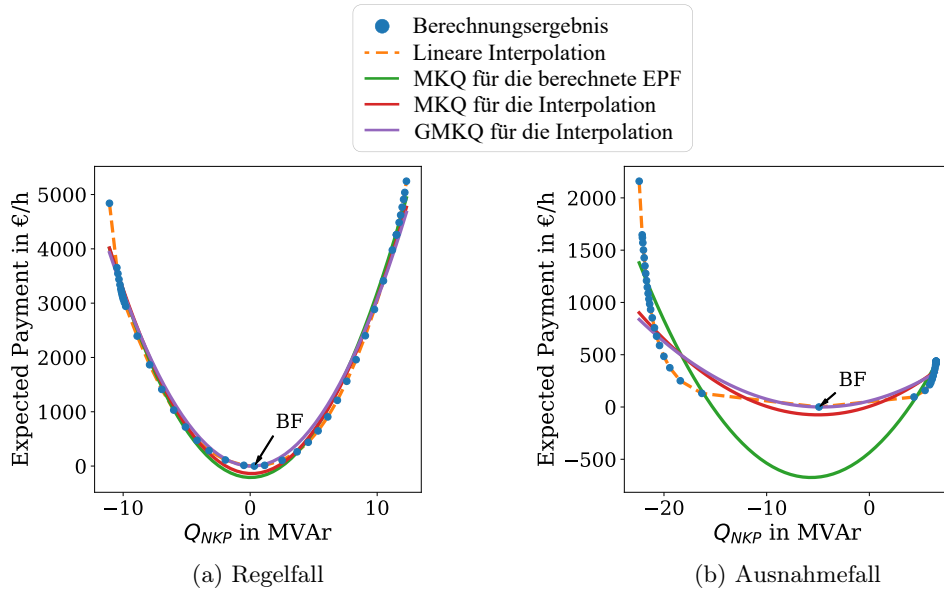


Abbildung 5.6: Exemplarischer Vergleich verschiedener quadratischer Approximationsverfahren

Bei der Durchführung der Vergleiche konnte für eine Vielzahl der Netze der in der Abbildung 5.6 (a) dargestellte Regelfall beobachtet werden. Bei diesem führen die verschiedenen Approximationsverfahren zu ähnlichen quadratischen EPFs. In wenigen Fällen wurden ähnliche Ergebnisse zu dem in Abbildung 5.6 (b) dargestellten Ausnahmefall festgestellt. Bei diesen führt eine marginale Änderung des Preises am Netzkopplungspunkt zu einer großen Änderung der bereitgestellten Blindleistung. In Abbildung 5.6 (b) ist dies dadurch zu erkennen, dass wenige Berechnungsergebnisse in der Nähe des Tiefpunktes der EPF und viele an den Extremwerten des Blindleistungsflexibilitätsbereichs vorliegen. Aus Abbildung 5.6 (b) geht hervor, dass mit der MKQ der berechneten EPF eine starke Abweichung der quadratischen Approximation von den Werten des berechneten Basisfalls entsteht. Auf dem Blindleistungsmarkt würde dies bedeuten, dass ein Netzbetreiber durch die Approximation Blindleistung bereitstellen würde und gleichzeitig eine Zahlung an den vorgelagerten Netzbetreiber leistet. Auf einem realen Blindleistungsmarkt ist denkbar, dass ein Netzbetreiber in einem solchen Fall ein höheres Gebot (EPF) abgeben würde. In Abbildung 5.6 (b) ist zu erkennen, dass sowohl die MKQ als auch die GMKQ für die lineare Interpolation der berechneten EPF für den Basisfalls dichter dem berechneten Ergebnis des Basisfalls liegen. Bei der GMKQ findet im Gegensatz zu der MKQ eine zusätzliche Gewichtung des Basisfalls bei der Bildung der Fehlerquadratsumme statt. Dies stellt sicher, dass die quadratische Approximation der EPF für den Basisfall eine geringe Abweichung zu der berechneten EPF

aufweist. Aus den beschriebenen ökonomischen Gründen wird als Approximationsverfahren die GMKQ für die lineare Interpolation der berechneten EPF gewählt, da diese die größte Vermeidung von negativen EPF-Funktionswerten durch die Approximation aufweist. Allerdings wird explizit darauf hingewiesen, dass dadurch bei vergleichbaren Fällen des in Abbildung 5.6 (b) dargestellten Falls stärkere Abweichungen zwischen der berechneten und der approximierten quadratischen EPF an den Extremwerten des Flexibilitätsbereichs entstehen.

# 6

## Beschreibung des Untersuchungsmodells

Für die Evaluierung des in Kapitel 5 entwickelten Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes wird in diesem Kapitel ein Untersuchungsmodell entwickelt. Durch dieses soll sowohl die Beurteilung der technischen als auch der ökonomischen Auswirkungen des Blindleistungsmarktes ermöglicht werden. In Abschnitt 6.1 wird die verwendete Software-Umgebung vorgestellt und auf Limitationen durch diese hingewiesen. Danach werden in Abschnitt 6.2 die verwendeten Netzmodelle beschrieben. Getroffene Annahmen des Untersuchungsmodells werden in Abschnitt 6.3 vorgestellt und begründet. Abschließend wird in Abschnitt 6.4 auf die Evaluationskriterien und den Untersuchungsverlauf eingegangen. In diesem Zuge werden ebenfalls zwei Referenzfälle vorgestellt.

### 6.1 SOFTWARE UMGEBUNG

Für die Untersuchung des Marktes wurde die Netzberechnungssoftware pandapower<sup>1</sup> [65] verwendet. pandapower ist in Python<sup>2</sup> implementiert und nutzt für die Modellierung elektrischer Netze ein sogenanntes Element-basiertes-Modell. Die Elemente in diesem sind Lasten, Generatoren etc. und sind mit einem oder mehreren Knoten verbunden und werden in einer tabellarischen Datenstruktur definiert. Innerhalb einer Tabelle sind die elementspezifischen Parameter hinterlegt. Die tabellarische Datenstruktur basiert auf der Python-Bibliothek pandas<sup>3</sup>. pandapower nutzt für die Lösung von OPFs die von PYPOWER bereitgestellte Innere-Punkte-Methode. Die maximale und minimale Knotenspannung, maximale Betriebsmittelbelastung sowie Wirk- und Blindleistungsgrenzen können individuell für die entsprechenden Elemente in den Tabellen hinterlegt werden. pandapower bietet die Möglichkeit stückweise lineare oder n-polynomiale Kostenfunktionen für die flexible Einspeisung und Entnahme von Wirkleistung sowie Blindleistung der Erzeuger und Lasten zu definieren. [65]

<sup>1</sup><https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.2.0/>, pandapower Version: 2.2.0, zugegriffen am 15.03.2021

<sup>2</sup><https://docs.python.org/3.8/>, Python Version 3.8.5, zugegriffen am 15.03.2021

<sup>3</sup><https://pandas.pydata.org/docs/>, pandas Version: 1.2.1, zugegriffen am 15.03.2021

Derzeit ermöglicht pandapower bei der Nutzung polynomialer Kostenfunktionen für Blindleistung maximal Funktionen zweiten Grades. Ebenso ist die Nutzung stückweise linearer Blindleistungskosten auf ein Segment begrenzt. [66]

Für die auf dem Blindleistungsmarkt verwendeten EPFs ergeben sich daher Einschränkungen. Sämtliche EPFs von Anlagen und Netzen müssen lineare oder quadratische Funktionen sein.

## 6.2 REFERENZNETZE

Für die Validierung des Blindleistungsmarktes werden SimBench<sup>4</sup> Netze verwendet. SimBench bietet einen Datensatz der 13 verschiedene Netze umfasst, welche auf realen deutschen Stromnetzen basieren [67]. Um den Blindleistungsmarkt zu untersuchen wird die Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung exemplarisch für ein HS-Netz und die daran angeschlossenen MS-Netze durchgeführt.

### 6.2.1 Hochspannungsnetz

Das verwendete Hochspannungsnetz ist ein vorwiegend städtisch geprägtes Netz mit der SimBench Bezeichnung HV2. Die 82 Knoten sind mit 113 Leitungen verbunden und die Gesamtstromkreislänge beträgt 752 km. Durch die höhere Einwohnerdichte ist der Vermarktungsgrad des Netzes höher als jener ländlicher HS-Netze. [68]

In der Tabelle 6.1 sind wesentliche Eigenschaften des Netzes zu finden.

Tabelle 6.1: Informationen über das HS-Netz

Nennspannung	110 kV
Anzahl DEAs	115
Anzahl MS-Netze	13
Knotenanzahl	82
Summe $S_r$ der DEAs	322,7 MVA
Lastensumme	490,08 MW

<sup>4</sup><https://simbench.de/de/>, zugegriffen am 15.03.2021

In Abbildung 6.1 ist das verwendete HS-Netz dargestellt. In der Abbildung sind Knoten, an denen DEAs oder MS-Netze angeschlossen sind, hervorgehoben. Sämtliche angeschlossene

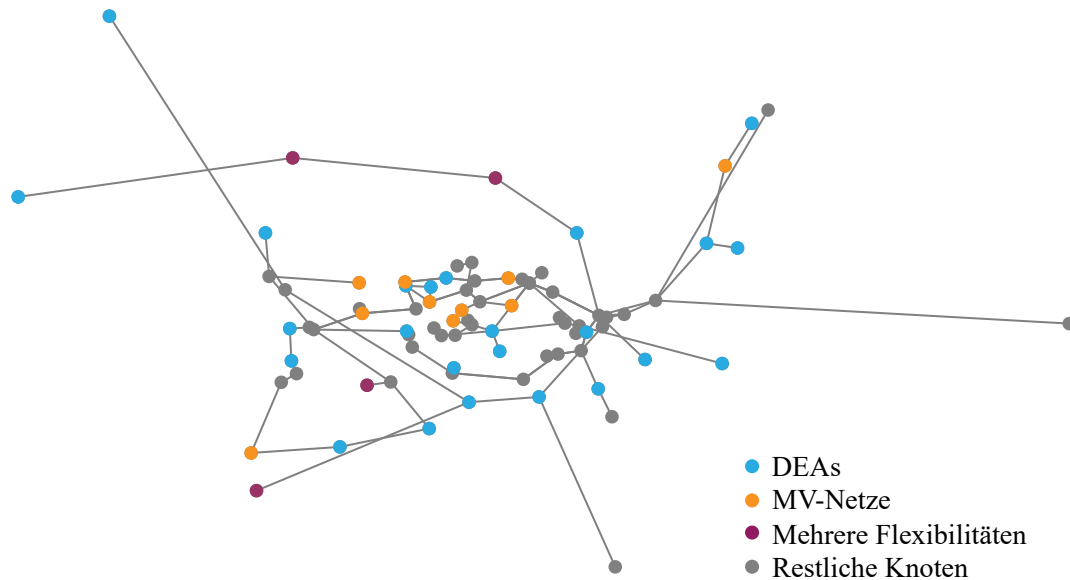


Abbildung 6.1: Verwendetes städtisches Hochspannungsnetz

DEAs werden als Blindleistungsflexibilitäten betrachtet. Unter diesen sind 105 WEAs, welche in 19 Windparks an das Netz gekoppelt sind, sowie 10 Photovoltaikanlagen. Ebenfalls werden die 13 angeschlossenen MS-Netze zu den Flexibilitäten gezählt. Aus Abbildung 6.1 geht hervor, dass die Blindleistungsflexibilitäten gleichmäßig im Netz verteilt sind. Diese sind an 38 verschiedene Knoten im HS-Netz angeschlossen. An 9 dieser Knoten sind die PV-Anlagen, an 15 Windparks, an 10 MS-Netze sowie an 4 weiteren mehrere verschiedene Flexibilitäten angeschlossen.

### 6.2.2 Mittelspannungsnetze

Der SimBench Datensatz beinhaltet unter anderem vier verschiedene MS-Netze. Dem HS-Netz sind unterschiedlich viele dieser vier MS-Netze nachgelagert. Die Häufigkeiten der Netze sowie weitere Eigenschaften sind in Tabelle 6.2 zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 6.2 ist zu entnehmen, dass die Durchdringung der städtischen MS-Netze mit DEAs deutlich geringer ist als jene von ländlicheren Netzen. Für die Untersuchung des Blindleistungsmarktes werden die städtischen MS-Netze dennoch mit betrachtet. Auf einem realen



Tabelle 6.2: Informationen über die MS-Netze [68]

	MS1	MS2	MS3	MS4
Häufigkeit des Netzes	5	3	2	3
Netzcharakter	Ländlich	Vor-/Kleinstädtisch	Städtisch	Gewerblich
Topologie	Offen betriebene Ringnetze	Offen betriebene Ringnetze mit Vermaschungen	Offen betriebene Ringnetze mit Vermaschungen und Schwerpunktstation an Doppelsammelschiene	Gegenpunktstation und vermaschte offene Ringe an MS-Sammelschiene mit doppelter Längstrennung
Summe $S_r$ der DEAs	13,4 MVA	12,2 MVA	3,1 MVA	9,7 MVA
Lastensumme	17,26 MW	31,64 MW	49,71 MW	34,48 MW
Nennspannung	20 kV	20 kV	10 kV	20 kV
Knotenanzahl	97	117	144	107

Blindleistungsmarkt ist denkbar, dass eine Teilnahme von Netzen mit geringen potentiellen Blindleistungsflexibilitäten zu hohen Transaktionskosten für den Netzbetreiber führt.

### 6.2.3 Zeitreihen

Für sämtliche Netze des SimBench Datensatzes sind realistische Jahreszeitreihen mit Profilen für Verbraucher und Erzeuger hinterlegt. Die hinterlegten Zeitreihen sind in einer 15 minütigen Auflösung hinterlegt, woraus sich für ein Jahr insgesamt 35136 Zeitpunkte ergeben. Für die Untersuchung des Blindleistungsmarktes werden aus der Zeitreihe unterschiedliche Zeitpunkte ausgewählt.

## 6.3 ANNAHMEN FÜR DAS UNTERSUCHUNGSMODELLS

Für die Untersuchung des Blindleistungsmarktes müssen Annahmen getroffen werden. Viele dieser Annahmen beziehen sich nicht nur auf den entwickelten Blindleistungsmarkt, sondern

auch auf die in Abschnitt 6.4.1 entwickelten Referenzfälle. In diesem Abschnitt werden die getroffenen Annahmen dargelegt und begründet.

### 6.3.1 Netzrestriktionen

#### *Sollspannung und Laststufenschalter*

Die Nennspannung der verwendeten Netze kann den jeweiligen Tabellen in Abschnitt 6.2 entnommen werden. Für die Spannungen sämtlicher Bilanzknoten (Netzkopplungspunkte) wurde ein Wert von 1 pu festgelegt. Dieser entspricht der Nennspannung und wird als Sollspannung für die Untersuchungen festgelegt. Für die separat zum HS-Netz simulierten MS-Netze besteht daher bei der Bestimmung des Flexibilitätsbereichs keine Abhängigkeit zu der Knotenspannung des jeweiligen Netzkopplungspunktes des HS-Netzes. Weiterhin sind sämtliche Laststufenschalter der Transformatoren auf den voreingestellten Wert der SimBench Netze fixiert und werden nicht verändert.

#### *Spannungsband*

In Abschnitt 2.2 wurde bereits das zulässige Spannungsband von NS-Endkunden eingeführt. Dieses Spannungsband wird in der Regel auf die NS- und MS- Ebene aufgeteilt, da diese oftmals über nicht regelbare Verteilnetztransformatoren verbunden sind. Mit der Spannungsbandaufteilung aus [21] ergibt sich für die Mittelspannungsnetze ein zulässiges Spannungsband von  $\pm 4$  % der Nennspannung. Für die HS-Ebene wird das zulässige Spannungsband von  $\pm 5$  % festgelegt [69].

#### *Maximal zulässige Betriebsmittelbelastung*

Die maximal zulässige Belastung der Betriebsmittel wurde einheitlich auf 100 % festgelegt. Dies entspricht den hinterlegten Standardwerten der verwendeten SimBench Netze. Für HS-Netze ist die (n-1)-sichere Versorgung von Verbrauchern und DEAs ein angewandter Planungsgrundsatz, wodurch bei der Planung sowohl im Normal- als auch im (n-1)-Fall die maximal zulässige Belastung 100 % beträgt. In MS-Netzen ist zwar die (n-1)-sicherere Versorgung von Verbrauchern angewandter Planungsgrundsatz, der (n-1)-sichere Anschluss von DEAs hingegen nicht. Im ungestörten Rückspeisefall sind daher Belastungen von 100 % zulässig. Im ungestörten Starklastfall sollten allerdings ausreichende Reserven vorgehalten werden. [70]

Die einheitliche Modellannahme einer zulässigen Betriebsmittelbelastung von 100 % im Modell verstößt daher in ungestörten Starklastfällen in MS-Netzen gegen den angewandten Planungsgrundsatz. Da in dieser Arbeit keine Planung oder Dimensionierung von Netzen durchgeführt wird, sollte die Vereinheitlichung der Betriebsmittelbelastungen zu keiner negativen Auswirkungen für die Marktevaluation führen.

### 6.3.2 Beschaffungskosten Verlustenergie

Für die Berücksichtigung der Beschaffungskosten für Wirkleistungsverluste werden im Untersuchungsmodell einheitliche Kosten verwendet. Die verwendeten Beschaffungskosten basieren auf den Beschaffungskosten der Westnetz GmbH für Verlustenergie im Jahr 2019 [71]. Die verwendeten Beschaffungskosten entsprechen 34,1 €/MWh.

### 6.3.3 Bestimmung der Bemessungsscheinleistung der DEAs

Die Bestimmung der Bemessungsscheinleistung wird aus der gegenwärtig geforderten Blindleistungsbereitstellung und der installierten Anlagenleistung ermittelt.

In Abschnitt 2.2.3 wird bereits erwähnt, dass die gegenwärtige Blindleistungsbereitstellung durch DEAs mithilfe der Vorgabe von Kennlinien erreicht wird. Für die Bestimmung der Bemessungsscheinleistung sämtlicher DEAs wird eine einheitliche Kennlinie angenommen. Diese  $Q(P)$ -Kennlinie ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

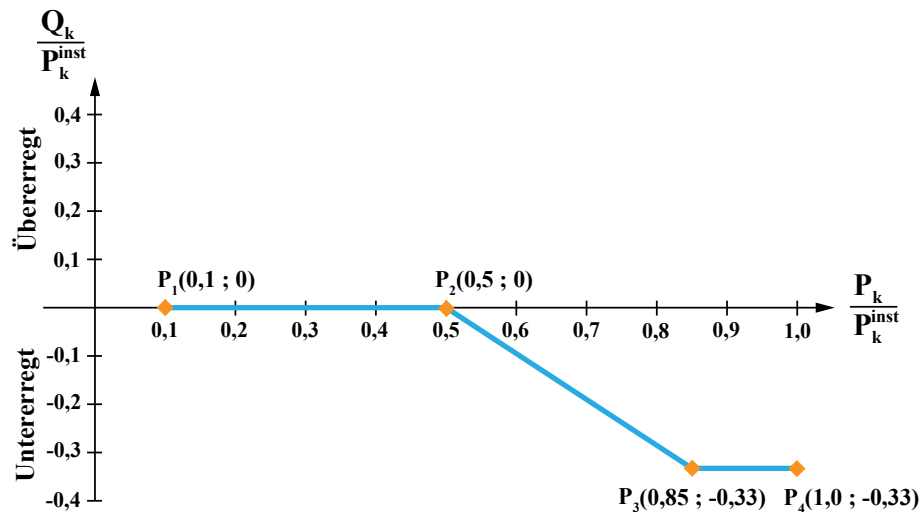


Abbildung 6.2: Blindleistungs-Kennlinie als Funktion der Wirkleistung  $Q(P)$  nach [72]

Die installierte Anlagenleistung wird mithilfe der Profile aus den in Abschnitt 6.2.3 vorgestellten Jahreszeitreihen ermittelt. Es wird angenommen, dass die maximale Wirkleistungseinspeisung einer DEA ihrer installierten Leistung entspricht. Abschließend wird die Bemessungsscheinleistung nach folgender Gleichung ermittelt:

$$S_{r,k} = \sqrt{P_k^{\text{inst}2} + (0,33 \cdot P_k^{\text{inst}})^2} \quad \forall k \quad (6.1)$$

An dieser Stelle sei angemerkt, dass durch dieses Verfahren jede Anlage Blindleistung vorhält. Auf einem realen Markt müsste dies nicht zwangsläufig der Fall sein.

#### 6.3.4 Flexibilitätsbereich und EPF der Anlagen

Wie in Abschnitt 5.3.1 beschrieben senden teilnehmende Anlagenbetreiber bzw. lokale Steuereinheit der Anlagen ihren Flexibilitätsbereich und ihre EPF an den jeweiligen Netzbetreiber. In diesem Abschnitt werden der Flexibilitätsbereich sowie die EPFs der Anlagen definiert.

##### *Flexibilitätsbereich*

Für die Untersuchung des Marktes wird für jede DEA Betriebsdiagramm aus Abbildung 6.3 angenommen.

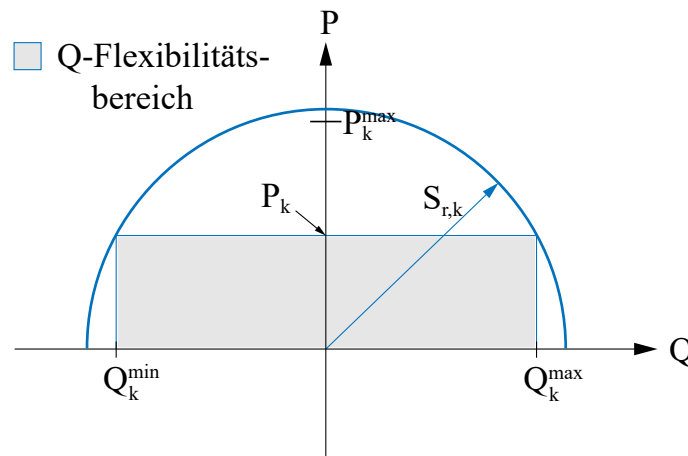


Abbildung 6.3: Zulässiger Betriebsbereich einer DEA nach [14]

Weiterhin wird angenommen, dass keine Reduktion der Wirkleistung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung vorgenommen werden kann. Diese Annahme vereinfacht einerseits

das Modell, andererseits werden die Auswirkungen des Blindleistungsmarktes auf den vorher ablaufenden Wirkleistungsmarkt begrenzt.

Der in grau eingezeichnete Blindleistungsflexibilitätsbereich der DEA  $k$  ergibt sich somit aus der Wirkleistungseinspeisung  $P_k$  und der Bemessungsscheinleistung  $S_{r,k}$ .

Die minimale und maximale Blindleistungsbereitstellung aller Anlagen lässt sich mithilfe folgender Gleichungen berechnen:

$$Q_k^{\min} = -\sqrt{S_{r,k}^2 - P_k^2} \quad \forall k \quad (6.2)$$

$$Q_k^{\max} = \sqrt{S_{r,k}^2 - P_k^2} \quad \forall k \quad (6.3)$$

### *Expected Payment Functions der Anlagen*

Für das Blindleistungsmarktmodell wird angenommen, dass Anlagenbetreiber keine verpflichtende Blindleistungsbereitstellung leisten müssen. Mit dieser Annahme und der in Abschnitt 6.3.4 getroffenen Annahme, dass keine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung erfolgt, entfallen die Regionen 1, 4 und 5 der in Abschnitt 5.1 eingeführten EPF. In dem Marktmodell können die EPFs aller DEAs somit ausschließlich auf Basis der Verlustkosten, die durch die Blindleistungsbereitstellung entstehen, ermittelt werden.

Samimi et al. [54] geben den Kostenkoeffizienten der Verlustkostenregion für umrichter- gespeiste WEAs als  $\kappa_{Q,k}^V = 0,3 \cdot 10^{-3} \text{ \$/((kVAr)}^2 \text{ h)}$  an. Im Untersuchungsmodell wird vereinfacht angenommen, dass die Blindleistungsbereitstellung ausschließlich durch Umrichter, Wechselrichter oder Gleichrichter angeschlossene DEAs erfolgt. Die resultierende EPF für sämtliche Anlagen ist unter diesen Annahmen eine quadratische Funktion mit dem Kostenkoeffizienten von  $247 \text{ €/((MVar)}^2 \text{ h)}^5$  und kann der nachfolgenden Gleichung 6.4 entnommen werden.

$$\text{EPF}_k = 247 \frac{\text{€}}{\text{MVar}^2 \text{h}} \cdot Q_k^2 \quad \forall k \quad (6.4)$$

### 6.3.5 Windparks

Räumliche Ansammlungen von WEAs werden in dem verwendeten Netzmodell als eine einzelne äquivalente WEA (Windpark) modelliert. Als Windparks werden sämtliche WEAs mit einer Bemessungsscheinleistung größer gleich 4,5 MVA (installierten Leistung = 4,275 MW) gezählt. Diese sind ausschließlich in dem verwendeten HS-Netz vorhan-

<sup>5</sup>Wechselkurs: EUR 1 = USD 1.2146, [https://www.ecb.europa.eu/stats/policy\\_and\\_exchange\\_rates/euro\\_reference\\_exchange\\_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-usd.en.html), zugegriffen am 24.02.2021

den. Um eine EPF für einen Windpark erstellen zu können, wird jeder Windpark  $WP_h$  in  $N_{WP_h}$  gleichgroße Anlagen aufgeteilt. Die Bemessungsscheinleistung einer WEA  $n$  eines Windparks kann in Abhängigkeit der Bemessungsscheinleistung des Windparks zwischen  $2,25 \text{ MVA} \leq S_{r,n} < 3,75 \text{ MVA}$  liegen.

In der nachfolgenden Abbildung ist exemplarisch die Bestimmung der maximalen Blindleistungsbereitstellung aus den Informationen eines Windparks und der Unterteilung in  $N$  gleichgroße Anlagen zu sehen.

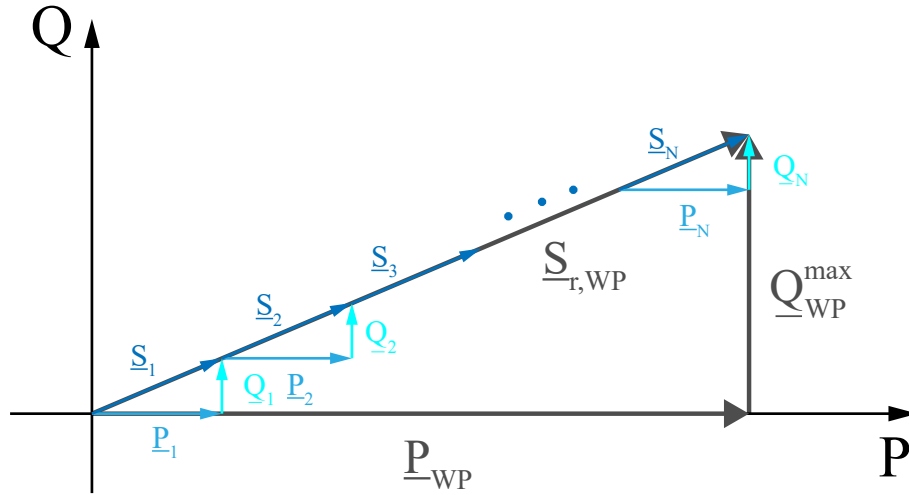


Abbildung 6.4: Maximale Blindleistungsbereitstellung eines Windparks bei der Unterteilung in  $N$  gleichgroße WEAs

Aus Abbildung 6.4 geht hervor, dass die Bestimmung der maximalen und somit auch der minimalen Blindleistungsbereitstellung eines Windparks äquivalent zu Gleichung 6.2 durch die folgende Gleichung zulässig ist:

$$Q_{WP_h}^{\min} = -\sum_n \sqrt{S_{r,n}^2 - P_n^2} = -\sqrt{S_{r,WP_l}^2 - P_{WP_h}^2} \quad n \in WP_h, \forall h \quad (6.5)$$

$$Q_{WP_h}^{\max} = \sum_n \sqrt{S_{r,n}^2 - P_n^2} = \sqrt{S_{r,WP_l}^2 - P_{WP_h}^2} \quad n \in WP_h, \forall h \quad (6.6)$$

Ein weiterer Vorteil durch die Aufteilung in gleichgroße Anlagen entsteht hinsichtlich der EPF-Erstellung eines Windparks. Die EPFs der  $n$  WEAs eines Windparks lassen sich mit den in Abschnitt 6.3.4 getroffenen Annahmen wie folgt berechnen.

$$EPF_n = \kappa_{Q,n}^V \cdot Q_n^2 = \kappa_{Q,n}^V \cdot \left( \frac{Q_{WP}}{N_{WP}} \right)^2 \quad \forall n \quad (6.7)$$

Die EPFs der der Windparks  $WP_h$  können als Summe der einzelnen EPFs der  $n$  Anlagen des jeweiligen Windparks wie folgt ausgedrückt werden.

$$\begin{aligned} \text{EPF}_{WP_h} &= \sum_n \kappa_{Q,n}^V \cdot \left( \frac{Q_{WP_h}}{N_{WP_h}} \right)^2 = N_{WP_h} \cdot \kappa_{Q,n}^V \cdot \left( \frac{Q_{WP_h}}{N_{WP_h}} \right)^2 \\ &= \frac{\kappa_{Q,n}^V}{N_{WP_h}} \cdot Q_{WP_h}^2 \quad \forall h \end{aligned} \quad (6.8)$$

Aus Gleichung 6.8 geht hervor, dass die EPFs der Windparks von der in Abschnitt 6.3.4 eingeführten EPF für die Anlagen des Untersuchungsmodell ausschließlich durch den Faktor  $1/N_{WP_h}$  unterscheidet. In den nachfolgenden Abschnitten werden Windparks daher als normale Anlagen (DEAs) mit ihren entsprechenden EPFs betrachtet und nicht gesondert betitelt.

### 6.3.6 Blindleistungsverhalten des Übertragungsnetzbetreibers

Die letzte Annahme bezieht sich auf das Blindleistungsverhalten des vorgelagerten HöS-Netzbetreiber und somit auf die Bereitstellung von Blindleistung durch den ÜNB. Für das Untersuchungsmodell wird angenommen, dass durch den ÜNB weder kapazitive noch induktive Blindleistung bereitgestellt wird. Dies bedeutet, dass der Blindleistungsfluss  $Q_{\text{NKP}}^{\text{HöS/HS}}$  zwischen dem HöS- und dem HS-Netz null beträgt.

## 6.4 EVALUATIONSKRITERIEN

In Kapitel 7 soll der in Kapitel 5 entwickelte Netz-übergreifende Blindleistungsmarkt evaluiert werden. Dazu wurden in diesem Kapitel eingangs Netzmodelle eingeführt und Annahmen für das Untersuchungsmodell getroffen.

In Abschnitt 6.4.1 werden für die Untersuchung des Blindleistungsmarktes Referenzfälle eingeführt. Anschließend werden in Abschnitt 6.4.2 und 6.4.3 die untersuchten technischen bzw. ökonomischen Größen vorgestellt. In Abschnitt 6.4.4 werden abschließend für die Bewertung relevante quantitative Kenngrößen thematisiert.

### 6.4.1 Referenzfälle

Für die Evaluierung des Blindleistungsmarktes wurden zwei Referenzfälle erstellt. Die Referenzfälle werden im Folgenden als Referenzfall A und B betitelt.

### Referenzfall A - Aktueller Blindleistungsbeschaffungsprozess

Referenzfall A ist an die gegenwärtige Blindleistungsbeschaffung angelehnt. In diesem Fall erfolgt die Blindleistungsbereitstellung aller Anlagen auf der in Abschnitt 6.3.3 dargestellten Q(P)-Kennlinie. Für Erzeugungsanlagen in den HS-Netzen werden in der Regel Q(U)-Steuerungen für die Blindleistungsbereitstellung verwendet [73, 74, 75, 76]. Im Rahmen dieser Arbeit wurde auf die Implementierung einer solchen Steuerung verzichtet und für die DEAs des HS-Netzes ebenfalls die in Abschnitt 6.3.3 dargestellte Q(P)-Kennlinie genutzt. Durch diese Annahme entfällt die Notwendigkeit der Implementierung eines Q(U)-Reglers bei der Durchführung von LFBs.

Im Referenzfall A ist die Blindleistungsbereitstellung verpflichtend und Anlagenbetreibern stehen keine Zahlungen für diese zu. Dies bedeutet, dass die Anlagenbetreiber die Kosten der Blindleistungsbereitstellung tragen. Für die Kosten der Anlagen wird die in Abschnitt 6.3.4 vorgestellte EPF verwendet.

### Referenzfall B - Globaler Netzbetreiber

Für den Referenzfall B wird davon ausgegangen, dass keine unterschiedlichen Netzbetreiber existieren. Das gesamte Netz wird von einem einzigen Netzbetreiber betrieben, welcher Zugriff auf sämtliche Netzdaten sowie Informationen der DEAs hat. Dieser hypothetische Fall ermöglicht die Durchführung eines globalen Blindleistungsmarkts. In diesem können die Anlagenbetreiber ihre Gebote an den globalen Netzbetreiber senden, wodurch dieser eine Optimierung des gesamten Netzes, mithilfe eines einzigen OPFs, durchführen kann. Der Referenzfall B kann als Idealfall der marktlichen Blindleistungsbereitstellung aufgefasst werden. Für diesen Fall werden für die Blindleistungsbereitstellung daher die selben Voraussetzungen wie für den Blindleistungsmarkt unterstellt.

Mit der getroffenen Annahme von konstanten Wirkleistungseinspeisungen und -entnahmen ergibt sich die vereinfachte Zielfunktion des OPFs des Referenzfalls B wie folgt:

$$\min C = \kappa_P^{\text{NKP}} \cdot P_V + \sum_{k=1}^G \text{EPF}_k \quad (6.9)$$

In dieser sind  $P_V$  die gesamten Wirkleistungsverluste des HS-Netzes und der daran angeschlossenen MS-Netze. Die Kosten der Blindleistungsbereitstellung durch die  $k = 1, \dots, G$  Flexibilitätsanbieter (einzeln angeschlossene DEAs und die Windparks) sind durch die Summe ihrer entsprechenden EPF enthalten.



### 6.4.2 Technische Analyse

Im Rahmen der technischen Untersuchung des Blindleistungsmarktes sollen die Spannungen, Leitungsauslastungen, Transformatorauslastungen und Gesamtwirkleistungsverluste der Netze sowie die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung untersucht werden. Im Folgenden wird beschrieben wie die verschiedenen Untersuchungsgrößen berechnet werden.

#### *Spannungsanalyse*

Für die Untersuchung der Spannungen werden die minimalen und maximalen Spannungswerte aller Knoten für jeden simulierten Zeitpunkt  $t$  ermittelt. Die Spannungswerte werden separat für die zwei Netzebenen berechnet. In der folgenden Gleichung ist die Berechnung der minimalen und maximalen Spannung für einen Zeitpunkt  $t$  exemplarisch für die  $I = 1, \dots, i$  Knoten des HS-Netzes dargestellt.

$$\begin{aligned} U_{\min,t}^{\text{HS}} &= \min(U_{1,t}, U_{2,t}, \dots, U_{i,t}) \\ U_{\max,t}^{\text{HS}} &= \max(U_{1,t}, U_{2,t}, \dots, U_{i,t}) \end{aligned} \quad (6.10)$$

Für die MS-Netze werden bei der Spannungsanalyse nicht die minimalen und maximalen Knotenspannungen jedes einzelnen MS-Netzes verwendet, sondern die minimale und maximale Knotenspannung aller Knoten der MS-Netzebene. Für die beiden Referenzfälle können diese simultan zu den Spannungswerten des HS-Netzes bestimmt werden. Bei dem Netz-übergreifenden Blindleistungsmarkt werden bei der Untersuchung das HS-Netz und die MS-Netze getrennt voneinander simuliert. Aus Abschnitt 5.3.2 geht hervor, dass ein Netzbetreiber nach dem Erhalt eines Blindleistungssollwertes für sein Netz eine abschließende Reoptimierung durchführt. Diese wird für sämtliche MS-Netze für jeden Zeitpunkt  $t$  der Untersuchung durchgeführt. In dieser Reoptimierung werden die minimale und maximale Knotenspannung jedes MS-Netzes einzeln bestimmt. Aus diesen können anschließend die minimale und maximale Knotenspannung aller MS-Knoten bestimmt werden.

#### *Analyse der Netzbetriebsmittelbelastungen*

Im Rahmen der Analyse der Betriebsmittelbelastungen werden sowohl die maximale Leitungsauslastung als auch die maximale Auslastung der Transformatoren eines Zeitpunktes  $t$  herangezogen. Die Auslastung bezieht sich auf die in Abschnitt 6.3.1 definierten zulässigen maximalen Belastungen der Netzbetriebsmittel.

Wie zuvor bei der Spannungsanalyse werden die Auslastungen getrennt für die zwei Netzebenen berechnet.

#### *Analyse der Gesamtwirkleistungsverluste*

Die Gesamtwirkleistungsverluste stellen die letzte technische Größe dar. Allerdings werden gemeinsam mit den Wirkleistungsverlusten die Beschaffungskosten der Netzverluste analysiert, welche eine ökonomische Größe sind. Dafür werden für jeden Zeitpunkt  $t$  der Simulation die Wirkleistungsverluste aller Netzbetriebsmittel aller Netzebenen berechnet und aufsummiert. Dies wird in der nachfolgenden Gleichung 6.11 beschrieben.

$$P_{V,t} = P_{V,t}^{\text{HS}} + \sum_m P_{V,t}^{\text{MS}} \quad (6.11)$$

#### 6.4.3 Ökonomische Analyse

Die ökonomische Evaluierung des Blindleistungsmarktes wird auf Basis der volkswirtschaftlichen Kosten der Blindleistungsbereitstellung durchgeführt. Zu den volkswirtschaftlichen Kosten der Blindleistungsbereitstellung zählen Kosten, die durch den direkten Einsatz von Ressourcen wie Material oder Arbeitskraft verbunden sind. Für die Blindleistungsbereitstellung können z.B. Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen, die der Blindleistungsbereitstellung dienen, Transaktionskosten zur Umsetzung der Blindleistungsbereitstellung oder Beschaffungskosten der Verlustenergie durch den Transport von Blindleistung zu den volkswirtschaftlichen Kosten gezählt werden. Zahlungen zwischen beteiligten Akteuren zählen nicht zu diesen volkswirtschaftlichen Kosten, da diese nicht mit einem Ressourceneinsatz korrespondieren müssen. Wenn durch sie relevante Anreizwirkungen vermittelt werden, sind sie jedoch für die Effizienz der Blindleistungsbereitstellung von Bedeutung. [7]

Die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung eines Zeitpunktes  $t$  werden aus der Summe der Kosten für Verlustenergie und der Summe aller Kosten der Anlagenbetreiber ermittelt. Für die Kosten der Blindleistungsbereitstellung der  $k = 1, \dots, G$  Flexibilitätsanbieter wird die in Abschnitt 6.3.4 definierte EPF genutzt. In dieser sind die Kosten von Wirkleistungsverlusten enthalten, welche Anlagenbetreiber durch die Blindleistungsbereitstellung entstehen.

$$C_{Q,t} = \kappa_P \cdot P_{V,t} + \sum_{k=1}^G \text{EPF}_k(Q_t) \quad (6.12)$$

Aus Gleichung 6.12 geht hervor, dass anstelle von Kosten für Wirkleistungsverluste durch den Blindleistungstransport die Gesamtkosten der Wirkleistungsverluste genutzt werden. Diese Vorgehensweise wird gewählt, da die Differenzierung zwischen Verlusten durch Wirkleistungstransporte und Blindleistungstransporte schwer durchzuführen ist. Dies führt zu einer Vergrößerung der Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung. Für den Vergleich und die Bewertung des Blindleistungsmarktes hat die Verwendung der Gesamtwirkleistungsverluste anstelle von Wirkleistungsverlusten durch den Blindleistungstransport keinen Einfluss, weil diese gleichermaßen bei sämtlichen Fällen berücksichtigt werden.

Um Aussagen über die Auswirkungen der entwickelten EPFs auf die MS-Netzbetreiber treffen zu können, werden die Gewinne dieser, in ihrer Position als Zwischenhändler, analysiert. Der Gewinn eines MS-Netzbetreibers  $m$  zu einem Zeitpunkt  $t$  ist hierbei wie folgt definiert.

$$\pi_{m,t} = \text{EPF}_m(Q_t) - \kappa_P \cdot P_{V,m,t} - \sum_k^G \text{EPF}_k(Q_t) + C_{\text{BF},m} \quad (6.13)$$

In dieser stellt die  $\text{EPF}_m$  den Zahlungsfluss zwischen dem MS-Netzbetreiber  $m$  und dem HS-Netzbetreiber dar. Der Wert der EPF ist positiv, wenn eine Zahlung von dem HS-Netzbetreiber an den MS-Netzbetreiber stattfindet. Weiterhin sind die Verlustkosten des Netzbetreibers und Zahlungen an die Anlagenbetreiber für die Blindleistungsbereitstellung enthalten. Durch die in Gleichung 6.13 enthaltenen Kosten  $C_{\text{BF}}$  werden Kosten, die unabhängig der jeweiligen EPF des Netzbetreibers entstehen, berücksichtigt. Diese Kosten des Basisfalls würden einem Netzbetreiber auch ohne die Aufforderung einer bestimmten Blindleistung am Netzkopplungspunkt entstehen. Die Kosten können wie folgt berechnet werden.

$$C_{\text{BF},m} = \kappa_P \cdot P_{V,m,\text{BF}} - \sum_k^G \text{EPF}_k(Q_{\text{BF}}) \quad (6.14)$$

#### 6.4.4 Verwendete quantitative Kenngrößen

Damit eine Bewertung zwischen den Ergebnissen der Referenzfälle und den verschiedenen verwendeten EPFs des Blindleistungsmarktes möglich ist, wird die Evaluierung der untersuchten Größen anhand drei verschiedener quantitativer Kenngrößen durchgeführt.

Als erste Kenngröße wird das arithmetische Mittel aller simulierten Zeitpunkte der jeweils

untersuchten Größe herangezogen. Dieses wird wie folgt bestimmt:

$$\bar{x} = \frac{1}{T} \sum_t x_t \quad (6.15)$$

In Gleichung 6.15 ist  $x_t$  der Wert der untersuchten Größe zu dem Zeitpunkt  $t$  und  $T$  ist die Anzahl der simulierten Zeitpunkte.

Die zweite Kenngröße die bei der Bewertung des Blindleistungsmarktes genutzt wird ist die Standardabweichungen der untersuchten Größe. Die Standardabweichung lässt sich mithilfe der folgenden Gleichung berechnen.

$$s = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_t (x_t - \bar{x})^2} \quad (6.16)$$

Die letzten Kenngrößen auf Basis derer die Bewertungen durchgeführt werden sind die Extremwerte der untersuchten Größen. Anders als bei den Betriebsmittelbelastungen wird bei der Spannungsanalyse neben dem Maximalwert auch der Minimalwert als Kenngröße herangezogen.

# 7

## Simulationsergebnisse und Evaluierung des Blindleistungsmarktes

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Case Study vorgestellt und die ökonomischen und technischen Ergebnisse des entwickelten Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes untersucht. Um Aussagen über verschiedene auftretende Netzsituationen treffen zu können, wird die Analyse für zufällig ausgewählte Profile aus der Jahreszeitreihe des SimBench Datensatzes durchgeführt. Der Stichprobenumfang von 3000 Zeitpunkten entspricht ca. 8,2% der gesamten Jahreszeitreihe. Für die Visualisierung der Ergebnisse werden überwiegend Boxplots verwendet. Diese ermöglichen eine schnelle und übersichtliche Darstellung der Simulationsergebnisse der verschiedenen simulierten Zeitpunkte. Für sämtliche Boxplots ist die maximale Länge der Antennen auf den 1,5 fachen Interquartilsabstand beschränkt. Sämtliche Mediane der untersuchten Größen sind als schwarze Balken in den jeweiligen Boxplots eingezeichnet. Zusätzlich dazu ist das arithmetische Mittel durch einen schwarzen Punkt gekennzeichnet.

Zu Beginn der Untersuchung wird in Abschnitt 7.1 die Blindleistungsbereitstellung der DEAs bei den verschiedenen Fällen betrachtet. Daran anschließend werden in Abschnitt 7.2 die ökonomischen Ergebnisse des Blindleistungsmarktes präsentiert. In diesem Zuge werden die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung, die Beschaffungskosten für Netzverluste sowie die Gewinne der MS-Netzbetreiber analysiert. In Abschnitt 7.3 werden die Spannung sowie die Auslastungen der Netzbetriebsmittel untersucht. Abschließend werden in Abschnitt 7.4 die Ergebnisse der verschiedenen EPFs des Blindleistungsmarktes miteinander verglichen.

### 7.1 BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG

In diesem Abschnitt wird die Blindleistungsbereitstellung der DEAs bei den verschiedenen betrachteten Fällen verglichen. In Abbildung 7.1 (a) ist die gesamte Blindleistungsbereitstellung der DEAs dargestellt. Zusätzlich dazu kann die Aufteilung der Blindleistungsbereitstellung der DEAs der verschiedenen Netzebenen Abbildung 7.1 (b) entnommen werden.

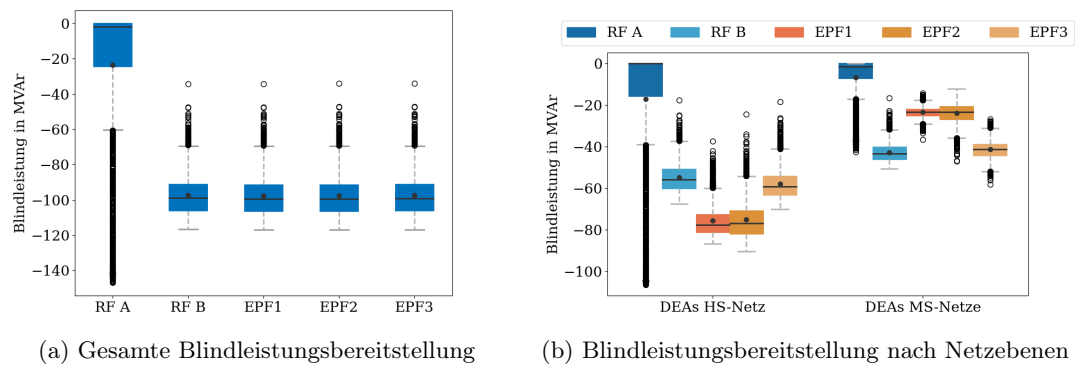


Abbildung 7.1: Detaillierte Betrachtung der Blindleistungsbereitstellung durch die DEAs

Aus Abbildung 7.1 (a) geht hervor, dass die Blindleistungsbereitstellung durch die DEAs für den Referenzfall B sowie die EPF1, EPF2 und EPF3 nahezu identisch ist. Allerdings sind in Abbildung 7.1 (b) starke Unterschiede bei der Aufteilung der Blindleistungsbereitstellung der DEAs nach den Netzebenen zu erkennen. Im Mittel wird bei allen Fällen mehr Blindleistung durch die DEAs des HS-Netzes bereitgestellt. Dies kann insbesondere bei der EPF1 und der EPF2, bei denen im Mittel ca. 80 % der Blindleistung durch DEAs aus dem HS-Netz bereitgestellt werden, beobachtet werden. Weiterhin sind ähnliche Aufteilungen der Blindleistungsbereitstellung für die EPF1 und die EPF2 festzustellen. Für den Referenzfall B und die EPF3 sind ebenfalls vergleichbare Verteilungen zu erkennen.

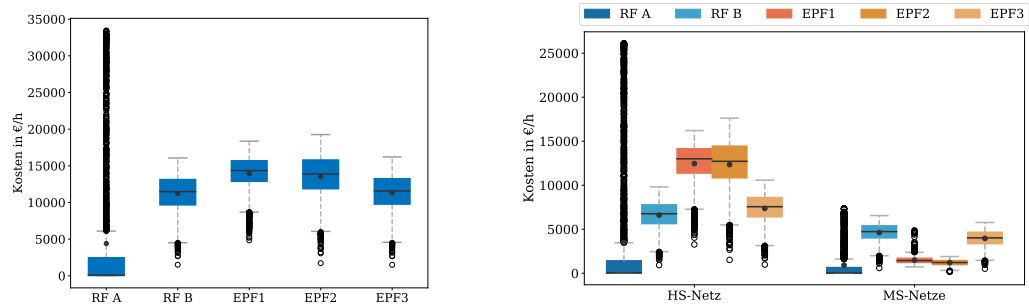
Im Referenzfall A ist die Gesamtblindleistungsbereitstellung im Mittel deutlich geringer als bei den anderen betrachteten Fällen. Andererseits treten bei Referenzfall deutlich höhere Extremwerte der Blindleistungsbereitstellung auf, insbesondere bei den DEAs des HS-Netzes (vgl. Abbildung 7.1 (b)). In Summe wird von den DEAs für jedes Szenario in sämtlichen simulierten Zeitpunkten untererregte Blindleistung bereitgestellt.

## 7.2 ÖKONOMISCHE ANALYSE

Dieser Abschnitt fokussiert sich auf die ökonomische Untersuchung des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes. Dazu werden zu Beginn in Abschnitt 7.2.1 die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung der verschiedenen Fälle analysiert. Daran anschließend werden in Abschnitt 7.2.2 die Netzverluste und die Beschaffungskosten dieser untersucht. Abschließend werden in Abschnitt 7.2.3 die Gewinne der MS-Netzbetreiber bei der Verwendung der verschiedenen EPFs verglichen.

### 7.2.1 Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung

Die Gesamtkosten, die durch die Blindleistungsbereitstellung entstehen, sind in Abbildung 7.2 (a) zu erkennen. Zusätzlich ist in Abbildung 7.2 (b) eine Aufschlüsselung dieser Kosten nach den untersuchten Netzebenen dargestellt. Wie in Abschnitt 6.4.3 erläutert bestehen die Gesamtkosten aus den Wirkleistungsverlusten der Netzbetreiber sowie den Kosten der Blindleistungsbereitstellung der Anlagenbetreiber.



(a) Gesamtkosten

(b) Aufschlüsselung der Kosten nach den Netzebenen

Abbildung 7.2: Kosten der Blindleistungsbereitstellung

Werden die Kosten der Blindleistungsbereitstellung aus Abbildung 7.2 (a) verglichen ist zu erkennen, dass bei Referenzfall A eine rechtsschiefe Verteilung und bei den restlichen Fällen eine symmetrische bis linkschiefe Verteilung vorliegt. Im Median sind die Kosten bei der EPF1 am höchsten und bei Referenzfall A am niedrigsten. Auffällig ist, dass bei Referenzfall A zusätzlich zu den überwiegend niedrigen Kosten extreme Kostenspitzen auftreten.

Wir die Aufteilung der Gesamtkosten auf die Netzebenen aus Abbildung 7.2 (b) betrachtet, fallen Ähnlichkeiten zwischen den Kostenverteilungen des Referenzfalls B und der EPF3. Ebenso sind Ähnlichkeiten zwischen den Verteilungen der EPF1 und der EPF2 zu erkennen. Insbesondere bei der EPF1 und EPF2 treten im Median hohe Kosten in dem HS-Netz auf. Bei Referenzfall B und EPF3 entstehen ebenfalls höhere Kosten in dem HS-Netz als in den MS-Netzen. Allerdings ist der Unterschied der Kosten zwischen den zwei Netzebenen deutlich geringer als bei den zwei vorher betrachteten Fällen.

In Tabelle 7.1 werden die wichtigsten Zahlenwerte der Gesamtkosten wiedergegeben. Wie zuvor festgestellt sind die Kosten des Referenzfalls A im Mittel am geringsten und weisen die niedrigsten Minimalkosten auf. Allerdings weisen diese die größte Standardabweichung sowie die größten Maximalkosten auf. Referenzfall B und EPF3 führen im Mittel zu vergleichbaren Kosten, Standardabweichungen der Kosten sowie minimal und maximal auf-

tretenden Kosten zu einem Zeitpunkt. Bei der EPF1 und der EPF2 sind ähnliche mittlere Kosten und Maximalkosten festzustellen. Dagegen treten bei den Minimalkosten und der Standardabweichung der Blindleistungsbereitstellung der EPF1 Abweichungen zu der EPF2 auf. Die Minimalkosten liegen bei der EPF1 deutlich über den Minimalkosten der anderen betrachteten Fälle. Ebenfalls treten die höchsten mittleren Gesamtkosten bei der EPF1 auf.

Tabelle 7.1: Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung

	$\bar{C}$ in €/h	$s_C$ in €/h	$C_{\min}$ in €/h	$C_{\max}$ in €/h
RF A	4399,13	± 9029,03	28,80	33439,64
RF B	11235,65	± 2476,89	1516,73	16074,82
EPF1	13948,18	± 2426,52	4836,37	18363,35
EPF2	13553,35	± 2961,78	1730,08	19262,75
EPF3	11329,39	± 2508,65	1503,02	16210,22

Im Hinblick auf die Kosten der Blindleistungsbereitstellung kann festgehalten werden, dass weder der Blindleistungsmarkt noch der Referenzfall B zu vergleichbar niedrigen mittleren Kosten des Referenzfall A führt. Dies liegt unter anderem an zwei Modellannahmen. In Abschnitt 6.3.6 wurde angenommen, dass für den Referenzfall B sowie die verschiedenen EPFs des Blindleistungsmarktes die Blindleistung am Netzkopplungspunkt  $Q_{\text{NKP}}^{\text{HöS/HS}}$  zwischen dem HöS/HS-Netz null betragen soll, wodurch in diesen Fällen die Blindleistungsbereitstellung vollständig durch die DEAs aus dem HS-Netz und den MS-Netzen erfolgt. Im Referenzfall A ist dies nicht der Fall. In Abschnitt 7.1 wurde festgestellt, dass dadurch im Referenzfall A im Mittel eine geringere Blindleistungsmenge durch die DEAs bereitgestellt wird, wodurch die verbleibende Blindleistung von dem vorgelagerten Netzbetreiber bereitgestellt wird. Ebenfalls wurde kein Kostenfaktor für die Blindleistung aus dem HöS-Netz angenommen, wodurch entstehende Kosten durch diese in dem Untersuchungsmodell unberücksichtigt bleiben. Weiterhin bleiben im Referenzfall A sämtliche Nebenbedingungen bei der Blindleistungsbereitstellung unberücksichtigt, wodurch bei einer potenziellen Verletzung der Netzrestriktionen keine weitere Blindleistungsbereitstellung notwendig ist. Die fast doppelt so hohen maximalen Kosten des Referenzfall A im Vergleich zu den anderen Fällen können mithilfe der in Abbildung 7.1 (a) dargestellten Blindleistungsbereitstellung erklärt werden. In Abbildung 7.1 (a) wird ersichtlich, dass die maximal bereitgestellte Blindleistung zu mehreren Zeitpunkten in Referenzfall A am größten ist. Zu diesen Zeitpunkten speisen die DEAs viel Wirkleistung in das Netz und sind verpflichtet zusätzlich eine Blindleistung einzuspeisen.

Die Kosten der EPF3 gleichen den Kosten des Referenzfalls B, sowohl im Hinblick auf die



Gesamtkosten als auch auf die Verteilung der Kosten zwischen den Netzebenen. Das die EPF1 und die EPF2 weiter von diesem Idealfall abweichen ist darauf zurückzuführen, dass die Netzbetreiber durch diese die Möglichkeit haben Gewinne zu erzielen. Die von den MS-Netzbetreibern an den HS-Netzbetreiber übermittelten Gebote (EPFs) sind demnach bei der EPF1 und der EPF2 höher als bei der EPF3. Für den Netzbetreiber des HS-Netzes ist die Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung bei der EPF1 und der EPF2 daher teurer als bei der EPF3. Bei der Kostenminimierung des HS-Netzbetreibers wird aufgrund der teureren Netz-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung, im Vergleich zu der EPF3, mehr Blindleistung durch DEAs des HS-Netzes und weniger Blindleistung durch die DEAs der MS-Netze bereitgestellt. Dies konnte in im vorherigen Abschnitt in Abbildung 7.1 (b) beobachtet werden. Dadurch sinken einerseits die Kosten der Blindleistungsbereitstellung in den MS-Netzen, andererseits steigen die Kosten in dem HS-Netz (vgl. Abbildung 7.2 (b)). Aus Tabelle 7.1 geht hervor, dass die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung dennoch steigen. Die steigenden Gesamtkosten bei der EPF1 und der EPF2 können dadurch erklärt werden, dass die Kosten der Anlagenbetreiber quadratisch mit der bereitgestellten Blindleistungsmenge steigen und die Grenzkosten der Anlagenbetreiber somit linear mit der Blindleistungsmenge steigen. Bei der Bereitstellung zusätzlicher Blindleistung durch die DEAs des HS-Netzes übersteigen die Kosten der steigenden Blindleistungsmenge daher die Ersparnisse, die durch die Reduzierung der bereitgestellten Blindleistung der DEAs der MS-Netze entstehen.

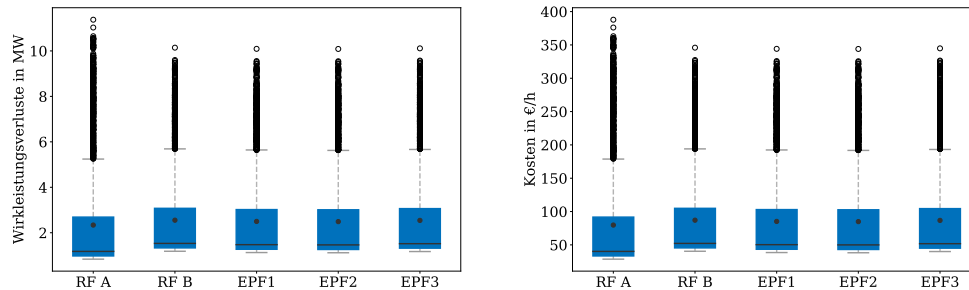
### 7.2.2 Wirkleistungsverluste

Die bei den verschiedenen Fällen auftretenden Wirkleistungsverluste werden in diesem Abschnitt untersucht. Die Wirkleistungsverluste eines Zeitpunktes  $t$  werden gemeinsam für alle Netze der unterschiedlichen Netzebenen betrachtet.

Die Wirkleistungsverluste der einzelnen Fälle und die dazugehörigen Beschaffungskosten der Verlustenergie sind in Abbildung 7.3 abgebildet. Aus Abbildung 7.3 geht hervor, dass die Verteilungen der Wirkleistungsverluste und der Beschaffungskosten eines jeden Falls identisch sind. Dies liegt an den in Abschnitt 6.3.2 angenommenen linearen Beschaffungskosten für die Verlustenergie.

Die entstehenden Wirkleistungsverluste des Referenzfalls B sowie der verschiedenen verwendeten EPFs sind nahezu identisch. Die Wirkleistungsverluste des Referenzfalls A unterscheiden sich insofern von den Wirkleistungsverlusten der anderen Fälle, indem die Mehrheit der berechneten Verluste geringer ist, zudem aber höhere maximale Wirkleistungsverluste auftreten. In der überwiegenden Mehrzahl der simulierten Zeitpunkte liegen die Kosten der

Verlustenergie für alle Fälle zwischen 25 €/h und 100 €/h. Allerdings sind die Verteilungen stark rechtsschief, mit maximal auftretenden Kosten von ca. 400 €/h bei Referenzfall A.



(a) Summe der Wirkleistungsverluste des HS-Netzes und der MS-Netze (b) Beschaffungskosten der Verlustenergie

Abbildung 7.3: Summe der Wirkleistungsverluste des HS-Netzes und der MS-Netze

In Tabelle 7.2 sind das arithmetische Mittel, die Standardabweichung sowie der Maximalwert der Beschaffungskosten der Verlustenergie zusammengefasst. Im Mittel sind die Kosten des Referenzfalls A am geringsten und ca. 5 €/h bis 7 €/h kleiner als bei den anderen Fällen. Allerdings sind sowohl die Standardabweichung des Referenzfalls A als auch der Maximalwert der Wirkleistungsverluste größer als bei den anderen simulierten Fällen.

Tabelle 7.2: Wirkleistungsverlustkosten

	$\bar{C}$ in €/h	$s_C$ in €/h	$C_{\max}$ in €/h
RF A	79,73	± 77,72	387,85
RF B	87,03	± 66,32	345,90
EPF1	85,19	± 66,62	344,13
EPF2	84,90	± 66,63	343,96
EPF3	86,70	± 66,43	344,87

Daher kann für die betrachteten Netze geschlossen werden, dass die marktliche Blindleistungsbereitstellung im Mittel zu keiner Reduzierung der Beschaffungskosten für Verlustenergie führt. Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben steigen die Wirkleistungsverluste bei dem Transport von Blindleistung über längere Strecken. Daher sollte eine lokale Blindleistungsbereitstellung theoretisch zu einer Reduzierung der Wirkleistungsverluste und somit einer Kostenreduzierung führen. Aus Tabelle 7.2 geht hervor, dass dies weder für die EPFs noch für den Referenzfall B der Fall ist. Die Transportwege der Blindleistung und somit die Wirkleistungsverluste steigen daher bei den verschiedenen EPFs und Referenzfall

B im Vergleich zu Referenzfall A.

Die höheren Transportwege der Blindleistung bei Referenzfall B und den verschiedenen EPFs könnten durch mehrere Faktoren erklärt werden. Da das verwendete HS-Netz ein vorwiegend städtisches Netz ist, ist der Verkabelungsgrad hoch. Kabel besitzen vor allem bei schwacher Netzauslastung eine ausgeprägte kapazitive Blindleistungsaufnahme [7]. Da sich die DEAs im Gegensatz zu dem Netzkopplungspunkt zur HöS-Ebene in dem HS-Netz überwiegend außerhalb der urbanen Region des Netzes befinden [68] könnten die Transportwege der Blindleistung und somit die Wirkleistungsverluste steigen. Weiterhin wurde in Abschnitt 7.1 gezeigt, dass sowohl bei den EPFs als auch bei Referenzfall B mehr Blindleistung in den MS-Netzen erbracht wird als im Referenzfall A. Dies führt ebenfalls zu steigenden Transportwegen der Blindleistung. Der Vergleich zwischen den mittleren Beschaffungskosten der Verlustenergie der EPF1 und EPF2 mit Referenzfall B und EPF3 bestätigt diese Annahme. Bei den beiden Erstgenannten konnte zuvor festgestellt werden, dass durch die möglichen Gewinne der MS-Netzbetreiber weniger Blindleistung durch die DEAs der Mittelspannungsnetze bereitgestellt. Dies führt zu geringeren Transportwegen und den in Tabelle 7.2 zu erkennenden niedrigeren Beschaffungskosten der Verlustenergie der EPF1 und EPF2.

Werden die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung aus Abschnitt 7.2.1 mit den Netzverlustkosten aus Abbildung 7.3 und Tabelle 7.2 verglichen fällt auf, dass die Gesamtkosten deutlich über den Kosten für Netzverluste liegen. Daraus geht hervor, dass der überwiegende Anteil der Gesamtkosten aus Kosten von Anlagenbetreibern für die Blindleistungsbereitstellung besteht. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Beschaffungskosten für Netzverluste, und somit die Position einer Anlage im Netz, in dem Untersuchungsmodell einen kleineren Einfluss auf die optimale Verteilung der Blindleistungsbereitstellung nehmen als die Kosten der Anlagenbetreiber.

### 7.2.3 Gewinne der Netzbetreiber

In Abbildung 7.4 ist die Summe der Gewinne dargestellt, die die dreizehn MS-Netzbetreiber in ihrer Position als Zwischenhändler mit den verschiedenen EPFs erzielen können.

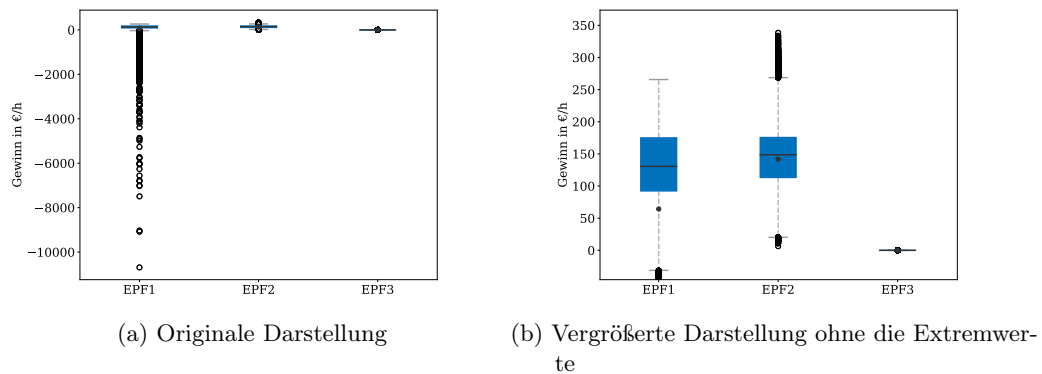
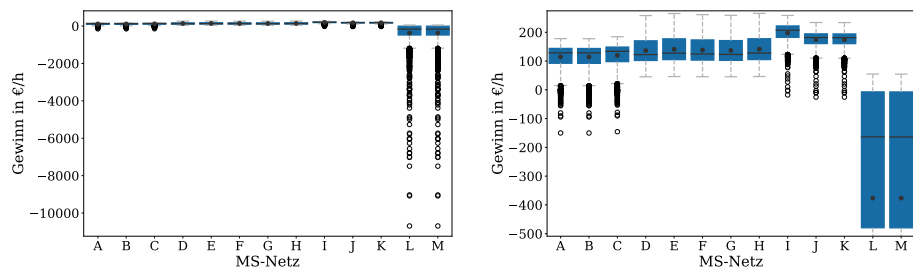


Abbildung 7.4: Gewinne der MS-Netzbetreiber

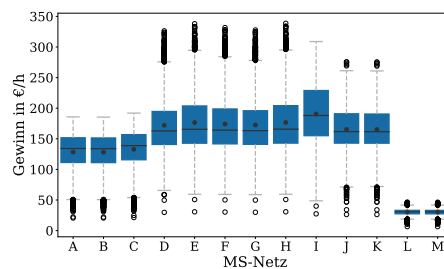
Aus dem Vergleich der arithmetischen Mittel der Gesamtgewinne der MS-Netzbetreiber geht hervor, dass diese durch die Verwendung der EPF2 die höchsten Gewinne erzielen können (vgl. Abbildung 7.4 (b)). Mit der EPF1 werden im Mittel die zweithöchsten Gewinne erzielt. Für die EPF3 ist zu erkennen, dass die MS-Netzbetreiber keine Gewinne erzielen. Dies entspricht den Erwartungen, da diese so bestimmt wurde, dass ausschließlich zusätzliche Kosten, die dem Netzbetreiber durch die Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung entstehen, gedeckt werden.

In Abbildung 7.4 (a) ist zu erkennen, dass bei der Verwendung der EPF1 ebenfalls die Möglichkeit besteht, dass bei den MS-Netzbetreibern Verluste (negative Gewinne) auftreten. Diese Verluste sind mit über 10000 €/h extrem groß. Dies kann dadurch erklärt werden, dass bei der Kostenminimierung des HS-Netzbetreibers ein potenzieller Zahlungsstrom von den MS-Netzbetreibern an den HS-Netzbetreiber maximiert wird. Aufgrund der Möglichkeit der Verluste wird in Abschnitt 5.4.4 die EPF2 entwickelt, bei dieser sollten einem Netzbetreiber keine Verluste entstehen. Dieses wird durch die Abbildung 7.4 (b) bestätigt, da ausschließlich Gewinne bei der EPF2 zu erkennen sind.

In Abbildung 7.5 sind die Gewinne der einzelnen MS-Netzbetreiber bei Verwendung der EPF1 und der EPF2 detailliert dargestellt. Auf die Darstellung der Gewinne bei der Verwendung der EPF3 wurde verzichtet, da bei dieser ausschließlich zusätzliche Kosten für die Blindleistungsbereitstellung gedeckt werden und die Netzbetreiber somit keine Gewinne erzielen können.



(a) Gewinne bei Verwendung der EPF1 (b) Vergrößerte Darstellung der Gewinne bei Verwendung der EPF1



(c) Gewinne bei Verwendung der EPF2

Abbildung 7.5: Detaillierte Betrachtung der Gewinne der einzelnen MS-Netzbetreiber bei Verwendung der EPF1 und EPF2

Die Zuordnung der MS-Netze aus den Abbildungen zu den SimBench Netzen kann der nachfolgenden Tabelle 7.3 entnommen werden.

Tabelle 7.3: Informationen zu den MS-Netzen

Netz	SimBench Bezeichnung	Netzcharakter
A, B,C	MS4	Gewerblich
D, E, F, G, H	MS1	Ländlich
I, J, K	MS2	Vor-/Kleinstädtisch
L, M	MS3	Städtisch

Aus Abbildung 7.5 (b) und (c) geht hervor, dass sowohl bei der EPF1 als auch bei der EPF2 die Netzbetreiber der ländlichen sowie der vor-/kleinstädtischen Netze (D-K) im Mittel die höchsten Gewinne durch die Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung erzielen. Bei der Verwendung der EPF1 erzielen die Betreiber der gewerblichen und städtischen MS-Netze (A-C, L, M) neben Gewinnen auch Verluste. Insbesondere bei den städtischen Netzbetreibern treten bei Verwendung der EPF1 im Mittel hohe Verluste auf. In Abbildung 7.5 (c)

ist zu erkennen, dass durch die Verwendung der EPF2 bei keinem der MS-Netzbetreiber Verluste auftreten. Abgesehen von den Betreibern der vor-/kleinstädtischen Netze (I-K) ist zu erkennen, dass durch die Verwendung der EPF2 im Vergleich zu der EPF1 die Gewinne der MS-Netzbetreiber im Mittel steigen.

Verluste bei der Verwendung der EPF1 entstehen, wenn in dem Netz eines Netzbetreibers, trotz der Blindleistungsbereitstellung durch DEAs, eine unausgeglichene Blindleistungsbilanz vorliegt (vgl. Abbildung A.2). Daher treten Verluste vermehrt in den städtischen und gewerblichen MS-Netzen, in denen weniger DEAs angeschlossen sind, auf. Durch die Verwendung der EPF2 können diese Verluste verhindert werden.

## 7.3 TECHNISCHE ANALYSE

In diesem Abschnitt werden die Spannungen und Betriebsmittelbelastungen bei der Verwendung des Blindleistungsmarktes und der Referenzfälle untersucht. Dazu werden in Abschnitt 7.3.1 die minimalen und maximalen Knotenspannungen der verschiedenen Netzebenen analysiert. Anschließend werden in Abschnitt 7.3.2 die maximalen Auslastungen der Leitungen und Transformatoren der Netzebenen verglichen.

### 7.3.1 Spannungsanalyse

Die minimalen und maximalen Spannungen der Simulationsergebnisse des HS-Netzes und der MS-Netze werden in diesem Abschnitt analysiert. In den Boxplots sind zusätzlich zu den Ergebnissen die jeweiligen Spannungsbandgrenzen der entsprechenden Spannungsebene eingezeichnet. Die Sollspannung für die Spannungsanalyse wird in Abschnitt 6.3.1 auf 1 pu festgelegt, diese ergibt sich aus der angenommenen Spannung an dem Bilanzknoten der jeweiligen Simulation.

In Abbildung 7.6 sind die minimalen und maximalen Knotenspannungen des HS-Netzes für die zwei Referenzfälle und den Blindleistungsmarkt mit den verschiedenen verwendeten EPFs dargestellt. Bei dem Vergleich der minimalen Spannungswerte sticht besonders der Referenzfall A mit einer linksschiefen Verteilung der Spannungen hervor. Bei diesem ist die minimale Spannung, bis auf wenige Ausnahmen, dicht an der Sollspannung von 1 pu. Dies kann durch das generell höhere Spannungsniveau bei Referenzfall A im Vergleich zu den anderen betrachteten Fällen erklärt werden. Durch das höhere Spannungsniveau tritt die minimale Knotenspannung des Netzes vermutlich bei der fest vorgegebenen Spannung des Bilanzknotens von 1 pu auf. Die niedrigsten Spannungswerte in dem HS-Netz treten bei der

Verwendung der EPF1 und EPF2 auf. Die minimalen Spannungswerte des Referenzfalls B und der EPF3 liegen dichter an der Sollspannung als bei der Verwendung der EPF1 oder EPF2.

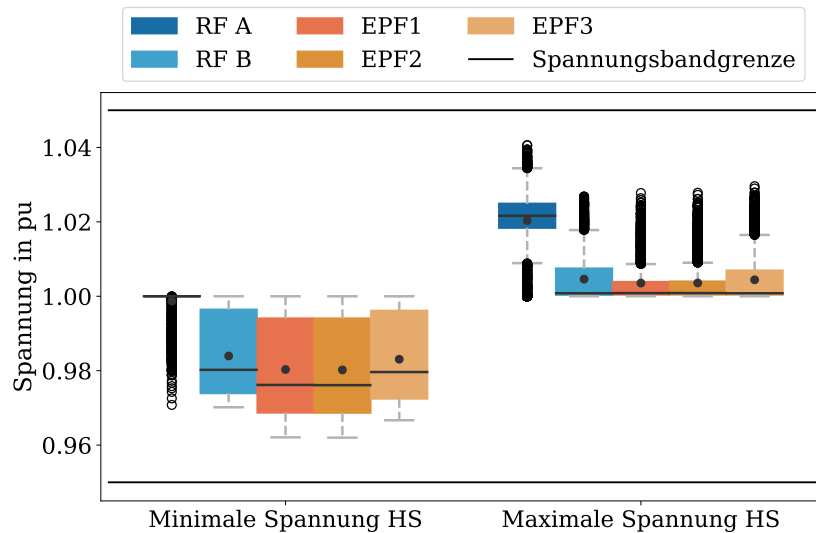


Abbildung 7.6: Minimale und maximale Knotenspannung des HS-Netzes

Bei den maximalen Spannungen des HS-Netzes ist zu erkennen, dass die Spannungen des Referenzfalls A deutlich über den Spannungen der anderen Fälle liegen. Ebenfalls fällt auf, dass bis auf die Spannungsverteilung des Referenzfalls A, sämtliche Verteilungen rechtsschief sind. Die Mediane der maximalen Knotenspannungen des Referenzfalls B und der verschiedenen verwendeten EPFs liegen nah an der Sollspannung des HS-Netzes. Wie bei der minimalen Spannung sind sowohl Ähnlichkeiten zwischen den Verteilungen der EPF1 und EPF2 als auch zwischen der Verteilung des Referenzfalls B und der EPF3 festzustellen. Bei keinem der untersuchten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung treten Spannungsbandverletzungen in dem HS-Netz auf.

Die arithmetischen Mittel, die Standardabweichung sowie die jeweiligen Extrema der minimalen und maximalen Spannungswerte sind in Tabelle 7.4 für das HS-Netz zusammengefasst dargestellt. Die Simulationsergebnisse des HS-Netzes haben gezeigt, dass kein Verfahren der Blindleistungsbereitstellung zu einem spannungskritischen Netzzustand führt. Für die Referenzfälle B sowie die verschiedenen EPFs entspricht dies den Erwartungen, da durch den Einsatz des OPFs Verletzungen der Spannungsgrenzen verhindert werden. Aus Tabelle 7.4 geht hervor, dass die mittlere minimale Spannung und die mittlere maximale Spannung für alle simulierten Fälle ca. 0,02 pu auseinander liegen. Daraus lässt sich ebenfalls das

generell höhere Spannungsniveau des Referenzfall A erkennen. Das niedrige Spannungsniveau bei Referenzfall B und den EPFs im Vergleich mit Referenzfall A, kann durch die höhere kapazitive (untererregte) Blindleistungsabgabe der DEAs und MS-Netze erklärt werden. Die Abgabe untererregter Blindleistung wirkt sich in diesen Fällen spannungsabsenkend auf die Knotenspannungen des HS-Netzes aus. Zusätzlich reduziert sich durch die Blindleistungsbereitstellung der DEAs und MS-Netze im Mittel das in Summe übererregte Blindleistungsverhalten der Netzbetriebsmittel (vgl. Abbildung A.3). Dieses wirkt sich zusätzlich spannungsabsenkend aus.

Tabelle 7.4: Kenngrößen der Spannung für das HS-Netz

	Min Spannung HS			Max Spannung HS		
	$\overline{U}_{\min}$ in pu	$sU_{\min}$ in pu	$U_{\min}$ in pu	$\overline{U}_{\max}$ in pu	$sU_{\max}$ in pu	$U_{\max}$ in pu
RF A	0,9987	$\pm 0,0040$	0,9708	1,0204	$\pm 0,0084$	1,0406
RF B	0,9840	$\pm 0,0107$	0,9702	1,0046	$\pm 0,0066$	1,0268
EPF1	0,9803	$\pm 0,0127$	0,9621	1,0035	$\pm 0,0055$	1,0278
EPF2	0,9802	$\pm 0,0127$	0,9620	1,0036	$\pm 0,0055$	1,0278
EPF3	0,9831	$\pm 0,0114$	0,9667	1,0044	$\pm 0,0065$	1,0296

Bei der EPF1 und EPF2 sind im Vergleich mit der EPF3 und dem Referenzfall B im Mittel sowohl geringere minimale als auch maximale Knotenspannungen festzustellen. Dies lässt sich durch die in Abschnitt 7.1 gezeigte Aufteilung der Blindleistungsbereitstellung nach den Netzebenen erklären. Bei der EPF1 und EPF2 wird durch MS-Netze weniger und durch die DEAs des HS-Netze mehr untererregte Blindleistung bereitgestellt. Die Bereitstellung der untererregten Blindleistung konzentriert sich dadurch auf weniger Knoten des HS-Netzes, wodurch im Mittel geringere minimale und maximale Spannungen auftreten.

Die Extrema der Spannungswerte der MS-Netze sind in Abbildung 7.7 dargestellt. Zu Beginn des Vergleichs wird darauf hingewiesen, dass die Bestimmung der Spannungen für verschiedenen EPFs anhand einzelner Netzmodelle durchgeführt wird. Bei diesen sind Bilanzknoten mit einer fixen Spannung von 1 pu vorhanden, wodurch eine Entkopplung zwischen den Spannungen des HS-Netzes und dem jeweiligen MS-Netz vorliegt.

Aus Abbildung 7.7 geht hervor, dass bei Referenzfall A Spannungsbandverletzungen vorliegen. An fünf Zeitpunkten wird die minimal zulässige Spannung von 0,96 pu unterschritten und bei 6% der gesamt simulierten Zeitpunkte wird die obere Spannungsbandgrenze überschritten. Durch die Verwendung des OPFs können diese bei Referenzfall B nicht auftreten und werden verhindert. Weiterhin ist das Spannungsniveau des Referenzfalls A im Vergleich zum Referenzfall B höher.



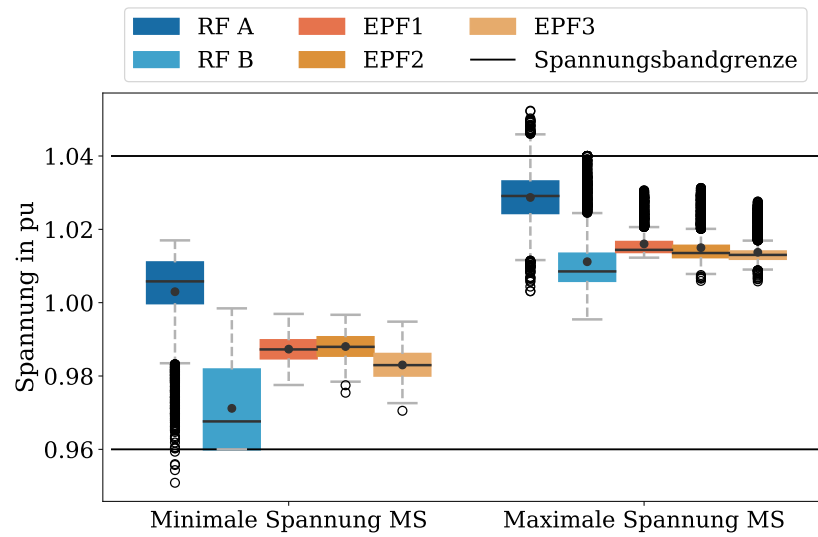


Abbildung 7.7: Minimale und maximale Knotenspannung des MS-Netzes

Weiterhin ist auffällig, dass die Abweichungen der verschiedenen EPFs zu Referenzfall B deutlich größer sind als bei sämtlichen bisherigen durchgeführten Vergleichen. Insbesondere bei den minimalen Knotenspannung ist eine große Abweichung zu erkennen. Diese Abweichungen können durch die Eingangs erwähnte separate Ermittlung der MS-Spannungen bei den EPFs erklärt werden. Durch die Einführung weiterer Bilanzknoten wird das Spannungsniveau bei den EPFs stabilisiert und liegt dichter an der Sollspannung von 1 pu.

In Tabelle 7.5 sind die Kenngrößen der minimalen und maximalen Spannungen der MS-Netze dargestellt. Auffällig sind die geringen Standardabweichungen der Spannungen sowohl bei den minimalen als auch bei den maximalen Knotenspannungen für die drei verwendeten EPFs. Diese können wieder auf die Einführung weiterer Bilanzknoten zurückgeführt werden.

Tabelle 7.5: Kenngrößen der Spannung für die MS-Netze

	Min Spannung MS			Max Spannung MS		
	$\overline{U}_{\min}$ in pu	$s_{U_{\min}}$ in pu	$U_{\min}$ in pu	$\overline{U}_{\max}$ in pu	$s_{U_{\max}}$ in pu	$U_{\max}$ in pu
RF A	1,003	$\pm 0,0113$	0,9509	1,0287	$\pm 0,0074$	1,0524
RF B	0,9712	$\pm 0,0111$	0,96	1,0112	$\pm 0,0082$	1,04
EPF1	0,9873	$\pm 0,0031$	0,9775	1,016	$\pm 0,0038$	1,0307
EPF2	0,988	$\pm 0,0031$	0,9754	1,015	$\pm 0,0045$	1,0313
EPF3	0,983	$\pm 0,0039$	0,9705	1,0137	$\pm 0,0032$	1,0276

Bei der EPF1 und EPF2 treten im Vergleich zu der EPF3 im Mittel sowohl bei der minimalen als auch der maximalen Knotenspannungen höhere Spannungen auf. In Abschnitt 7.1 konnte aufgrund der möglichen Gewinne der Netzbetreiber eine geringere Bereitstellung untererregter Blindleistung durch die MS-Netze bei der Verwendung der EPF1 und EPF2 festgestellt werden. Die größere Bereitstellung untererregter Blindleistung bei der EPF3 wirkt sich spannungsabsenkend aus und erklärt die geringeren mittleren Spannungen.

### 7.3.2 Analyse der Netzbetriebsmittelbelastungen

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der verschiedenen Blindleistungsbereitungsverfahren auf die Auslastung der Netzbetriebsmittel untersucht. Dazu werden eingangs die maximalen Leitungsauslastungen des HS-Netzes und der MS-Netze untersucht. Daran anschließend werden die maximalen Auslastungen der Transformatoren analysiert. Die Untersuchung wird sowohl für die Transformatoren der HöS/HS-Ebene als auch für die Transformatoren der HS/MS-Ebene durchgeführt.

Die maximalen Auslastungen der Leitungen für die simulierten Zeitpunkte sind in Abbildung 7.8 dargestellt. Aus der Abbildung geht hervor, dass die HS-Leitungen im Vergleich zu den MS-Leitungen stärkere Auslastungen aufweisen. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Leitungsauslastungen sämtlicher Fälle rechtsschief verteilt sind.

Der Referenzfall B sowie die verschiedenen EPFs des Blindleistungsmarktes führen im Median zu höheren maximalen Auslastungen der HS-Leitungen als der Referenzfall A. Allerdings sind größere Extremwerte der maximalen Leitungsauslastungen bei Referenzfall A zu beobachten sowie eine Überschreitung der maximal zulässigen Betriebsmittelbelastung.

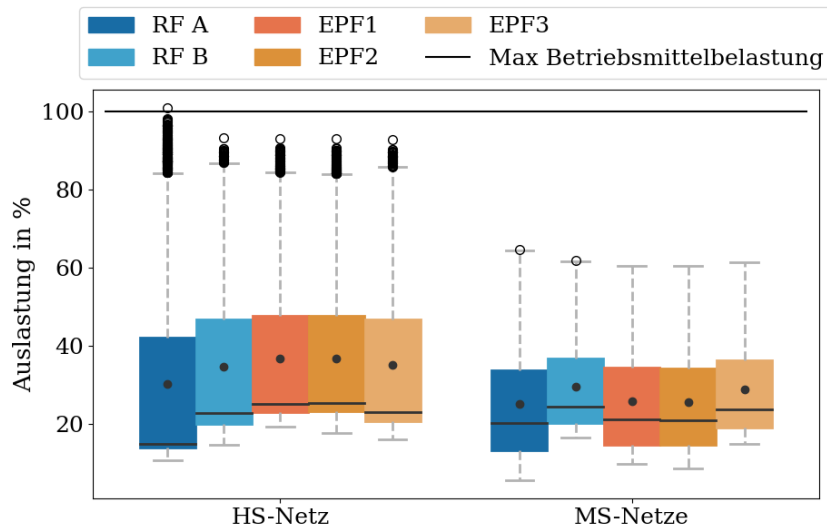


Abbildung 7.8: Maximale Auslastung der Leitungen des HS-Netzes und der MS-Netze

Bei den maximalen Leitungsauslastungen der MS-Netze führen der Referenzfall B und die EPF3 im Median zu den höchsten Auslastungen. Bei der EPF1, EPF2 und dem Referenzfall A treten im Median niedrigere maximale Leitungsauslastungen auf als bei der EPF3 und Referenzfall B. Der Extremwert der maximalen Leitungsauslastung tritt wieder bei Referenzfall A auf. Wie zuvor bei der Analyse der Spannungen sind sowohl Ähnlichkeiten zwischen den Verteilungen der EPF1 und EPF2 als auch zwischen Referenzfall B und EPF3 zu erkennen. Diese Ähnlichkeit ist sowohl bei den maximalen Leitungsauslastungen des HS-Netzes als auch bei den MS-Netzen festzustellen.

Die nachfolgende Tabelle 7.6 gibt die Kenngrößen der Leitungsauslastungen wieder. Im Vergleich zu den anderen Fällen führt Referenzfall A im Mittel zu einer 4-6 % geringeren maximalen Auslastung der HS-Leitungen und einer etwas geringeren maximalen Auslastung der MS-Leitungen. Allerdings treten im Referenzfall A sowohl die höchsten Standardabweichungen als auch die höchsten maximalen Leitungsauslastungen in beiden Netzebenen auf.

Tabelle 7.6: Maximale Auslastung der HS- und MS- Leitungen

	Auslastung HS			Auslastung MS		
	$\overline{L}_l$ in %	$s_{L_l}$ in %	$L_l^{\max}$ in %	$\overline{L}_l$ in %	$s_{L_l}$ in %	$L_l^{\max}$ in %
RF A	30,14	$\pm 24,47$	100,71	25,04	$\pm 15,15$	64,46
RF B	34,58	$\pm 20,50$	93,15	29,52	$\pm 11,93$	61,77
EPF1	36,73	$\pm 19,52$	93,02	25,7	$\pm 13,55$	60,40
EPF2	36,77	$\pm 19,50$	93,01	25,44	$\pm 13,59$	60,29
EPF3	35,02	$\pm 20,25$	92,76	28,75	$\pm 12,30$	61,39

Bei der Betrachtung der arithmetischen Mittel der Leitungsauslastungen des Referenzfalls B sowie der verschiedenen EPFs fällt auf, dass im HS-Netz höhere Auslastungen bei der EPF1 und der EPF2 auftreten als bei der EPF3 und dem Referenzfall B. Für die MS-Netze ist der umgekehrte Fall festzustellen. Dies kann durch die Blindleistungsbereitstellung der DEAs der unterschiedlichen Netzebenen erklärt werden. Aus Abbildung 7.1 (b) wird ersichtlich, dass bei der EPF1 und EPF2 mehr Blindleistung durch DEAs aus den HS-Netzen und weniger durch DEAs aus den MS-Netzen als bei der EPF3 und dem Referenzfall B bereitgestellt wird. Dadurch werden bei der EPF1 und EPF2 die Leitungen des MS-Netzes weniger und die des HS-Netzes mehr durch Blindleistungsflüsse belastet. Daraus lässt sich schließen, dass durch eine stärkere Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung (bei EPF3) der MS-Netze an das HS-Netz Situationen mit kritischen HS-Leitungsauslastungen gelöst werden können.

Abbildung 7.9 zeigt die maximalen Auslastungen der Transformatoren. Weder bei den Transformatoren der HöS/HS-Ebene noch bei den Transformatoren der HS/MS-Ebene sind kritische Auslastungen zu verzeichnen.

Bei den Transformatoren der HöS/HS-Ebene ist zu erkennen, dass Referenzfall B, EPF1, EPF2 und EPF3 zu nahezu identischen Auslastungen führen. Dies kann durch die in Abschnitt 6.3.6 getroffene Annahme, dass der HöS-Netzbetreiber keine Blindleistung bereitstellt erklärt werden. Durch diese Annahme ist der Blindstrom der durch die HöS/HS-Transformatoren fließt in sämtlichen Fällen identisch. Weiterhin sind sämtliche Wirkleistungsentnahmen und -einspeisungen konstant und in Abschnitt 7.2.2 wurde festgestellt, dass die Wirkleistungsverluste des Referenzfalls B und der EPFs sehr ähnlich sind. Dadurch ist der Scheinstrom und somit die Auslastung der HöS/HS-Transformatoren in den betrachteten Fällen identisch.

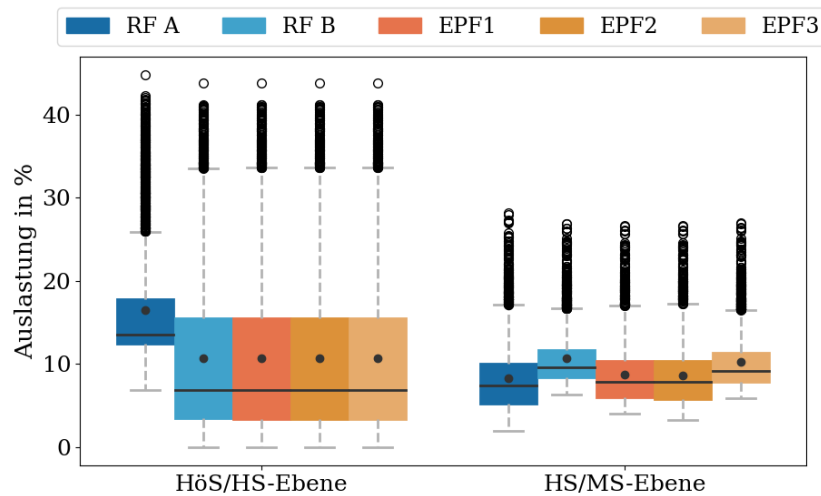


Abbildung 7.9: Maximale Auslastung der HöS/HS- und der HS/MS-Transformatoren

Die maximale Auslastung im Referenzfall A liegt ca. 6 % oberhalb des Medians der anderen Fälle. Dies kann durch die in Abschnitt 7.1

In der nachfolgenden Tabelle 7.7 sind die Kenngrößen der Transformatorauslastungen zusammengefasst. In dieser sind die identischen Mittelwerte, Standardabweichungen und Extremwerte der maximalen Auslastungen zwischen Referenzfall B und den EPFs gut zu erkennen. Bei der Betrachtung der Auslastungen der HS/MS-Transformatoren ist zu erkennen, dass bei der EPF3 und Referenzfall B die höchsten mittleren Auslastungen vorliegen.

Tabelle 7.7: Maximale Auslastung der HöS/HS- und HS/MS-Transformatoren

	Auslastung HöS/HS			Auslastung HS/MS		
	$\overline{L_{trf}}$ in %	$s_{L_{trf}}$ in %	$L_{trf}^{\max}$ in %	$\overline{L_{trf}}$ in %	$s_{L_{trf}}$ in %	$L_{trf}^{\max}$ in %
RF A	16,49	± 6,83	44,7	8,31	± 4,29	28,18
RF B	10,65	± 9,90	43,77	10,64	± 3,20	26,90
EPF1	10,66	± 9,90	43,78	8,77	± 3,85	26,67
EPF2	10,66	± 9,90	43,78	8,63	± 3,94	26,68
EPF3	10,66	± 9,91	43,78	10,22	± 3,32	27,00

Bei der EPF1 und der EPF2 sind im Mittel vergleichbar niedrige Auslastungen wie bei Referenzfall A zu erkennen. Die geringeren Auslastungen der HS/MS-Transformatoren, im Vergleich zu der EPF3 und Referenzfall B, können durch die höheren Gebote der

MS-Netzbetreiber und der daraus resultierenden geringere Blindleistungsbereitstellung der DEAs aus den MS-Netzen erklärt werden (vgl. Abschnitt 7.1).

Bezüglich der Auslastung der Netzbetriebsmittel kann festgehalten werden, dass die marktliche Blindleistungsbereitstellung im Vergleich zu dem aktuellen Verfahren der Blindleistungsbereitstellung (Referenzfall A) in dem betrachteten Untersuchungsmodell im Mittel zu gering höheren Leitungsauslastungen führt. Durch die Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung könnten Leitungen daher zukünftig stärker ausgelastet werden. Dies kann zwar zu höheren Verlusten durch Blindleistungstransporten führen aber stellt kein Problem dar, weil die Kosten für Netzverluste auf dem Blindleistungsmarkt berücksichtigt werden und durch die Verwendung der OPFs sichergestellt werden kann, dass die Auslastungen die maximal zulässigen Betriebsmittelbelastungen nicht überschreiten.

Durch die marktliche Netz-übergreifende Blindleistungsbeschaffung sind bezüglich der Transformatorauslastung mehrere Auswirkungen denkbar. Einerseits könnte durch die steigende Nutzung der DEAs aus den Verteilnetzen bei der Blindleistungsbereitstellung eine Reduzierung der Auslastungen der HÖS/HS-Transformatoren erreicht werden, da durch die ÜNBs weniger Blindleistung für nachgelagerte Netzebenen bereitgestellt werden müsste. In dem Untersuchungsmodell äußerte sich dies in einer Reduzierung der Auslastung um 6 %. Allerdings wird der Blindleistungsfluss am Netzkopplungspunkt begrenzt, wodurch weitere Untersuchungen bezüglich der tatsächlichen Entlastungen notwendig sind. Weiterhin konnten bei der EPF3 und dem Referenzfall B, bedingt durch die hohe Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung von den unterlagerten MS-Netzen an das HS-Netz, höhere HS/MS-Transformatorauslastungen festgestellt werden. Daher können durch die marktliche Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung sowohl Entlastungen als auch zusätzliche Belastungen der Netzbetriebsmittel der verschiedenen Netzebenen entstehen.

## 7.4 VERGLEICH DER EXPECTED PAYMENT FUNCTIONS

In diesem Abschnitt wird eine abschließende Beurteilung des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes und der verschiedenen verwendeten EPFs durchgeführt. Dafür ist eine kurze Übersicht der ökonomischen Untersuchungsergebnisse der vorherigen Abschnitt in Tabelle 7.8 dargestellt. In der Tabelle wird auf die Aufführung des Referenzfalls A verzichtet, da dieser für den direkten Vergleich der erstellten EPFs keine Relevanz hat.

Tabelle 7.8: Überblick über die ökonomischen Untersuchungsergebnisse

	Netzebene	RF B	EPF1	EPF2	EPF3
Gewinne		-	↓/o	↑	-
Bereitgestellte Blindleistung	HS	↓	↑	↑	↓
	MS	↑	↓	↓	↑
Gesamtkosten	HS	↓	↑	↑	↓
	MS	↑	o	↓	↑
Wirkleistungskosten		↑	o	o	↑
Hoch: ↑    Mittel: o    Niedrig: ↓		Keine: -			

In Tabelle 7.8 ist, wie zuvor in Abschnitt 7.2 beschrieben, zu erkennen, dass die EPF3 zu ähnlichen ökonomischen Ergebnissen führt wie der Referenzfall B. Dies wird dadurch erklärt, dass bei der EPF3 angenommen wurde, dass durch die Gebote sämtlicher MS-Netzbetreiber ausschließlich zusätzliche Kosten der Blindleistungsbereitstellung gedeckt werden und diese somit keine Gewinne erzielen. Aus den ähnlichen Ergebnissen zwischen der EPF3 und Referenzfall B, bei welchem der globale Netzbetreiber direkt Blindleistung bei den Anlagenbetreibern kaufen kann, kann geschlussfolgert werden, dass durch den **entwickelten Netz-übergreifenden Blindleistungsmarkt** volkswirtschaftlich effiziente Marktergebnisse erzielt werden können. Auf einem realen freien Markt würden die Netzbetreiber versuchen Gewinne in ihrer Position als Zwischenhändler zu erzielen. Daher ist denkbar, dass Netzbetreiber ausschließlich durch staatliche Eingriffe, **wie Höchstpreise**, und somit auf einem regulierten Markt die EPF3 verwenden würden.

Mit der EPF1 und EPF2 können die Netzbetreiber Gewinne erzielen. Dieses ist auch in Tabelle 7.8 zu erkennen. Allerdings wird in Abschnitt 7.2 ersichtlich, dass Netzbetreiber durch die Verwendung der EPF1 im Mittel zwar Gewinne erzielen, aber einzelne Netzbetreiber starke Verluste bei der Blindleistungsbereitstellung erleiden. Auf einem freien Markt würden diese Netzbetreiber entweder andere Gebote abgeben oder nicht an dem Blindleistungsmarkt teilnehmen. **Abgesehen von den vor-/kleinstädtischen Netzbetreibern ist für die Netzbetreiber die EPF2 die Vorteilhafteste**, da bei dieser im Mittel die höchsten Gewinne erzielt werden. Allerdings steigen sowohl durch die EPF1 als auch durch die EPF2 die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung, da durch die höheren Gebote der MS-Netzbetreiber mehr Blindleistung durch Anlagen des HS-Netzes bereitgestellt wird. Auf einem realen Markt würden die Anlagenbetreiber durch ihre Gewinnerzielungsabsichten ebenfalls höhere Gebote abgeben. Denkbar ist, dass dadurch der Anstieg der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten geringer wird. Die Zahlungen zwischen

den beteiligten Akteuren würden zwar weiter ansteigen, aber die Verteilungswirkung der Blindleistungsbereitstellung wäre eine andere.

Abschließend ist festzuhalten, dass durch sämtliche entwickelten EPFs eine Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung realisiert wurde. Hinsichtlich der Gesamtbewertung der einzelnen EPFs kann keine ideale EPF identifiziert werden. Die Auswirkungen des Verhaltens einzelner Marktakteure auf das Marktergebnis sind bei Blindleistungsmärkten, bei denen eine enge Verbindung zwischen technischen und ökonomische Faktoren vorliegt, besonders schwierig vorherzusagen.



# 8

## Fazit

### 8.1 ZUSAMMENFASSUNG

Im Zuge der Energiewende steigt einerseits die Anzahl an DEAs in den Verteilnetzen [2], andererseits sinkt die Anzahl der konventionellen Kraftwerke in den Übertragungsnetzen [3]. Dadurch verlagern sich Potenziale der Blindleistungsbereitstellung von den Übertragungsnetzen in die Verteilnetze [7]. Da DEAs überwiegend mit Wechselrichtern an das Netz angeschlossen werden, sind diese in der Lage flexibel Blindleistung zu vergleichsweise geringen oder sogar **keinen Investitionskosten** bereitzustellen [11, 12]. In der EU sollen Systemdienstleistungen zukünftig marktlich gehandelt werden [15]. Dies erfordert die Entwicklung marktlicher Konzepte, durch die sowohl eine effiziente Blindleistungsbereitstellung ermöglicht wird als auch die technischen Netzrestriktionen eingehalten werden. In dieser Arbeit wird daher ein Konzept für die marktliche Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung entwickelt und untersucht.

In Kapitel 2 werden in diesem Zuge neben dem aktuellen Beschaffungsprozess der Blindleistung wichtige technische Aspekte bei der Blindleistungsbereitstellung und der Spannungshaltung thematisiert. Daran anschließend werden in Kapitel 3 relevante ökonomische Aspekte für die Ausgestaltung von Märkten aufgezeigt. Nach der Einführung der notwendigen Grundlagen wird die Themenstellung der Arbeit strukturiert nach den eingangs formulierten Forschungsfragen bearbeitet. Diese werden im Folgenden zusammengefasst und beantwortet.

**F1** *Wie kann die marktliche Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung durch DEAs, unter Einhaltung der technischen Randbedingungen, umgesetzt werden?*

Für die Beantwortung der Forschungsfrage 1 werden in Kapitel 4 in der Literatur vorhandene Konzepte für den Blindleistungshandel sowie Konzepte der Netz-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung vorgestellt. In der Literatur sind verschiedene Konzepte für die marktliche Blindleistungsbereitstellung innerhalb eines Netzes zu finden, aber vergleichsweise wenige Ansätze, die eine marktliche Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung

ermöglichen. Die Netz-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung wird überwiegend durch die Bestimmung eines sogenannten Blindleistungsflexibilitätsbereichs eines Netzes ermöglicht. Dieser kann von Netzbetreibern unter Zuhilfenahme von OPFs bestimmt werden und an den vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt werden. Dieser hat dadurch die Möglichkeit Blindleistungsflexibilitäten aus unterlagerten Netzen bei seiner Netzoptimierung zu berücksichtigen.

In Kapitel 5 wird auf Basis dieses Konzeptes ein netzebenenübergreifender Blindleistungsmarkt entwickelt, in welchem Netzbetreiber als Zwischenhändler Blindleistung von Anlagenbetreibern aus ihren Netzen bereitstellen. Ebenfalls wird ein Algorithmus entwickelt, bei dem die Netzbetreiber Gebote von Anlagenbetreibern bei der simultanen Bestimmung ihrer eigenen Gebotsfunktion und der Bestimmung ihres Blindleistungsflexibilitätsbereich einbeziehen können. Dieser Algorithmus stellt die Grundlage der marktlichen Netz-übergreifenden Blindleistungsbereitstellung dar und ermöglicht die Einhaltung der technischen Randbedingungen der Netze.

Für die Beantwortung der weiteren Forschungsfragen wird in Kapitel 6 ein Untersuchungsmodell eingeführt auf Basis dessen der entwickelte Blindleistungsmarkt in Kapitel 7 evaluiert wird.

**F2** *Kann ein Netz-übergreifender Blindleistungshandel trotz der lokalen Zuständigkeitsbereiche der Netzbetreiber zu ökonomisch effizienten Ergebnissen führen?*

Die Netzinformationen über die Netzbetreiber verfügen sind weitestgehend auf ihr Netz begrenzt. Durch den entwickelten Netz-übergreifenden Blindleistungsmarkt werden relevante Informationen für die netzebenenübergreifende Blindleistungsbereitstellung zwischen den Netzbetreibern ausgetauscht. In 7.2 werden die Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung sowohl für den entwickelten Blindleistungsmarkt als auch für einen hypothetischen Referenzfall, bei welchem ein einzelner Netzbetreiber sämtliche Netze betreibt, untersucht. Aus den Ergebnissen kann geschlussfolgert werden, dass mithilfe des entwickelten Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes, unter idealisierten Bedingungen (keine Gewinne der Netzbetreiber und Anlagen), ökonomisch und somit volkswirtschaftlich effiziente Ergebnisse herbeigeführt werden können.

**F3** *Wie wirken sich Gewinne von Marktteilnehmern auf die technischen und ökonomischen Ergebnisse des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes aus?*

Um die Auswirkungen der Gewinne der Netzbetreiber auf die Marktergebnisse untersuchen zu können, werden drei verschiedene Gebotsfunktionen (EPFs) bei der Untersuchung des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes verwendet. Sowohl bei der EPF1 als auch

der EPF2, bei denen die Netzbetreiber höhere Gebote abgeben und dadurch Gewinne erzielen können, wird weniger Blindleistung durch Anlagen aus den MS-Netzen an das HS-Netz bereitgestellt. Durch die geringere Netz-übergreifende Blindleistungsbereitstellung im Vergleich zu der EPF3, bei der keine Gewinne durch die Netzbetreiber erzielt werden, sinken die Transportwege der Blindleistung und somit die Wirkleistungsverluste. Weiterhin wird dadurch die maximale Auslastung der MS-Leitungen und HS/MS-Transformatoren reduziert. Dagegen steigt die Auslastung der HS-Leitungen durch die **zunehmende Blindleistungsbereitstellung**. In dem Untersuchungsmodell wird durch die DEAs untererregte Blindleistung bereitgestellt, weshalb bedingt durch die Gewinne und die steigende Blindleistungsbereitstellung durch DEAs im HS-Netz bei der EPF1 und EPF2 das Spannungsniveau im HS-Netz niedriger ist als bei der EPF3. **Aus selbigen Gründen steigt das Spannungsniveau der MS-Netze durch die Gewinne an**. Obwohl bei der EPF1 und EPF2 geringere **Beschaffungskosten für Netzverluste** auftreten, steigen die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung bei diesen an. Durch das einzelwirtschaftliche Ziel der Kostenminimierung des HS-Netzbetreibers kauft dieser bei der EPF1 und EPF2 mehr Blindleistung bei den Anlagenbetreibern aus seinem eigenen Netz als bei der EPF3. Da die volkswirtschaftlichen Kosten der Anlagenbetreiber quadratisch und somit Grenzkosten der Blindleistung linear mit der bereitgestellten Blindleistungsmenge steigen, übersteigen die Gesamtkosten der steigenden Blindleistungsmenge der DEAs des HS-Netzes die Ersparnisse, die durch die Reduzierung der bereitgestellten Blindleistung der DEAs der MS-Netze entstehen. Generell ist es schwierig allgemein geltende Schlussfolgerungen für die Auswirkung von Gewinnen auf das Marktergebnis zu treffen, da bei Blindleistungsmärkten enge Verbindungen zwischen der Netzsituation, somit technischen Faktoren, und ökonomischen Faktoren, wie dem Verhalten der Marktakteure, bestehen.

## 8.2 AUSBLICK

Für die Untersuchung des Netz-übergreifenden Blindleistungsmarktes werden in Kapitel 6 verschiedene Annahmen für die Testumgebung getroffen. Unter anderem wurde für sämtliche Bilanzknoten eine Spannung von 1 pu angenommen. In Kapitel 7 konnte bei der Untersuchung der maximalen und minimalen Knotenspannungen der MS-Netze festgestellt werden, dass sich diese Annahme spannungsstabilisierend auf die Spannungen der MS-Netze auswirkt. Daher sollten netzebenenübergreifende Spannungsanalysen mithilfe der durch den Netz-übergreifenden Blindleistungsmarkt bestimmten Blindleistungssollwerte an einem Gesamtmodell des Netzes durchgeführt werden. In diesem Zusammenhang ist denkbar, dass die Spannungsabhängigkeit zwischen zwei Netzebenen direkt bei der Bestimmung des Blind-

leistungsflexibilitätsbereichs berücksichtigt wird. Denkbar ist, dass Netzbetreiber mehrere Blindleistungsflexibilitätsbereiche für verschiedene Spannungen des Netzkopplungspunktes erstellen. Weiterhin könnte dem Blindleistungsmarkt ein weiterer Schritt vorangestellt werden, in dem beginnend auf der höchsten Netzebene Netzbetreiber LFB durchführen und die aus diesen ermittelten Spannungen an die entsprechenden nachgelagerten Netzbetreiber übermitteln.

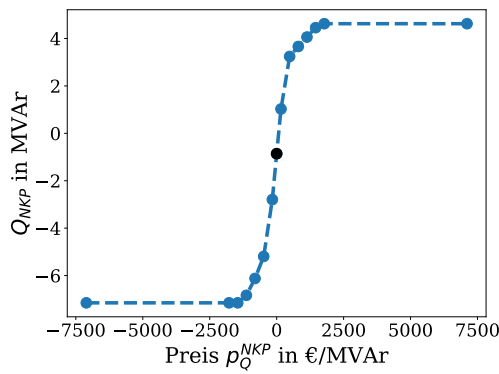
Weiterhin wurden konstante Laststufenschalter von Transformatoren unterstellt. Diese könnten von Netzbetreibern bei der Bestimmung ihres Blindleistungsflexibilitätsbereichs einbezogen werden, um ihren Flexibilitätsbereich zu vergrößern. Daher wäre es interessant diese in dem vorgestellten Ansatz, bei der Bestimmung des Blindleistungsflexibilitätsbereichs, zu berücksichtigen.

Der entwickelte Blindleistungsmarkt ermöglicht den Netz-übergreifenden Blindleistungshandel für Netze, die einen Netzkopplungspunkt zu der vorgelagerten Netzebene aufweisen. In einem Elektroenergiesystem existieren allerdings ebenfalls horizontale Netzverknüpfungen zwischen den Netzen oder **mehrere vertikale Netzkopplungspunkte zu der vorgelagerten Netzebene**. In weiterführenden Forschungsarbeiten sind daher Lösungen zu entwickeln, wie die Teilnahme von Netzen mit den angesprochenen Netzverknüpfungen an dem entwickelten Blindleistungsmarkt ermöglicht wird.

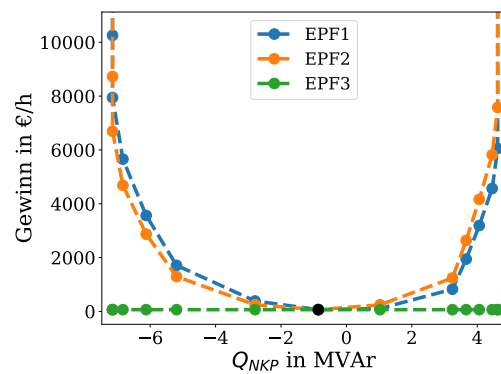
Im Rahmen dieser Arbeit wurden ausschließlich DEAs als Blindleistungsflexibilitäten berücksichtigt. Für weitere Untersuchungen wird daher empfohlen weitere Anlagen wie Kompensationsanlagen von Netzbetreibern oder Ladestationen für Elektrofahrzeuge zu berücksichtigen. **Die Integration dieser in den Blindleistungsmarkt sollte allerdings keine weiteren Schwierigkeiten bereiten.**

Für weitere ökonomische Untersuchungen wird empfohlen die verwendeten EPFs der Anlagenbetreiber zu überdenken. Einerseits konnte in Kapitel 7 festgestellt werden, dass diese verglichen mit den Beschaffungskosten für Netzverluste zu ausgesprochen hohen Kosten führen. Andererseits sollten unterschiedliche EPFs für die Anlagenbetreiber genutzt werden. In der Realität fallen Anlagenbetreibern einerseits unterschiedliche Kosten für die Blindleistungsbereitstellung an, andererseits würden sie ihre Gebote anpassen um höhere Gewinne zu erzielen. In diesem Zusammenhang ist eine detaillierte Untersuchung hinsichtlich der Anfälligkeit für Marktmacht des vorgeschlagenen Blindleistungsmarktes durchzuführen.

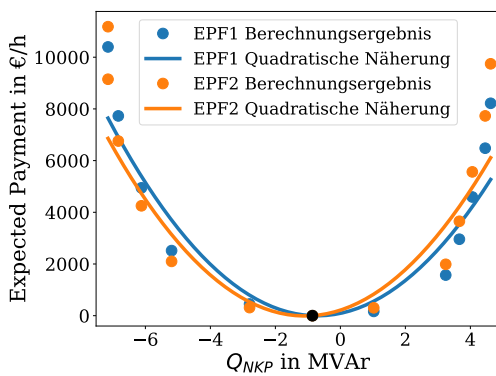
### A.1 EXEMPLARISCHE ERGEBNISSE DES ALGORITHMUS



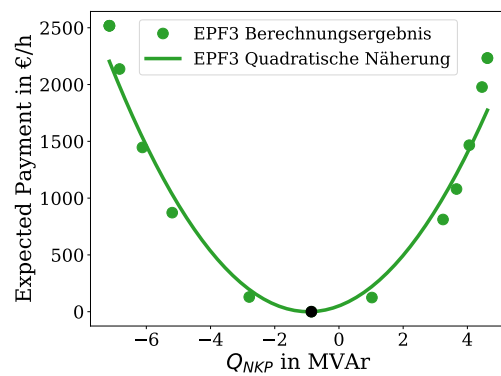
(a) Variation des Preises  $p_Q^{NKP}$  am Netzkopplungs-  
punkt



(b) Gewinn des Netzbetreibers

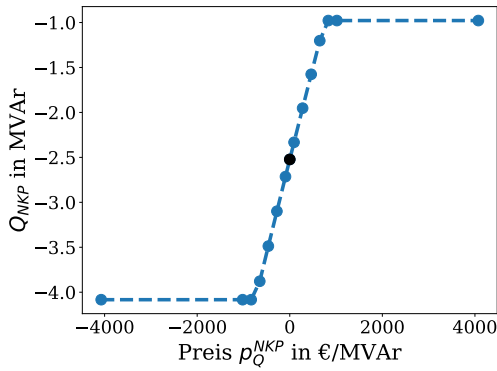


(c) EPF1 und EPF2

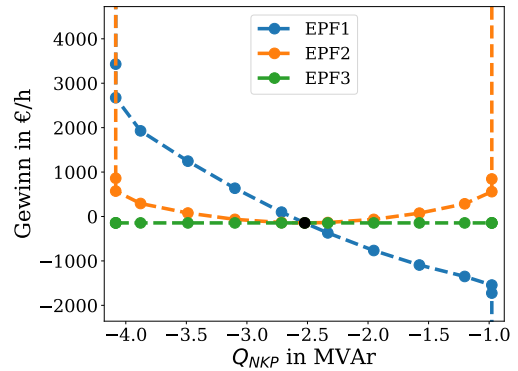


(d) EPF3

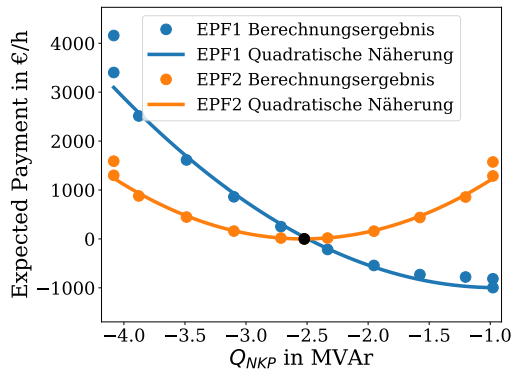
Abbildung A.1: Exemplarische Ergebnisse des entwickelten Algorithmus



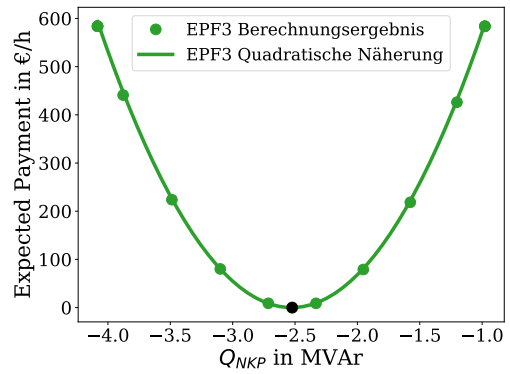
(a) Variation des Preises  $p_Q^{NKP}$  am Netzkopplungs-  
punkt



(b) Gewinn des Netzbetreibers



(c) EPF1 und EPF2



(d) EPF3

Abbildung A.2: Beispiel für negative Funktionswerte bei der EPF1

## A.2 SIMULATIONSERGEBNISSE

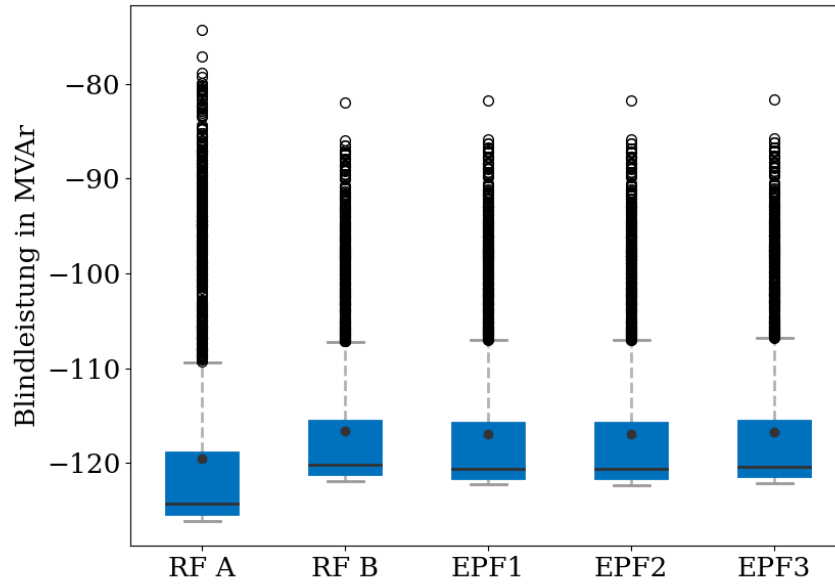


Abbildung A.3: Summe der Blindleistung sämtlicher Netzbetriebsmittel im VZS

## Abbildungsverzeichnis

2.1 Vereinfachte $\pi$ -Ersatzschaltung einer Leitung in Anlehnung an [24] und dazugehöriges Zeigerbild in Anlehnung an [25] . . . . .	6
5.1 EPF einer mit einem Umrichter an das Netz angeschlossenen WEA in Anlehnung an [54] . . . . .	30
5.2 Netz-interne Kommunikation des Blindleistungsmarktes . . . . .	33
5.3 Netzebenenübergreifender Ablauf des Blindleistungsmarktes . . . . .	34
5.4 Netzebenenübergreifender Ablauf des Blindleistungsmarktes . . . . .	35
5.5 Algorithmus zur simultanen Bestimmung des Flexibilitätsbereichs und der EPF eines Netzes . . . . .	37
5.6 Exemplarischer Vergleich verschiedener quadratischer Approximationsverfahren . . . . .	44
6.1 Verwendetes städtisches Hochspannungsnetz . . . . .	48
6.2 Blindleistungs-Kennlinie als Funktion der Wirkleistung $Q(P)$ nach [72] . . .	51
6.3 Zulässiger Betriebsbereich einer DEA nach [14] . . . . .	52
6.4 Maximale Blindleistungsbereitstellung eines Windparks bei der Unterteilung in $N$ gleichgroße WEAs . . . . .	54
7.1 Detaillierte Betrachtung der Blindleistungsbereitstellung durch die DEAs . .	62
7.2 Kosten der Blindleistungsbereitstellung . . . . .	63
7.3 Summe der Wirkleistungsverluste des HS-Netzes und der MS-Netze . . . . .	66
7.4 Gewinne der MS-Netzbetreiber . . . . .	68
7.5 Detaillierte Betrachtung der Gewinne der einzelnen MS-Netzbetreiber bei Verwendung der EPF1 und EPF2 . . . . .	69
7.6 Minimale und maximale Knotenspannung des HS-Netzes . . . . .	71
7.7 Minimale und maximale Knotenspannung des MS-Netzes . . . . .	73
7.8 Maximale Auslastung der Leitungen des HS-Netzes und der MS-Netze . . .	75
7.9 Maximale Auslastung der Hös/HS- und der HS/MS-Transformatoren . . . .	77
A.1 Exemplarische Ergebnisse des entwickelten Algorithmus . . . . .	85



A.2	Beispiel für negative Funktionswerte bei der EPF1 . . . . .	86
A.3	Summe der Blindleistung sämtlicher Netzbetriebsmittel im VZS . . . . .	87

## Tabellenverzeichnis

3.1	Vor- und Nachteile von Auktionen gegenüber bilateralen Verträgen . . . . .	15
4.1	Potenzielle Risiken und Ursachen für ineffiziente Blindleistungsmarktergebnisse	18
6.1	Informationen über das HS-Netz . . . . .	47
6.2	Informationen über die MS-Netze [68] . . . . .	49
7.1	Gesamtkosten der Blindleistungsbereitstellung . . . . .	64
7.2	Wirkleistungsverlustkosten . . . . .	66
7.3	Informationen zu den MS-Netzen . . . . .	69
7.4	Kenngößen der Spannung für das HS-Netz . . . . .	72
7.5	Kenngößen der Spannung für die MS-Netze . . . . .	73
7.6	Maximale Auslastung der HS- und MS- Leitungen . . . . .	76
7.7	Maximale Auslastung der HÖS/HS- und HS/MS-Transformatoren . . . . .	77
7.8	Überblick über die ökonomischen Untersuchungsergebnisse . . . . .	79

## Literaturverzeichnis

- [1] Barth, H., Hidalgo, D., Pohlemann, A., Braun, M., Hansen, L.H., Knudsen, H.: Technical and economical assessment of reactive power provision from distributed generators: Case study area of East Denmark. In: 2013 IEEE Grenoble Conference, pp. 1–6 (16.06.2013 - 20.06.2013). doi:10.1109/PTC.2013.6652377
- [2] Talavera, I., Stepanescu, S., Bennewitz, F., Hanson, J., Huber, R., Oechsle, F., Abele, H.: Vertical Reactive Power Flexibility based on Different Reactive Power Characteristics for Distributed Energy Resources **2015** (2015)
- [3] Zecchino, A., Knezovic, K., Marinelli, M.: Identification of Conflicts between Transmission and Distribution System Operators when Acquiring Ancillary Services from Electric Vehicles. In: 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), pp. 1–6 (26.09.2017 - 29.09.2017). doi:10.1109/ISGTEurope.2017.8260127
- [4] Stanković, S., Söder, L., Hagemann, Z., Rehtanz, C.: Reactive Power Support Adequacy at the DSO/TSO Interface. *Electric Power Systems Research* **190**, 106661 (2021). doi:10.1016/j.epsr.2020.106661
- [5] Stock, D., Sala, F., Berizzi, A., Hofmann, L.: Optimal Control of Wind Farms for Coordinated TSO-DSO Reactive Power Management. *Energies* **11**(1), 173 (2018). doi:10.3390/en11010173
- [6] Talavera, I., Stepanescu, S., Abele, H., Fraz, P., Huber, R., Weck, S., Hanson, J.: FLEXIBLE REACTIVE POWER EXCHANGE BETWEEN MEDIUM AND HIGH VOLTAGE NETWORKS: CASE STUDY (2015)
- [7] BMWi: Endbericht der Kommission zur zukünftigen Beschaffung von Blindleistung (2019). <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/endbericht-endbericht-qkommission.html> Accessed 18.09.2020
- [8] VDN - Verband der Netzbetreiber: TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber **2007**

- [9] Silva, J., Sumaili, J., Bessa, R.J., Seca, L., Matos, M.A., Miranda, V., Caujolle, M., Goncer, B., Sebastian-Viana, M.: Estimating the Active and Reactive Power Flexibility Area at the TSO-DSO Interface. *IEEE Transactions on Power Systems* **33**(5), 4741–4750 (2018). doi:10.1109/TPWRS.2018.2805765
- [10] Hinz, F., Most, D.: Techno-Economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid. *IEEE Transactions on Power Systems* **33**(5), 4809–4818 (2018). doi:10.1109/TPWRS.2018.2816899
- [11] Samimi, A., Nikzad, M., Kazemi, A.: Coupled active and reactive market in smart distribution system considering renewable distributed energy resources and demand response programs. *International Transactions on Electrical Energy Systems* **27**(4), 2268 (2017). doi:10.1002/etep.2268
- [12] Kaempf, E., Ernst, B., Braun, M.: Competitive cross-voltage level procurement of reactive power considering reliable capacity from wind and photovoltaics. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 338 (2019). doi:10.1002/wene.338
- [13] Alejandro Vicente Pastor, Jesus Nieto-Martin, Derek W. Bunn, Liz Varga: 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM): 5-10 Aug. 2018. IEEE, Piscataway, NJ (2018). <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=8540807>
- [14] Stock, D.S., Talari, S., Braun, M.: Establishment of a Coordinated TSO-DSO Reactive Power Management for INTERPLAN Tool. In: 2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), pp. 1–6 (92020). doi:10.1109/SEST48500.2020.9203129
- [15] European Union: DIRECTIVE (EU) 2019/944 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944>
- [16] Doostizadeh, M., Khanabadi, M., Etehad, M.: Reactive Power Provision from Distributed Energy Resources in Market Environment. In: Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE), pp. 1362–1367 (08.05.2018 - 10.05.2018). doi:10.1109/ICEE.2018.8472570
- [17] Rui, F., Tang, K., Li, J., Wang, L., Dong, S., Song, Y.: Reactive Power Provision for Voltage Support Activating Flexibility of Active Distribution Networks via a TSO-DSO Interactive Mechanism. In: 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), pp. 116–121 (21.05.2019 - 24.05.2019). doi:10.1109/ISGT-Asia.2019.8881127

- [18] Hofmann, L.: Elektrische Energieversorgung: Band 1: Grundlagen, Systemaufbau und Methoden. De Gruyter Studium. De Gruyter, Berlin and Boston (2019)
- [19] Schwab, A.J.: Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung Elektrischer Energie, 5. auflage edn. Springer Berlin and Springer Vieweg, Berlin and s.l. (2017)
- [20] Deutsche Energie Agentur GmbH: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien (2014)
- [21] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Strom- verteilnetze in Deutschland bis 2030 (2012). Accessed 05.03.2021
- [22] Parida, S.K., Srivastava, S.C., Singh, S.N.: A review on reactive power management in electricity markets. *International Journal of Energy Sector Management* **5**(2), 201–214 (2011). doi:10.1108/17506221111145986
- [23] VDN - Verband der Netzbetreiber: DistributionCode 2007 - Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen **2007**
- [24] Hofmann, L.: Elektrische Energieversorgung: Band 2: Betriebsmittel und Ihre Quasi-stationäre Modellierung. De Gruyter Studium. De Gruyter, Berlin and Boston (2019)
- [25] INA – Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH: Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit (2016)
- [26] Bundesnetzagentur: Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb: Diskussionspapier. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (16.06.2018). [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/Blindleistungspapier.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/Blindleistungspapier.html) Accessed 29.10.2020
- [27] THE EUROPEAN COMMISSION: Commission Regulation (EU) 2016/1388 of 17 August 2016 establishing a Network Code on Demand Connection (Text with EEA relevance) (2016). <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/1388/oj>
- [28] H. Koepe, J. P. Martinez Fernandez, B. Engel: Technical and Economical Comparison of Reactive Power Provision with Variable Renewable Energy Power Plants and Compensation Systems. In: NEIS 2018; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, pp. 1–6 (2018)

- [29] Ganger, D., Zhao, J., Hedayati, M., Mandadi, A.: A Review and Simulation on Real Time Reactive Power Spot Markets. In: 2013 North American Power Symposium (NAPS), pp. 1–5 (22.09.2013 - 24.09.2013). doi:10.1109/NAPS.2013.6666891
- [30] Raap, M., Raesaar, P., Tiigimägi, E.: REACTIVE POWER PRICING IN DISTRIBUTION NETWORKS. *Oil Shale* **28**(1S), 223 (2011). doi:10.3176/oil.2011.1S.14
- [31] Mohagheghi, E., Alramlawi, M., Gabash, A., Li, P.: A Survey of Real-Time Optimal Power Flow. *Energies* **11**(11), 3142 (2018). doi:10.3390/en11113142
- [32] Frank, S., Steponavice, I., Rebennack, S.: Optimal power flow: a bibliographic survey I. *Energy Systems* **3**(3), 221–258 (2012). doi:10.1007/s12667-012-0056-y
- [33] Bakirtzis, A.G., Biskas, P.N., Zoumas, C.E., Petridis, V.: Optimal power flow by enhanced genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems* **17**(2), 229–236 (2002). doi:10.1109/TPWRS.2002.1007886
- [34] Sun, D., Ashley, B., Brewer, B., Hughes, A., Tinney, W.: Optimal Power Flow By Newton Approach. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* **PAS-103**(10), 2864–2880 (1984). doi:10.1109/TPAS.1984.318284
- [35] Lin, J., Magnago, F.H.: *Electricity Markets: Theories and Applications*. IEEE Press Series on Power Engineering Ser. John Wiley & Sons Incorporated, Somerset (2017). <https://ebookcentral.proquest.com/lib/gbv/detail.action?docID=5015533>
- [36] Kirschen, D.S., Strbac, G.: *Fundamental of Power System Economics*. Wiley, Chichester (2004). <http://www.loc.gov/catdir/description/wiley041/2004004942.html>
- [37] Stoft, S.: *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE Press, Piscataway, NJ (2002)
- [38] Biggar, D., Hesamzadeh, M.R.: *The Economics of Electricity Markets*. IEEE Press, Piscataway, NJ (2014)
- [39] Forner, A.: *Volkswirtschaftslehre: Einführung in die Grundlagen; Sozialprodukt, Wirtschaftssystem, Märkte und Preise, Konjunkturzyklus, Geld- und Finanzpolitik, Zahlungsbilanz und Wechselkurs*, 1. Aufl. edn. Gabler kompakt. Gabler, Wiesbaden (1992)
- [40] Next Kraftwerke GmbH: Day-Ahead-Handel. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel> Accessed 14.01.2021
- [41] Thomas, R.J., Mount, T.D., Schuler, R., Schulze, W., Zimmerman, R., Alvarado, F., Lesieutre, B.C., Overholt, P.N., Eto, J.H.: Efficient and Reliable Reactive-Power Supply

- and Consumption: Insights from an Integrated Program of Engineering and Economic Research. *The Electricity Journal* **21**(1), 70–81 (2008). doi:10.1016/j.tej.2007.12.002
- [42] Ramos, A., de Jonghe, C., Gómez, V., Belmans, R.: Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility. *Utilities Policy* **40**, 26–35 (2016). doi:10.1016/j.jup.2016.03.006
- [43] Pudjianto, D., Djapic, P., Strbac, G., Stojkovska, B., Ahmadi, A.R., Martinez, I.: INTEGRATION OF DISTRIBUTED REACTIVE POWER SOURCES THROUGH VIRTUAL POWER PLANT TO PROVIDE VOLTAGE CONTROL TO TRANSMISSION NETWORK. *AIM*. doi:10.34890/933
- [44] Zhong, J., Bhattacharya, K.: Toward a Competitive Market for Reactive Power. *IEEE Transactions on Power Systems* **17**(4), 1206–1215 (2002). doi:10.1109/TPWRS.2002.805025
- [45] Zhong, J., Nobile, E., Bose, A., Bhattacharya, K.: Localized Reactive Power Markets Using the Concept of Voltage Control Areas. *IEEE Transactions on Power Systems* **19**(3), 1555–1561 (2004). doi:10.1109/TPWRS.2004.831656
- [46] Lagonotte, P., Sabonnadiere, J.C., Leost, J.-Y., Paul, J.-P.: Structural analysis of the electrical system: application to secondary voltage control in France. *IEEE Transactions on Power Systems* **4**(2), 479–486 (1989). doi:10.1109/59.193819
- [47] Singh, A., Chauhan, D.S., Upadhyay, K.G.: Design of reactive power procurement in deregulated electricity market. *International Journal of Engineering, Science and Technology* **3**(1) (2011). doi:10.4314/ijest.v3i1.67641
- [48] El-Samahy, I., Bhattacharya, K., Canizares, C., Anjos, M.F., Pan, J.: A Procurement Market Model for Reactive Power Services Considering System Security. *IEEE Transactions on Power Systems* **23**(1), 137–149 (2008). doi:10.1109/TPWRS.2007.913296
- [49] Rueda-Medina, A.C., Padilha-Feltrin, A.: Distributed Generators as Providers of Reactive Power Support—A Market Approach. *IEEE Transactions on Power Systems* **28**(1), 490–502 (2013). doi:10.1109/TPWRS.2012.2202926
- [50] Rabiee, A., Amjady, N., Shayanfar, H.: Reactive power market development considering power system security. *Electrical Engineering* **92**(4-5), 151–164 (2010). doi:10.1007/s00202-010-0171-5

- [51] Madureira, A.G., Peças Lopes, J.A.: Ancillary services market framework for voltage control in distribution networks with microgrids. *Electric Power Systems Research* **86**, 1–7 (2012). doi:10.1016/j.epsr.2011.12.016
- [52] Ahmadimanesh, A., Kalantar, M.: Two new frameworks for reactive power market considering reactive losses. *International Transactions on Electrical Energy Systems* **27**(10), 2387 (2017). doi:10.1002/etep.2387
- [53] Samimi, A.: Probabilistic day-ahead simultaneous active/reactive power management in active distribution systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* **7**(6), 1596–1607 (2019). doi:10.1007/s40565-019-0535-4
- [54] Samimi, A., Kazemi, A., Siano, P.: Economic-environmental active and reactive power scheduling of modern distribution systems in presence of wind generations: A distribution market-based approach. *Energy Conversion and Management* **106**, 495–509 (2015). doi:10.1016/j.enconman.2015.09.070
- [55] Samimi, A., Kazemi, A.: Coordinated Volt/Var Control in Distribution Systems with Distributed Generations Based on Joint Active and Reactive Powers Dispatch. *Applied Sciences* **6**(1), 4 (2016). doi:10.3390/app6010004
- [56] Amjady, N., Rabiee, A., Shayanfar, H.A.: Pay-as-bid based reactive power market. *Energy Conversion and Management* **51**(2), 376–381 (2010). doi:10.1016/j.enconman.2009.10.012
- [57] Kaempf, E., Stetz, T., Abele, H., Stepanescu, S.: Reliable Controllable Reactive Power for the Extra High Voltage System By High Voltage Distributed Energy Resources: Economic Attractiveness and Practical Implications. *CSE Journal*, CSE 002, June 2015, pp. 14-29 (2015)
- [58] Heleno, M., Soares, R., Sumaili, J., Bessa, R.J., Seca, L., Matos, M.A.: Estimation of the Flexibility Range in the Transmission-Distribution Boundary. In: 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, pp. 1–6 (2015). doi:10.1109/PTC.2015.7232524
- [59] Migliavacca, G., Rossi, M., Six, D., Džamarija, M., Horsmanheimo, S., Madina, C., Kockar, I., Morales, J.M.: SmartNet: H2020 project analysing TSO–DSO interaction to enable ancillary services provision from distribution networks. *CIREN - Open Access Proceedings Journal* **2017**(1), 1998–2002 (2017). doi:10.1049/oap-cired.2017.0104
- [60] Gerard, H., Rivero, E., Six, D.: Basic schemes for TSO-DSO coordination and ancillary services provision: SmartNet project (2016)



- [61] F. Pilo, G. Mauri, B. Bak-Jensen, E. Kämpf, J. Taylor, F. Silvestro: Control and automation functions at the TSO and DSO interface – impact on network planning. *CIRED - Open Access Proceedings Journal* **2017**(1), 2188–2191 (2017). doi:10.1049/oap-cired.2017.0975
- [62] Sarstedt, M., Kluß, L., Dokus, M., Hofmann, L., Gerster, J.: Simulation of Hierarchical Multi-Level Grid Control Strategies. doi:10.13140/RG.2.2.31882.08646
- [63] Doostizadeh, M., Etehad, M.: A New Procedure for Reactive Power Market Clearing Considering Distributed Energy Resources. *International Journal of Engineering* **32**(8) (2019). doi:10.5829/ije.2019.32.08b.09
- [64] Retorta, F., Aguiar, J., Rezende, I., Villar, J., Silva, B.: Local Market for TSO and DSO Reactive Power Provision Using DSO Grid Resources. *Energies* **13**(13), 3442 (2020). doi:10.3390/en13133442
- [65] Thurner, L., Scheidler, A., Schafer, F., Menke, J.-H., Dollichon, J., Meier, F., Meinecke, S., Braun, M.: Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems* **33**(6), 6510–6521 (2018). doi:10.1109/TPWRS.2018.2829021
- [66] Thurner, L., Scheidler, A.: Pandapower Documentation: Optimisation problem. <https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.4.0/opf/formulation.html#cost-functions> Accessed 22.02.2021
- [67] Meinecke, S., Sarajlić, D., Drauz, S.R., Klettke, A., Lauven, L.-P., Rehtanz, C., Moser, A., Braun, M.: SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions Based on Power Flow Analysis. *Energies* **13**(12), 3290 (2020). doi:10.3390/en13123290
- [68] Meinecke, S., Bornhorst, N., Menke, J.-H., Lauven, L.-P., Braun, M., Drauz, S.R., Spalthoff, C., Cronbach, D., Kneiske, T., Klettke, A., Sprey, J., van Leeuwen, T., Moser, A., Sarajlić, D., Kittl, C., Rehtanz, C.: SimBench - Dokumentation: Dokumentationsversion DE-1.0.1 (2020)
- [69] Witzmann, R., Altschäffl, S., Esslinger, P., Lödl, M., Pardatscher, R., Stöckl, G., Viernstein, L.: Verteilnetzstudie Bayern 2013: Ausbaubedarf bis 2021 - Basisszenario (2013)
- [70] Rehtanz, C., Greve, M., Häger, U., Hagemann, Z., Kippelt, S., Kittl, C., Kloubert, M.-L., Pohl, O., Rewald, F., Wagner, C.: Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg (2017). Accessed 05.03.2021

- [71] Westnetz GmbH: Netzverluste und Beschaffungskosten der Verlustenergie (2019). <https://iam.westnetz.de/ueber-westnetz/unser-netz/netzverluste-und-beschaffungskosten-der-verlustenergie> Accessed 24.02.2021
- [72] Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG: Technische Anschlussbedingungen (TAB) Mittelspannung (2019). [https://www.energienetze-mittelrhein.de/enm/Downloads/Stromnetz/Netzanschluss/ANV+NAV\\_neu\\_20190501/2020-05-20\\_TAB%20MS%202020\\_enm.pdf](https://www.energienetze-mittelrhein.de/enm/Downloads/Stromnetz/Netzanschluss/ANV+NAV_neu_20190501/2020-05-20_TAB%20MS%202020_enm.pdf) Accessed 23.02.2021
- [73] Netze BW GmbH: TAB Hochspannung: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Hochspannungsnetz (2020). [https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6tvFlvLot20emQW8ywi8so/365d0ae11142fc1517b936cb1a5af42b/2020-08\\_NetzeBW\\_TAB\\_HS\\_wei\\_\\_\\_final.pdf](https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/6tvFlvLot20emQW8ywi8so/365d0ae11142fc1517b936cb1a5af42b/2020-08_NetzeBW_TAB_HS_wei___final.pdf) Accessed 23.02.2021
- [74] Syna GmbH: Technische Anschlussbedingungen Hochspannung (2019). <https://www.syna.de/corp/netzanschluss/anschlussbedingungen> Accessed 23.02.2021
- [75] VSE Verteilnetz GmbH: Technische Anschlussbedingungen Hochspannung (2020). [https://www.vse-verteilnetz.de/fileadmin/dokumente/Stromnetz/Infopflichten/TAB-HS/TAB\\_HS\\_01052020.pdf](https://www.vse-verteilnetz.de/fileadmin/dokumente/Stromnetz/Infopflichten/TAB-HS/TAB_HS_01052020.pdf) Accessed 23.02.2021
- [76] Westnetz GmbH: Technische Anschlussbedingungen Hochspannung (2019). <https://iam.westnetz.de/fuer-bauherren/ihr-weg-zum-netzanschluss/hochspannung> Accessed 23.02.2021

## **Ehrenwörtliche Erklärung**

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe, dass alle Stellen der Arbeit, die wörtlich oder sinngemäß aus anderen Quellen übernommen wurden, als solche kenntlich gemacht sind und dass die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegt wurde.

---

Hannover, den 27. März 2021

Jan Niklas Bozionek