



Europa-Universität
Flensburg

Interdisziplinäres Institut für Umwelt-,
Sozial- und Humanwissenschaften
Abteilung Energie- und Umweltmanagement

Makroökonomische Bewertung von Wertschöpfungsverlusten aus Stromunterbrechungen in Deutschland

—

Eine regionaldifferenzierte Betrachtung

Dissertation zur Erlangung der Würde eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften (Dr. rer. pol.)

vorgelegt von

Thomas Schröder, M.A.

eingereicht bei

Erstgutachter: Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Europa-Universität Flensburg

und

Zweitgutachter: Prof. Dr. Aaron Praktiknjo, RWTH Aachen

Datum der Einreichung: 05.05.2019

Datum der Disputation: 08.06.2020

Eidesstattliche Versicherung

Vorbemerkung

Diese Dissertation wurde im Zuge des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung geförderten Verbundvorhabens Kollektive Nichtlineare Dynamik Komplexer Stromnetze (CoNDyNet - Collective Nonlinear Dynamic of Complex Electricity Grids; Förderkennzeichen: 03SF0472B) erstellt. Teile der Ergebnisse dieser Dissertation wurden im Abschlussbericht des Teilprojektes IV - Systemanalytische Bewertung von Energiesicherheit im Stromnetz veröffentlicht [Kuckshinrichs et al., 2018]. Die Bearbeitung der Thematik, der regionaldifferenzierten makroökonomischen Analyse von Stromunterbrechungen, findet in der vorliegenden Arbeit jedoch in einem wesentlich differenzierteren und detaillierteren Maße statt, sodass sich Überschneidungen mit den Ergebnissen im Projektbericht eher in Bezug auf generelle Aussagen ergeben. An den Stellen, an denen eine Überschneidung über generelle Aussagen hinausgeht, wird der Projektbericht zitiert.

Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne Hilfsmittel angefertigt habe; die aus fremden Quellen (einschließlich elektronischer Quellen, dem Internet und mündlicher Kommunikation) direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind ausnahmslos unter genauer Quellenangabe als solche kenntlich gemacht. Insbesondere habe ich nicht die Hilfe sogenannter Promotionsberaterinnen / Promotionsberater in Anspruch genommen. Dritte haben von mir weder unmittelbar noch mittelbar Geld oder geldwerte Leistungen für Arbeiten erhalten, die im Zusammenhang mit dem Inhalt der vorgelegten Dissertation stehen. Die Arbeit wurde bisher weder im Inland noch im Ausland in gleicher oder ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt. Auf die Bedeutung einer eidesstattlichen Versicherung und die strafrechtlichen Folgen einer, auch fahrlässigen, falschen oder unvollständigen eidesstattlichen Versicherung und die Bestimmungen der §§ 156, 161 StGB bin ich hingewiesen worden.

Aachen, den 05.05.2019

Thomas Schröder

Danksagung

Es gibt einige Menschen, denen ich in Zusammenhang mit der Erstellung dieser Arbeit zu tiefstem Dank verpflichtet bin. Zuerst möchte ich mich bei Herrn Prof. Dr. Olav Hohmeyer und bei Herrn Prof. Dr. Aaron Praktiknjo dafür bedanken, dass sie mich als externen Doktoranden angenommen und betreut haben und dass sie mir in den Gesprächen und den Doktorandenseminaren viele wertvolle Anregungen und Orientierung gegeben haben.

Darüber hinaus gibt es unter meinen ehemaligen Kollegen am Institut für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) des Forschungszentrum Jülich drei Kollegen, ohne deren Unterstützung ich die intensive und herausfordernde Zeit als Doktorand nicht beendet hätte. Zuerst danke ich Herrn Dr. Kuckshinrichs für die anregenden inhaltlichen Diskussionen und die ausnahmslose Unterstützung, mit der er mich auch in allen schwierigen Situationen begleitet hat. Außerdem möchte ich mich bei meinem guten Freund Dr. Johannes Többen für seine inhaltliche und emotionale Unterstützung, seine Geduld sowie seine kreativen Ideen bedanken, mit der er mir immer wieder einen Ausweg aufzeigen konnte. Bei Dr. Karin Schürmann möchte ich mich vor allem für die schönen fünf Jahre in einem Büro bedanken, du warst mir stets eine sehr wichtige emotionale Stütze.

Natürlich möchte ich mich auch bei meinen übrigen ehemaligen Kollegen in der IEK-STE bedanken, ganz besonders jedoch bei Thomas Kelelaer, Simon Morgenthaler, Bernhard Jesse, Maria Belka, Dr. Peter Stenzel und Dr. Hawal Shamon für die Pausen, das Lachen und die Laufrunden.

Außerdem möchte ich mich bei meinen lieben Eltern für alles, was sie mir auf meinem Lebensweg mitgegeben haben, bedanken. Ohne euch wäre das alles nicht möglich gewesen!

Schlussendlich gilt mein ganz besonderer Dank meiner lieben Freundin Elisabeth Noll. Danke für dein Verständnis, dass ich so manches Wochenende „lieber“ in Jülich als mit dir verbracht habe. Danke für deinen Rückhalt und deine bedingungslose Unterstützung, mit der du mich seit nunmehr fast zehn Jahren in jeder Lebenslage begleitest.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
Abkürzungsverzeichnis	XII
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation	1
1.2 Aufbau der Arbeit	4
2 Theoretischer Rahmen zur Bewertung von Stromversorgungssicherheit.....	7
2.1 Einflussfaktoren auf das Ausmaß einer Stromunterbrechung.....	7
2.1.1 Unterbrechungsfaktoren.....	9
2.1.2 Nachgelagerte Faktoren	12
2.1.3 Sonstige/soziale Faktoren.....	13
2.2 Technische Betrachtung und Bewertung von Stromversorgungssicherheit.....	14
2.2.1 Technische Kennzahlen	14
2.2.2 Technische Präventionsmöglichkeiten.....	18
2.3 Ökonomische Betrachtung und Bewertung von Stromversorgungssicherheit.....	21
2.3.1 Makroökonomische Vermeidungskosten.....	23
2.3.2 Makroökonomische Schadenskosten	24
2.3.3 Ausfallwahrscheinlichkeit.....	25
2.3.4 Makroökonomisches Optimum für Stromversorgungssicherheit.....	25
2.4 Value of Lost Load-Messmethoden.....	26
2.4.1 Direkte Messmethoden	27
2.4.2 Indirekte Messmethoden	31
2.5 Literaturanalyse aktueller Value of Lost Load-Studien.....	35
2.5.1 Charakteristiken und Tendenzen von VoLL-Studien	35
2.5.2 Ergebnisvergleich der VoLL-Studien	39

Inhalt

2.6	Vorschläge zur Steigerung der Aussagekraft vom Value of Lost Load	43
2.7	Zusammenfassung	44
2.8	Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen	46
3	Disaggregation von Stromlastprofilen	50
3.1	State of the Art zur Disaggregation von Stromlastprofilen	50
3.2	Methodik: Cross-Entropy-Ansatz zur Disaggregation von Stromlastprofilen	57
3.2.1	Verwendete Daten	57
3.2.2	Annahmen	61
3.2.3	Cross-Entropy-Modell	67
3.3	Ergebnisse	70
3.3.1	Regionaler und sektoraler Jahresstromverbrauch	70
3.3.2	Regional- und sektoraldifferenzierte Stromlastprofile	74
3.4	Sensitivitätsanalyse	90
3.5	Zusammenfassung	95
3.6	Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen	97
4	Regional- und sektoraldifferenzierte Analyse von Stromunterbrechungen	99
4.1	Der regional- und sektoraldifferenzierte VoLL	101
4.2	Minimale und maximale Wertschöpfungsverluste	107
4.3	Interpretation minimaler und maximaler Wertschöpfungsverluste	132
4.4	Szenarien partieller Stromunterbrechungen	134
4.4.1	Szenario 1 - Random Rationing	135
4.4.2	Szenario 2 – Efficient Time Unconstraint Rationing	136
4.4.3	Szenario 3 – Efficient Time Constraint Rationing	136
4.4.4	Szenario 4 – Proportional Rationing	137
4.5	Wertschöpfungsverluste partieller Stromunterbrechungen	137
4.6	Interpretation partieller Stromunterbrechungen	152
4.7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen für das weiter Vorgehen	154

Inhalt

5	Input-Output-Analyse	156
5.1	Theoretische Grundlagen der Input-Output-Rechnung	157
5.1.1	Statisch offenes Mengenmodell.....	159
5.1.2	Annahmen und Kritik an der Input-Output-Rechnung und dem statisch offenen Mengenmodell.....	161
5.2	Multiregionale Input-Output-Tabelle und -Analyse	162
5.3	Multiregionale Input-Output-Analyse von Stromunterbrechungen.....	164
5.3.1	Wertschöpfungsverluste nationaler Stromunterbrechungen	165
5.3.2	Strukturelle Analyse nationaler Stromunterbrechungen.....	169
5.3.3	Wertschöpfungsverluste partieller Stromunterbrechungen.....	186
5.3.4	Analyse partieller Stromunterbrechungen.....	190
5.4	Zusammenfassung	195
6	Fazit	197
6.1	Zusammenfassung der Kernergebnisse.....	197
6.1.1	Kapitel 2	197
6.1.2	Kapitel 3	199
6.1.3	Kapitel 4	200
6.1.4	Kapitel 5	202
6.2	Ergebnisse der Arbeit.....	204
6.3	Ausblick, weiterer Forschungsbedarf	206
	Literaturverzeichnis	210
	Anhang	XIV

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	SAIDI-Werte 2014 im europäischen Vergleich	18
Abbildung 2:	Eingriffshäufigkeit und Redispatchkosten in Deutschland.....	20
Abbildung 3:	Optimales Level Versorgungssicherheit	25
Abbildung 4:	Vergleich aktueller VoLL-Studien zu industriellen und gewerblichen Endnutzern	40
Abbildung 5:	Vergleich aktueller VoLL-Studien zu privaten Endnutzern	41
Abbildung 6:	Geschätztes Lastprofil und ENTSO-E Zielprofil; durchschnittliche stündliche Abweichung.....	67
Abbildung 7:	Regionale und sektorale Abweichungen der Modellergebnisse von der ersten Schätzung	71
Abbildung 8:	Sektorale Zusammensetzung der regionalen Jahresstromverbräuche	74
Abbildung 9:	Vergleich der sektoralen Lastprofile mit dem ENTSO-E Zielprofil	75
Abbildung 10:	Nationale Stromlastprofile für fünf aggregierte Sektoren.....	77
Abbildung 11:	Abgleich von Stromnachfrage der Industrie, des GHD und der privaten Haushalte mit dem Strompreis am Spotmarkt (EPEX)	81
Abbildung 12:	Vergleich regionaler Lastprofile.....	86
Abbildung 13:	Relative Abweichung je Bundesland vom nationalen Lastprofil	89
Abbildung 14:	Vergleich der Priors und der Ergebnisse für die Modelle A - D	93
Abbildung 15:	Direkte Wertschöpfungsverluste in € je Bundesland für 1h Stromunterbrechung in einem Bundesland	112
Abbildung 16:	Direkte Wertschöpfungsverluste in € je Bundesland bei 1h Stromunterbrechung in ganz Deutschland	115
Abbildung 17:	Direkte Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig in € für 1h Stromunterbrechung in einem Wirtschaftszweig	116
Abbildung 18:	Direkte Wertschöpfungsverluste in € je Wirtschaftszweig bei 1h Stromunterbrechung in ganz Deutschland	119
Abbildung 19:	Rangplatz minimaler und maximaler regionaler Wertschöpfungsverluste je Stromunterbrechungslänge.....	123
Abbildung 20:	Rangplatz minimaler und maximaler sektoraler Wertschöpfungsverluste je Stromunterbrechungslänge.....	127
Abbildung 21:	Minimale und maximale Wertschöpfungsverluste bei regionaler und sektoraler Unterteilung für 1h Stromunterbrechung.....	128

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 22:	Stündliche Verteilung der Wertschöpfungsverluste aus 2h Stromunterbrechungen je Szenarioahmen	151
Abbildung 23:	Stündliche Verteilung der Wertschöpfungsverluste aus 4h Stromunterbrechungen je Szenarioahmen	152
Abbildung 24:	Interregionalen Verflechtung während einer 1h Stromunterbrechung (Minimalsituation)	176
Abbildung 25:	Interregionalen Verflechtung während einer 1h Stromunterbrechung (Maximalsituation)	177
Abbildung 26:	Veränderung regionaler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 2,5 GWh-Stromunterbrechungen	192
Abbildung 27:	Veränderung sektoraler Wertschöpfungsverluste unter Berücksichtigung indirekter Wertschöpfungsverluste bei partiellen Stromunterbrechungen.	194
Abbildung 28:	Minimale und maximalen Wertschöpfungsverluste bei regionaler und sektoraler Unterteilung für 2h Stromunterbrechung.....	XV
Abbildung 29:	Minimale und maximalen Wertschöpfungsverluste bei regionaler und sektoraler Unterteilung für 4h Stromunterbrechung.....	XVI
Abbildung 30:	Interregionalen Verflechtung während einer 2h Stromunterbrechung (Minimalsituation)	XXXVI
Abbildung 31:	Interregionalen Verflechtung während einer 2h Stromunterbrechung (Maximalsituation)	XXXVI
Abbildung 32:	Interregionalen Verflechtung während einer 4h Stromunterbrechung (Minimalsituation)	XXXVII
Abbildung 33:	Interregionalen Verflechtung während einer 4h Stromunterbrechung (Maximalsituation)	XXXVII
Abbildung 34:	Veränderung regionaler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 5 GWh-Stromunterbrechungen	L
Abbildung 35:	Veränderung regionaler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 7,5 GWh-Stromunterbrechungen .	LI
Abbildung 36:	Veränderung sektoraler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 5 GWh-Stromunterbrechungen ...	LII
Abbildung 37:	Veränderung sektoraler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 7,5 GWh-Stromunterbrechungen	LIII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Einflussfaktoren auf das Ausmaß einer Stromunterbrechung.....	9
Tabelle 2:	Übersicht technische Kennzahlen für Versorgungssicherheit.....	15
Tabelle 3:	Entwicklung SAIFI, SAIDI und CAIDI für Deutschland.....	16
Tabelle 4:	Struktur der Unterbrechungskosten verschiedener Endnutzer	22
Tabelle 5:	VoLL-Messmethoden	26
Tabelle 6:	Vor- und Nachteile von Blackout-Studien.....	28
Tabelle 7:	Vor- und Nachteile von Methoden zur Erhebung der Zahlungsbereitschaft	30
Tabelle 8:	Vor- und Nachteile von Erhebungen zu direkten Kosten	31
Tabelle 9:	Vor- und Nachteile des makroökonomischen Ansatzes: Produktionsfunktion.....	32
Tabelle 10:	Vor- und Nachteile des makroökonomischen Ansatzes: Haushaltseinkommens	34
Tabelle 11:	Vor- und Nachteile des Revealed Preferences-Ansatzes (Marktverhalten).	35
Tabelle 12:	Übersicht über VoLL-Studien zwischen 2004 und 2014.....	36
Tabelle 13:	Übersicht über verwendete Disaggregationsansätze in Deutschland	54
Tabelle 14:	Aggregation der Wirtschaftszweige zur NACE-Klassifikation	59
Tabelle 15:	Übersicht und Erklärung zu Standardlastprofile (RLC)	62
Tabelle 16:	Modifizierte Zuteilung von Standardlastprofilen zu Wirtschaftszweigen ...	65
Tabelle 17:	Stromnachfrage der Industriesektoren und installierte Leistung industrieeigener Stromerzeugungsanlagen.....	79
Tabelle 18:	Korrelation sektorale Stromlastprofile und EPEX-Strompreis	82
Tabelle 19:	Modellvarianten und berücksichtigte Annahmen.....	91
Tabelle 20:	Regional und sektoral differenzierter VoLL (€/kWh), 2011	103
Tabelle 21:	Berücksichtigung der Einflussfaktoren auf eine Stromunterbrechung in der Analyse.....	109
Tabelle 22:	Minimale und maximale direkte Wertschöpfungsverluste je Region und Zeitspanne der Stromunterbrechung in Mio. €.....	121
Tabelle 23:	Minimale und maximale direkte Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig und Zeitspanne auf nationaler Ebene in Mio. €.....	124
Tabelle 24:	Veränderungen der sektoralen Anteile der Wertschöpfungsverluste je Region von Minimal- zu Maximalsituation	131

Tabellenverzeichnis

Tabelle 25:	Szenarienergebnisse für direkte Wertschöpfungsverluste bei partiellen Stromunterbrechungen in Deutschland.....	138
Tabelle 26:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 1h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen.....	143
Tabelle 27:	Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 1h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen.....	145
Tabelle 28:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 2h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen.....	146
Tabelle 29:	Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 2h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen.....	147
Tabelle 30:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 4h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen.....	148
Tabelle 31:	Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 4h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen.....	149
Tabelle 32:	Aufbau einer Input-Output-Tabelle	158
Tabelle 33:	Aufbau einer Multiregionalen Input-Output-Tabelle	162
Tabelle 34:	Leontief-Multiplikator je Bundesland und Wirtschaftszweig, 2011	166
Tabelle 35:	Gesamtwertschöpfungsverluste je Region und Zeitspanne in Mio. €	168
Tabelle 36:	Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 1h nationaler Stromunterbrechungen - nationale Betrachtung.....	172
Tabelle 37:	Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 1h nationaler Stromunterbrechungen - regionale Betrachtung	173
Tabelle 38:	Verhältnis direkter inländischer Wertschöpfungsverluste zu gesamten Wertschöpfungsverlusten je Region bei 1h Stromausfall.....	178
Tabelle 39:	Prozentuale Anteile der regionalen Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig und Wirkungsebene bei 1h nationaler Stromunterbrechung.....	180
Tabelle 40:	Direkte und gesamte Wertschöpfungsverluste partieller Stromunterbrechungen in Deutschland.....	189
Tabelle 41:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren	XVII
Tabelle 42:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren	XVIII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 43:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren XIX
Tabelle 44:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren XX
Tabelle 45:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren XXI
Tabelle 46:	Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen..... XXI
Tabelle 47:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 SektorenXXII
Tabelle 48:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 SektorenXXIII
Tabelle 49:	Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen.....XXIII
Tabelle 50:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren XXIV
Tabelle 51:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 SektorenXXV
Tabelle 52:	Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen.....XXV
Tabelle 53:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren XXVI
Tabelle 54:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren XXVII
Tabelle 55:	Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen..... XXVII
Tabelle 56:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 SektorenXXVIII
Tabelle 57:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren XXIX
Tabelle 58:	Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen..... XXIX
Tabelle 59:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 SektorenXXX

Tabellenverzeichnis

Tabelle 60:	Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren XXXI
Tabelle 61:	Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen..... XXXI
Tabelle 62:	Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 2h nationaler Stromunterbrechungen - nationale Betrachtung..... XXXII
Tabelle 63:	Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 4h nationaler Stromunterbrechungen - nationale Betrachtung.....XXXIII
Tabelle 64:	Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 2h nationaler Stromunterbrechungen - regionale Betrachtung.....XXXIV
Tabelle 65:	Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 4h nationaler Stromunterbrechungen - regionale Betrachtung.....XXXV
Tabelle 66:	Verhältnis direkter inländischer Wertschöpfungsverluste zu gesamten Wertschöpfungsverlusten je Region, bei 2h Stromausfall XXXVIII
Tabelle 67:	Verhältnis direkter inländischer Wertschöpfungsverluste zu gesamten Wertschöpfungsverlusten je Region, bei 2h StromausfallXXXIX
Tabelle 68:	Prozentuale Anteile der regionalen Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig und Wirkungsebene bei 2h nationaler Stromunterbrechung..... XL
Tabelle 69:	Prozentuale Anteile der regionalen Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig und Wirkungsebene bei 4h nationaler Stromunterbrechung..... XLV

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über die Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BL	Bundesland
BWS	Bruttowertschöpfung
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CE	Cross-Entropy
CPA	Classification of Products by Activity
CRM	Contingent Ranking Method
CVM	Contingent Valuation Method
EPEX	European Power Exchange
EC	Electricity Consumption
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GAMS	General Algebraic Modeling System
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde(n)
IEEE	Institute of Electrical and Electronical Engineers
Ind.	Industrie
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LoLP	Loss of Load Probability
Maxent	Maximum-Entropy Modelle
ME	Maximum-Entropy
MRIO	Multiregionale Input-Output-Tabelle

Abkürzungsverzeichnis

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NACE	Statistischen Systematik der Wirtschaftszweige der Europäischen Union - Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne)
RLC	Representative Load Curve – Standardlastprofil
row	rest of the world
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
TWh	Terrawattstunden
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke
VoLL	Value of Lost Load
WTA	Willingness to Accept
WTP	Willingness to Pay
WZ	Klassifikation der Wirtschaftszweige

1 Einleitung

1.1 Motivation

Moderne Industriegesellschaften sind hochgradig von Strom abhängig, sodass Elektrizität sowohl als ein essentieller Input-Faktor für alle ökonomischen Prozesse als auch als Grundlage vieler Arten der Lebensgestaltung verstanden werden kann. Gleichzeitig bildet die elektrische Infrastruktur das Zentrum aller kritischen Infrastrukturen. Von dieser hängen viele sensible und kritische Infrastrukturen ab, wie beispielsweise die Wasser- oder Gasversorgung [Yusta et al., 2011, S. 610f.]. In allen Teilen der Welt bergen Stromunterbrechungen daher ein hohes destruktives Potential, dass das gesellschaftliche System kollabieren lassen und so zu einer nationalen Katastrophe führen kann [Petermann et al., 2010, S. 30f.], von der sowohl Wirtschaftsprozesse als auch das gesellschaftliche Zusammenleben gleichermaßen betroffen sind. So können Stromunterbrechungen für die Ökonomie Produktionsausfälle sowie Schäden an Produktionsanlagen zur Folge haben [Rose et al., 2004, S. 181, Munasinghe und Sanghvi, 1988, S. 6f.]. Beeinträchtigungen im gesellschaftlichen Zusammenleben können in vielen Bereichen des täglichen Lebens auftreten, wie dem Zusammenbruch der Informations- und Telekommunikationstechnik oder dem Ausfall von Verkehrsleitsystemen wie Ampeln oder Bahnsignalen [Petermann et al., 2010, S. 64ff.].

Eine Stromunterbrechung tritt auf, wenn Endnutzer mit weniger als der benötigten Elektrizität versorgt werden [Ajodhia, 2006, S. 84]. Dabei kann eine Stromunterbrechung vielfältige Gründe haben. Sie kann beispielsweise aufgrund von technischen oder menschlichen Fehlern oder Überforderungen auf den verschiedenen Ebenen des Energiesystems, wie Störungen in der Erzeugungs-, Übertragungs- oder Verteilungsstruktur, oder aber auch als Folge von Rohstoffmangel auftreten [Ajodhia, 2006, S. 83]. Neben den klassischen Gründen für Stromunterbrechungen existieren zunehmend auch Terrorakte als potentieller Grund für Stromunterbrechungen. Für großflächige Stromunterbrechungen stellen vor allem Cyberangriffe eine zunehmende Gefahrenquelle dar. Erst kürzlich berichtete die Süddeutsche Zeitung über Hackerangriffe auf eine Tochtergesellschaft eines deutschen Energieversorgers [Krause und Tanriverdi, 2018a]. In diesem Zusammenhang zeigen auch die Stromunterbrechungen in der Ukraine im Dezember 2015 und Dezember 2016 die hochgradige Vulnerabilität des Energiesystems gegenüber Hackerangriffen [Krause und Tanriverdi, 2018b, S. 20ff.].

Selbst unter den Rahmenbedingungen der klassischen zentralistischen Funktionsweise des Elektrizitätssystems, in dem große fossile Kraftwerke Elektrizität in das Stromnetz einspeisen

[Oeding und Oswald, 2016, S. 7f.], stellt die Aufrechterhaltung der Netzstabilität, in der Angebot und Nachfrage ausbalanciert sind, eine komplexe planerische und operative Aufgabe dar [Schwab, 2006, S. 53ff.]. Jedoch kann diese nicht immer gelöst werden, was sich bereits anhand einer kleinen Übersicht großflächiger Stromunterbrechungen der vergangenen 15 Jahre, welche ihren Ursprung nicht in Extremwettersituationen haben, zeigt. Diese Stromunterbrechungen traten in den unterschiedlichsten Ländern auf verschiedenen Kontinenten auf [Veloza und Santamaria, 2016, s. 42f.].

Viele Staaten bzw. Staatenverbünde streben das Ziel einer nachhaltigkeitsorientierten Transformation des Energiesystems an. Dabei sollen fossile Großkraftwerke durch Erneuerbare Energien ersetzt werden [European Environment Agency, 2017, S. 33ff.]. Hohmeyer und Bohm [2015, S. 74ff.] zeigen sehr anschaulich, wie die Idee von 100% erneuerbaren Energiesystemen die wissenschaftliche Diskussion verlassen und zu einem Paradigmenwechsel in der Energiepolitik geführt hat. Für die Elektrizitätsversorgung sind damit tiefgreifende Veränderungen in der Erzeugungsstruktur durch die Integration erneuerbarer Energien verbunden, welche sich beispielsweise durch eine volatile und stochastische Einspeisung in das Stromnetz charakterisieren [Kuang et al., 2016, S. 509]. Das Ziel der nachhaltigkeitsorientierten Transformation zieht daher, neben Veränderungen in der Stromerzeugungsstruktur, weitere Anpassungsmaßnahmen nach sich, wie den Ausbau des Stromnetzes, um es an die neuen Gegebenheiten und Anforderungen anzupassen [Burgholzer und Auer, 2016].

Auf Grundlage dieser tiefgreifenden Veränderungen werden von den Energieunternehmen zwei politische Richtungsentscheidungen der letzten zehn bis zwanzig Jahre genannt, die den Aufwand zur Sicherung der ununterbrochenen Stromversorgung ansteigen lassen. Hierbei handelt es sich einerseits um die Liberalisierung und Privatisierung des Energiesektors sowie andererseits um den Ausbau Erneuerbarer Energien und dessen Integration in das Stromnetz [Bruch et al., 2011, S. 5f.]. Auswirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien auf das Management der Stromnetze können beispielsweise anhand des stark gestiegenen Einsatzes von Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland in den vergangenen Jahren beobachtet werden. Dabei zeigt sich, dass die Sicherung der Stromversorgung im Verlauf der vergangenen Jahre herausfordernder, d.h. mit größerem Aufwand [Fischer et al., 2016, S. 1583, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2018, S. 13] und mit steigenden Kosten, verbunden ist [Bundesnetzagentur, 2018c].

Die Vielzahl, die regionale Verteilung und die vielfältigen Ursachen von Stromunterbrechungen machen deutlich, dass es sich bei der wissenschaftlichen Analyse von

Stromunterbrechungen um eine Herausforderung handelt, die nicht auf ein spezielles Land oder eine Region beschränkt ist und somit ein international relevantes Forschungsfeld darstellt. Neben der Identifizierung technischer Optionen und Instrumente zur Vermeidung bzw. zum erfolgreichen Management solcher Ereignisse stellt sich aus ökonomischer Perspektive die Frage nach den Kosten einer Stromunterbrechung. Hierbei kann grob zwischen Schadens- und Vermeidungskosten differenziert werden. Als Schadenskosten werden die Kosten verstanden, die aus einer Stromunterbrechung resultieren. Diese können für Industrie und Gewerbe in Form von direkten und indirekten Wertschöpfungsverlusten oder als Schäden an Produktionsanlagen auftreten. Demgegenüber stehen die Vermeidungskosten, die mit der Vermeidung von Stromunterbrechungen verbunden sind [Schröder und Kuckshinrichs, 2015, S. 3]. Hier kann es sich beispielsweise um Investitionen in das Elektrizitätssystem oder Kosten von Redispatchmaßnahmen handeln. Für Deutschland können Projektbeschreibungen, beispielsweise zum Netzausbau [Bundesnetzagentur, 2015] oder aber auch Berichte der Übertragungsnetzbetreiber zu Kosten von Redispatchmaßnahmen Auskunft über die Höhe anfallender Vermeidungskosten geben [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2018].

Im Gegensatz zu den Vermeidungskosten existieren zu den Schadenskosten wenige Informationen, die außerdem nicht von Behörden über die amtlichen Statistiken zur Verfügung gestellt werden. Vielmehr sind diese Informationen Ergebnis wissenschaftlicher Forschung. Aus der Literatur ergibt sich, dass die Schadenskosten in der Regel über den Value of Lost Load (VoLL) erfasst und monetarisiert werden [Schröder und Kuckshinrichs, 2015, S. 4]. Dabei stehen vor allem die direkten Wertschöpfungsverluste, die aus einer Stromunterbrechung resultieren, im Zentrum der Studien. Die Schäden an Produktionsanlagen werden oftmals aufgrund ihrer hochgradig heterogenen Struktur vernachlässigt, da diese sehr schwer zu erfassen sind.

Für Deutschland können im Zusammenhang der Analyse von Schadenskosten die Studien von Praktijnjo et al. [2011], Growitsch et al. [2013], Piaszeck et al. [2013] und Röpke [2013] als wichtige Beiträge zur Ermittlung des VoLL genannt werden. Praktijnjo et al. [2011] und Röpke [2013] berechnen den VoLL als ein statisches Verhältnis von direkter Wertschöpfung und Jahresstromverbrauch für unterschiedliche Wirtschaftszweige. Growitsch et al. [2013] sowie Wolf und Wenzel [2015] gehen einen Schritt weiter und kombinieren den VoLL mit Lastprofilen, sodass zeitabhängige Analysen der direkten Wertschöpfungsverluste möglich werden. Ein Nachteil dieses Vorgehens besteht darin, dass lediglich Standardlastprofile genutzt werden, die keine regional- und sektoraldifferenzierten Aussagen in einem systemisch-energiewirtschaftlichen Kontext zulassen. Aber gerade dieser ist von großer Bedeutung, wenn die Analyseergebnisse eine Entscheidungshilfe für das Management von Stromunterbrechungen darstellen

sollen. Insgesamt existiert somit kein methodisches Vorgehen zur Ermittlung belastbarer Wertschöpfungsverluste, das Konsistenz und Differenziertheit gleichermaßen genügt, sodass hier großer Forschungsbedarf identifiziert wurde [Schröder und Kuckshinrichs, 2015, S. 10f.].

Aus den bisherigen Ausführungen ergeben sich die zwei Ziele der vorliegenden Arbeit: Erstens, die Entwicklung eines systemisch konsistenten methodischen Vorgehens zur Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten aus Stromunterbrechungen mit dem Ziel, einen belastbaren theoretischen Rahmen zu definieren, welcher sowohl internationale als auch innerstaatliche Vergleichbarkeit garantiert. Dies wird als notwendige Voraussetzung für das zweite Ziel der Arbeit angesehen: Die Analyse und Berechnung potentieller Wertschöpfungsverluste in den Wirtschaftszweigen, die sich aus Stromunterbrechungen unterschiedlicher Konfigurationen in Deutschland ergeben. Dabei werden Stromunterbrechungen nach den Kriterien Startzeitpunkt und Dauer differenziert. Dieses Ziel umfasst somit eine zeitabhängige Betrachtung der potentiellen Wertschöpfungsverluste. Um den unterschiedlichen regionalökonomischen Strukturen in den Bundesländern Rechnung zu tragen, wird zwischen unterschiedlichen Wirtschaftszweigen je Bundesland differenziert. Die monetären Folgen von Stromunterbrechungen für private Haushalte werden aus Gründen grundlegender methodischer Hindernisse (siehe beispielsweise Woo und Pupp [1992, S. 112], Sanghvi [1982, S. 185], London Economics [2013b, S. 18]) in dieser Arbeit nicht betrachtet.

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit ist wie folgt strukturiert:

Kapitel 2 definiert zunächst den Charakter einer Stromunterbrechung und die Einflussfaktoren auf diese, um das Verständnis von Stromunterbrechungen in dieser Arbeit in einen klar abgegrenzten und definitorischen Rahmen zu setzen. In diesem Zusammenhang werden die unterschiedlichen Kostenarten diskutiert. Da ein Fokus dieser Dissertation auf der Berechnung der Wertschöpfungsverluste liegt, bietet Kapitel 2 ebenfalls eine Literaturübersicht bisheriger Studien zur Monetarisierung von Stromunterbrechungen. Aus der Literaturrecherche ergibt sich, dass der Indikator Value of Lost Load (VoLL) zur Berechnung der Wertschöpfungsverluste herangezogen wird. Dieser wird in der Literatur über unterschiedliche Methoden ermittelt, weshalb diese vorgestellt, analysiert und bewertet werden. Auf Basis der Literaturanalyse wird in Kapitel 2 ein Rahmen für eine konsistente Berechnung des VoLL vorgeschlagen, der die (internationale) Vergleichbarkeit von Ergebnissen sicherstellen kann. Es wird jedoch deutlich, dass neben einem klar definierten VoLL auch entsprechend differenzierte Stromlastprofile notwendig sind, um belastbare zeitabhängige Analysen durchzuführen.

Kapitel 3 widmet sich daher der Analyse von Stromlastprofilen und der Methodenentwicklung. Es wird ein Cross-Entropy-Modell zur Disaggregation von Stromlastprofilen präsentiert. Im Gegensatz zu häufig angewendeten Top-Down- oder Bottom-Up-Ansätzen bietet das Cross-Entropy Modell den entscheidenden Vorteil der Integration aller energiewirtschaftlich und -technisch relevanten Daten. Des Weiteren können Annahmen über die zu berechnenden Stromlastprofile in das Modell integriert werden. Die Ergebnisse der Disaggregation von Stromlastprofilen in Kapitel 3 zeigen, dass die Berücksichtigung aller relevanten Daten sowie der Annahmen dazu führt, dass besondere regionale Charakteristiken der Bundesländer erfasst werden, welche eine essentielle Voraussetzung für eine aussagekräftige Analyse von Stromunterbrechungen darstellen. Insgesamt führt die Verwendung eines Cross-Entropy-Modells zu belastbaren und methodisch konsistenten Ergebnissen für die Differenzierung von Stromlastprofilen, welche gleichzeitig eine systemisch abgestimmte Datengrundlage für die folgenden Analysen von Stromunterbrechungen garantieren.

Mit Kapitel 4 startet der Analyseteil für die regional- und sektoraldifferenzierte Berechnung der Wertschöpfungsverluste von Stromunterbrechungen. Es wird der in Kapitel 2 präsentierte Vorschlag zur konsistenten Berechnung von Wertschöpfungsverlusten in den Wirtschaftszweigen umgesetzt. Die Analyse basiert auf den Annahmen einer Produktionsfunktion, indem Elektrizität als ein essentieller Inputfaktor im Produktionsprozess verstanden wird. Eine zeitabhängige Betrachtung der direkten Wertschöpfungsverluste wird durch die Kombination des VoLL und den in Kapitel 3 berechneten, individuellen Stromlastprofilen sichergestellt, sodass unterschiedliche Startzeitpunkte und Längen der Stromunterbrechungen angenommen werden können. Darüber hinaus werden in Kapitel 4 partielle Stromunterbrechungen analysiert. Hierbei werden unterschiedliche Verteilprinzipien für den Lastabwurf verglichen sowie deren Implikationen für die Bundesländer und Wirtschaftszweige analysiert.

Kapitel 5 erweitert die Analyse der Wertschöpfungsverluste dahingehend, dass mithilfe einer multiregionalen Input-Output-Analyse neben den in Kapitel 4 berechneten direkten Wertschöpfungsverlusten auch indirekt, beispielsweise durch Lieferverzögerungen, auftretende Wertschöpfungsverluste ermittelt werden. Die Erweiterung der Analyse der Wertschöpfungsverluste, die aus Stromunterbrechungen folgen, um die Input-Output-Analyse ermöglicht eine ganzheitliche Betrachtung und Erfassung der Auswirkungen von Stromunterbrechungen auf die Wertschöpfung, die die intersektoralen Verflechtungen differenziert und systematisch berücksichtigt. Gleichzeitig ermöglicht die multiregionale Input-Output-Analyse die genaue regionale und sektorale Verortung der auftretenden indirekten Wertschöpfungsverluste.

Einleitung

Die Dissertation schließt mit einem Fazit in Kapitel 6, in dem eine kritische Einordnung des Vorgehens und der Ergebnisse vorgenommen wird. Darüber hinaus gibt Kapitel 6 einen Ausblick und zeigt zukünftigen Forschungsbedarf auf.

2 Theoretischer Rahmen zur Bewertung von Stromversorgungssicherheit¹

Das vorliegende Kapitel 2 behandelt die Frage der Bewertung von Stromversorgungssicherheit bzw. –unterbrechungsfreiheit anhand technischer und ökonomischer Kriterien. Zunächst wird der Charakter einer Stromunterbrechung näher erläutert und das Grundverständnis von Stromunterbrechungen in dieser Arbeit definiert. Dazu werden die unterschiedlichen Einflussfaktoren einer Stromunterbrechung betrachtet und diskutiert (Unterkapitel 2.1). Daran anschließend werden in Unterkapitel 2.2 technische Indikatoren zur Ermittlung von Stromversorgungssicherheit betrachtet und in einen internationalen Kontext eingeordnet. Darüber hinaus werden technische Möglichkeiten zur Prävention von Stromversorgungsunterbrechungen thematisiert. Unterkapitel 2.3 fokussiert die ökonomische Betrachtung von Stromversorgungssicherheit und setzt diese in einen systemischen Kontext. In Unterkapitel 2.4 werden der Value of Lost Load (VoLL) als ein ökonomischer Indikator für Stromversorgungssicherheit sowie die verschiedenen Methoden zur Ermittlung des VoLL vorgestellt und qualitativ bewertet. Mittels einer strukturierten Literaturanalyse werden VoLL-Studien der vergangenen 10 Jahre hinsichtlich ihrer Aussagekraft analysiert (Unterkapitel 2.5). Anschließend wird eine qualitative Bewertung des VoLL-Ansatzes als ökonomische Kennzahl für Stromversorgungssicherheit präsentiert. In Unterkapitel 2.6 wird ein Vorschlag für ein konsistentes methodisches Vorgehen zur Ermittlung des VoLL vorgestellt, um die (internationale) Vergleichbarkeit von Ergebnissen zu verbessern. Das Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung sowie Schlussfolgerungen für den weiteren Verlauf dieser Arbeit (Unterkapitel 2.7 und 2.8).

2.1 Einflussfaktoren auf das Ausmaß einer Stromunterbrechung

Eine Stromunterbrechung tritt auf, wenn Endnutzer vom Energiesystem mit weniger als der benötigten Elektrizität versorgt werden [Ajodhia, 2006, S. 84]. Sie kann viele Gründe haben, wie z.B. technische oder menschliche Fehler oder Überforderungen auf den verschiedenen Ebenen des Energiesystems, Störungen in der Erzeugungs-, Übertragungs- oder Verteilungsstruktur, oder auch als Folge von Rohstoffmangel [Ajodhia, 2006, S. 83]. Aus der Sicht des Endnutzers ist dies jedoch unerheblich. Die für die Endnutzer resultierenden Folgen (physische oder materielle Schäden, monetäre Kosten) bleiben von der Unterbrechungsursache unberührt und

¹ Dieses Kapitel bildet die Grundlage des Papers SCHRÖDER, T. & KUCKSHINRICHS, W. (2015) Value of Lost Load: An efficient economic indicator for power supply security? A literature review. [Schröder und Kuckshinrichs, 2015]. Eine frühe Version ist als institutsinterner Research Report verfügbar [Schröder und Kuckshinrichs, 2014].

hängen vielmehr von deren Stromabhängigkeit ab [Sanghvi, 1982, S. 181]. Die Folgen werden von bestimmten Einflussfaktoren, wie dem Startzeitpunkt oder der Dauer der Unterbrechung, die jeder Unterbrechung inhärent sind, beeinflusst. Dementsprechend hat eine Stromunterbrechung das Charakteristikum der Mehrdimensionalität. Dabei bestimmen die Ausprägungen der einzelnen Faktoren und deren Kombination das Ausmaß der Folgen.

Daraus resultiert, dass jede Unterbrechung ein individuelles Ereignis darstellt, in dem die Endverbraucher unterschiedlich stark getroffen werden, sodass in dieser theoretischen Betrachtung eine generelle Unterscheidung der Endverbraucher in industrielle und gewerbliche sowie private Endnutzer als sinnvoll erachtet wird. In der vorliegenden Arbeit basiert das Verständnis der Unterteilung zwischen industriellen und gewerblichen sowie privaten Endnutzern auf der Einteilung der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige der Europäischen Union, der NACE-Klassifikation (*Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne*). Alle Tätigkeiten, die nicht im privaten Umfeld ausgeführt werden, werden in diesem Kapitel der theoretischen Diskussion von Stromunterbrechungen zunächst unter dem Oberbegriff industriell bzw. gewerblich zusammengefasst. Darunter fallen beispielsweise auch soziale oder ehrenamtliche Tätigkeiten. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden die unterschiedlichen industriellen und gewerblichen Endnutzer weiter spezifiziert.

Um das Charakteristikum der Mehrdimensionalität zu erfassen werden in der Literatur unterschiedliche Unterteilungen der Einflussfaktoren vorgeschlagen (siehe beispielsweise de Nooij et al. [2007, S. 279], Leahy und Tol [2011, S. 1515], Sullivan und Keane [1995, S. 1-1ff.] oder Ratha et al. [2013, S. 2]), die das Ausmaß einer Stromunterbrechung bestimmen. In diesem Zusammenhang differenzieren Ratha et al. [2013, S. 2] am detailliertesten, indem diese die Einflussgrößen in drei Subkategorien unterteilen (Tabelle 1).

Tabelle 1: Einflussfaktoren auf das Ausmaß einer Stromunterbrechung

Unterbrechungsfaktoren	Nachgelagerte Faktoren	Sonstige/soziale Faktoren
• Dauer • Region • Frequenz • Zeitpunkt • Dimension • Vorwarnzeit • Gewohntes Niveau an Versorgungssicherheit	• Art der Endkunden • Anzahl der betroffenen Endkunden sowie deren Stromabhängigkeit • Grad der Substituierbarkeit von Arbeitsschritten • Vorhandensein einer Notstromversorgung	• Besondere kulturelle und soziale Faktoren

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Ratha et al. [2013, S. 2]

Nachfolgend werden die in Tabelle 1 genannten Einflussfaktoren kurz skizziert, um darzustellen, inwieweit die einzelnen Faktoren eine Stromunterbrechung beeinflussen oder von dieser beeinflusst werden. Hierbei ist eine strikte Trennung der einzelnen Einflussgrößen nicht uneingeschränkt möglich, da beispielsweise die nachgelagerten Faktoren von den Unterbrechungsfaktoren determiniert werden.

2.1.1 Unterbrechungsfaktoren

Die Unterbrechungsfaktoren beschreiben die Rahmenbedingungen, in denen sich eine Unterbrechung ereignet und deren Ausprägungen entscheidend für die Folgen einer Stromunterbrechung sind.

Dauer

Die Dauer einer Stromunterbrechung ist der am weitesten erforschte Unterbrechungsfaktor [Caves et al., 1990, S. 95f.]. Dies ist nicht verwunderlich, da die Länge einer Unterbrechung die Folgen stark beeinflusst. Manche Folgen treten direkt mit Beginn der Unterbrechung auf, wie z.B. der Verlust ungespeicherter Daten. Andere verhalten sich proportional zur Unterbrechungsdauer, wie beispielsweise unproduktive Arbeitszeit. Außerdem treten manche Folgen erst zeitversetzt auf, wie z.B. das Verderben von Lebensmitteln durch eine unterbrochene Kühlkette [de Nooij et al., 2003, S. 2].

Darüber hinaus führen lang anhaltende Stromunterbrechungen bei Privatpersonen zu Einschränkungen, Irritationen und Freizeitwertverlust, sodass Hausarbeit oder Erholungsaktivitäten nicht oder nur eingeschränkt stattfinden können [Ratha et al., 2013, S. 2].

Des Weiteren stellt die Wiederanlaufzeit von Systemen und Maschinen aufgrund von Wartungs- und Reinigungsarbeiten eine wichtige Kostengröße dar. Allerdings wird der Einfluss der Wiederanlaufzeit in Relation zur Ausfalldauer geringer [Frontier Economics, 2008, Folie 15]. Auch Wojczynski et al. [1984, S. 442] haben für kleinere Industrieunternehmen in Kanada gezeigt, dass bereits ein 1-minütiger Stromausfall eine 36-minütige Wiederanlaufzeit nach sich zieht, wohingegen die Wiederanlaufzeit bei einem 8-stündigen Ausfall ‚lediglich‘ 5,08 Stunden beträgt. Auch wenn diese Untersuchung bereits mehr als 30 Jahre zurückliegt, zeigen ihre Ergebnisse das generelle Gewicht von Wiederanlaufzeiten als bedeutenden Teil der Schadenskategorien.

Region

Des Weiteren sind die Folgen einer Stromunterbrechung in hohem Maße von der betroffenen Region abhängig [Ajodhia, 2006, S. 89]. Regionen unterscheiden sich z.B. anhand ihrer jeweiligen Wirtschaftsstruktur und Besiedlungsdichte, sodass die Folgen in wirtschaftlich starken und dicht besiedelten Regionen eine größere Anzahl industrieller und gewerblicher sowie privater Endkunden betreffen und daher insgesamt extremer als in peripheren Regionen sind [de Nooij et al., 2003, S. 7].

Frequenz

Die Frequenz von Stromunterbrechungen ist ebenfalls ein bedeutender Unterbrechungsparameter. Caves et al. [1990, S. 89f.] merken an, dass sich Ausfallkosten nicht proportional zur Anzahl der Ausfälle verhalten. Vielmehr sinken die Ausfallkosten je Unterbrechung bei steigender Anzahl der Versorgungsunterbrechungen. Dies lässt vermuten, dass die betroffenen Endnutzer mit der Zeit lernen, mit Stromausfällen umzugehen. Auch wenn Unterbrechungen regelmäßig, z.B. täglich zur selben Zeit, auftreten, sind die Folgen von Unterbrechungen geringer, als wenn sie zufällig auftreten. Bei regelmäßigen Unterbrechungen können sich die Endnutzer darauf einstellen, selbst wenn nicht explizit vor jedem Ereignis gewarnt wird [de Nooij et al., 2003, S. 2]. Es kann festgehalten werden, dass eine erhöhte Frequenz von Stromausfällen kurzfristig zu steigenden Irritationen bei den Endnutzern führt, langfristig jedoch zu Lerneffekten und Anpassungsstrategien der Endnutzer [Ratha et al., 2013, S. 2].

Zeitpunkt

Der Zeitpunkt einer Stromunterbrechung ist ebenso entscheidend für die Folgen. Der Strombedarf von Wirtschaft und Gesellschaft eines Landes variiert über das Jahr. So haben Stromausfälle im Winter wesentlich schwerwiegendere Schäden als im Sommer [Growitsch et al., 2013, S. 12]. Des Weiteren ist entscheidend, an welchem Tag in der Woche es zu einer

Stromunterbrechung kommt. Stromausfälle an Werktagen treffen besonders die Wirtschaft, Privatpersonen hingegen werden stärker am Wochenende getroffen. Ähnlich verhält es sich mit der jeweiligen Tageszeit. Hier sind industrielle und gewerbliche Endnutzer besonders von morgens bis nachmittags betroffen, die privaten Haushalte hingegen vorwiegend in den Abendstunden [de Nooij et al., 2003, S. 2, de Nooij et al., 2007, S. 288]. Die entscheidenden Fragen sind somit, in welcher Jahreszeit, an welchem Tag in der Woche und zu welcher Uhrzeit es zu einer Stromunterbrechung kommt.

Dimension

Die Dimension einer Stromunterbrechung beschreibt den Grad der Betroffenheit der Endnutzer in einer bestimmten Region. Die Dimension zeigt an, ob es sich um einen kompletten oder einen partiellen Stromausfall in einer Region handelt [Caves et al., 1990, S. 102].

Vorwarnzeit

Ob die Vorwarnzeit die Folgen einer Stromunterbrechung reduziert, wird in der Literatur kontrovers diskutiert. Einerseits wird argumentiert, dass das Warnen im Vorfeld die Konsequenzen der Unterbrechung minimiert. Warnen ist natürlich nur möglich, falls eine Stromunterbrechung prognostiziert werden kann oder geplant durchgeführt wird. Eine Warnung gibt den Endnutzern die Möglichkeit, sich auf die Stromunterbrechung einzustellen und Vorkehrungen zu treffen, z.B. durch kontrolliertes Herunterfahren von Geräten [Bundesnetzagentur, 2010, S. 6]. Durch das Warnen entfällt der direkt nach dem Stromausfall aufkommende Zeitabschnitt der Irritation und Orientierungslosigkeit der Endnutzer, sodass es in dieser Zeit zu keinen irritationsbedingten Schäden kommt. Bei flexiblen Stromnutzungsmustern der Endnutzer gibt eine adäquate Vorwarnzeit diesen die Möglichkeit, die Stromnutzung anzupassen.

Andererseits argumentieren Schmidthaler et al. [2012, S. 321], dass es vor allem bei privaten Endnutzern keinen statistisch signifikanten Einfluss der Vorwarnzeit auf die Höhe der Unterbrechungskosten gibt. Außerdem treten die größten Einschränkungen im Bereich Wasserversorgung, Kommunikation und Raumwärme auf. Auch bei früherer Warnung ist für diese Bereiche keine Substitution möglich.

Gewohntes Niveau an Versorgungssicherheit

Das gewohnte bzw. wahrgenommene Niveau der Zuverlässigkeit der Versorgung mit Elektrizität beeinflusst die Vorbereitungen der Endnutzer auf Stromunterbrechungen. Je höher die wahrgenommene Versorgungssicherheit, desto geringer ist das Bewusstsein der Endnutzer für die Möglichkeit von Stromversorgungsunterbrechungen [Birkmann et al., 2010, S. 82]. Unter

solchen Umständen werden keine Vorsorgemaßnahmen, wie z.B. das Anschaffen von Notstromaggregaten, getroffen [van der Welle und van der Zwaan, 2007, S. 7].

2.1.2 Nachgelagerte Faktoren

Die nachgelagerten Faktoren beschreiben im Gegensatz zu den Unterbrechungsfaktoren weniger die Rahmenbedingungen einer Stromunterbrechung, sondern behandeln schadenssteigernde Auswirkungen, die in Folge der betroffenen Endverbraucherstruktur auftreten. Entscheidend sind in diesem Zusammenhang auch die Muster der Elektrizitätsnutzung der Endnutzer [Caves et al., 1990, S. 103ff.]. Natürlich werden die nachgelagerten Faktoren von den eben beschriebenen Rahmenbedingungen der Unterbrechung determiniert.

Art der Endkunden

Die Endnutzer können im weitesten Sinne in zwei Kategorien aufgeteilt werden: Hierbei handelt es sich um industrielle und gewerbliche sowie private Endnutzer. Diese Unterteilung ist dahingehend sinnvoll, da beide Endnutzertypen unterschiedliche Folgen erfahren. So können Wirtschaftsbetriebe gar nicht oder höchstens eingeschränkt produzieren und Privatpersonen verlieren die Möglichkeit der uneingeschränkten Freizeitgestaltung. Natürlich kann eine wesentlich detailliertere Unterteilung vorgenommen werden. Für die theoretische Diskussion der Einflussfaktoren einer Stromunterbrechung ist die Unterteilung in die beiden genannten Kategorien jedoch ausreichend.

Anzahl der betroffenen Verbraucher sowie deren Stromabhängigkeit

Neben der Anzahl der betroffenen Endnutzer ist deren Bedeutung als Stromabnehmer eine weitere zentrale Variable, die die Folgen einer Stromunterbrechung definiert. In diesem Zusammenhang kann aus der Betroffenheit weniger großer Verbraucher, wie überregional bedeutender Industrieunternehmen, ein höherer Schaden entstehen, als wenn viele kleinere Endnutzer getroffen werden [Ratha et al., 2013, S. 2].

Stromabhängigkeit ist eine bestimmende Komponente der Schadensentstehung. Dabei gilt, je höher die Abhängigkeit von elektrischer Energie, desto stärker werden Endnutzer von Stromunterbrechungen getroffen [Ajodhia, 2006, S. 89]. Die hierdurch entstehenden Folgen sind allerdings stark mit der Fähigkeit zur Substitution von Tätigkeiten sowie dem Vorhandensein einer Notstromversorgung verbunden.

Grad der Substituierbarkeit von Arbeitsschritten

Generell besteht für Endnutzer, die Arbeitsschritte flexibel gestalten können, ein geringeres Schadenspotential. Unternehmen können die Betroffenheit von einer Unterbrechung

reduzieren, indem sie Arbeitsschritte umstrukturieren. Die größeren Möglichkeiten den Alltag umzustrukturieren, besitzen in diesem Zusammenhang vor allem die privaten Endnutzer, die beispielsweise anstatt fern zu sehen ein Buch lesen könnten [Ratha et al., 2013, S. 2]. Ob daraus Nutzungseinbußen oder –gewinne resultieren, hängt von den jeweiligen Präferenzen der betroffenen Personen ab. Insgesamt kann festgehalten werden, dass trotz der Einwände von Schmidthaler et al. [2012, S. 321] das Schadenspotential durch Vorwarnzeiten enorm reduziert werden kann.

Vorhandensein einer Notstromversorgung

Das Vorhandensein einer individuellen Notstromversorgung, z.B. durch Notstromaggregate oder Batterien, kann die Folgen eines Stromausfalls stark reduzieren oder gänzlich kompensieren. Viele Betriebe oder Institutionen, bei denen die Versorgung mit Elektrizität unerlässlich ist, haben vorinstallierte Notstromaggregate, z.B. weil Produktionsanlagen hochsensibel auf Stromunterbrechungen reagieren, oder weil das Wohl von Menschen direkt davon abhängig ist, wie beispielsweise in Krankenhäusern [Deutsche Gesellschaft für wirtschaftliche Zusammenarbeit, 2017]. Wie bereits erwähnt, beeinflusst der bisher erfahrene Grad der Versorgungssicherheit, inwieweit potentielle Stromausfälle im Fokus der Endnutzer sind. Dieses Bewusstsein stellt den Rahmen für die Entscheidung dar, ob Endnutzer sich mit einer Notstromversorgung ausstatten. Auf der einen Seite wirkt eine Notstromversorgung bei Stromunterbrechungen kostenreduzierend und schadensminimierend. Auf der anderen Seite verursacht eine Notstromversorgung Kosten bei der Beschaffung, dem Betrieb und der Wartung.

2.1.3 Sonstige/soziale Faktoren

Neben den bisher beschriebenen Unterbrechungsfaktoren und nachgelagerten Faktoren gibt es eine Reihe von Faktoren, die die Folgen von Stromausfällen zwar beeinflussen, aber gleichzeitig schwierig zu erfassen und zu bewerten sind. Dabei handelt es sich vor allem um kulturelle Unterschiede in den Wirtschafts- und Sozialstrukturen verschiedener Regionen, die zu ungleichen Versorgungssicherheiten führen können. Hier ist es vor allem schwierig, die subjektiv wahrgenommenen Beeinträchtigungen zu bewerten. Beispielsweise wiegen die subjektiv wahrgenommenen Beeinträchtigungen für viele Menschen bei einer Stromunterbrechung während religiöser Feiertage oder während des Finales der Fußballweltmeisterschaft sehr schwer. Gerade die kulturellen und subjektiven Faktoren lassen sich laut Ratha et al. [2013, S. 2] nicht angemessen modellieren.

2.2 Technische Betrachtung und Bewertung von Stromversorgungssicherheit

Nachdem im vorherigen Unterkapitel Einflussfaktoren auf das Ausmaß einer Stromunterbrechung vorgestellt und diskutiert wurden, behandelt das vorliegende Unterkapitel 2.2 die technische Betrachtung von Stromversorgungssicherheit. Dazu werden zunächst international abgestimmte Kennzahlen, die das Niveau von Stromversorgungssicherheit erfassen, präsentiert und in einen internationalen Zusammenhang gesetzt. Außerdem werden in der Praxis eingesetzte Präventionsmöglichkeiten diskutiert.

2.2.1 Technische Kennzahlen

Im bisherigen Verlauf wurde gezeigt, dass eine Stromunterbrechung ein komplexes Phänomen ist, auf das eine Vielzahl unterschiedlicher Faktoren einen Einfluss hat. Um die Stromversorgungszuverlässigkeit und –qualität messen, bewerten und vergleichen zu können, hat das Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) standardisierte technische Kennzahlen erarbeitet. Diese unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich ihrer Bezugsgröße. Einerseits wird die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie bezüglich der versorgten Kundenzahl (für die Niederspannungsebene) und andererseits in Bezug auf die installierte Leistung (für die Mittelspannungsebene) bewertet.

Die in Tabelle 2 aufgeführten Kennzahlen des IEEE können demnach für das Controlling der Versorgungssicherheit verwendet werden. Für die Betrachtung der Stromversorgungssicherheit mit Blick auf die Abnehmerseite sind vor allem die Kennzahlen SAIFI, SAIDI und CAIDI, die sich auf die Niederspannungsnetzebene beziehen, sinnvoll und werden im Folgenden kurz erläutert².

² Weitere Kennzahlen sowie deren Erläuterung finden sich in [Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2004, S. 4ff.].

Tabelle 2: Übersicht technische Kennzahlen für Versorgungssicherheit

Kennzahlen	Definition
SAIFI - System Average Interruption Frequency Index	$\frac{\sum \text{unterbrochene Kunden je Fall}}{\text{Gesamtzahl der versorgten Kunden}}$
SAIDI - System Average Interruption Duration Index	$\frac{\sum[(\text{unterbrochene Kunden je Fall}) \cdot (\text{Dauer je Fall})]}{\text{Gesamtzahl der versorgten Kunden}}$
CAIDI - Customer Average Interruption Duration Index	$\frac{\sum[(\text{unterbrochene Kunden je Fall}) \cdot (\text{Dauer je Fall})]}{\text{unterbrochene Kunden je Fall}}$

Quelle: Eigene Darstellung nach [Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2004, S. 6ff.]

Der SAIFI, die Unterbrechungshäufigkeit, zeigt an, wie häufig ein Stromkunde durchschnittlich in einer bestimmten Zeit (meistens ein Jahr oder ein Monat) einen Stromausfall erlebt.

Der SAIDI ist der am häufigsten verwendete Index für die Unterbrechungsdauer. Dieser Index gibt die kumulierte Unterbrechungsdauer an, die ein Stromkunde durchschnittlich während einer bestimmten Periode (meistens ein Jahr oder ein Monat) erfährt.

Der CAIDI, die Nichtverfügbarkeit, gibt die kumulierte Unterbrechungsdauer an, die ein betroffener Stromkunde je Unterbrechung durchschnittlich ohne Strom ist.

Auch die Bundesnetzagentur bezieht sich bei der Qualitätsregulierung auf die Definitionen des IEEE [Bundesnetzagentur, 2010, S. 4f.]. Laut §52 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, jede Störung, die zu einer Versorgungsunterbrechung von Letztverbrauchern und Weiterverteilern im Netz des Netzbetreibers führt, an die Bundesnetzagentur zu melden. Dabei werden Versorgungsunterbrechungen für jede Netzebene separat betrachtet. Zudem müssen nur Unterbrechungen gemeldet werden, die länger als drei Minuten dauern. Stromversorgungsunterbrechungen werden in die Kategorien ungeplant (,Atmosphärische Einwirkung', ,Einwirkung Dritter', ,Zuständigkeit des Netzbetreibers/Kein erkennbarer Anlass', ,Rückwirkungsstörungen' oder ,Höhere Gewalt') und geplant (,Zählerwechsel', ,Sonstiges') untergliedert. Dabei gilt eine Unterbrechung als geplant, wenn sie den Endnutzern oder Weiterverteilern im Vorfeld angekündigt bzw. mit ihnen abgesprochen wird. Für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen werden von den Netzbetreibern folgende Daten benötigt: Beginn der Unterbrechung (Datum und Uhrzeit), Dauer (in Minuten), Unterbrechungsart (geplant oder ungeplant), Störungsanlass (nur bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen) sowie Anzahl der unterbrochenen Letztverbraucher [Bundesnetzagentur, 2010, S. 3f.].

Zur Ermittlung der IEEE-Kennzahlen gehen jedoch nicht alle Möglichkeiten einer Stromunterbrechung in die Berechnung ein. So werden lediglich ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit den Störungsanlässen *„Atmosphärische Einwirkung“*, *„Einwirkung Dritter“* und *„Zuständigkeit des Netzbetreibers/Kein erkennbarer Anlass“* berücksichtigt. Von den geplanten Unterbrechungen gehen nur die Unterbrechungen mit dem Grund *„Sonstiges“* in die Berechnung ein und „sind mit 50% der Dauer jeder Versorgungsunterbrechung anzusetzen“ [Bundesnetzagentur, 2010, S. 5]. Die geringere Gewichtung geplanter Unterbrechungen wird dadurch begründet, dass sich die Endnutzer auf die Unterbrechung einstellen können. Anders ausgedrückt fließen ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit den Gründen *„Ereignisse höherer Gewalt“* oder *„Rückwirkungsstörungen“* sowie geplante Unterbrechungen mit dem Grund *„Zählerwechsel“* nicht in die Berechnung der Kennzahlen ein [Bundesnetzagentur, 2010, S. 6]. Hier setzt die Kritik der Industrie an der Aussagekraft der Indikatoren an. Da Industrieanlagen zudem oft hoch anfällig auch für kürzere Stromausfälle sind, schalten sie öfter automatisch ab, wenn die Stromversorgung länger als etwa 0,2 Sekunden ausfällt [Schlandt, 2012], was auch nicht über diese Definitionen erfasst wird. Die folgende Tabelle 3 zeigt die Entwicklung der Kennzahlen SAIFI, SAIDI und CAIDI für Deutschland von 2010 bis 2014.

Tabelle 3: Entwicklung SAIFI, SAIDI und CAIDI für Deutschland

	2010	2011	2012	2013	2014
SAIFI	0,409	0,442	0,406	0,576	0,45
ungeplant inkl. Höhere Gewalt	0,32	0,34	0,29	0,5	0,37
ungeplant exkl. Höhere Gewalt	0,26	0,31	0,28	0,47	0,34
Höhere Gewalt	0,06	0,03	0,01	0,03	0,03
geplant	0,089	0,102	0,116	0,076	0,08
SAIDI	29,67	27,37	29,2	39,98	21,06
ungeplant inkl. Höhere Gewalt	20,01	17,25	17,37	32,75	13,5
ungeplant exkl. Höhere Gewalt	14,9	15,31	15,91	15,32	12,28
Höhere Gewalt	5,11	1,94	1,46	17,43	1,22
geplant	9,66	10,12	11,83	7,23	7,56
CAIDI	72,54	61,92	71,92	69,41	46,80
ungeplant inkl. Höhere Gewalt	62,53	50,74	59,90	65,50	36,49
ungeplant exkl. Höhere Gewalt	57,31	49,39	56,82	32,60	36,12
Höhere Gewalt	85,17	64,67	146,00	581,00	40,67
geplant	108,54	99,22	101,98	95,13	94,50

Quelle: Eigene Darstellung nach [Council of European Energy Regulators (CEER), 2016, S. 203ff.]

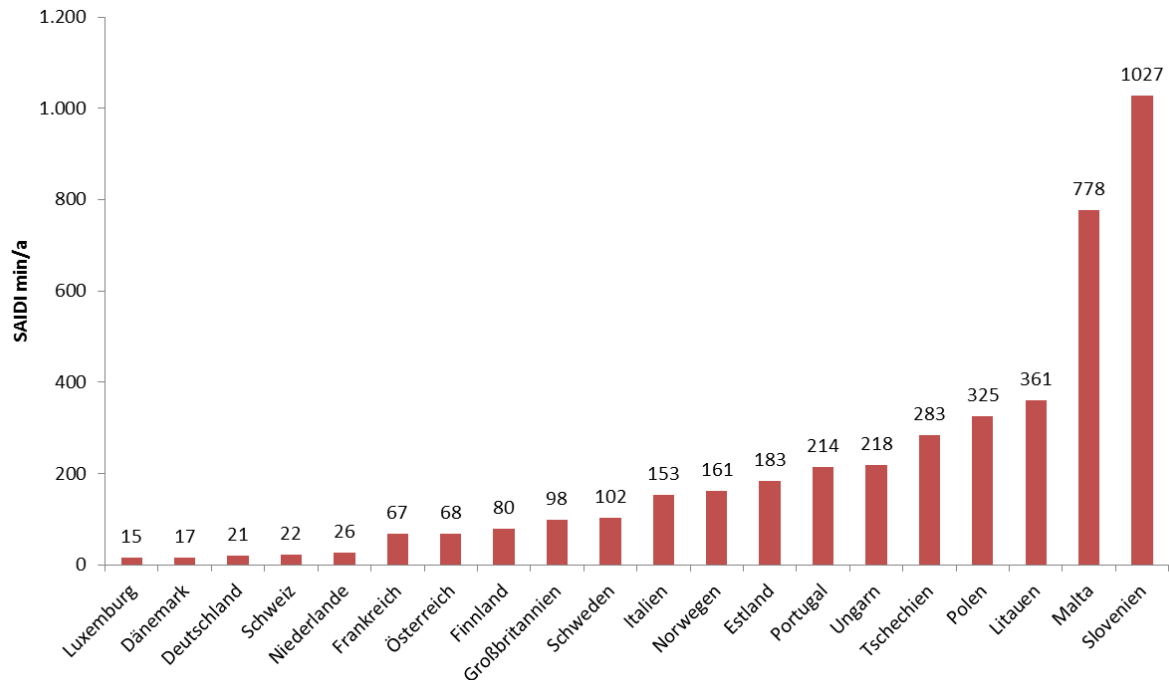
Der SAIDI-Wert für 2014 besagt also, dass jeder Endnutzer durchschnittlich über das Jahr kumuliert 21,06 Minuten ohne Stromversorgung war. Allerdings geht aus dem SAIFI-Wert

hervor, dass lediglich 45% der angeschlossenen Endnutzer tatsächlich eine Stromunterbrechung erlebt haben, die jedoch dann durchschnittlich 46,8 Minuten gedauert hat.

Aus Tabelle 3 wird deutlich, dass sich die Situation der Stromversorgungssicherheit in Deutschland über die Jahre auf einem konstanten Niveau befindet. Lediglich die SAIFI- und SAIDI-Werte für das Jahr 2013 fallen etwas höher aus. Generell gilt aber für die Gesamtergebnisse aller Kennzahlen, dass die SAIFI- und SAIDI- Werte im angegebenen Zeitraum nur geringfügig schwanken.

Zur genaueren Einordnung der Ergebnisse ist ein internationaler Vergleich dieser Kennzahlen hilfreich. Die Abbildung 1 zeigt die SAIDI-Werte (geplant, ungeplant und höhere Gewalt) einiger europäischer Staaten für das Jahr 2014. Es fällt auf, dass es zwischen den einzelnen Staaten erhebliche Unterschiede bei der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie gibt. Den Spitzenwert nimmt Luxemburg mit einem SAIDI-Wert von lediglich 15 Minuten ein. Wohingegen Slowenien mit 1.027 Minuten über die unsicherste Stromversorgung verfügt. Deutschland verfügt im europäischen Vergleich mit einem SAIDI von knapp 21 Minuten über ein sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit.

Abbildung 1: SAIDI-Werte 2014 im europäischen Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung nach [Council of European Energy Regulators (CEER), 2016, S. 203ff.]

Auch wenn Deutschland im europäischen Vergleich der IEEE-Kennzahlen über eine sehr sichere Stromversorgung verfügt, stellt sich die Frage nach den zur Verfügung stehenden Handlungsmöglichkeiten zur Prävention von Stromunterbrechungen.

2.2.2 Technische Präventionsmöglichkeiten

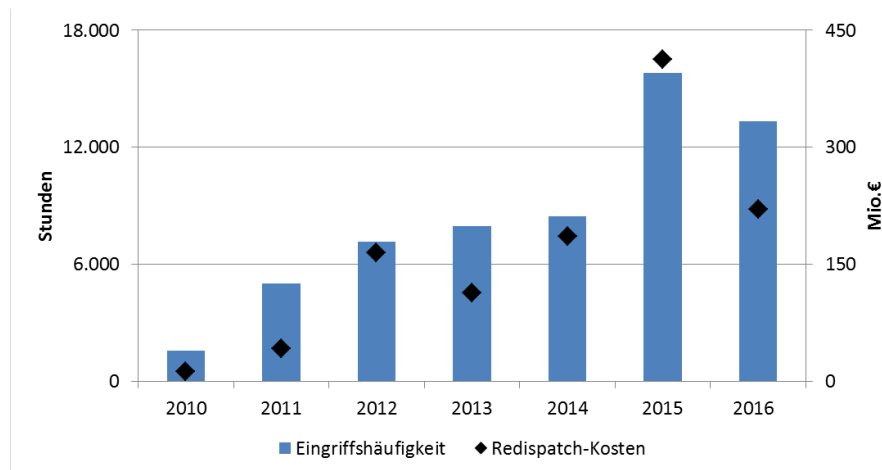
In Deutschland sind die Übertragungsnetzbetreiber für die Netzstabilität zuständig. Wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit im Energiesystem gefährdet oder gestört ist, müssen diese reagieren und Strategien zur Ausfallprävention umsetzen, wozu ihnen verschiedene Handlungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen. Dabei beeinflusst die Reaktion auf Störungen erheblich die potentiellen Folgen [Ajodhia et al., 2002, S. 62]. Laut § 13 Absatz 1 und 1a des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) handelt es sich dabei um „1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, und 2. marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelernergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Informationen über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven“ [Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), 2005, S. 33]. Vor allem die Maßnahmen zur Regulierung des Energiesystems durch abschaltbare Lasten haben durch die Verordnung über die Vereinbarung zu

abschaltbaren Lasten (AbLaV) von Ende 2012 sowie einer Novellierung in 2016 [Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), 2016] ein größeres Gewicht erhalten. Darin werden die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Ausschreibungen zum Erwerb von technisch und wirtschaftlich sinnvollen abschaltbaren Lasten durchzuführen, um so eine Gesamtablastleistung von 5.000 Megawatt zu erreichen³ [Bundesnetzagentur, 2018a]. Des Weiteren kann durch ein Bereithalten flexibler, schnell zur Verfügung stehender Anlagen der Netzreserve regulierend eingegriffen werden [Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), 2013, S. 1]. Darüber hinaus wird die Koppelung des nationalen Strommarktes mit anderen nationalen Strommärkten europäischer Länder kontinuierlich vorangetrieben. Dies dient der Systemstabilität durch den Ausgleich von Lastschwankungen in nationalen Energiesystemen [Bantle, 2014, S. 30].

In diesem Zusammenhang kann die Anzahl der Netzeingriffe der Übertragungsnetzbetreiber als ein geeigneter Indikator für die Interventionsaktivität angesehen werden. Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Redispatchmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz. Dabei wird deutlich, dass die Eingriffshäufigkeit im Verlauf der vergangenen Jahre deutlich zugenommen hat. Leider geht aus den dargestellten Eingriffshäufigkeiten nicht der Grad der Gefährdung der Stromversorgung in den jeweiligen Redispatchsituationen hervor, sodass eine abschließende Bewertung der tatsächlichen Stromversorgungssicherheit auf Basis dieser Daten nicht möglich ist. Abbildung 2 zeigt jedoch, dass die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung für die Übertragungsnetzbetreiber tendenziell mit einem größeren Aufwand und steigenden Kosten verbunden ist. Dabei sind sowohl der Aufwand als auch die anfallenden Kosten hochgradig von den in den einzelnen Jahren auftretenden Wetterbedingungen abhängig. Beispielsweise konnten Wohland et al. [2018] nachweisen, dass die Reduktion der Redispatchkosten von 2015 auf 2016 durch natürliche Schwankungen im jährlichen Windaufkommen ausgelöst wurden.

³ Diese Vergütung beim Lastmanagement könnte ein erster Schritt zu einem gestaffelten Stromversorgungstarif darstellen. In der Literatur wird an mehreren Stellen die Einführung einer solchen Staffelung, vergleichbar der Staffelung in der Telekommunikation oder für Flugreisen, für das Produkt Strom vorgeschlagen [Serra und Fierro, 1997].

Abbildung 2: Eingriffshäufigkeit und Redispatchkosten in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung nach [Bundesnetzagentur, 2018c, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2018, S. 13]

Die Endnutzer erfahren je nach angewendeter Strategie, deren Erfolg und der Ausprägung der Störung unterschiedliche Folgen. Diese können gänzlich unbemerkt bleiben, wenn das Ausmaß der Störung nur gering ist oder die Notfallstrategien greifen, aber auch von einer Reduzierung der Versorgungsqualität, z.B. durch Spannungs- oder Frequenzschwankungen, bis hin zu kompletten Stromversorgungsunterbrechungen reichen. Das Greifen und Gelingen von Präventions- und Notfallstrategien hat bedeutenden Einfluss auf das Ausmaß einer Unterbrechung [Sanghvi, 1982, S. 182].

Insgesamt lässt sich festhalten, dass das Anwenden von Strategien zur Vermeidung von Stromunterbrechungen das Wissen um die Gefahr einer Unterbrechung voraussetzt. Die Folgen können in diesem Fall enorm reduziert werden, selbst wenn die ergriffenen Maßnahmen zur Vermeidung der Unterbrechung nicht wirken sollten. In diesem Fall kann zumindest eine Warnung ausgegeben werden, die es den Endnutzern ermöglicht, sich auf die Unterbrechung vorzubereiten.

Die IEEE-Kennzahlen zur Beschreibung, Bewertung und zum Vergleich von Stromversorgungssicherheit sowie die Betrachtung der Präventionsmöglichkeiten bilden eine Grundlage, Stromversorgungssicherheit aus einer technischen Perspektive zu betrachten. Darüber hinaus stellt sich jedoch die Frage nach einer ökonomischen Betrachtung von Stromversorgungssicherheit, in der die resultierenden Schäden im Fokus stehen.

2.3 Ökonomische Betrachtung und Bewertung von Stromversorgungssicherheit

Aus den bisherigen Ausführungen ergibt sich, dass die Betroffenheit von Stromversorgungsunterbrechungen für verschiedene Endnutzer (industrielle und gewerbliche sowie private Endnutzer) differenziert dargestellt werden muss. Außerdem wurde offensichtlich, dass auch die Kosten unterschiedlich zu betrachten sind. Einerseits entstehen für die Endnutzer Kosten, die eher als Vermeidungskosten zu verstehen sind, wie beispielsweise Investitionen in die Anschaffung und den Betrieb von Notstromaggregaten. Andererseits treten Kosten auf, die als Schadenskosten (materielle Schäden und monetäre Kosten) zu bezeichnen sind. Die entstehenden Schadenskosten lassen sich in direkte und indirekte Schadenskosten unterteilen. Unter direkten Schadenskosten werden Kosten verstanden, die unmittelbar bei dem betroffenen Unternehmen oder der Person auftreten. Beispielsweise führt ein Produktionsausfall zu direkten Wertschöpfungsverlusten für das produzierende Unternehmen. Andere Unternehmen entlang der Lieferkette erfahren dann durch Lieferverzögerungen indirekte Kosten. Tabelle 4 strukturiert die Kosten nach Endverbraucher und nach Schadens- bzw. Vermeidungskosten.

Tabelle 4: Struktur der Unterbrechungskosten verschiedener Endnutzer

Industrielle und gewerbliche Endnutzer		
<i>Schadenskosten</i>		<i>Vermeidungskosten</i>
<i>Direkt</i>	<i>Indirekt</i>	
• Opportunitätskosten ungenutzter Ressourcen (Arbeit, Land, Kapital, Profit) • Produktionsstillstand und Wiederanlaufzeiten • Beeinträchtigungen und Schäden an Kapitalgütern, Datenverlust • Sicherheits- und Gesundheitsaspekte	• Lieferverzögerungen entlang der Wertschöpfungskette • Kosten/Nutzen für manche Hersteller • Sicherheits- und Gesundheitsaspekte	• Anschaffen von Notstromaggregaten/Batterien
Privatpersonen		
<i>Schadenskosten</i>		<i>Vermeidungskosten</i>
<i>Direkt</i>	<i>Indirekt</i>	
• Einschränkung der Aktivitäten, verlorene Freizeit, Stress • Finanzielle Kosten wie Schäden an Grundstück und Immobilie, Verdorbene Lebensmittel, Datenverlust • Sicherheits- und Gesundheitsaspekte	• Einschränkungen beim Erwerb von Gütern • Kosten für andere Privatpersonen und Firmen	• Anschaffen von Notstromaggregaten/Batterien

Quelle: Eigene Darstellung nach Rose et al. [2004, S. 181] und Munasinghe und Sanghvi [1988, S. 6]

Rose et al. [2004, S. 183] geben jedoch zu bedenken, dass es im Zuge einer Stromversorgungsunterbrechung nicht nur zu Kosten kommt, sondern dass es auch durchaus Marktteilnehmer gibt, die von der Stromunterbrechung profitieren, wie beispielsweise Unternehmen, die in Folge der Unterbrechung mit Reparatur- und Wiederherstellungsarbeiten beauftragt werden. Gleichzeitig entstehen für die Auftraggeber Folgekosten. Auch wenn es in diesem Zusammenhang für die betroffenen Unternehmen wenig erstrebenswert erscheint, kommt es durch eine Stromunterbrechung ebenfalls zu Einsparungen bei den Elektrizitätsausgaben [Caves et al., 1992, S. 53]. Darüber hinaus betonen Petermann et al. [2010, S. 63] das Auftreten immaterieller Schäden, wie den Vertrauensverlust der Bevölkerung in die Energieversorgung und die Behörden.

Die gesamten Schadenskosten treten nicht unbedingt gleichzeitig mit dem Einsetzen der Versorgungsunterbrechung ein. Vielmehr lassen sich hier unterschiedliche und zeitlich aufeinander

folgende Stufen der Schadens- bzw. Kostenentstehung identifizieren. Auf der ersten Stufe handelt es sich um die Vorbereitung auf eine Unterbrechung, wie beispielsweise das Umstellen von Arbeitsabläufen. Hier werden Arbeitskräfte und Ressourcen zur Umstrukturierung und Vorbereitung eingesetzt, deren Potentiale somit nicht für ihre eigentliche Aufgabe oder Bestimmung genutzt werden können. Bei der zweiten Stufe handelt es sich um die Zeit der Stromversorgungsunterbrechung selbst. Und unter der letzten Stufe wird die Zeit bis zur Wiederherstellung der gewohnten Produktionsabläufe verstanden [Rose et al., 2004, S. 183 und S. 199]. Auf der letzten Stufe nehmen die Möglichkeiten zum Eingreifen und Gestalten wieder zu. Nach Caves et al. [1992, S. 53] ist eine schnelle Rückkehr zum gewohnten Betriebsablauf in diesem Zeitabschnitt von der Fähigkeit zum Krisenmanagement der leitenden Personen innerhalb der Unternehmen abhängig.

Diese Stufeneinteilung kann für betroffene private Endnutzer übernommen werden. Falls es eine Vorwarnung gibt, beginnt bei privaten Endnutzern die erste Phase ebenfalls mit vorbereitenden Maßnahmen wie beispielsweise Datensicherung oder dem kontrollierten Herunterfahren elektrischer Geräte. Während der Stromunterbrechung kommt es zu Einschränkungen aller elektrizitätsabhängigen Aktivitäten (egal ob Hausarbeit, Hobby oder Erholung). Mit dem Ende der Stromunterbrechung beginnen die Phasen der Wiederherstellung der gewohnten Abläufe sowie die Schadensbeseitigung.

Die unterschiedlichen Stufen können dabei in ihrer Länge und Ausprägung variieren, so entfällt beispielsweise die erste Stufe der Vorbereitung gänzlich, wenn keine Vorwarnung gegeben wird. In diesem Fall sind die beiden nachfolgenden Stufen der Schadensentstehung deutlicher ausgeprägt.

Die bisherigen Beschreibungen der Auswirkungen und Kostenarten von Stromunterbrechungen wurden anhand industrieller und gewerblicher sowie privater Endnutzer dargestellt. Darüber hinaus ist eine Betrachtung aus systemischer Perspektive sinnvoll, um die anfallenden makroökonomischen Kosten in einer Gesamtbewertung von Stromversorgungssicherheit auszudrücken. In diese Betrachtung fließen die Vermeidungskosten, die Schadenskosten sowie die Ausfallwahrscheinlichkeit ein. Diese werden im Folgenden näher beschrieben.

2.3.1 Makroökonomische Vermeidungskosten

Wie bereits in Unterkapitel 2.2 dargestellt, treten im Zuge der Sicherstellung einer ununterbrochenen Stromversorgung Kosten auf, die als Vermeidungskosten bezeichnet werden können. Abbildung 2 gibt beispielsweise explizit Vermeidungskosten wieder, die aus Redispatchmaßnahmen resultieren. Ein anderes Beispiel für Vermeidungskosten sind die im Zusammenhang

mit der zunehmenden Integration von Elektrizität aus erneuerbaren und damit fluktuierenden Erzeugungsquellen anfallenden Kosten für den Netzausbau, welche im Netzentwicklungsplan diskutiert werden [Bundesnetzagentur, 2015]. Auch wenn ein Teil des Netzausbaus aufgrund planmäßiger Erneuerungsprozessen stattfindet, ist der Grund für die Erneuerung und den Ausbau des Stromnetzes die Sicherstellung der Stromversorgung. Anfallende Vermeidungskosten werden zumeist über Umlagen oder Gebühren, wie dem Netzentgelt, von den Stromkunden getragen [Bundesnetzagentur, 2018b].

2.3.2 Makroökonomische Schadenskosten

Moderne Industriegesellschaften sind hochgradig stromabhängig. Daher kann Elektrizität sowohl als ein essentieller Input-Faktor für alle ökonomischen Prozesse als auch als Grundlage vieler Arten der Freizeitgestaltung verstanden werden. Für Yusta et al. [2011, S. 6101] steht das Energiesystem im Zentrum der Infrastruktur, das starke Interdependenzen zu allen Bereichen des öffentlichen Lebens besitzt. Aus ökonomischer Sicht kann daher argumentiert werden, dass alle ökonomischen Tätigkeiten stoppen, wenn kein Strom vorhanden ist [Holmgren, 2007, S. 33].

Stromunterbrechungen können beispielsweise auftreten, wenn sich Angebot und Nachfrage nicht decken. Wie in anderen Marktsituationen führt dies zu einem Verlust an Konsumenten- und Produzentenrente. In der Literatur werden für Stromunterbrechungen vor allem die Verluste der Konsumentenrente betrachtet und evaluiert. Diese Verluste der Konsumentenrente werden in der Regel über den sogenannten Value of Lost Load (VoLL) ausgedrückt [Praktiknjo, 2013, S. 28]. Dieser wird ermittelt, indem die durch eine Stromunterbrechung bedingten Schadenskosten auf die Höhe der nicht gelieferten kWh während einer Unterbrechung bezogen werden⁴ [van der Welle und van der Zwaan, 2007, S. 7].

$$VoLL = \frac{\text{Schadenskosten in €}}{\text{Stromverbrauch in kWh}} \quad (2.1)$$

In diesem definitorischen Rahmen können über den VoLL im Falle einer Stromunterbrechung die Schadenskosten einer Stromunterbrechung sowohl aus individueller (Unternehmen) sektoraler, regionaler als auch aus systemischer Perspektive monetarisiert werden.

⁴ Neben der Darstellung Geldeinheiten/kWh können die Kosten auch in Relation zur Zeit abgebildet werden. Insgesamt hat sich jedoch die Darstellung in Geldeinheiten/kWh durchgesetzt [Ajodhia, 2006, 89].

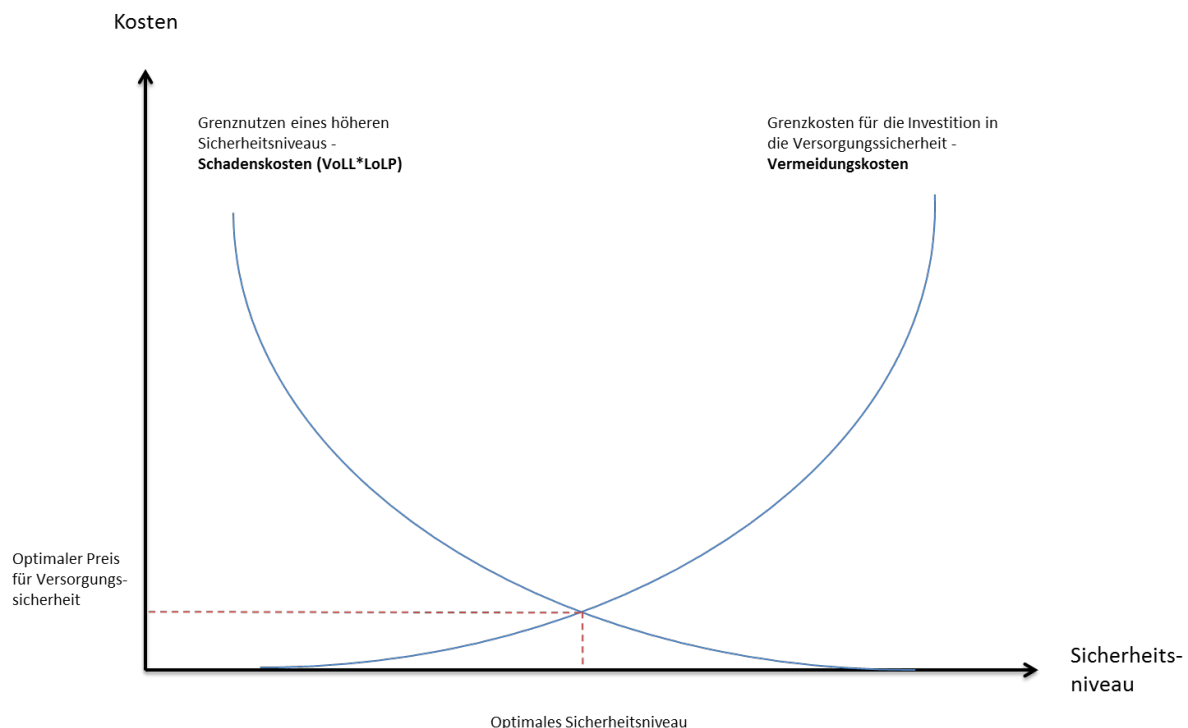
2.3.3 Ausfallwahrscheinlichkeit

Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer Stromunterbrechung wird im Allgemeinen als Loss of Load Expectation (LoLE) oder Loss of Load Probability (LoLP) bezeichnet. Damit wird die Wahrscheinlichkeit angegeben, mit der in einer bestimmten Zeitperiode (meistens ein Jahr) in einer bestimmten Region mit einer Stromunterbrechung zu rechnen ist [Shivakumar, 2014, S. 1, Council of European Energy Regulators (CEER), 2014, S. 12]. Jedoch existieren weder tiefergehenden Studien oder Analysen, die ein belastbares und plausibles Vorgehen zur Berechnung von systemischen Wahrscheinlichkeiten zukünftiger Stromunterbrechungen präsentieren noch Quellen aus denen die LoLP entnommen werden kann.

2.3.4 Makroökonomisches Optimum für Stromversorgungssicherheit

In einer systemischen Betrachtung sind Kenntnisse über das monetäre Ausmaß von Stromunterbrechungen dahingehend notwendig, das Verhältnis von technisch sicherer Stromversorgung und kosteneffizienten Investitionen in das Energiesystem zu ermitteln [Praktiknjo, 2013, S. 29]. Dabei sollten im theoretischen Optimum die marginalen Schadenskosten, bestehend aus VoLL multipliziert mit der Ausfallwahrscheinlichkeit (LoLP), gleich den Grenzkosten für die Sicherstellung einer ununterbrochenen Elektrizitätsversorgung sein (Abbildung 3).

Abbildung 3: Optimales Level Versorgungssicherheit



Quelle: Eigene Darstellung und Erweiterung nach Praktiknjo [2013, S. 29]

Demnach bietet die Berechnung des VoLL einerseits die Möglichkeit, die potentiellen systemischen Schadenskosten einer Stromunterbrechung zu ermitteln. Andererseits kann der berechnete VoLL in Kombination mit der LoLP und den Vermeidungskosten den theoretischen Rahmen zur Ermittlung des optimalen Niveaus systemischer Stromversorgungssicherheit (technisch machbar und ökonomisch effizient) bilden.

Außerdem kann der Wert des VoLL helfen, im Falle einer partiellen Stromunterbrechung die verbleibende Elektrizität optimal an die Endnutzer zu verteilen, soweit dies im Rahmen der technischen Möglichkeiten durchführbar ist. Dabei werden Endnutzer gezielt unterbrochen, wodurch ein geringerer volkswirtschaftlicher Schaden im Vergleich zu einer zufälligen Verteilung resultiert [Praktiknjo, 2013, S. 67].

2.4 Value of Lost Load-Messmethoden

Der Value of Lost Load kann nicht direkt als Marktergebnis abgeleitet werden. Dies hat den simplen Grund, dass es keinen Markt gibt, in dem Stromunterbrechungen gehandelt werden. Daher muss der VoLL über wissenschaftliche Messmethoden ermittelt werden [van der Welle und van der Zwaan, 2007, S. 8]. In der Literatur existieren bezüglich der Gruppierung der einzelnen Methoden unterschiedliche Einteilungen [Caves et al., 1990, S. 83ff., Woo und Pupp, 1992, S. 5f., Sullivan und Keane, 1995, S. 3-1ff., Lijesen und Vollaard, 2004, S. 36f., Ajodhia, 2006, S. 83ff., de Nooij et al., 2007, S. 280f., Röpke, 2013, S. 1019, London Economics, 2013a, S. 11ff.].

Eine generelle Unterscheidung kann zwischen direkten bzw. Survey-Methoden und indirekten Methoden vorgenommen werden. Direkte oder Survey-Methoden beziehen ihre Informationen über die Kosten von Stromausfällen direkt von den Endnutzern, während indirekte Methoden andere Informationsquellen benötigen, wie beispielsweise statistische Daten [Ajodhia, 2006, S. 84].

Tabelle 5: VoLL-Messmethoden

Direkte (Survey) Messmethoden			Indirekte Messmethoden	
Blackout-Studien	Erhebungen zur Zahlungsbereitschaft	Erhebungen zu direkten Kosten	Makroökonomische Ansätze	Revealed preference (Marktverhalten)

Quelle: Eigene Darstellung

Wie bereits erwähnt, sollten die unterschiedlichen Endnutzer elektrischer Energie getrennt betrachtet werden. Dies gilt vor allem für die Unterteilung in industrielle oder gewerbliche sowie private Endnutzer. Hierfür gibt es zwei Gründe. Zunächst sind verschiedene Endnutzer von demselben Ausfall unterschiedlich betroffen. Laut Ratha et al. [2013, S. 2] ergibt eine Unterteilung auch dahingehend Sinn, da aus der Stromnutzung in privaten Haushalten kein vermarktbare Output resultiert. Generell gilt, dass sich die Quantifizierung der Unterbrechungskosten von Privatpersonen schwieriger gestaltet [LaCommare und Eto, 2006, S. 1848]. Um der besonderen Schwierigkeit der Ermittlung der Ausfallkosten für Privatpersonen gerecht zu werden, bedarf es somit einer anderen logischen Herangehensweise. Zudem ist eine differenzierte Betrachtung der betroffenen Endnutzergruppen auch dahingehend sinnvoll, als dass in partiellen Stromunterbrechungen auf Grundlage der ermittelten unterschiedlichen VoLL eine optimale Verteilung der verbleibenden Elektrizität ermöglicht wird (siehe 2.3.4).

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Methoden zunächst jeweils in Bezug auf ihre Anwendbarkeit für wirtschaftliche Endnutzer und im Anschluss daran auf die Anwendbarkeit für private Endnutzer erörtert. Dabei werden die Methoden kurz vorgestellt. Die jeweiligen Vor- und Nachteile werden nach jeder Methodenpräsentation tabellarisch zusammengefasst.

2.4.1 Direkte Messmethoden

Blackout-Studien

Bei diesem Ansatz werden die entstandenen Schadenskosten einer realen Stromunterbrechung im Nachhinein als Einzelfall erfasst und monetarisiert. Dieser Ansatz eignet sich, sowohl materielle Schäden als auch monetäre Kosten zu evaluieren. Bei diesem Ansatz sind die Unterbrechungsparameter klar definiert. Diese Methode wird hauptsächlich bei langanhaltenden und großflächigen Unterbrechungen angewandt [Billinton et al., 1993, S. 96]. Eine Blackout-Studie kann als Referenz zur Überprüfung der Berechnungen auf der Grundlage anderer VoLL-Methoden herangezogen werden. Im Zuge der Kostenerhebung werden bei Blackout-Studien oftmals auch die Funktionsfähigkeit der Rettungs- und Hilfsmannschaften sowie die Auswirkungen auf die Ökologie analysiert [Ajodhia, 2006, S. 85].

Im Rahmen einer Blackout-Studie können Gesamtschäden erhoben werden. Je nach Fragestellung ist es natürlich auch möglich, nur Teile der Endnutzer zu betrachten. Dies hat auf die generelle Vorgehensweise keinen relevanten Einfluss.

Die Untersuchungsgrundlage einer Blackout-Studie ist eine reale Stromunterbrechung. Dies ist zugleich Vor- und Nachteil dieser Methode: Vorteil dahingehend, dass der VoLL an einem

realen Ereignis gemessen werden kann. Nachteil ist allerdings, dass Stromunterbrechungen zumindest für viele Staaten der EU (siehe Abbildung 1) sehr selten und meistens unvorhersehbar auftreten, sodass sich die Forschung dann nicht adäquat auf das ein zukünftiges Ereignis vorbereiten kann.

Tabelle 6: Vor- und Nachteile von Blackout-Studien

Vorteile:	Nachteile:
• Untersuchung realer Stromausfälle, keine hypothetische Grundlage [de Nooij et al., 2003, S. 3]. • ganzheitliche Schadenserfassung möglich, aber sehr schwer [de Nooij et al., 2003, S. 3].	• Aufgrund der Individualität von Stromunterbrechungen keine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere oder zukünftige Ereignisse [de Nooij et al., 2007, S. 280]. Dies ist der Individualität von Stromunterbrechungen geschuldet. • Begrenzte Anwendungsmöglichkeit [Frontier Economics, 2008, Folie 18].

Quelle: Eigene Darstellung

Erhebungen zur Zahlungsbereitschaft

Zur Bewertung von Stromunterbrechungen existieren einige ökonometrische Methoden, von denen die Contingent Valuation- und die Contingent Ranking- (oder Choice) Methode zu den Bekanntesten zählen. Die Ansätze zur Erhebung der Zahlungsbereitschaft eignen sich für die Ermittlung von materiellen Schäden und monetären Kosten.

Bei der Contingent Valuation-Methode (CVM) gilt es, ein klar erarbeitetes Szenario zu formulieren, das den Befragten präsentiert wird. Dabei werden Personen mittels Umfragen befragt oder direkt Interviews geführt, um bestimmte nicht-vermarktbar Güter (hier Stromunterbrechung) monetär zu bewerten. Dementsprechend sind alle in diesem Zusammenhang ermittelten Zahlungen oder Einkünfte hypothetischer Natur. Die bei dieser Methode gestellten Fragen können im Allgemeinen in zwei Ansätze unterteilt werden: Willingness to Pay (WTP) und Willingness to Accept (WTA). Für das hypothetische Gut Stromunterbrechung werden im WTP-Ansatz Fragen danach gestellt, wie viel ein Endnutzer zu zahlen bereit ist, um entweder eine Stromunterbrechung zu vermeiden oder ein höheres Sicherheitsniveau garantiert zu bekommen. Der WTA-Ansatz repräsentiert dabei den Gegenpart. Hier werden für den gleichen Sachverhalt Fragen danach formuliert, wie viel Geld geboten werden muss, um entweder eine Reduktion der Versorgungsleistung zu akzeptieren oder das gegebene Sicherheitslevel zu behalten anstatt auf ein höheres hochgestuft zu werden [Caves et al., 1990, S. 85f.]. Bei CVM-Studien werden

auch sozioökonomische Charakteristiken der Befragten Teilnehmer berücksichtigt [Portney, 1994, S. 5f.].

Eine weitere Methode ist die Contingent Ranking-Methode (CRM). Hierbei werden Personen gebeten, eine Reihe unterschiedlicher Optionen (hier Unterbrechungsszenarien) in eine Rangfolge zu bringen [Kling et al., 2012, S. 8]. Jede Option ist dabei mit einem bestimmten monetären Wert, d.h. Kompensation oder Kosten, verbunden. Aus den Antworten der befragten Personen können nun WTP- und WTA-Werte abgeleitet werden, um die Präferenzen der Konsumenten zu ermitteln [Caves et al., 1990, S. 86]. In der CRM werden die Monetarisierungen vom Fragesteller vorgegeben [Ajodhia, 2006, S. 85].

Schubert et al. [2013, S. 37] argumentieren bezüglich der Frage nach der Verifizierbarkeit der Ergebnisse aufgrund der häufig auftretenden Diskrepanz zwischen WTP- und WTA-Ergebnissen, dass die unterschiedliche Bewertung durch das Nutzenkalkül der Befragten bedingt ist und somit konsistent zu den Erkenntnissen der Verhaltensökonomik. Insgesamt gelten die WTP-Ergebnisse aber als realitätsnäher.

Die Anwendbarkeit der ökonometrischen Methoden für die Ermittlung des VoLL für private Endnutzer unterscheidet sich in der grundlegenden Ausrichtung und Durchführung nicht von der Durchführung für industrielle und gewerbliche Endnutzer. Insgesamt gibt es einige Einschränkungen, die es zu beachten gilt. Allen voran muss bei der Durchführung darauf geachtet werden, dass es aufgrund der Erhebungsart sowie der Formulierung und der Betonung zu keinen Verzerrungen kommt. Auch wenn die Grundlage der Befragungen hypothetischer Natur ist, können die ökonometrischen Messmethoden aufgrund der in Tabelle 7 aufgeführten Vor- und Nachteile als sinnvoll für die Ermittlung des VoLL privater Stromnutzer angesehen werden.

Tabelle 7: Vor- und Nachteile von Methoden zur Erhebung der Zahlungsbereitschaft

Vorteile:	Nachteile
- Berücksichtigung der Unterbrechungsparameter durch Szenarien [Frontier Economics, 2008, Folie 20]. - Berücksichtigung von Systemneustarts und Wiederanlaufzeiten über Szenariengestaltung möglich. - Flexibel hinsichtlich der zu messenden Größen [Frontier Economics, 2008, Folie 20] (Bsp. Erweiterung, um demographische Aspekte zu ermitteln). - Ermittlung der Ergebnisse beruht auf eher einfachen statistischen Techniken. Für tiefergehende Analysen bedarf es einer sorgfältigen Vorbereitung und fortgeschrittener analytische Techniken [Woo und Pupp, 1992, S. 113f.].	- Große Diskrepanz zwischen ermittelten WTP- und WTA-Werten ($WTA > WTP$) → Verifizierbarkeit der Ergebnisse? [Woo und Pupp, 1992, S. 114]. - Unerfahrenheit der Akteure mit dem Untersuchungsgegenstand, Probleme beim Hineindenken in die hypothetische Situation [Sanghvi, 1982, S. 184]. - Starke Priorität für Beibehaltung des Status Quo kann zu großen Verzerrungen führen: WTP vs. WTA. - Ergebnisabhängigkeit von Erhebungsart (Fragebogen, Interview etc.) und der Formulierung/Betonung [Sanghvi, 1982, S. 184]. - Zeitaufwendig [London Economics, 2013a, S. 16]

Quelle: Eigene Darstellung

Erhebungen zu direkten Kosten

Bei dem direkten Kostenansatz werden den Befragten unterschiedliche Ausfallszenarien beispielsweise mit verschiedenen Ausfalldauern oder Startzeiten präsentiert. Für jedes Szenario werden die Endnutzer nach den Schäden (materielle Schäden und Kosten) gefragt, die sie in der jeweiligen Situation erfahren würden. Die Befragten werden in manchen Studien gebeten, die entstehenden Kosten in Kategorien einzuteilen. Dieses Vorgehen wird vor allem bei industriellen und gewerblichen Nutzern angewandt [Billinton et al., 1993, S. 97], wo es aufgrund der unterschiedlichen Arbeitsschritte in den Unternehmen zu verschiedenen Schadenskategorien kommt (siehe Tabelle 4). Die Identifikation verschiedener Kostenkategorien hat zwei Ziele. Zum einen helfen sie den Befragten, die mitunter wenig Erfahrung mit Stromausfällen haben, einen Überblick über mögliche Schadensarten und Konsequenzen zu bekommen, um diese dann zu bewerten. Zum anderen versorgen sie den Fragenden mit wichtigen Informationen zu den größten Kostenkomponenten. Das Wissen um die größten Kostenkategorien kann dabei helfen, die tatsächlichen Kosten eines Ausfalls zu minimieren [Caves et al., 1990, S. 85]. Ajodhia et al. [2002, S. 85] fassen diese Methode in drei Punkten zusammen:

1. Identifikation der Kostenkategorien,

2. Gewichtung jeder Kategorie mit einem bestimmtem ökonomischen Wert,
3. Ermittlung der Unterbrechungskosten durch Aufsummieren aller individuellen Kosten.

Die Befragten bekommen ein Set verschiedener Ausfallszenarien vorgelegt, sodass sie gleichzeitig ein Gefühl für die umfassende Problematik einer Unterbrechung bekommen. Ein besonderer Vorteil dieses Ansatzes liegt demnach darin, dass die Befragten über unterschiedliche Varianten und Ausprägungen einer Stromunterbrechung informiert werden. Dies ist vor allem wichtig, weil in der Regel nur wenige Befragte Erfahrungen mit Versorgungsunterbrechungen haben. Die große Schwäche dieses Ansatzes besteht darin, dass weniger eindeutige Kosten nicht zufriedenstellend erfasst werden können, was vor allem die Kostenermittlung für die privaten Endnutzer betrifft.

Tabelle 8: Vor- und Nachteile von Erhebungen zu direkten Kosten

Vorteile:	Nachteile:
• Informationen direkt vom Endnutzer. • Bewertung verschiedener Szenarien möglich [Frontier Economics, 2008, Folie 20]. • Vor allem sinnvoll für industrielle und gewerbliche Nutzer [Caves et al., 1990, S. 86].	• Problem privater Endnutzer, ökonomischen Wert für Unsicherheiten, Irritationen und Stress zu finden. • Generell: monetäre Bewertung vieler im Haushalt getätigten Arbeiten sehr schwer [Caves et al., 1990, S. 86, Billinton et al., 1993, S. 97].

Quelle: Eigene Darstellung

2.4.2 Indirekte Messmethoden

Frühe Studien zur Berechnung von Ausfallschäden haben sich nach Caves et al. [1990, S. 83] ausschließlich auf indirekte Methodenansätze gestützt. In den letzten Jahrzehnten kam es allerdings zu vielen Weiterentwicklungen und Verbesserungen dieser Messmethoden [Ajodhia, 2006, S. 84].

Makroökonomischer Ansatz: Produktionsfunktion

Der Ansatz einer Produktionsfunktion basiert auf dem Verständnis, dass Elektrizität ein wichtiger Inputfaktor wie Arbeit oder Kapital für die Produktion von Gütern und Dienstleistungen ist [Munasinghe und Gellerson, 1979, S. 354, Munasinghe und Sanghvi, 1988, S. 7]. Wenn ein essentieller Inputfaktor im Produktionsprozess fehlt, kommt es unweigerlich zu einem Produktionsrückgang oder zur kompletten Stilllegung der Produktion. Der Produktionsfunktionsansatz berechnet daher die monetären Kosten einer Unterbrechung über die Wertschöpfungsverluste,

indem die eigentlich erzielte Wertschöpfung während der Unterbrechung in Relation zu den nicht gelieferten kWh gesetzt wird. Materielle Schäden beispielsweise an Produktionsanlagen werden nicht erfasst. Zur Durchführung der Berechnung der monetären Kosten über eine Produktionsfunktion werden im Wesentlichen statistische Daten benötigt und ausgewertet [de Nooij et al., 2007, S. 280].

Der Ansatz einer Produktionsfunktion zur Ermittlung des Value of Lost Load für industrielle und gewerbliche Endnutzer hat einige Schwachstellen, die es zu beachten gilt. Gleichzeitig besteht der große Vorteil darin, dass die benötigte Datengrundlage in der Regel über die Statistischen Ämter gedeckt werden kann und somit konsistent und relativ kostengünstig zu beziehen ist. Darüber hinaus besteht durch die Integration der Produktionsfunktion des VoLL in die Input-Output-Rechnung die Möglichkeit, die Konsequenzen einer Stromunterbrechung über Regions- und Sektorgrenzen auf unterschiedlichen Wirkungsebenen, wie bereits in Unterkapitel 2.3 skizziert, zu ermitteln.

**Tabelle 9: Vor- und Nachteile des makroökonomischen Ansatzes:
Produktionsfunktion**

Vorteile	Nachteile
- Vergleichsweise geringer, leicht verfügbarer Datenbedarf, kostengünstig, einfache Anwendung [Woo und Pupp, 1992, S. 111]. - Sektorale Berechnung der Produktionsausfälle und aggregierte Aussagen über die gesamte Ökonomie [de Nooij et al., 2007, S. 280]. - Verknüpfung mit Input-Output-Rechnung möglich, vgl. Chen und Vella [1994]. - Große Erfahrungen im Bereich der sog. ‚Disaster Impact Analysis‘, in der die Auswirkungen natürlicher, technischer oder menschlicher Katastrophen/Fehler auf den Produktionsprozess analysiert werden (vgl. [Steenge und Bočkarjova, 2007, Anderson et al., 2007, Rose und Wei, 2013, Okuyama und Santos, 2014]).	- Stark vereinfachte Annahmen [Frontier Economics, 2008, Folie 20]. - Es werden lediglich monetäre Kosten über Wertschöpfungsverluste berechnet, materielle Schäden werden nicht betrachtet. - Keine ausreichende Berücksichtigung von Systemneustarts und Wiederanlaufzeiten. - Keine Differenzierung unterschiedlicher Zeitpunkte. Annahme identischer zeitunabhängiger Kosten, keine Berücksichtigung von Einflussfaktoren der Unterbrechung [Sanghvi, 1982, S. 185]. - Keine Berücksichtigung des Aufholens von Produktionsausfällen [London Economics, 2013a, S. 18].

Quelle: Eigene Darstellung

Makroökonomischer Ansatz: Sonderfall Haushaltseinkommen

Monetäre Unterbrechungskosten für private Endnutzer können auch auf der Grundlage einer Produktionsfunktion ermittelt werden. Dieser Herangehensweise liegt die Logik zugrunde, Freizeit monetär zu bewerten, welche auf Becker [1965] basiert. de Nooij et al. [2007, S. 282] fassen die Theorie sehr anschaulich zusammen. Demnach besteht der Kern von Beckers Theorie darin, dass Privatpersonen keinen Nutzen von Geld oder Gütern allein erfahren, aber durch eine Kombination von mit Geld gekauften Gütern und Zeit. Somit produzieren Privatpersonen einen Mehrwert, indem sie Zeit und Geld als Inputfaktoren nutzen. Nach dieser Logik können auch Privatpersonen als Produktionseinheiten verstanden werden. Beispielsweise führt lediglich der Besitz eines Fernsehers noch nicht zu einem Nutzen oder Mehrwert für die Person, denn der Besitzer benötigt ebenfalls Zeit, um fernzusehen.

Generell gilt, dass der Wert des Einkommens zusätzlicher Arbeitsstunden sinkt, je mehr Stunden eine Person arbeitet. Gleichzeitig steigt der Wert der Freizeit, denn aus einer höheren Arbeitszeit resultiert zwangsläufig weniger Freizeit. Dementsprechend gibt es für jede Person eine optimale Menge an Arbeitszeit. In diesem bestmöglichen Zustand gleicht dann der Lohn der letzten Stunde Arbeit dem Wert einer zusätzlichen Stunde Freizeit. Folglich entspricht der Wert einer Stunde Freizeit dem Stundenlohn der Person.

Weiterhin wird angenommen, dass die aufgrund einer Versorgungsunterbrechung unterbrochene Hausarbeit zu einer späteren Zeit durchgeführt werden muss, sodass diese Zeit für Erholung entfällt. Aus dieser Annahme resultiert, dass auch eine Stunde Hausarbeit dem Wert einer Stunde Freizeit gleicht [de Nooij et al., 2007, S. 282].

Eine Stromunterbrechung begrenzt die Freiheit der Zeitgestaltung privater Endnutzer und beeinträchtigt damit essentiell ihre präferierten Gewohnheiten, auch wenn viele Arbeiten ohne großen Aufwand oder finanzielle Kosten zu einem späteren Zeitpunkt durchgeführt werden können. Bei welcher Nutzungsform elektrischer Energie der größte Schaden auftritt, hängt von den jeweiligen Präferenzen der Person ab.

Die VoLL-Ermittlung über das Haushaltseinkommen, als Sonderfall der Produktionsfunktion, folgt einer klaren Logik. Leider kommt es bei dem Transfer dieser Logik in die Realität zu einigen nicht zu ignorierenden Einschränkungen. Hier ist vor allem die große Diskrepanz zwischen der in der Theorie angelegten freien Zeiteinteilung und der traditionellen Arbeitswoche mit festgelegten Arbeitsstunden und -zeiten zu nennen. Darüber hinaus gibt es möglicherweise Personen in einem Haushalt, die kein Einkommen beziehen. Hier stellt sich die Frage auf welcher Grundlage der Freizeitwertverlust dieser Personen zu bewerten ist.

Tabelle 10: Vor- und Nachteile des makroökonomischen Ansatzes: Haushaltseinkommens

Vorteile:	Nachteile:
Durchschnittseinkommen als akzeptabler Schätzwert für Kosten verlorener Freizeit von Privatpersonen [Munasinghe und Gellerson, 1979, S. 355].	- Große Diskrepanz zwischen Theorie und Praxis der freien Zeitgestaltung (Verhältnis Arbeit/Freizeit – z.B. traditionelle 40-Stunden Woche, festgelegte Arbeitszeit) [Woo und Pupp, 1992, S. 112]. - Was ist der optimale Stundenlohn von Hausfrauen/-männern/Rentnern/Kindern/etc.? [Sanghvi, 1982, S. 185]. - Keine Differenzierung unterschiedlicher Zeitpunkte. Annahme identischer zeitunabhängiger Kosten, keine Berücksichtigung von Einflussfaktoren der Unterbrechung [Sanghvi, 1982, S. 185]. - Methode nur für elektrizitätsabhängige Freizeitaktivitäten sinnvoll [Woo und Pupp, 1992, S. 112]. - Unsichere Datenlage [London Economics, 2013a, S. 18]. - Es werden lediglich monetäre Kosten über Wertschöpfungsverluste berechnet, materielle Schäden werden nicht betrachtet.

Quelle: Eigene Darstellung

Revealed Preferences (Marktverhalten)

Ein weiterer Ansatz zur Ermittlung von Schadenskosten durch Versorgungsunterbrechungen ist die Ableitung des VoLL aus dem aktuellen Marktverhalten. Dabei wird der VoLL entweder vom Verhalten von Unternehmen und Haushalten hinsichtlich ihrer Investitionstätigkeiten in eine Notstromversorgung, wie beispielsweise Notstromaggregate oder Batterien, oder vom Abschluss unterbrechbarer Versorgungsverträgen abgeleitet. Diese Ausgaben können hinsichtlich der Zahlungsbereitschaft der Stromnutzer für eine lückenlose Versorgungssicherheit analysiert werden. Bei den Investitionen handelt es sich allerdings um Vermeidungskosten, sodass weder materielle Schäden noch Schadenskosten ermittelt werden. Außerdem stellt sich die Frage, ob jede Investition in Backup-Systeme freiwillig geschieht, oder, wie im Falle von Krankenhäusern, per Gesetz geregelt ist [Röpke, 2013, S. 1019]. Wie sich die Einführung von Versorgungsverträgen, die beispielsweise eine gewisse Anzahl an gezielten Stromunterbrechungen

vorsehen, entwickeln wird (siehe Unterkapitel 2.2.2), ist noch nicht abzusehen. Jedoch sollte diese Entwicklung in Zukunft genau beobachtet werden.

Unter der Voraussetzung einer sehr hohen Versorgungssicherheit, wie sie in den meisten europäischen Ländern gewährleistet wird, ist die Methode, den VoLL einer Stromunterbrechung über die Investitionen von Stromnutzern in Notstromaggregate oder Batterien zu ermitteln, als nicht adäquat zu bewerten. Gleichzeitig ist die Möglichkeit, unterbrechbare Verträge abzuschließen, noch nicht in dem Maße gegeben, als dass darüber umfassende Informationen über die Zahlungsbereitschaft ermittelt werden könnten. Dies gilt sowohl für wirtschaftliche Nutzer als auch für Privatpersonen.

Tabelle 11: Vor- und Nachteile des Revealed Preferences-Ansatzes (Marktverhalten)

Vorteile:	Nachteile:
• Zeigt direkt die Zahlungsbereitschaft und damit den Wert von Versorgungssicherheit für Endverbraucher. • Eingeschränkte Verfügbarkeit aktueller Daten	• In Deutschland: unzureichende Rahmenbedingungen für Anwendung dieser Methode • Nur relevant, wenn in Backup-Systeme oder unterbrechbare Verträge investiert wird [London Economics, 2013a, S. 11]. • Anwendung für eine komplette Ökonomie ist nicht effizient durchführbar.

Quelle: Eigene Darstellung

2.5 Literaturanalyse aktueller Value of Lost Load-Studien

Nachdem in Unterkapitel 2.4 die ökonomische Kennzahl zur Bewertung von Stromversorgungssicherheit VoLL vorgestellt sowie die unterschiedlichen Erhebungs- und Berechnungsmöglichkeiten aufgezeigt wurden, soll im Folgenden ein Überblick über Studien zum VoLL gegeben werden, welche zwischen 2004 und 2014 publiziert wurden⁵.

2.5.1 Charakteristiken und Tendenzen von VoLL-Studien

Tabelle 12⁶ differenziert die Studien nach untersuchtem Land bzw. Region sowie nach analysiertem Basisjahr. Außerdem wird betrachtet, welche Unterbrechungsszenarien in den Studien

⁵ Nach 2014 wurden einige weitere VoLL-Studien publiziert. Jedoch beinhalten diese keine neuen Aspekte, sodass die darin ermittelten Ergebnisse und Erkenntnisse keinen zusätzlichen Einfluss auf die folgenden generellen Schlussfolgerungen haben.

⁶ Tabelle 12 befindet sich aufgrund ihrer Größe im Anhang.

angenommen werden und mithilfe welcher Methode der VoLL berechnet wurde. Schlussendlich zeigt die Tabelle, auf welche Endnutzergruppen sich die jeweiligen Untersuchungen fokussiert haben.

Tabelle 12: Übersicht über VoLL-Studien zwischen 2004 und 2014

Studie	Land/Region	Methode und definierter Szenarioahmen	Ø VoLL (€/kWh) industrielle und gewerbliche Endnutzer ⁷	Ø VoLL (€/kWh) private Endnutzer
[Chowdhury et al., 2004]	USA – Midwest-Region	Zahlungsbereitschaft (Differenzierung nach Event, 2 Sekunden, 1 Minute, 20 Minuten, 1 h, 4 h, 8 h)	19,25 – 35,23	0,50
[Bliem, 2005]	Österreich	Makroökonomischer Ansatz (regionale und sektorale Differenzierung vorgenommen)	6,23	19,95
[Centoletta et al., 2006]	USA – Midwest-Region	Direkte Kostenerhebung Untergliederung in kleinere und größere industrielle und gewerbliche Nutzer sowie Differenzierung nach (9) Sektoren für 1 h, 2 h, 3 h-Unterbrechung; nebenstehendes Ergebnis (€/kWh) für 1 h-Event	17,03 – 86,47	-
		Zahlungsbereitschaft (nebenstehendes Ergebnis (€/kWh) für 1 h-Event)	-	1,38
[Tol, 2007]	Irland	Makroökonomischer Ansatz sektorale Unterteilung der Industrie, Berechnung des industriellen VoLL von 1990 – 2005, Unterteilung VoLL nach Tages-/Wochen-/Jahreszeit	8,76	43,79 – 47,07
[de Nooij et al., 2007]	Niederlande	Makroökonomischer Ansatz sektorale Unterteilung der Industrie, Unterteilung VoLL nach Wochenzeiten	0,42 – 43,57	22,30
[Baarsma und Hop, 2009]	Niederlande	Zahlungsbereitschaft Differenzierung nach Event: 1 Event/a mit einer Länge von 0,5 h, 1 h, 4 h, 8 h, 24 h sowie ein 2-stündiges Event 1, 2, 4, 6, oder 12 Mal/a; nebenstehendes (€/kWh) Ergebnis für 1 h-Event	62,62	5,99
[Sullivan et al., 2009]	USA	Zahlungsbereitschaft Auf Grundlage einer Meta-Datenbasis 1989 – 2005; Untergliederung in kleinere und größere industrielle und gewerbliche Nutzer, Differenzierung nach Event, kurzzeitig, 30 Minuten, 1 h, 4 h, 8 h; sowie nach Industriesektoren; nebenstehendes Ergebnis (€/kWh) für 1 h-Event	19,61 – 292,72	2,04

⁷ Alle Werte in Euro 2013 [Wirtschaftskammer Österreich, 2014, Deutsche Bundesbank, 2014]

Theoretischer Rahmen zur Bewertung von Stromversorgungssicherheit

Studie	Land/Region	Methode und definierter Szenariorahmen		Ø VoLL (€/kWh) industrielle und gewerbliche Endnutzer ⁷	Ø VoLL (€/kWh) private Endnutzer
[Praktiknjo et al., 2011]	Deutschland	Makroökonomischer Ansatz		2,42 – 16,93	16,25
[Leahy und Tol, 2011]	Irland	Makroökonomischer Ansatz		4,24 – 14,83	26,06
	Nordirland			4,78 – 15,52	21,49
[Carlsson et al., 2011]	Schweden	Zahlungsbereitschaft Differenzierung nach Event, 1 h, 4 h, 8 h, 24 h; sowie nach geplant und ungeplant; nebenstehendes Ergebnis (€/kWh) für 1 h-Event	geplant	-	5,06
			Ungeplant	-	9,71
[Lineares und Rey, 2012]	Spanien	Makroökonomischer Ansatz sektorale Unterteilung der Industrie, sowie regionale Differenzierung, VoLL-Berechnung von 2000-2008 (nebenstehendes Ergebnis für 2008)		5,78	9,13
[Zachariadis und Poullikkas, 2012]	Zypern	Makroökonomischer Ansatz sektorale Unterteilung der Industrie, sowie Differenzierung nach Tageszeit in der Woche und am Wochenende in Frühling, Sommer und Winter		0,22 – 130,37	9,97
[Reichl et al., 2013]	Österreich	Makroökonomischer Ansatz Industrien in Sektoren differenziert; Ergebnis für eine 1h-Unterbrechung zu unterschiedlichen Jahres- und Tageszeiten		3,50 – 23,22	-
		Zahlungsbereitschaft Ergebnis für eine 12 h-Unterbrechung im Sommer		-	1,53
[Growitsch et al., 2013]	Deutschland	Makroökonomischer Ansatz Industrien in Sektoren und nach Region differenziert		1,21 -116,24	13,46
[Röpke, 2013]	Deutschland	Makroökonomischer Ansatz		2,35 – 16,25	19,91
[Piaszeck et al., 2013]	Deutschland	Makroökonomischer Ansatz Industrien in sechs Sektoren differenziert, regionale Unterteilung auf Landkreisebene		0,73 – 11,45	6,18 – 14,21
[New Zealand Electricity Authority, 2013]	Neuseeland	Zahlungsbereitschaft Untergliederung in kleine, mittlere und große Unternehmen, Differenzierung nach Event, 10 Minuten, 1 h, 8 h; sowie Szenarien nach Tages- und Jahreszeit (Ergebnis für eine 1 h-Unterbrechung)		6,06 – 278,48	9,51 – 10,78
[Schubert et al., 2013]	Deutschland, München	Zahlungsbereitschaft Untersuchung zum Stromausfall am 15.11.2012, Dauer 4 h		-	22,63

Studie	Land/Region	Methode und definierter Szenariorahmen	Ø VoLL (€/kWh) industrielle und gewerbliche Endnutzer ⁷	Ø VoLL (€/kWh) private Endnutzer
[London Economics, 2013b]	Großbritannien	Zahlungsbereitschaft Untergliederung in kleinere und mittlere Unternehmen sowie industrielle und gewerbliche Nutzer, Szenarien nach Tages- und Jahreszeit	20,32 – 187,11	0,11 – 2,92
[Kim et al., 2014]	Südkorea	Zahlungsbereitschaft	159,92	2,55 je Monat
[Praktiknjo, 2014]	Deutschland	Zahlungsbereitschaft Differenzierung nach Event, 15 Minuten, 1 h, 4 h, 1 Tag, und 4 Tage. Berücksichtigung verschiedener sozioökonomischer Faktoren, wie Einkommen oder Haushaltsgröße. Nebestehendes Ergebnis auf Basis einer 1-stündigen Stromunterbrechung.	-	22,50

Quelle: [Schröder und Kuckshinrichs, 2015]

Aus Tabelle 12 lassen sich einige generelle Tendenzen ableiten:

- Zunächst zeigt sich, dass in einer Vielzahl von Ländern Studien zur Ermittlung des VoLL durchgeführt wurden. Es handelt sich also bei der Ermittlung des VoLL um eine im internationalen Kontext beachtete und aktuelle Fragestellung. Allerdings ist eine regionale Häufung erkennbar. Von den 21 Studien beziehen sich 3 auf die USA und 16 auf Mitgliedsländer der Europäischen Union. Hier liegt Deutschland mit 6 Studien vorn, gefolgt von Österreich, den Niederlanden und Irland mit je 2 Studien. Den Studien, die sich auf Deutschland beziehen, kann entnommen werden, dass die Motivation für die Analysen in der zunehmenden Integration von Erneuerbaren Energien in das Energiesystem zu finden ist.
- Über die betrachtete Dekade liegt eine Häufung der Publikationen auf den Jahren 2011 – 2014. In dieser Zeit wurden 14 Studien publiziert, von 2004-2010 hingegen nur 7 Studien. Auch dieser Trend lässt sich mit der in den letzten Jahren deutlichen Zunahme des Ausbaus der Erneuerbaren Energien erklären. Beispielsweise wurden alle Studien für Deutschland nach 2011 publiziert. Stromunterbrechungen scheinen somit in der Wissenschaft zunehmend als drohende Gefahr wahrgenommen zu werden.
- Darüber hinaus geht aus der Tabelle 12 hervor, dass fast ausnahmslos makroökonomische Ansätze und Erhebungen zur Zahlungsbereitschaft zur Anwendung kommen⁸. In diesem

⁸ Lediglich [Centoletta et al., 2006] verwenden in einem Teilbereich der Studie den direkten Kostenansatz.

Zusammenhang zeigt sich, dass Studien, die makroökonomische Ansätze verwenden, die Wirtschaftsbereiche in den Berechnungen tendenziell sektoral tiefgliederiger berücksichtigen als Studien, die Erhebungen zur Zahlungsbereitschaft anwenden.

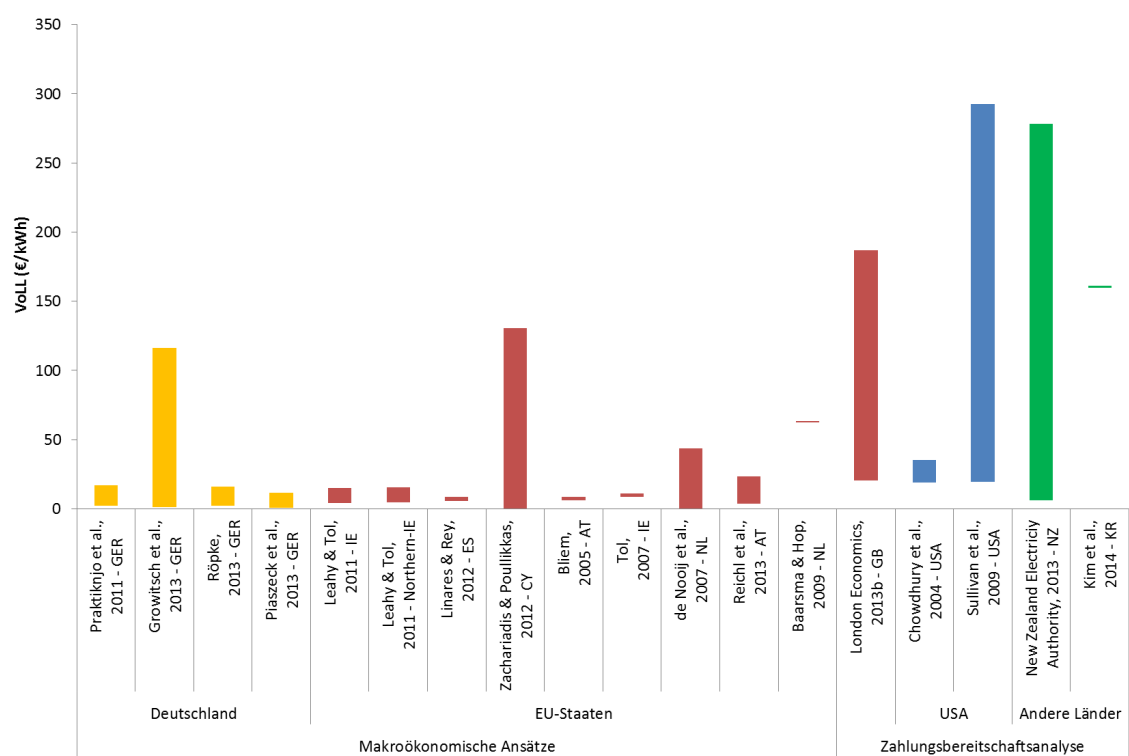
- Des Weiteren gibt die Tabelle 12 wieder, auf welche Rahmenbedingungen die unterschiedlichen Autoren besonderen Wert gelegt haben. Ein Vergleich der Szenarienrahmen zeigt, dass die Einflussfaktoren auf eine Stromunterbrechung (siehe Tabelle 1) unterschiedlich berücksichtigt wurden. Dies zeigt sich vor allem in der angenommenen Unterbrechungsdauer. Hier reichen die analysierten Zeiträume von wenigen Sekunden bis drei Tage.
- Weiterhin wird deutlich, dass der Fokus der Analyse auf unterschiedliche Endnutzergruppen gelegt wurde. Es wurde zumeist in industrielle bzw. gewerbliche und private Stromkunden unterteilt. Erhebliche Abweichungen lassen sich in diesem Zusammenhang in der Tiefe der sektoralen Differenzierung der Wirtschaft erkennen. So differenziert etwa Tol [2007] die Wirtschaft in 19 Sektoren, wohingegen etwa Baarsma und Hop [2009] die Wirtschaft als Gesamtsektor betrachten.

2.5.2 Ergebnisvergleich der VoLL-Studien

Die folgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse der VoLL-Studien (siehe Tabelle 12) differenziert nach angewandter Methodik und Endnutzergruppen (industrielle und gewerbliche Endnutzer in Abbildung 4, bzw. private Endnutzer in Abbildung 5). Aufgrund unterschiedlicher Gliederungstiefen innerhalb der Studien, z.B. Unterteilungen anhand von Wirtschaftszweigen, oder anhand unterschiedlicher Zeitpunkte der Stromunterbrechungen, werden die VoLL-Ergebnisse der Studien in den Abbildungen als Bandbreiten gezeigt⁹.

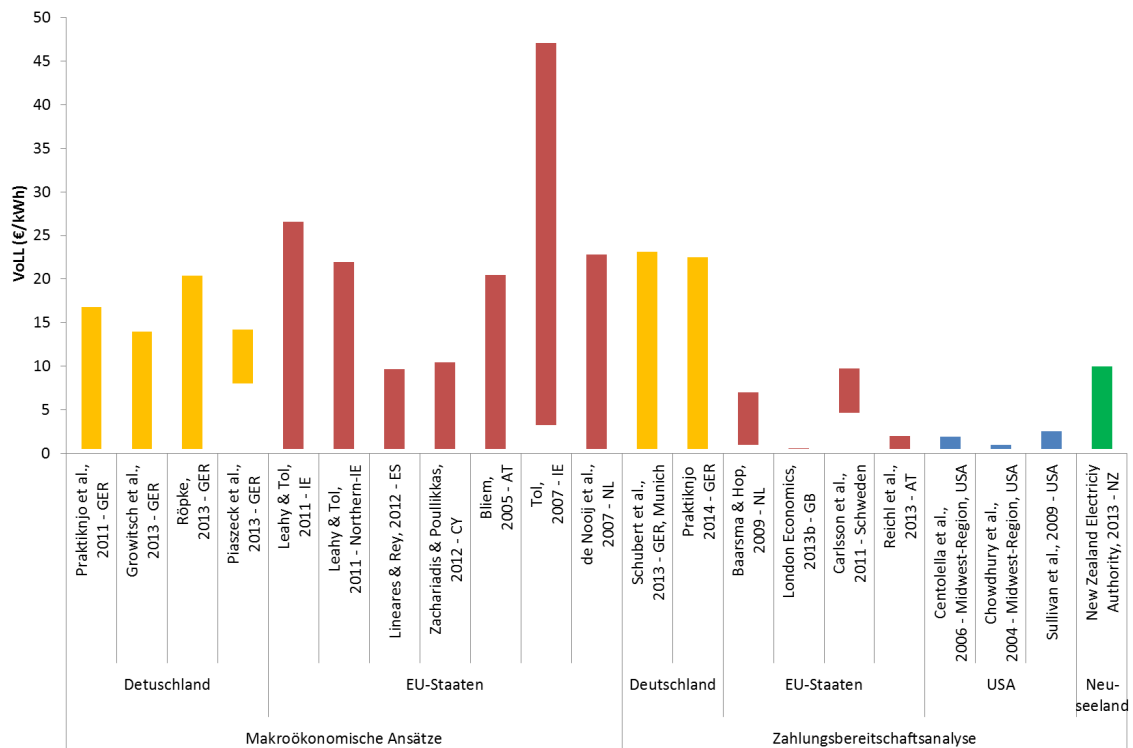
⁹ Alle Werte in Euro 2013 mit Umrechnungen basierend auf [Wirtschaftskammer Österreich, 2014, Deutsche Bundesbank, 2014].

Abbildung 4: Vergleich aktueller VoLL-Studien zu industriellen und gewerblichen Endnutzern



Quelle: Eigene Darstellung nach Schröder und Kuckshinrichs [2015, S. 9]

Abbildung 5: Vergleich aktueller VoLL-Studien zu privaten Endnutzern



Quelle: Eigene Darstellung nach Schröder und Kuckshinrichs [2015, S. 10]

Insgesamt sind folgende Tendenzen zu erkennen:

1. Heterogenität der VoLL-Höhe in und zwischen Endnutzergruppen: Für industrielle und gewerbliche Endnutzer rangieren die Ergebnisse zwischen wenigen Euro/Kilowattstunde (€/kWh) und bis über 250€/kWh. Das könnte z.B. an unterschiedlichen Wirtschaftsstrukturen in den einzelnen Ländern liegen. Auffällig an den Ergebnissen ist auch, dass es zwischen den VoLL-Werten der einzelnen Länder bzw. Ländergruppen große Unterschiede gibt. Hier reichen die Unterschiede von wenigen €/kWh innerhalb eines Landes, z.B. für Österreich [Bliem, 2005], Irland [Tol, 2007] oder Spanien [Lineares und Rey, 2012] bis zu über 250€/kWh für die USA [Sullivan et al., 2009] oder Neuseeland [New Zealand Electricity Authority, 2013]. Für private Endnutzer liegt die Bandbreite zwischen wenigen €/kWh [Reichl et al., 2013] bis zu ca. 45 €/kWh [Tol, 2007]. Auch hier könnten strukturelle Unterschiede, wie z.B. länderspezifische Wirtschaftsstrukturen und Unterschiede in der Lohnhöhe, Erklärungsansätze liefern. Tendenziell liegt der VoLL industrieller und gewerblicher Endverbraucher damit deutlich höher als bei privaten Endnutzern.
2. Höhe des VoLL in den Endnutzergruppen umgekehrt abhängig vom methodischen Ansatz: In den vorliegenden Studien sind enorme Unterschiede zwischen den mit den verschiedenen Methoden produzierten Ergebnissen zu erkennen. Einen offensichtlichen Erklärungsansatz

liefert hierbei die Tatsache, dass die abgebildeten Studienergebnisse mit zwei grundsätzlich unterschiedlichen Methodenansätzen ermittelt wurden (makroökonomische Ansätze vs. Erhebungen zur Zahlungsbereitschaft). Wie aus Unterkapitel 2.4 hervorgeht, werden über die Erhebungen zur Zahlungsbereitschaft sowohl monetäre Kosten als auch materielle Schäden ermittelt, die dann in die jeweiligen VoLL-Werte eingehen. Makroökonomische Ansätze hingegen bilden die monetären Kosten im Sinne von Wertschöpfungsverlusten ab. Dennoch ist auffällig, dass die durchschnittlichen VoLL-Werte privater Stromnutzer bei Untersuchungen, deren Ergebnisse mithilfe makroökonomischer Ansätze berechnet wurden, wesentlich höher sind als bei Studien auf Basis der Zahlungsbereitschaftsmethode. So liegt der VoLL bei makroökonomischen Ansätzen zumeist in einem Bereich von ca. 10 bis 25 €/kWh, wohingegen der VoLL bei Abfrage der Zahlungsbereitschaft hauptsächlich bis ca. 10 €/kWh zu finden ist. Bei industriellen und gewerblichen Endnutzern hingegen übersteigen die VoLL-Ergebnisse auf Basis der Zahlungsbereitschaftsmethode diejenigen auf Basis makroökonomischer Ansätze deutlich.

Jedoch können diese Erklärungen nur einen Teil der Unterschiede rechtfertigen. Bei genauerer Betrachtung fällt auf, dass beispielsweise die Studien von Praktiknjo et al. [2011], Growitsch et al. [2013] Piaszeck et al. [2013] und Röpke [2013] alle Deutschland als Untersuchungsraum betrachten und einen makroökonomischen Ansatz verwenden. Dennoch differieren die VoLL-Bandbreiten stark. Ein weiterer Erklärungsansatz kann daher in den Unterschieden der weitergehenden methodischen Ausgestaltung der Studien liegen. Hierzu gibt es zwei essentielle Einflussgrößen: Erstens spielt die Berücksichtigung und Gewichtung der Unterbrechungsfaktoren aus Tabelle 1 eine gewichtige Rolle. Werden bei der Ausgestaltung des Szenarienrahmens unterschiedliche Annahmen, beispielsweise über die Länge oder den regionalen Raum der hypothetischen Stromunterbrechung (im vorliegenden Fall betrachten Praktiknjo et al. [2011] und Röpke [2013] Deutschland als Ganzes, Growitsch et al. [2013] auf Bundesland- und Piaszeck et al. [2013] auf Landkreisebene), getroffen, hat dies Auswirkungen auf die erzielten Ergebnisse. Zweitens beeinflusst die Unterteilung der Wirtschaftssektoren die resultierenden VoLL-Werte. Wird die Ökonomie als Ganzes betrachtet, bildet der VoLL einen Mittelwert ab. Je tiefer die Ökonomie unterteilt wird, desto differenzierter werden die VoLL-Werte und die Bandbreiten nehmen tendenziell zu. Zusammenfassend können neben den typischen strukturellen Besonderheiten in den Einkommens- und Wirtschaftsstrukturen der Länder drei grundlegende Einflüsse identifiziert werden:

1. Die Wahl der Methode,
2. Ausgestaltung des Szenariorahmens der hypothetischen Stromunterbrechung und

3. die Gliederung der Wirtschaftssektoren, sowohl Abgrenzungen als auch Differenzierungstiefe.

2.6 Vorschläge zur Steigerung der Aussagekraft vom Value of Lost Load

Laut Definition wird der VoLL ermittelt, indem die durch eine Stromunterbrechung bedingten Schadenskosten (durch den Ausfall ökonomischer Aktivitäten) auf die Höhe der nicht gelieferten kWh während einer Unterbrechung bezogen werden. Auf Basis dieser definitorischen Grundlage wurden, wie in Unterkapitel 2.4 gezeigt, eine Reihe methodischer Ansätze verwendet, die sich beispielsweise hinsichtlich der Berechnungsbasis unterscheiden. So erfassen die direkten Messmethoden die gesamten Schadenskosten, bestehend aus materiellen Schäden und den monetären Kosten, wohingegen die indirekten Methoden entweder lediglich die monetären Kosten im Sinne von Wertschöpfungsverlusten betrachten (siehe makroökonomischen Ansätze), oder im Falle des Revealed Preferences–Ansatzes auf die Vermeidungskosten fokussieren. Hieraus hat sich eine Vielfalt in der Ausgestaltung des Vorgehens entwickelt.

Aus den Ausführungen in diesem Kapitel lässt sich folgern, dass der definitorische Rahmen des VoLL so weit gefasst ist, dass das Begriffs- und Problemverständnis nicht ausreichend harmonisiert ist und es daher an Vergleichbarkeit der VoLL-Werte mangelt. Dies ist umso problematischer, wenn der Anspruch besteht, dass der Indikator internationale Vergleichbarkeit der ökonomischen Bewertung von Stromversorgungssicherheit gewährleisten soll. Insgesamt kann bemängelt werden, dass die Definition des VoLL so weit gefasst ist, dass sich damit eine Vielzahl unterschiedlicher Vorgehensweisen rechtfertigen lassen. Dadurch verliert der VoLL enorm an Aussagekraft, da Ergebnisse sich nicht über Vergleiche in einen größeren Kontext einordnen lassen und somit immer nur einen Einzelfall abbilden können. Dementsprechend trägt ein einheitlicher Rahmen als Grundlage einer Vergleichbarkeit dazu bei, diese Kennzahl für die internationale Vergleichbarkeit auf ein aussagekräftigeres Niveau zu heben. Dies muss nach klar definierten Vorgaben geschehen. Technische Kennzahlen, die die Stromversorgungssicherheit abbilden, wie beispielsweise der SAIDI etc., unterliegen bereits klar definierten Kriterien.

Für die Entwicklung eines einheitlichen Rahmens zur Ermittlung des VoLL wird folgendes Vorgehen vorgeschlagen: Zunächst muss das Verwenden einer einzigen Methode (makroökonomischer oder Erhebungen zur Zahlungsbereitschaft) als essentielle Voraussetzung sichergestellt werden. In einem weiteren Schritt muss der Rahmen der Unterbrechung klar bestimmt werden, d.h. die Einflussfaktoren aus Tabelle 1 werden in allen kommenden Forschungsprojekten in gleicher Weise berücksichtigt. Und in einem dritten Schritt muss die Gliederung der

Wirtschaftssektoren sowohl in der Abgrenzung zueinander als auch in der Differenzierungstiefe abgestimmt werden.

Die Klärung des generellen Analyserahmens sichert ein einheitliches und abgestimmtes Vorgehen und stellt somit die Grundlage internationaler und innerstaatlicher Vergleichbarkeit dar. Der auf dieser Basis ermittelte VoLL bietet die Möglichkeit, die einzelnen Ergebnisse sowohl im internationalen Kontext als auch im zeitlichen Verlauf zu verorten.

Die Realitätsnähe des so ermittelten VoLL kann durch die Integration schadenssteigernder Einflussfaktoren (z.B. Einfluss von Vorbereitungs- und Wiederanlaufzeiten auf die Unterbrechungsdauer) und schadensmindernder Einflussfaktoren (z.B. Anteil Eigenstromproduktion, Lagerhaltung, Aufholen der Produktion, Umstrukturierung von Arbeitsschritten, Vorwarnzeiten) weiter erhöht werden. Die Integration solcher Einflussfaktoren führt aber zur Reduktion der internationalen Vergleichbarkeit, da es für das Einbeziehen solcher Einflussfaktoren einer fundierten Datengrundlage bedarf, die in vielen Fällen nicht oder nur zum Teil von den statistischen Ämtern erfasst wird und somit oftmals nicht zugänglich ist.

In diesem Zusammenhang zeigt sich die Problematik der Schwerpunktlegung zwischen größtmöglicher Realitätsnähe und größtmöglicher internationaler Vergleichbarkeit. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass die Datengrundlage international harmonisiert ist. Hierbei ist es sinnvoll, auf die größtmögliche Differenzierungstiefe zu verzichten, um die internationale Vergleichbarkeit zu wahren. Da es dem jetzigen VoLL bislang gänzlich an internationaler Vergleichbarkeit mangelt, ist es unerlässlich, zunächst einen einheitlichen Analyserahmen zu entwickeln. Eine erste vergleichende Analyse zur Berechnung des VoLL privater Haushalte wurde in der Zwischenzeit von Shivakumar et al. [2017] auf der Basis des durchschnittlichen Stundenlohns (siehe Unterkapitel 2.4.2) durchgeführt. Allerdings beschränkt sich die Berechnung des einheitlichen Value of Lost Load lediglich auf private Endnutzer in Europa und löst die Problematik der Identifikation eines aussagekräftigen Äquivalentes zur BWS nicht. Sobald eine gemeinsame Grundlage zur Berechnung des VoLL für industrielle und gewerbliche Endnutzer existiert, sollte in weiteren Schritten geklärt werden, welche schadenssteigernden und schadensmindernden Einflüsse unter der Prämisse der Wahrung der internationalen Vergleichbarkeit integrierbar sind.

2.7 Zusammenfassung

Insgesamt konnten bisher vier unterschiedliche Aspekte herausgearbeitet werden, die grundlegenden Einfluss auf den zu berechnenden VoLL haben:

- Länderspezifische Besonderheiten in den Wirtschafts- und Sozialstrukturen,
- die Wahl der Methode,
- Ausgestaltung des Szenariorahmens der hypothetischen Stromunterbrechung und
- die Gliederung der Wirtschaftssektoren, sowohl Abgrenzungen und Differenzierungstiefe.

Länderspezifische Besonderheiten spielen eine große Rolle bei der Ergebnisermittlung, sind für die Analyse allerdings gegeben. Auf die drei weiteren Einflussgrößen kann durch die Wahl der Methode sowie der Ausgestaltung des Szenarienrahmens und der Untergliederung der Wirtschaftsstruktur durch Datenaufbereitung Einfluss auf die Harmonisierung der VoLL-Berechnung genommen werden. Die unterschiedliche Berücksichtigung dieser Aspekte ist in den analysierten Studien für die großen VoLL-Bandbreiten verantwortlich.

Insgesamt hat die Analyse kürzlich erschienener VoLL-Studien gezeigt, dass der VoLL als Kennzahl zur ökonomischen Bewertung von Stromversorgungssicherheit nach jetzigem Stand der Wissenschaft immer nur einen Einzelfall abbilden kann. Dabei muss das jeweilige Ergebnis vor dem Hintergrund des Analyserahmens betrachtet und eingeordnet werden. Die Aussagekraft dieser Ergebnisse ist nicht für Vergleiche mit anderen Studienergebnissen hinreichend. Wenn es gelingt, bei der Ermittlung des VoLL nach einem einheitlich definierten Vorgehen zu verfahren, kann der VoLL ein entscheidender Faktor für Energiesystemanalysen sein. Auf dieser Basis können Begründungen für oder gegen Investitionsentscheidungen beispielsweise in Netzoptimierung und –ausbau fußen. Darüber hinaus kann der VoLL auch für Standortentscheidungen von Unternehmen von großer Bedeutung werden. Regionen mit hohen Ausfallwahrscheinlichkeiten (LoLP) und –kosten (VoLL) können dabei dennoch attraktiv für den Verbleib oder die Neuansiedelung von Unternehmen sein, wenn diesen eine ausreichend hohe finanzielle Kompensation in Aussicht gestellt wird. Andererseits können diese Randbedingungen auch unattraktiv sein, wenn Betriebe hochgradig stromabhängig sind und diese Abhängigkeit nicht durch finanzielle Anreize kompensiert werden kann.

Des Weiteren kann der Wert des VoLL helfen, im Falle einer Stromunterbrechung die verbleibende Elektrizität optimal an die Endnutzer zu verteilen, soweit dies im Rahmen der technischen Möglichkeiten durchführbar ist. Damit stellt eine Weiterentwicklung des VoLL-Ansatzes als ökonomische Kennzahl eine sinnvolle Ergänzung zu den technischen Kennzahlen dar, auf deren Basis sich Investitionen in das Energiesystem zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit begründen lassen.

Aus den bisherigen Ausführungen wird deutlich, dass eine Analyse einer Stromunterbrechung mithilfe des VoLL nur dann fundiert sein kann, wenn die oben genannten Nachteile und

Herausforderungen berücksichtigt und bewältigt werden. In der folgenden Arbeit wird ein Vorschlag für einen Szenarienrahmen präsentiert und begründet, der eine internationale Vergleichbarkeit herstellen kann und der den Erkenntnissen dieses Kapitels Rechnung trägt.

2.8 Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen

Wie dargelegt, können die Einflussfaktoren, die das Ausmaß einer Stromunterbrechung bestimmen, in unterschiedliche Kategorien eingeteilt werden. Die Einflussfaktoren definieren den Rahmen einer Stromunterbrechung und determinieren damit die Zusammensetzung der „nachgelagerten“ Faktoren, die von größter Bedeutung für die resultierenden Schadenskosten sind. Dabei hat die Analyse der Einflussfaktoren auf das Ausmaß einer Stromunterbrechung gezeigt, dass besonders der Startzeitpunkt, die Dauer sowie die Art der betroffenen Endnutzer einen erheblichen Einfluss auf die resultierenden Schadenskosten haben.

Um die Kosten einer Stromunterbrechung zu quantifizieren, bietet der ökonomische Indikator für Stromversorgungssicherheit, der Value of Lost Load, einen Ansatz. Allerdings haben die Analyse der Berechnungsmethoden des VoLL (Unterkapitel 2.4) sowie die Literaturanalyse (Unterkapitel 2.5) gezeigt, dass verschiedene Berechnungsansätze mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen existieren. Von diesen werden vor allem makroökonomische Ansätze und Zahlungsbereitschaftsanalysen angewendet. Um für die regionaldifferenzierte Analyse von Stromunterbrechungskosten eine geeignete methodische Vorgehensweise zu bestimmen, werden an dieser Stelle die zentralen Vor- und Nachteile der beiden in Betracht kommenden Methoden noch einmal kurz diskutiert.

Die Vorteile der Zahlungsbereitschaftsanalyse liegen in der Berücksichtigung unterschiedlicher Unterbrechungsfaktoren. Dies ermöglicht eine differenzierte Betrachtung der unterschiedlichen Unterbrechungsfaktoren, v.a. des Startzeitpunktes als auch der Dauer der Stromunterbrechung. Je nach Ausgestaltung des Analyserahmens können diese Faktoren flexibel variiert werden. Darüber hinaus ermöglicht die Zahlungsbereitschaftsanalyse sowohl die Ermittlung der materiellen Schäden als auch der monetären Kosten. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass mithilfe der Zahlungsbereitschaftsanalyse auch Vorwarn- und Wiederanlaufzeiten berücksichtigt werden können. Die Nachteile dieses Ansatzes bestehen aus einem steigenden Zeitaufwand, wenn neben privaten Endnutzern auch industrielle und gewerbliche Endnutzer befragt werden sollen. Dies gilt umso mehr, je tiefgliedriger industrielle und gewerbliche Endnutzer betrachtet werden. Des Weiteren sind die jeweiligen Analyseergebnisse immer nur für das vorher definierte Szenario valide und damit nicht generalisierbar. Eine internationale Vergleichbarkeit der VoLL-Ergebnisse kann über diese Methode nur erreicht werden, wenn jede

Analyse den identischen Szenariorahmen bzw. ein Set unterschiedlicher Szenarien verwendet. Dies könnte allerdings Einschränkungen in der Berücksichtigung länderspezifischer Besonderheiten zur Folge haben, da die für ein Land definierten Rahmenbedingungen nicht zwangsläufig mit den Rahmenbedingungen anderer Länder deckungsgleich sein müssen. Dies könnte beispielsweise unterschiedliche Wochenarbeitszeiten, die Länge sowie den Beginn des Arbeitstages betreffen.

Die zweite infrage kommende Methode ist eine makroökonomische Analyse von Stromunterbrechungen. Die Vorteile bestehen hier vor allem in einer vergleichsweise geringen und konsistenten Datengrundlage, die ohne großen Mehraufwand eine Differenzierung zwischen unterschiedlichen Wirtschaftszweigen (WZ) ermöglicht. Jedoch können mithilfe dieses Ansatzes lediglich monetäre Kosten, im Sinne von Wertschöpfungsverlusten, und keine materiellen Schäden berechnet werden. Daneben gibt es weitere nicht zu vernachlässigende Nachteile. So beruhen die makroökonomischen Ansätze zumeist auf stark vereinfachten Annahmen. Außerdem können Vorwarn- und Wiederanlaufzeiten bisher nicht ausreichend berücksichtigt werden. Der schwerwiegendste Nachteil liegt allerdings darin, dass einige Unterbrechungsfaktoren nur unzureichend berücksichtigt werden können, wie die Variation des Startzeitpunktes und der Dauer der Stromunterbrechung. Wenn jedoch der Logik einer linearen Produktionsfunktion gefolgt wird, in der der Einsatz der Inputfaktoren zueinander konstant und unabhängig von der Produktionshöhe ist und aus diesem konstanten Verhältnis der Inputfaktoren immer der gleiche Output erzielt wird [Maier et al., 2006, S. 47f.], bedeutet das, dass aus dem Einsatz einer kWh Strom immer der gleiche Output resultiert. Dieser Logik folgend liegt der Schlüssel für die Anwendung eines makroökonomischen Ansatzes zur Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten in der zeitlichen Verteilung der Stromnachfrage im Laufe eines Jahres. Aus dem konstanten Verhältnis von eingesetzten Inputfaktoren und Output im Rahmen der zugrunde liegenden linearen Produktionsfunktion ergibt sich, dass der VoLL, als Verhältnis von nicht gelieferten kWh und Bruttowertschöpfung (BWS), zeitunabhängig bzw. normiert auf eine Zeitspanne (meistens ein Jahr) ist. Wertschöpfungsverluste y zum Zeitpunkt t resultieren aus der verwendeten Menge Strom EC (Electricity Consumption) zum Zeitpunkt t und dem VoLL:

$$y_t = EC_t * VoLL \quad (2.2)$$

Der Ansatz der Berechnung von zeitabhängigen Wertschöpfungsverlusten als Folge einer Stromunterbrechung mithilfe von Stromlastprofilen wurde bereits angewendet. In diesem Zusammenhang verwenden Growitsch et al. [2013] für ihre Analyse auf Bundeslandebene nationale Standardlastprofile vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Dabei

werden die Standardlastprofile einzelnen Wirtschaftszweigen zugeteilt, zu denen sie „am besten passen“ [Growitsch et al., 2013, S. 11]. Dieses Vorgehen ignoriert jedoch, dass sich die Wirtschaftsstrukturen zwischen den Regionen unterscheiden und somit auch die Stromnachfragemuster im Jahresverlauf zwischen einzelnen Regionen variieren können. Darüber hinaus wird nicht deutlich, ob die Lastprofile der Wirtschaftszweige in der Summe dem nationalen Lastprofil entsprechen. Ein ähnliches Vorgehen wählen Wolf und Wenzel [2015]. Sie verwenden ebenfalls Standardlastprofile und wenden diese für die Berechnung der Stromunterbrechungskosten auf Landkreisebene an. Auch wenn die Aussagekraft der Ergebnisse von Growitsch et al. [2013] und Wolf und Wenzel [2015] wenig belastbar erscheint, liefert die Kombination des VoLL mit Stromlastprofilen einen wichtigen Ansatz. Dieser überwindet einen schwerwiegenden Nachteil der Anwendung makroökonomischer Methoden zur monetären Bewertung von Stromunterbrechungen dahingehend, dass zeitabhängige Analysen durchführbar werden. Dies bildet ein starkes Argument für den Einsatz der makroökonomischen Methode. Um die genannten Einschränkungen und Kritikpunkte an der Vorgehensweise von Growitsch et al. [2013] und Wolf und Wenzel [2015] zu berücksichtigen und zu überwinden, besteht jedoch eine Voraussetzung für eine belastbare Analyse darin, zunächst individuelle Stromlastprofile für regionale Wirtschaftszweige und private Endnutzer und als Summe dieser auch für Regionen bereitzustellen, um die jeweiligen regionalen und sektoralen Besonderheiten berücksichtigen zu können. Auf der Grundlage individueller Stromlastprofile wird folglich die Anwendung eines makroökonomischen Ansatzes ermöglicht, der unterschiedliche Stromunterbrechungsszenarien betrachtet, bei denen sowohl der Startzeitpunkt als auch die Länge der Stromunterbrechung flexibel variiert werden können. Unter diesen Voraussetzungen besteht der entscheidende Vorteil des makroökonomischen Ansatzes im Gegensatz zu einer Zahlungsbereitschaftsanalyse darin, dass, sobald individuelle Lastprofile als Berechnungsgrundlage implementiert wurden, die Rahmenbedingungen von Stromausfallszenarien beliebig berücksichtigt werden können. Dies erlaubt eine kostengünstige und systemische Analyse unterschiedlichster Stromausfallszenarien, deren Ergebnisse einen Beitrag zur Ermittlung des theoretisch optimalen Niveaus nationaler Stromversorgungssicherheit liefern.

Aus der Analyse vorliegender VoLL-Studien in Unterkapitel 2.5 geht hervor, dass nicht nur die regionale Differenzierung, sondern auch die Unterteilung in Wirtschaftszweige zu einer hohen Bandbreite der VoLL-Ergebnisse führt. Dabei gilt, je tiefgliedriger eine Volkswirtschaft in Regionen und Wirtschaftszweige unterteilt wird, desto größer werden die VoLL-Bandbreiten. Um eine Vergleichbarkeit der hier zu berechnenden VoLL-Ergebnisse zumindest im europäischen Kontext zu gewährleisten, wird für die folgende Disaggregation des deutschen Lastprofils und

der anschließenden Analyse der Stromunterbrechungskosten eine Einteilung nach der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige der Europäischen Union, NACE vorgeschlagen. Neben dem Vorteil der europaweit einheitlichen Klassifikation basiert die Klassifikation der Wirtschaftszweige (WZ 2008) rechtsverbindlich auf der NACE-Einteilung [Destatis, 2008, S. 3], sodass diese Einteilung kompatibel mit Input-Output-Tabellen ist¹⁰. Durch diese Einteilung der Wirtschaftszweige wird ein grundlegender Kritikpunkt an der Aussagekraft und Vergleichbarkeit des Value of Lost Loads aufgegriffen, sodass die hier vorgenommene Einteilung der Wirtschaftszweige einen Lösungsansatz für eine konsistente und vergleichbare makroökonomische Analyse darstellen kann.

¹⁰ Für eine tiefergehende Analyse von Stromunterbrechungen mithilfe der Input-Output-Analyse sei auf Kapitel 5 dieser Arbeit verwiesen.

3 Disaggregation von Stromlastprofilen¹¹

Das Kapitel 3 behandelt die Disaggregation von Stromlastprofilen, um auf der Grundlage der im Kapitel 2 genannten Argumente für die Anwendung eines makroökonomischen Ansatzes zur Berechnung von Wertschöpfungsverlusten aus Stromunterbrechungen eine belastbare Datenbasis zu schaffen. Das Kapitel gliedert sich wie folgt: In Unterkapitel 3.1 wird die allgemeine Relevanz der Modellierung von Stromlastprofilen auch über die hier beschriebene Anwendung hinaus dargestellt und die Ergebnisse einer Literaturanalyse zum State of the Art der unterschiedlichen Ansätze zur Disaggregation von Stromlastprofilen vorgestellt und bewertet. Der Methodenteil 3.2 präsentiert den methodischen Hintergrund, die Modellentwicklung auf Basis unterschiedlicher Datenquellen sowie die zugrunde liegenden Annahmen. In Unterkapitel 3.3 werden die Modellergebnisse vorgestellt und diskutiert, wobei zunächst die berechnete regionale und sektorale Verteilung des Jahresstromverbrauchs und anschließend die Verteilung des Stromverbrauchs im Jahresverlauf gezeigt werden. Die Ergebnisse werden in der Sensitivitätsanalyse in Unterkapitel 3.4 auf ihre Plausibilität geprüft. Das vorliegende Kapitel schließt in Unterkapitel 3.5 mit einer Zusammenfassung sowie den Schlussfolgerungen für den weiteren Verlauf der Arbeit (Unterkapitel 3.6).

3.1 State of the Art zur Disaggregation von Stromlastprofilen

Um den sich konstant ändernden Ansprüchen an die Ausgestaltung und Planung des Elektrizitätssystems, z.B. im Netzausbau, gerecht zu werden, müssen Stromlastkurven so präzise wie möglich modelliert werden [Willis, 2002, S. 1f., Alfares und Nazeeruddin, 2002, S. 23]. Vor allem in den vergangenen Jahren hat sowohl die Liberalisierung des Strommarktes als auch die Integration eines stetig steigenden Anteils an fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu einer Vielzahl an Veränderungen und Herausforderungen [Kopsakangas-Savolainen und Svento, 2012, S. 5, Schleicher-Tappeser, 2012, S. 70] und folglich großem Forschungsbedarf geführt. In diesem Zusammenhang werden Informationen über Strommengen, die zu bestimmten Zeiten an unterschiedlichen Orten benötigt werden, eine notwendige Voraussetzung für Planungszwecke [Willis, 2002, S. 1]. Darüber hinaus können auch Informationen über den sektoralen Stromverbrauch eine wichtige Quelle für eine Reihe unterschiedlicher Fragestellungen darstellen, da verschiedene Endnutzergruppen individuelle Eigenschaften und zeitliche Muster des

¹¹ Dieses Kapitel bildet die Grundlage des Papers TÖBBEN, J. & SCHRÖDER, T. (2018) A maximum entropy approach to the estimation of spatially and sectorally disaggregated electricity load curves [Többen und Schröder, 2018].

Stromverbrauchs haben [Willis und Northcote-Green, 1983, S. 234, Feinberg und Genethliou, 2005, S. 281].

Zur Modellierung von Stromlastkurven existieren eine Reihe unterschiedlicher Ansätze. Diese können in zwei Gruppen unterteilt werden. Einerseits handelt es sich um Forecasting-Ansätze, deren Ziel darin besteht, zukünftige Lastprofile (von Sektoren und/oder Regionen) so genau wie möglich zu prognostizieren¹². Andererseits handelt es sich um Disaggregationsansätze, bei denen in der Vergangenheit gemessene Stromlastprofile auf unterschiedliche Sektoren und/oder Regionen aufgeteilt werden. Beispiele hierfür finden sich in Grandjean et al. [2012, S. 6541].

Forecasting-Ansätze können anhand ihres betrachteten Zeithorizontes in short-term oder long-term unterteilt werden (siehe beispielsweise Feinberg und Genethliou [2005, S. 269], Hong und Fan [2016, S. 914f.] oder Alfares und Nazeeruddin [2002, S. 23]). Die Abgrenzung zwischen short-term und long-term wird in der Literatur nicht eindeutig definiert, Hong und Fan [2016, S. 914] beispielsweise legen zwei Wochen als Grenze fest.

Generell gilt, dass es von der jeweilig zugrunde liegenden Fragestellung abhängt, für welchen Zeithorizont Stromlastprofile modelliert werden. Stromlastprofile, die den short-term-Zeithorizont abdecken, sind beispielsweise wichtig für Fragen der Last- und Nachfragesteuerung, der hour-ahead-Planung [Gajowniczek und Ząbkowski, 2014, S. 569] und day-ahead-Planung, der Kraftwerkseinsatzplanung [Saksornchai et al., 2004, S. 33] sowie des Energiehandels. Wohingegen Lastprofile, die für den long-term-Zeithorizont modelliert werden, wichtig für Energiesystemplanung oder die Analyse von Auswirkungen energiepolitischer Entscheidungen sind. Beispiele hierfür sind Xiang et al. [2016], die auf Grundlage von Stromlastprofilen die Standorte für Ladestationen für Elektroautos ermitteln. Morais et al. [2014] wiederum untersuchen den Einfluss von Elektromobilität auf die Stromnachfrage. Killinger et al. [2015] versuchen, regional aufgelöst den optimalen Mix aus Wind- und Solarstrom zu ermitteln. Zheng et al. [2014] nutzen Lastkurven, um den optimalen Standort für Batteriespeicher zu analysieren.

Im Gegensatz zu den Forecasting-Ansätzen besteht das Hauptziel der Disaggregationsansätze nicht darin, zukünftige Stromlastprofile zu prognostizieren, sondern aus einem gemessenen Stromlastprofil, z.B. eines zurückliegenden Jahres, eine bestimmte regionale, sektorale und temporale Verteilung der konsumierten Strommenge abzuleiten. Diese disaggregierten Lastprofile werden beispielsweise für sogenannte counter-factual-Studies verwendet, welche

¹² Hong und Fan [2016] präsentieren einen umfassenden und anschaulichen Literature Review über die unterschiedlichen Forecasting-Ansätze.

Fragen nach den Konsequenzen hypothetischer Events in den Mittelpunkt der Betrachtung stellen, um daraus beispielsweise Handlungsstrategien abzuleiten. Beispiele für solche Studien sind die Betrachtung von Sicherheitsaspekten aus einer technischen Perspektive [Pesch et al., 2014, Muratori et al., 2014] oder aus einer ökonomischen Perspektive [Wolf und Wenzel, 2015, Growitsch et al., 2013]. Da Veränderungen in der wirtschaftlichen und/oder demografischen Struktur eines Landes oftmals durch langfristige Prozesse bedingt werden, stellen detaillierte disaggregierte Stromlastprofile eine wichtige Informationsquelle für langfristige Entwicklungen dar, beispielsweise um Pläne für zukünftige Erzeugungssysteme zu entwickeln oder um langfristige Prognosen des Strombedarfs zu berechnen [Hainoun, 2009]. Damit steht die in diesem Kapitel behandelte Problemstellung der Disaggregation von Stromlastprofilen in einer Reihe mit einer Vielzahl unterschiedlicher wissenschaftlicher Fragestellungen, in der individuelle Lastprofile benötigt werden.

Generell kann bei den Disaggregationsansätzen zwischen zwei unterschiedlichen Vorgehensweisen differenziert werden. Dabei handelt es sich um die sogenannten Top-Down-Ansätze bzw. Bottom-Up-Ansätze. Welcher der beiden Ansätze verwendet wird, hängt zumeist von dem Ziel der Disaggregation sowie der Datenverfügbarkeit ab [Grandjean et al., 2012, S. 6540]. Da es häufig an detaillierten regional und sektoral aufgelösten Daten und Informationen mangelt, wird in Top-Down-Ansätzen ein zumeist nationales Lastprofil unter Zuhilfenahme unterschiedlicher Indikatoren, wie dem Bruttoinlandsprodukt (BIP) oder der Bevölkerungszahl, aufgeteilt. Dabei besteht eine Herausforderung darin, für die verwendeten Skalierungsindikatoren geeignete Gewichtungen festzulegen. Bottom-Up-Ansätze wirken umgekehrt, also von „unten nach oben“. Hier werden bereits disaggregiert aufgelöste Informationen wie gemessene Lastprofile einzelner Nutzer bzw. Nutzergruppen oder repräsentative Lastkurven zu einem nationalen Lastprofil hochskaliert, welches im Optimalfall dem gemessenen nationalen Lastprofil entsprechen sollte. Neben den reinen Top-Down- und Bottom-Up-Ansätzen existieren wenige hybride Ansätze wie z.B. statistische Modelle (siehe Gobmaier [2013]). Jedoch sind diese Ansätze oftmals durch einen enormen Daten- und Informationsbedarf gekennzeichnet, um das Modell zu kalibrieren [Grandjean et al., 2012, S. 6541]. Dieser große Informationsbedarf stellt dabei ein begrenzendes Kriterium für räumlich und sektoral stark differenzierte Betrachtungen dar.

Um festzustellen, welche der drei skizzierten Disaggregationsansätze in den vergangenen Jahren hauptsächlich verwendet wurden, und zu welchen Ergebnissen diese führen, wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Literaturanalyse durchgeführt, dessen Ergebnisse in Tabelle 13 dargestellt werden.

Tabelle 13: Übersicht über verwendete Disaggregationsansätze in Deutschland

Top-Down-Ansätze				
Studie	Disaggregationsdimension			Verwendeter Indikator
	regional	sektoral	temporal	
[Robinius, 2015]	Gemeinden	Nein	Lastgang 15 Minuten	BIP
[Pesch et al., 2014]	Landkreise	1. Landwirtschaft 2. Industrie 3. Gewerbe, Handel Dienstleistungen (GHD) 4. Private Haushalte	Lastgang Stundenwerte	BWS Bevölkerung
[Mackensen, 2011]	Regionen in Deutschland, unterteilt nach Bevölkerungsstruktur und Lastzentren	Nein	Lastgang Stundenwerte	Bevölkerung, Berücksichtigung energieintensiver Industrien
[Knorr et al., 2014]	Gemeinden	1. Industrie 2. GHD 3. Private Haushalte	Lastgang Stundenwerte	Bevölkerung
[Leuthold, 2010]	Landkreise	1. Industrie 2. Gewerbe 3. Private Haushalte	Lastgang Stundenwerte	Pro-Kopf Stromverbrauch
[Beer, 2012]	Gemeinden	1. Industrie 2. GHD 3. Verkehr 4. Private Haushalte	Lastgang Stundenwerte	Energiebedarf je WZ, Erwerbstätige je WZ
[Mainzer et al., 2014]	Gemeinden	1. Landwirtschaft 2. Industrie 3. GHD 4. Transport 5. Private Haushalte	Lastgang Stundenwerte	Bevölkerung, Anzahl Wohnungen, Anzahl Beschäftigte, Anzahl Unternehmen
[Growitsch et al., 2013]	Bundesländer	1. Landwirtschaft 2. Industrie, (weitere Unterteilung in 13 Wirtschaftszweige) 3. Private Haushalte	Lastgang Stundenwerte	Nationale BDEW-Standardlastprofile werden angewendet. Daher: Summe der Einzelprofile entspricht nicht dem nationalen Lastprofil
[Wolf und Wenzel, 2014]	Landkreise	1. Wirtschaft 2. Private Haushalte	Lastgang Stundenwerte	Nationale BDEW-Standardlastprofile werden angewendet. Daher: Summe der Einzelprofile entspricht nicht dem nationalen Lastprofil

Disaggregation von Stromlastprofilen

Bottom-Up-Ansätze				
Studie	Disaggregationsdimension			Verwendeter Indikator
	regional	sektoral	temporal	
[Elsland et al., 2015]	Gemeinden	1. Dienstleistung 2. Industrie 3. Landwirtschaft 4. Elektromobilität 5. Private Haushalte 6. Sonstige	Nein	Gewichtung und Berechnung der Verteilungsschlüssel nicht erkennbar
[Hinz et al., 2014]	Landkreise	1. Gewerbe 2. Industrie 3. Private Haushalte	Nein	Anzahl der Entnahmestellen pro Spannungsebene
Kombination Top-Down- und Bottom-Up-Ansätze				
Studie	Disaggregationsdimension			Verwendeter Indikator
	regional	sektoral	temporal	
[Gobmaier et al., 2012]	Deutschland	1. Industrie 2. GHD 3. Verkehr 4. Private Haushalte	Lastgang Stundenwerte	Multivariate Regressionsanalyse (Top-Down); Verbrauchermodell (Bottom-Up)

Quelle: Eigene Darstellung

Aus Tabelle 13 wird deutlich, dass die Mehrzahl der Veröffentlichungen nur einen der Ansätze verwendet, nur Gobmaier et al. [2012] validieren die Top-Down-Ergebnisse über ein zusätzliches Bottom-Up-Vorgehen. Darauf basierend ist eine eindeutige Tendenz hinsichtlich der Anwendung von Top-Down-Ansätzen erkennbar. Es ist daher wenig überraschend, dass sich die generellen Vorgehensweisen innerhalb eines Disaggregationsansatzes kaum unterscheiden. Dies betrifft besonders das methodische Vorgehen mithilfe von Disaggregationsindikatoren, bei denen überwiegend das BIP, die Bevölkerungsdichte und die Beschäftigtenzahlen verwendet werden. In diesem Zusammenhang bleiben viele potentiell relevante energiewirtschaftliche Informationen, etwa Daten der statistischen Ämter (Umweltökonomische Gesamtrechnung, Energiebilanzen des Bundes und der Länder) unberücksichtigt.

Des Weiteren kann anhand der Ergebnisse in Tabelle 13 festgestellt werden, dass die betrachteten Veröffentlichungen in der Schwerpunktsetzung der Berücksichtigung der unterschiedlichen Disaggregationsdimensionen (regionale, sektorale und/oder temporale Auflösung) stark variieren. Generelle Unterschiede innerhalb der betrachteten Studien können auch in der Tiefe der Disaggregation identifiziert werden. Hierbei kann festgehalten werden, dass sich die betrachteten Ansätze hauptsächlich mit der regionalen und zeitlichen Auflösung beschäftigen. Eine sektorale Disaggregation findet in den präsentierten Studien nur in einem geringen

Umfang statt. Insgesamt stehen alle Arbeiten zur Disaggregation von Stromlastprofilen vor der Herausforderung, die richtige Balance zwischen notwendiger Tiefe der Disaggregation zur Beantwortung der jeweiligen Forschungsfragen und limitierter Datenverfügbarkeit zu finden. Hierbei gilt, je kleingliedriger die Disaggregation, desto wahrscheinlicher wird das Abweichen regionaler und sektoraler Strukturen vom nationalen Mittelwert des Skalierungsindikators, so dass deren Eignung mit zunehmender Differenzierungstiefe abnimmt.

Es kann zusammenfassend festgehalten werden, dass wie in vielen wissenschaftlichen Modellierungsansätzen auch für die Disaggregation von Stromlastprofilen gewisse Annahmen getroffen werden müssen. Gleichzeitig werden z.T. unterschiedliche Datensätze aus verschiedenen Quellen verwendet, wobei jede verwendete Quelle wertvolle, aber mitunter nur einseitige oder unvollständige Informationen liefert. Solche konzeptionellen Unterschiede können z.B. in der räumlichen (administrative oder funktionale Gliederung) oder in der sektoralen Einteilung (Gliederung nach ökonomischen Kriterien oder nach Stromverbrauchsmustern unterschiedlicher Stromnutzer) auftreten. Außerdem folgen aus diesen Klassifikationsunterschieden oftmals widersprüchliche Angaben zu den jeweiligen Stromverbräuchen. Daher stellt die Harmonisierung unterschiedlicher Datenquellen eine weitere Herausforderung aber auch eine zusätzliche potentielle Fehlerquelle dar.

Die Disaggregation von Stromlastprofilen stellt folglich einen kritischen und entscheidenden Schritt in der Bereitstellung einer belastbaren Datenbasis dar, auf dessen Grundlage das Elektrizitätssystem betreffende planerische Entscheidungen getroffen werden. Entscheidungen, die auf Grundlage ungeeigneter Lastkurven getroffen werden, können u.U. technisch und ökonomisch ineffiziente Folgen haben.

Zur Berücksichtigung und Lösung der genannten Klassifikationsprobleme sowie der potentiell widersprüchlichen Datenlage werden in Kapitel 3 die in unterschiedlichsten Bereichen etablierten Maximum Entropy-Modelle (Maxent) [Heltberg, 2000, Golan, 2001, Robinson et al., 2001, Rodrigues, 2014, Ramírez und Carta, 2006, Berger, 1996, Phillips et al., 2006] vorgestellt und für das vorliegende Problem der Disaggregation von Stromlastprofilen angewendet. Das präsentierte Maximum Entropy-Modell ermöglicht eine robuste und transparente Berechnung des Stromverbrauchs für unterschiedliche regionale, sektorale und temporale Auflösungen. Maximum Entropy-Modelle, ursprünglich von Jaynes [1957] entwickelt, sind Schätzverfahren, die ihren Ursprung in der Informationstheorie haben [Shannon, 1948]. Maximum Entropy-Modelle berechnen die Datenverteilung, die den geringsten Abstand zu den Ausgangsdaten hat. Dabei können Annahmen über die erwartete Verteilung der Ergebnisse in das Modell integriert

werden. Dies geschieht jedoch unter der Bedingung, dass die empirisch erhobenen Datengrundlagen nicht verändert werden. Darüber hinaus wird in Kapitel 3 gezeigt, dass die Berücksichtigung und Integration unterschiedlicher relevanter energiewirtschaftlicher Daten zu qualitativ hochwertigeren und belastbareren Ergebnissen führt als eine simple Anwendung von Top-Down oder Bottom-Up Ansätzen.

3.2 Methodik: Cross-Entropy-Ansatz zur Disaggregation von Stromlastprofilen

Das Ziel des Cross-Entropy-Modells, das in diesem Unterkapitel entwickelt und beschrieben wird, besteht darin, die Menge Elektrizität e_t^{rj} zu berechnen, die von Wirtschaftszweig j in Region r zum Zeitpunkt t in Deutschland verbraucht wurde. Die gewählte regionale Unterteilung entspricht den deutschen Bundesländern ($r=16$), die sektorale Gliederung ist konsistent zur NACE-Klassifikation und besteht aus 34 Wirtschaftszweigen und den privaten Haushalten ($j=35$). Die temporale Disaggregation entspricht der Typtageinteilung, die aus 9 Typtagen besteht. Diese setzen sich aus 24 Stundenwerten für Samstag, Sonntag und Werktag für die Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergangszeit zusammen ($t=24*9=214$).

Datengrundlagen, die Teilinformationen für zu berechnenden Ergebnisse liefern können, wie beispielsweise das nationale Lastprofil, werden als Constraints für die modellierte Verteilung des Stromverbrauchs über Regionen, Wirtschaftszweige und Typtage (Unterkapitel 3.2.1) berücksichtigt. Darüber hinaus werden sowohl Top-Down- als auch Bottom-Up-Informationen in das Maximum Entropy-Model integriert. Bei diesen handelt es sich allerdings nicht um gesicherte statistische Datengrundlagen, weshalb diese Informationen als Annahmen bzw. Erwartungen in das Modell integriert werden (Unterkapitel 3.2.2). Basierend auf diesen Annahmen wird eine erste Schätzung der zu erwartenden Verteilung ermittelt. Das Ziel des in Unterkapitel 3.2.3 entwickelten und vorgestellten Modells ist es, die Verteilung zu berechnen, die die geringste Abweichung zu den Annahmen unter Einhaltung der Daten-Constraints besitzt.

3.2.1 Verwendete Daten

Für die Berechnung individueller Stromlastprofile stehen für Deutschland drei Datenquellen zur Verfügung: (a) Die regionalen Energiebilanzen der Bundesländer, (b) das nationale Lastprofil und (c) der nationale Stromverbrauch je Wirtschaftszweig. Alle Datengrundlagen haben das Basisjahr 2011, da es sich hierbei zum Zeitpunkt der Bearbeitung um die aktuellsten vollständig verfügbaren Quellen handelte.

(a) Die regionalen Energiebilanzen der Bundesländer¹³ liefern detaillierte Daten über den Jahresstromverbrauch der Wirtschaftszweige in einem Bundesland. Hierbei bezeichnet y^{k^a} den k ten Datenpunkt aus den regionalen Energiebilanzen, wobei k einer Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination (inkl. privater Haushalte) entspricht. Die Zuteilung der Bundesland-Wirtschaftszweig-Informationen aus den regionalen Energiebilanzen zu der hier angestrebten sektoralen NACE-Klassifikation geschieht über eine Matrix, deren Zeilen aus den regionalen Wirtschaftszweigen k und deren Spalten aus der Zielklassifikation j je Bundesland r bestehen. Die Elemente der Matrix, $g^{k,rj}$, sind gleich eins, wenn e_t^{rj} durch den Datenpunkt k bestimmt ist, ansonsten entsprechen alle Einträge null. Die resultierende Constraint ist dann:

$$y^{k^a} = \sum^r g^{k,rj} \sum_t e_t^{rj} \quad (3.1)$$

Hierbei ist die sektorale Untergliederung der Wirtschaftszweige zwischen den regionalen Energiebilanzen nicht einheitlich, sondern variiert z.T. erheblich, sodass auch der jeweilige Informationsgehalt einer regionalen Energiebilanz variiert. Die folgende Tabelle gibt hierzu eine Übersicht.

¹³ [Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung, 2014, Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, 2013, Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, 2014b, Amt für Statistik Berlin-Brandenburg, 2014a, Statistisches Landesamt Bremen, 2014, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2015, Hessisches Statistisches Landesamt, 2014, Ministerium für Energie Infrastruktur und Landesentwicklung des Landes Mecklenburg-Vorpommern, 2014, Landesamt für Statistik Niedersachsen (LSN), 2014, Information und Technik Nordrhein-Westfalen - Geschäftsbereich Statistik, 2014, Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, 2013, Statistisches Amt Saarland, 2014, Freistaat Sachsen, 2013, Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, 2014, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, 2013, Thüringer Landesamt für Statistik, 2013]

Tabelle 14: Aggregation der Wirtschaftszweige zur NACE-Klassifikation

Bundesland	Abkürzung	Anzahl WZ in regionaler Energiebilanz	Anzahl der zur NACE-Klassifikation aggregierten Sektoren
Baden-Württemberg	BW	37	17
Bayern	BY	18	14
Berlin	BE	8	5
Brandenburg	BB	8	5
Bremen	HB	22	14
Hamburg	HH	16	15
Hessen	HE	37	17
Mecklenburg-Vorpommern	MV	26	17
Niedersachsen	NI	39	18
Nordrhein-Westfalen	NW	39	18
Rheinland-Pfalz	RP	39	18
Saarland	SL	21	16
Sachsen	SN	38	17
Sachsen-Anhalt	ST	36	18
Schleswig-Holstein	SH	18	14
Thüringen	TH	26	17

Quelle: Eigene Darstellung

(b) Das nationale Lastprofil ist über ENTSO-E frei verfügbar [ENTSO-E, 2017] und liefert Informationen auf stündlicher Basis über die Menge Elektrizität, die in Deutschland aus dem Stromnetz geliefert wurde. Da in der folgenden Berechnung eine Einteilung in Typtage angestrebt wird, werden die Stundenwerte aus dem nationalen Lastprofil zu Typtagen y_t^b aggregiert. Hieraus resultiert die folgende Datenconstraint:

$$y_t^b = \sum^r e_t^{rj} \quad (3.2)$$

(c) Der nationale Jahresstromverbrauch von Wirtschaftszweig j kann der Umweltökonomischen Gesamtrechnung [Destatis, 2013] entnommen werden. Allerdings werden die Sektoren in der Umweltökonomischen Gesamtrechnung über die CPA-Einteilung (Classification of Products by Activity) klassifiziert, sodass diese noch in die NACE-Klassifikation umgerechnet werden müssen. Dies geschieht mithilfe der monetären Aufkommens- und Verwendungstabelle [Destatis, 2014]. In der Aufkommens- und Verwendungstabelle sind kombinierte Angaben nach Gütergruppen (CPA) und institutionell abgegrenzten Wirtschaftsbereichen (WZ) enthalten [Kuhn, 2010, S. 22], woraus sich eine Matrix aus 85 Zeilen nach CPA-Klassifikation und 63 Spalten nach WZ-Klassifikation ergibt. Die Spalten werden dazu zunächst zur gewählten sektoralen Einteilung in der NACE Klassifikation zusammengefasst. Dies ist möglich, da die in der Aufkommens- und Verwendungstabelle verwendeten Wirtschaftszweige (WZ 2008) rechtsverbindlich auf der NACE-Einteilung basieren [Destatis, 2008, S. 3].

Nach der Umrechnung in die NACE-Klassifikation folgt das Constraint:

$$y^{jc} = \sum_t^r e_t^{rj} \quad (3.3).$$

Zwischen den Mengen des Jahresstromverbrauchs in den drei Datenquellen (a) bis (c) kommt es jedoch zu Abweichungen. Ein Teil der Abweichung kann auf unterschiedliche methodische Vorgehensweisen der Datenerhebungen zurückgeführt werden. So wird der Endenergieverbrauch in den Länderenergiebilanzen (a) ohne Energiegewinnungs- und Umwandlungsbereiche, z.B. für Bergbau oder Raffinerien, dargestellt. Hierbei basiert der Endenergieverbrauch weitestgehend auf Angaben der Betriebe und Unternehmen mit 20 und mehr Beschäftigten [Länderarbeitskreis Energiebilanzen, 2016]. Dagegen werden die nationalen Daten (c) auf der Grundlage des VGR-Konzeptes erhoben und berücksichtigen somit auch den Umwandlungseinsatz, Eigenverbrauch und nichtenergetischen Verbrauch der Umwandlungsbereiche und den Bunkersaldo [Destatis, 2013].

Die oben genannten Datenquellen (a) und (c) geben den Jahresstromverbrauch inkl. des Eigenstromverbrauchs an. Datenquelle (b) hingegen weist den Stromverbrauch ohne Eigenstromanteil aus. Da das Ziel des Modells darin besteht, die Menge an Elektrizität zu ermitteln, die aus dem Stromnetz entnommen wurde, müssen die Datenquellen (a) und (c) noch vom Eigenstromanteil bereinigt werden. Das Statistische Bundesamt liefert hierzu Informationen zur jährlichen Eigenstromproduktion im verarbeitenden Gewerbe sowie Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden [Destatis, 2016a]. Jedoch existieren keine Informationen über zeitabhängige Muster der Eigenstromproduktion. Auf Grundlage dieser Daten können die Jahreswerte des verarbeitenden Gewerbes sowie Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden in den Datenquellen (a) und (c) angepasst werden.

Nach diesen Anpassungen treten weiterhin Abweichungen zwischen den Datenquellen auf. Um eine konsistente Jahresstromsumme zu erreichen, werden im ersten Schritt (a) und (c) mit einem Skalierungsfaktor von 1,0203, der sich aus der Differenz der beiden Quellen ergibt, harmonisiert. Die Jahressumme, die sich aus (b) ergibt, fällt allerdings um ca. 52 Terrawattstunden (TWh) geringer aus als in den Energiebilanzen ausgewiesen. Um diese Lücke zu schließen, wird die Differenz als Bandlast unter das ENTSO-E Profil gelegt. Dieses Vorgehen ist konsistent zu dem im Gutachten von Consentec und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) [2012, S. 16f.] vorgeschlagenen Ansatz.

3.2.2 Annahmen

Zusätzlich zu der Datengrundlage werden zwei weitere Informationsquellen für die Berechnungen genutzt, die als Annahmen in das Modell integriert werden:

1. Nach der Datenaufbereitung liegen nun Informationen zu den Jahresstromverbräuchen der Bundesländer und der NACE-Wirtschaftszweige auf nationaler Ebene vor. Darüber hinaus können aus den regionalen Energiebilanzen einige Informationen zu den Jahresstromverbräuchen einzelner sowie aggregierter NACE-Wirtschaftszweige entnommen werden. Um jedoch eine erste konsistente Einschätzung über den Jahresstromverbrauch jeder Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination zu erhalten, werden zunächst der Produktionswert je Region r und Wirtschaftszweig j aus der multiregionalen Input-Output-Tabelle der deutschen Bundesländer [Többen und Kronenberg, 2015] als Indikator für die regionale ökonomische Aktivität verwendet. Dieses Vorgehen entspricht den in Unterkapitel 3.1 vorgestellten Top-Down-Ansätzen, in denen angenommen wird, dass Indikatoren wie die Beschäftigtenzahl, die Bruttowertschöpfung, oder der Produktionswert proportional zum Jahresstromverbrauch sind. Im Laufe des Kapitels kann jedoch gezeigt werden, dass diese Annahmen der Top-Down-Ansätze allein nur zur Berechnung unzureichender Ergebnisse führen. In den folgenden Berechnungen wird die Proportionalitätsannahme anhand der vorhandenen belastbaren Datenquellen (a) – (c) angepasst, sodass die Proportionalitätsannahme lediglich als eine erste grobe Schätzung, v.a. für die Werte fungiert, die nicht detailliert (als einzelne Bundesland-Sektor-Kombination), sondern als Summe mehrerer Sektoren innerhalb eines Bundeslandes (siehe Datenquelle (a)) hervorgehen.
2. Die sektorale Unterteilung der multiregionalen Input-Output-Tabelle und die für die Disaggregation des nationalen Stromlastprofils gewählte NACE-Klassifikation der Wirtschaftszweige sind identisch, sodass für die Anwendung keine Anpassungen vorgenommen werden müssen. Somit kann die erste Schätzung des Jahresstromverbrauchs der regionalen Wirtschaftszweige über $q^{rj} = q^j(x^{rj}/x^j)$ berechnet werden, wobei x^{rj} und x^j die jeweiligen Produktionswerte für Wirtschaftszweig j in den Regionen bzw. für Deutschland bezeichnen und q die erste Schätzung (priors) des Jahresstromverbrauchs beschreibt. Dieses Vorgehen entspricht der proportionalen Skalierung wie sie in den Top-Down-Ansätzen verwendet wird (siehe Unterkapitel 3.1). Die erste Schätzung des regionalen Jahresstromverbrauchs der privaten Haushalte kann über die regionalen Anteile am Jahresstromverbrauch aus den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen der Länder entnommen werden [Statistische Ämter

der Länder, 2015]. Nach diesem Schritt liegt für jede Bundesland-Sektor-Kombination eine erste Schätzung des Jahresstromverbrauchs vor.

3. Ferner werden repräsentative Stromlastprofile, representative load curves (RLC), für acht unterschiedliche Arten der Verbraucher verwendet [Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), 1999, S. 25]. Diese können von der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke¹⁴ (VDEW) bezogen werden, siehe Tabelle 15. Dabei entsprechen die RLC einer Bottom-Up-Informationsquelle. Generell werden RLC eingesetzt, um die Strombedarfsmuster einer bestimmten Verbrauchergruppe innerhalb eines Jahres zu schätzen. Diese RLC sind statistisch ermittelte Lastverläufe repräsentativer Verbrauchsgruppen. Die RLC sind auf einen Stromverbrauch von 1.000 kWh/a normiert und in 15-minütige Zeitintervalle unterteilt. Außerdem gliedern sie sich in Typtage, bestehend aus Werktag, Samstag und Sonntag für die Jahreszeiten Winter, Sommer und Übergangszeit¹⁵. Da die zeitliche Unterteilung der nationalen Lastkurve auf stündlicher Basis von ENTSO-E [2017] bereit gestellt wird, werden die RLC noch dahingehend modifiziert, dass die 15-Minuten-Intervalle zu Stunden aggregiert werden.

Die Unterteilung in Typtage berücksichtigt die wichtigsten zeitabhängigen Merkmale der Unterscheidung in unterschiedliche Zeitpunkte, welche sich in der theoretischen Diskussion der Einflussfaktoren auf eine Stromunterbrechung, siehe Unterkapitel 2.1.1, Unterpunkt *Zeitpunkt* und *Dauer*, als essentiell für die Analyse von Stromunterbrechungen herausgestellt haben.

Tabelle 15: Übersicht und Erklärung zu Standardlastprofile (RLC)

Standardlastprofil	Erklärung
L0 – Landwirtschaft	
G1 – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Werktag 08:00 – 18:00
G2 – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Gewerbe mit starkem, bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
G3 – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Gewerbe durchlaufend
G4 – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Laden/Friseur
G5 – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Bäckerei mit Backstube
G6 – Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Wochenendbetrieb
H0 – Private Haushalte	

Quelle: Eigene Darstellung nach [Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), 1999]

¹⁴ Der VDEW ist mittlerweile im BDEW aufgegangen.

¹⁵ Die individuellen regionalen Standardlastprofile wurden dahingehend modifiziert, dass sowohl nationale als auch regionale Feiertage berücksichtigt werden. Diese erhalten das Sonntagsprofil [Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), 1999, S. 30].

Ein Kundengruppenschlüssel, der ebenfalls vom VDEW zur Verfügung gestellt wird, gibt Aufschluss über die Zuteilung der einzelnen RLC zu den NACE-Wirtschaftszweigen, siehe Tabelle 16 [Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), 2000]. In der Zuteilung innerhalb des Kundengruppenschlüssels kommt es in einigen Wirtschaftszweigen zu Mehrfachnennungen, sodass das Lastprofil eines Wirtschaftszweigs aus mehreren Standardlastprofilen bestehen kann. Um dieses Problem zu lösen, wurde eine Gewichtung über die Anzahl der Beschäftigten in den entsprechenden regionalen Wirtschaftszweigen vorgenommen [Statistik der Bundesagentur für Arbeit, 2016].

Insgesamt muss die Aktualität der Zuteilung der Wirtschaftszweige zu den VDEW-Lastprofilen jedoch an einigen Stellen bezweifelt werden. So werden zum Beispiel die Wirtschaftszweige *„Herstellung von Papier, Pappe u. Waren daraus; Herstellung von. Druckerzeugnissen; Vervielfältigung v. beispielbaren Ton- Bild u. Datenträgern; Verlagswesen“*, *„Herstellung von Nahrungsmitteln u. Getränken, Tabakverarbeitung“* sowie *„Herstellung von Textilien, Bekleidung, Lederwaren u. Schuhen“* dem G1-Profil zugeteilt. Wie aus Tabelle 15 hervorgeht, repräsentiert das G1-Profil das Gewerbe werktags 08:00 – 18:00 Uhr. Eine Überprüfung des Einsatzes von Arbeitskräften anhand von Ergebnissen aus dem Mikrozensus 2001 und 2011 [Destatis, 2016b, Statistische Ämter des Bundes und der Länder - Forschungsdatenzentren, 2017, S. 14ff.] hat hingegen ergeben, dass es in den betreffenden Wirtschaftszweigen zu Wochenend-, Schicht- und Nachtarbeit kommt. Eine tiefergehende Verwendung der Daten zur Wochenend-, Schicht- und Nachtarbeit aus dem Mikrozensus für die Modellierung der Disaggregation von Stromlastprofilen ist nicht möglich, da aufgrund der Art der Befragung¹⁶ keine Rückschlüsse auf die tatsächlichen zeitlichen Strukturen der Schichtarbeit möglich sind [Destatis, 2017a, Statistische Ämter des Bundes und der Länder - Forschungsdatenzentren, 2017, S. 14ff.]. Insgesamt wird angenommen, dass $q_t^{rj} = RLC_t^l q^{rj}$, wobei RLC_t^l den Teil des Jahresstromverbrauchs angibt, den der Stromverbraucher l zum Zeitpunkt t aus dem Stromnetz entnommen hat. Für den Stromverbrauch der Industriesektoren existieren leider keine RLC, sodass Bandlast $q_t^{rj} = q^{rj}/T$ angenommen wird. In den genannten Wirtschaftszweigen *„Herstellung von Papier, Pappe u. Waren daraus; Herstellung von. Druckerzeugnissen; Vervielfältigung v. beispielbaren Ton- Bild u. Datenträgern; Verlagswesen“*, *„Herstellung von Nahrungsmitteln u. Getränken,*

¹⁶ Im Mikrozensus wurde nach Nacht-, Schicht-, Samstags- und Sonntagsarbeit gefragt. Dabei bietet der Fragebogen drei Antwortmöglichkeiten: gelegentlich - d.h. der Befragte hat minimal in den letzten 3 Monaten nur einmal z.B. Wechselschicht gemacht, regelmäßig - liegt z.B. auch vor, wenn dies in jedem Monat nur einmal ausgeübt werden muss, ständig - Wechselschicht an jedem Tag. Die Gruppierung der Antwortmöglichkeiten ist für Nacht-, Schicht-, Samstags- und Sonntagsarbeit identisch. Eine Aussage, ob es sich z.B. um Spät-, Frühschicht handelt, wird in diesem Rahmen nicht gemacht [Destatis, 2017a].

Disaggregation von Stromlastprofilen

Tabakverarbeitung‘ sowie *Herstellung von Textilien, Bekleidung, Lederwaren u. Schuhen*‘ wurde der Arbeitskräfteeinsatz anhand der Daten des Zensus überprüft. Hierbei zeigte sich, dass es einerseits zu Wochen-end-, Schicht- und Nachtarbeit kommt. Andererseits, dass sich jedoch keine Struktur des Umfangs des Arbeitskräfteeinsatzes ableiten lässt, sodass auf Grundlage der Zur Verfügung stehenden Informationen ebenfalls Bandlast angenommen werden muss.

Tabelle 16: Modifizierte Zuteilung von Standardlastprofilen zu Wirtschaftszweigen

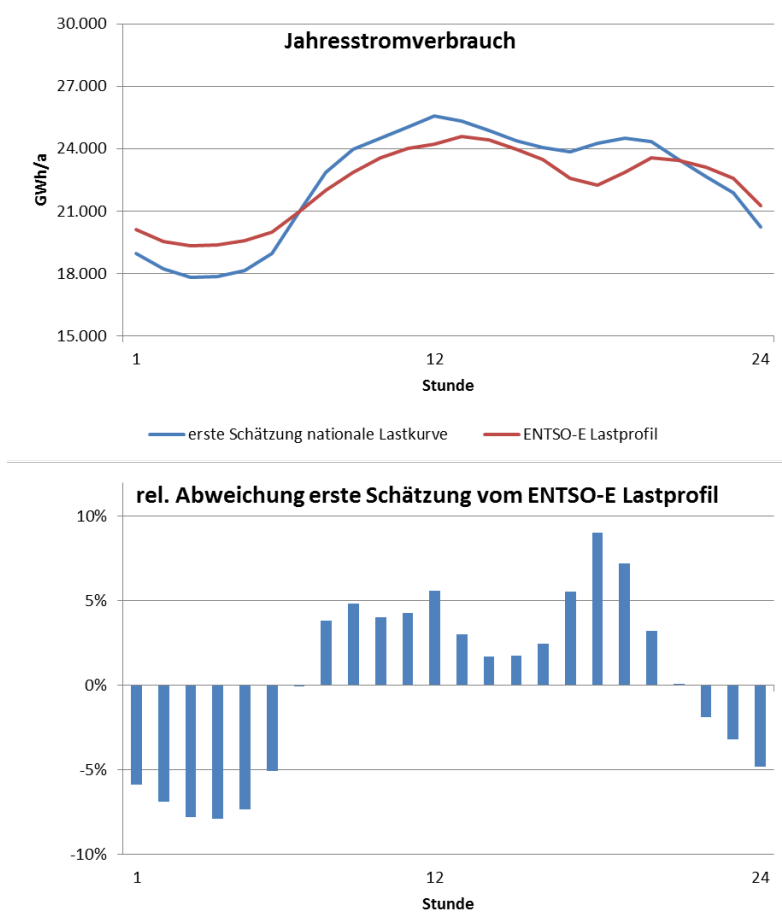
Abkürzung	Sektor	Standardlastprofile								Industrie
		L 0	G 1	G 2	G 3	G 4	G 5	G 6	H 0	
j1	Land- u. Forstwirtschaft, Fischerei	x			x					
j2	Bergbau u. Gewinnung v. Steinen und Erden									x
j3	H. v. Nahrungsmitteln u. Getränken, Tabakverarb.						x			x
j4	H. v. Textilien, Bekleidung, Lederwaren u. Schuhen									x
j5	H. v. Holz-, Flecht-, Korb- u. Korkwaren (oh. Möbel)									x
j6	H. v. Papier, Pappe u. Waren daraus; H. v. Druckerezeugnissen; Vervielfältigung v. beispielbaren Ton-Bild u. Datenträgern; Verlagswesen									x
j7	Kokerei u. Mineralölverarbeitung									x
j8	H. v. chemischen u. pharmazeutischen Erzeugnissen									x
j9	H. v. Gummi- u. Kunststoffwaren									x
j10	H. v. Glaswaren, Keramik, Verarb. v. Steinen und Erden									x
j11	Metallerzeugung u. -bearbeitung; H. v. Metallerzeugnissen									x
j12	Maschinenbau									x
j13	H. v. DV-Geräten, elektron. u. optischen Erzeugnissen; H. v. elektron. Ausrüstungen									x
j14	H. v. Kraftwagen u. Kraftwagenteilen; sonst. Fahrzeugbau									x
j15	H. v. Möbeln u. sonst. Waren; Reparatur und Installation v. Maschinen u. Ausrüstungen									x
j16	Energieversorgung; Wasserversorgung									x
j17	Baugewerbe		x							
j18	Kfz-Handel; Instandhaltung u. Rep. v. Kfz					x				
j19	Großhandel (oh. Handel mit Kfz)				x					
j20	Einzelhandel (oh. Handel mit Kfz)			x	x	x				
j21	Gastgewerbe			x		x		x		
j22	Landverkehr u. Transport in Rohrfernleitungen				x					
j23	Schifffahrt				x					
j24	Luftfahrt				x					
j25	Lagerei, sonst. Dienstleister f. d. Verkehr				x	x				
j26	Post-, Kurier- und Expressdienste; Rundfunk; Telekommunikation				x	x				
j27	Erbringung v. Finanz- u. Versicherungs-DL				x					
j28	Grundstücks- und Wohnungswesen				x					
j29	Erbr. v. freiberufl., wissenschaftl. u. techn. DL					x				
j30	Öff. Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung		x							
j31	Erziehung u. Unterricht		x	x						
j32	Gesundheitswesen		x	x		x				
j33	Erbringung von sonstigen Dienstleistungen		x	x	x			x		
j34	Häusliche Dienste		x							
j35	Private Haushalte								x	

Quelle: Eigene Darstellung, Zuteilung basierend auf [Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), 2000, S 1ff.], Modifizierung basierend auf [Destatis, 2016b]

Auch wenn die RLC des VDEW die zuverlässigste Grundlage für die Schätzung von Lastprofilen darstellen, können einige Kritikpunkte an ihnen geäußert werden. Dies betrifft beispielsweise die Aktualität der RLC, da diese auf unterschiedlichen Datenquellen aus den Jahren 1981 – 1998 basieren [Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), 1999, S. 15]. Die Aktualität der Daten sollte jedoch nicht allein anhand des tatsächlichen Alters der Daten bewertet werden, sondern vielmehr anhand der technologischen und wirtschaftsstrukturellen Entwicklungen seither. Vor dem Hintergrund der revolutionären Durchdringung des Arbeitsalltages durch den Computer und der damit verbundenen Digitalisierung der Arbeitswelt in den zurückliegenden zwei Dekaden ist eine schlichte Berücksichtigung des Alters der Daten, ausgedrückt in Jahren, nicht ausreichend. Wie bereits erwähnt, wirft die Aktualität der RLC Fragen hinsichtlich der Zuordnung der Wirtschaftszweige über den VDEW-Kundengruppenschlüssel auf. Diese zu hinterfragende Zuordnung betrifft v.a. die drei Wirtschaftszweige *Herstellung von Papier, Pappe u. Waren daraus; Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung v. beispielbaren Ton- Bild u. Datenträgern; Verlagswesen*, *Herstellung von Nahrungsmitteln u. Getränken, Tabakverarbeitung* sowie *Herstellung von Textilien, Bekleidung, Lederwaren u. Schuhen*. Die Lastprofile dieser Wirtschaftszweige entsprechen laut VDEW-Kundengruppenschlüssel dem RLC G1, jedoch scheint das RLC G1 eher für z.B. Verwaltungen als für Industrieunternehmen sinnvoll. Aus diesen Gründen werden die RLC als Annahme für die zeitliche Verteilung des Stromverbrauchs zur Herleitung der ersten Schätzung der temporalen Verteilung des Jahresstromverbrauchs der Sektoren, nicht aber als Daten-Constraint für die Modellierung, verwendet.

Wie aus Abbildung 6 hervorgeht, ist das aus dem beschriebenen Vorgehen geschätzte deutsche Lastprofil inkonsistent zum von ENTSO-E bereitgestellten nationalen Lastprofil. Abbildung 6 zeigt die Abweichung zwischen den beiden (zu einem Tag zusammengeführten) Lastprofilen. Im Groben stimmt der Verlauf des geschätzten Lastprofils mit dem offiziellen Lastprofil, mit Verbrauchsspitzen gegen Mittag und in den Abendstunden, überein. Dennoch ist der Verlauf des ENSTO-E Profils wesentlich glatter und die Extreme sind nicht so stark ausgeprägt wie bei dem geschätzten Lastprofil. Da die erste Schätzung allerdings auf der Grundlage der beschriebenen Annahmen abgeleitet wird, sind die beobachteten Abweichungen von -8% bis zu +9% wenig überraschend.

Abbildung 6: Geschätztes Lastprofil und ENTSO-E Zielprofil; durchschnittliche stündliche Abweichung



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

3.2.3 Cross-Entropy-Modell

In der folgenden Modellierung sollen die Anteile berechnet werden, die von Wirtschaftszweig j in Region r zum Zeitpunkt t aus dem öffentlichen Stromnetz entnommen wurden ($p_t^{rj} = e_t^{rj}/E$). Damit stellt sich die Frage nach der optimalen Verteilung auf der Grundlage der in den Unterkapiteln 3.2.1 und 3.2.2 vorgestellten Daten bzw. den getätigten Annahmen. Jaynes [1957, S. 626f.] argumentiert, dass zur Lösung solcher Problemstellungen die Verteilung gewählt werden sollte, die konsistent zu den zur Verfügung stehenden Daten ist und gleichzeitig auf den wenigsten Annahmen beruht. Diese Verteilung wird als Maximum Entropy (ME) bezeichnet und wird folgendermaßen definiert:

$$H(p_t^{rj}) = -\sum_t^{rj} p_t^{rj} \ln p_t^{rj}, \quad (3.4)$$

wobei $p_t^{rj} \ln p_t^{rj} = 0$, wenn $p_t^{rj} = 0$ [Golan et al., 1996, S. 21].

Die Maximierung von (3.4) liefert unter der Einhaltung der Constraints (3.1) – (3.3) und der Berücksichtigung, dass $\sum_t^{rj} p_t^{rj} = 1$, die gleichmäßigste und in Konsistenz zu den Daten stehende Verteilung [Golan et al., 1996, S. 24]. In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass Anteile der gesamten aus dem Stromnetz in Deutschland entnommenen Elektrizität berechnet werden. Dementsprechende müssen auch die Constraints (3.1) – (3.3) als Anteile ausgedrückt werden, sodass jedes Constraint durch E dividiert werden muss.

Um überdies auch die Annahmen im Modell, q_t^{rj} , zu berücksichtigen, wird das ME-Kriterium (3.4) durch das Cross-Entropy (CE) Kriterium ersetzt:

$$\min I(p_t^{rj}; q_t^{rj}) = \sum_t^{rj} p_t^{rj} \ln \frac{p_t^{rj}}{q_t^{rj}} \quad (3.5)$$

Im Gegensatz zum ME-Kriterium, in dem eine gleichförmige Verteilung der Priors impliziert ist, können im CE-Ansatz auch ungleich verteilte Priors integriert werden [Golan et al., 1996, S. 29]. Die Minimierung von (3.5) liefert unter der Einhaltung der Constraints (3.1) – (3.3) und der Berücksichtigung, dass $\sum_t^{rj} p_t^{rj} = 1$, die Verteilung der Ergebnisse, die die geringste Abweichung zu den Annahmen unter Einhaltung der Constraints haben.

Allerdings können bei diesem Vorgehen nicht alle Constraints eingehalten werden, sodass (3.5) unlösbar ist. Dies kann unterschiedliche Gründe haben, wie beispielsweise Fehler in der Datenerhebung und/oder in der Datenaufbereitung. Insbesondere wenn Information aus unterschiedlichen Datenquellen verwendet und kombiniert werden, können vergleichsweise schnell Datenkonflikte auftreten, die die Lösung einer bestimmten Problemstellung unmöglich machen (siehe auch Unterkapitel 3.1).

Im vorliegenden Fall führte die Transformation der nationalen sektoralen Jahresstromverbräuche von Produktionseinheiten in Wirtschaftszweige über die monetäre Aufkommens- und Verwendungstabelle zu kleinen Inkonsistenzen zwischen den Constraints (3.1) und (3.3). Um dieses Problem zu lösen, wird der von Golan et al. [1996, S.86] entwickelte Ansatz angewendet, wobei Constraint (3.3) in einen Informations- und in einen Fehlerterm unterteilt wird.

$$y^{jc} = \sum_t^r e_t^{rj} + \varepsilon^j \quad (3.6)$$

In diesem Zusammenhang beschreibt ε^j den Fehlerterm von y^{jc} . Folglich muss nun der unbekannte Fehlerterm zusammen mit dem Informationsterm berechnet und in die Zielfunktion (3.5) integriert werden.

Golan et al. [1996, S. 86f] schlagen vor den Fehlerterm als eine lineare Kombination von „support points“ um und gleich null auszudrücken und diese mit Gewichtungen zu versehen.

$$\varepsilon^j = \sum_m \sigma_m^j w_m^j \quad (3.7)$$

wobei σ_m^j der „support point“ m von Fehler j ist. w_m^j entspricht der dazugehörigen Gewichtung. Die Summe der Gewichtungen der „support points“ muss eins ergeben:

$$\sum_m w_m^j = 1, \forall j.$$

Im vorliegenden Ansatz wird der Empfehlung von Golan et al. [1996, S. 77] gefolgt, in dem fünf „support points“ für jeden Fehlerterm ε^j festgelegt werden: $\sigma_j = \{-y^{jc}, -y^{jc}/3, 0, y^{jc}/3, y^{jc}\}$. Dabei wird angenommen, dass der Durchschnitt der Fehler gleich null ist, gleichzeitig kann der Wert der jeweiligen Constraint wenigstens gleich null sein und sich maximal verdoppeln. Über die Verteilung der Gewichtungen kann auf Grundlage subjektiver Annahmen ausgedrückt werden, zu welchem Ausmaß den vorliegenden Daten vertraut wird. Dabei würde eine Gleichverteilung das absolute Fehlen jedweder Informationen bedeuten, wohingegen geringe Werte an den Rändern und ein hoher Wert in der Mitte großem Vertrauen in die Daten entsprechen. In der vorliegenden Anwendung wird angenommen, dass die Werte aus der Umweltökonomischen Gesamtrechnung zu großen Teilen verlässlich sind, so dass für die Gewichtungen w_m^j eine erste Schätzung v_j (priors) mit einer starken Tendenz zur Mitte der Verteilung der erwarteten Gewichtungen definiert wird $v_j = \{0,01; 0,24; 0,5; 0,24; 0,01\}$.

Durch die Erweiterung des CE-Kriteriums um die Berechnung des Fehlerterms und durch das Ersetzen von Constraint (c) durch (3.6) und (3.7), kann das Verteilungsproblem folgendermaßen dargestellt werden [Golan et al., 1996, S.90]:

$$\min I(p_t^{rj}, w_m^j; q_t^{rj}, v_m^j) = \sum_t^{rj} p_t^{rj} \ln(p_t^{rj}/q_t^{rj}) + \sum_m^j w_m^j \ln(w_m^j/v_m^j) \quad (3.8a)$$

s.t.

$$\frac{y^{ka}}{E} = \sum^{rj} g^{k,rj} \sum_t p_t^{rj} \quad \forall k \quad (3.8b)$$

$$\frac{y_t^b}{E} = \sum^{rj} p_t^{rj} \quad \forall t \quad (3.8c)$$

$$\frac{y^{jc}}{E} = \sum_t^r p_t^{rj} + \sum_m \sigma_m^j w_m^j \quad \forall j \quad (3.8d)$$

$$\sum_t^{rj} p_t^{rj} = 1 \quad (3.8e)$$

$$\sum_m w_m^j = 1 \quad \forall j. \quad (3.8f)$$

Dieses Optimierungsproblem kann mithilfe der Lagrange-Multiplikatoren gelöst werden, siehe Golan et al. [1996] (207ff.). Hieraus ergibt sich:

$$\hat{p}_t^{rj} = \frac{q_t^{rj}}{\Omega(\lambda^{k^a}, \lambda_t^b, \lambda^{j^c})} \exp\{\lambda^{k^a} \sum^{rj} g^{k,rj} + \lambda_t^b + \lambda^{j^c}\} \quad (3.9)$$

als optimale Lösung für die Berechnung der disaggregierten Stromlastprofile und

$$\hat{w}_m^j = \frac{v_m^j}{\Psi(\lambda^{j^c})} \exp\{\sigma_m^j \lambda^{j^c}\} \quad (3.10)$$

als optimale Lösung für den Fehlerterm von Constraint (3.8d), wobei λ^{k^a} , λ_t^b und λ^{j^c} die Lagrange-Multiplikatoren repräsentieren. Die Normierungsfaktoren

$$\Omega(\lambda^{k^a}, \lambda_t^b, \lambda^{j^c}) = \sum_t^{rj} q_t^{rj} \exp\{\sum^k \lambda^{k^a} g^{k,rj} + \lambda_t^b + \lambda^{j^c}\} \quad (3.11)$$

und

$$\Psi_j(\lambda^{j^c}) = \sum_m v_m^j \exp\{\sigma_m^j \lambda^{j^c}\} \quad (3.12)$$

stellen sicher, dass die optimale Verteilung der Lösung gleich eins ist¹⁷.

3.3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des in Unterkapitel 3.2 beschriebenen methodischen Vorgehens vorgestellt. Zunächst werden in Unterkapitel 3.3.1 die Ergebnisse hinsichtlich der regionalen und sektoralen Verteilung der Jahresstromverbräuche präsentiert. Die Betrachtung der temporalen Verteilung des Jahresstromverbrauchs an den einzelnen Typtagen findet in Unterkapitel 3.3.2 statt. Insgesamt kann einerseits gezeigt werden, dass individuelle Stromlastprofile berechnet werden, die besonderen regionalen und sektoralen Charakteristiken Rechnung tragen, andererseits, dass das angewandte CE-Modell zu qualitativ besseren Ergebnissen führt als die Anwendung eines Top-Down- oder Bottom-Up-Ansatzes.

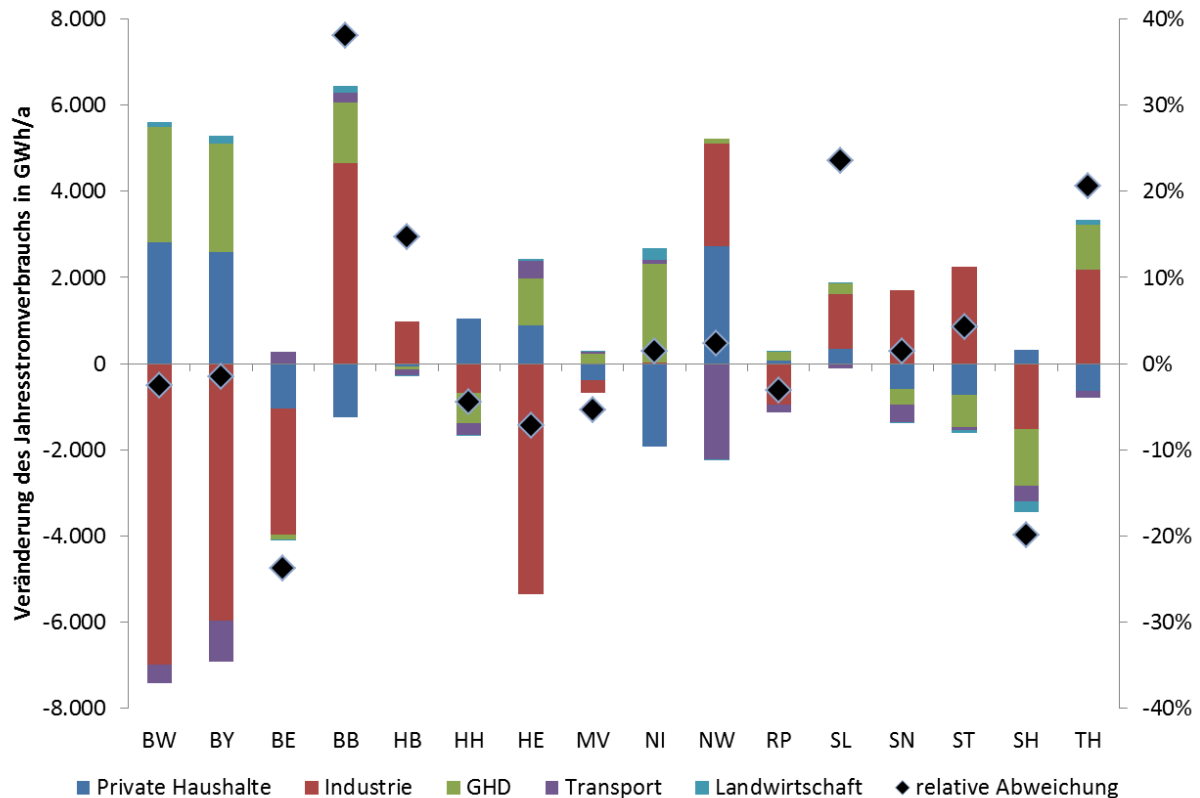
3.3.1 Regionaler und sektoraler Jahresstromverbrauch

Die Anwendung des CE-Modells unter der Berücksichtigung der Constraints führt zu einer Umverteilung des geschätzten Jahresstromverbrauchs (Priors), dessen Auswirkungen in jeder der drei Disaggregationsdimensionen beobachtet werden können. Abbildung 7 zeigt diese Abweichungen der Modellergebnisse von den Priors zunächst für die regionale und sektorale

¹⁷ Das Modell wurde in Gams (General Algebraic Modeling System) implementiert und mithilfe des „Generalized Reduced-Gradient Algorithm“ CONOPT3 [Drud, 1994] gelöst.

Disaggregationsdimension, wobei die regionalen Priors über die x-Achse repräsentiert werden. Die Abweichungen werden sowohl regional differenziert als auch je Region zu fünf aggregierten Sektoren dargestellt¹⁸. Außerdem beschreibt die relative Abweichung das Ausmaß der Anpassungen auf regionaler Ebene.

Abbildung 7: Regionale und sektorale Abweichungen der Modellergebnisse von der ersten Schätzung



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Aus Abbildung 7 gehen die absoluten Abweichungen in Gigawattstunden/Jahr (GWh/a) und die relativen Abweichungen der Modellergebnisse von den Priors hervor. Absolut gesehen können die größten Abweichungen in Brandenburg (BB +5.199 GWh/a), Nordrhein-Westfalen (NW +2.985 GWh/a), Saarland (SL +1.750 GWh/a), Hessen (HE -2.919 GWh/a), Schleswig-Holstein (SH -3.147 GWh/a) und Berlin (BE -3.825 GWh/a) beobachtet werden. Außer für Nordrhein-Westfalen und Hessen sind auch die relativen Abweichungen der Modellergebnisse von den Priors in diesen Bundesländern mit einer Bandbreite von -24% (BE) bis +38% (BB) in

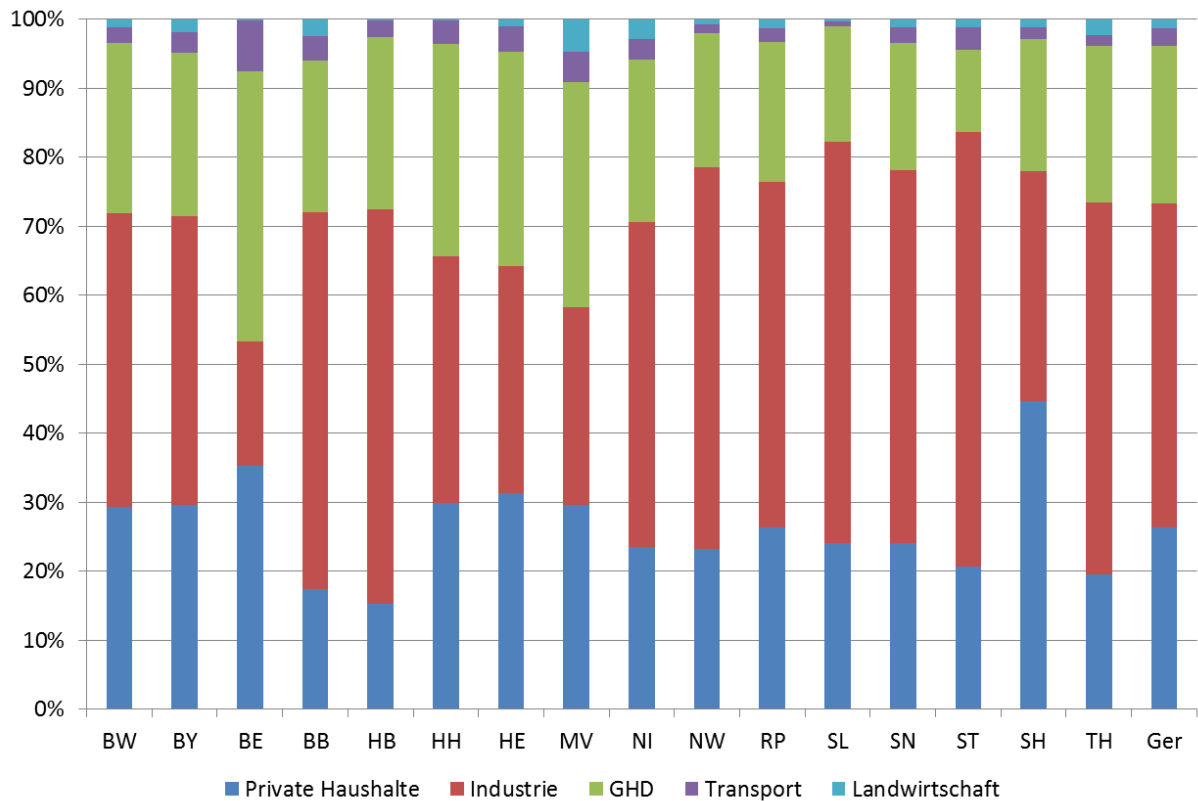
¹⁸ Die berechneten Ergebnisse setzen sich aus den 34 unterschiedlichen Wirtschaftszweigen und den privaten Haushalten zusammen. Da sich eine Abbildung aller 35 Sektoren als sehr unübersichtlich gestaltet, werden die 35 Sektoren im Folgenden zu lediglich fünf Hauptsektoren zusammengefasst dargestellt. Diese setzen sich wie folgt zusammen: j1 = Landwirtschaft, j2 – j16 = Industrie, j22 – j24 = Transport, j17 – j21 sowie j25 – j34 = Gewerbe Handel Dienstleistungen (GHD) und j35 = private Haushalte, zur Sektorbeschreibung siehe auch Tabelle 16.

diesen Regionen vergleichsweise groß. Alle anderen Bundesländer haben geringere relative Abweichungen zumeist in einer Größenordnung von ca. $\pm 10\%$. Der Vergleich der relativen Abweichungen zeigt, dass vor allem die in Bezug auf die Einwohnerzahl und das BIP großen Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen sowie Niedersachsen vergleichsweise geringe relative Abweichungen verzeichnen. Gleichzeitig scheinen kleinere Bundesländer größere Abweichungen zu erfahren.

In Bezug auf die sektoralen Abweichungen lässt sich kein einheitliches Muster erkennen. Insgesamt ist aber erkennbar, dass es innerhalb eines Bundeslandes sowohl zu positiven als auch zu negativen Anpassungen in den Sektoren kommen kann. Die relativen Ausmaße der regionalen Anpassungen scheinen mit der Anzahl der Datenpunkte (siehe Tabelle 14) aus den regionalen Energiebilanzen zusammenzuhängen. Hierbei scheint folgender Zusammenhang zu gelten: Je geringer die Anzahl der zur Verfügung stehenden Datenpunkte, desto größer fallen die relativen Abweichungen der Modellergebnisse von den Priors aus.

Da Abbildung 7 die Abweichung der Modellergebnisse von der ersten Schätzung repräsentiert, beinhaltet Abbildung 7 eine weitere wichtige Erkenntnis. Die erste Schätzung der Verteilung des Jahresstromverbrauchs beruht auf einem Top-Down-Ansatz mithilfe eines Skalierungsindikators, nämlich, dass die sektorale Verteilung des Jahresstromverbrauchs je Bundesland den sektoralen Anteilen am Produktionswert je Bundesland entspricht. Die Abweichungen zeigen also die Differenz zwischen den Ergebnissen der Anwendung eines Top-Down-Ansatzes und den Ergebnissen des CE-Modells, unter Zuhilfenahme und Harmonisierung mit allen verfügbaren Informationen. Folglich zeigt Abbildung 7, dass die Anwendung eines einfachen proportionalen Skalierungsindikators, wie BIP, Produktionswert oder Bevölkerung zu einer wenig verlässlichen regionalen und sektoralen Verteilung des Jahresstromverbrauchs führen kann. Dieses Problem wird umso schwerwiegender, je stärker regionale oder sektorale Strukturen vom nationalen Mittelwert abweichen, sodass proportionale Skalierungsmethoden vor allem für tiefgliedrige regionale und/oder sektorale Disaggregationen ungeeignet sind. Die jeweilige Zusammensetzung der regionalen Wirtschaft und die entsprechende Bedeutung der einzelnen Wirtschaftszweige innerhalb eines Bundeslandes werden über die Modellergebnisse wiederspiegelt. Hierzu präsentiert Abbildung 8 eine Übersicht, bei der die Wirtschaftszweige wiederum zur übersichtlichen Darstellung zu fünf Wirtschaftszweigen aggregiert werden. Neben den Ergebnissen für die einzelnen Bundesländer weist Abbildung 8 auch die Durchschnittswerte für Deutschland aus.

Es ist zu erkennen, dass die Industrie, der Dienstleistungssektor und die privaten Haushalte den überwiegenden Anteil des Stromes innerhalb eines Jahres verbrauchen. Im Gegensatz dazu benötigen die Wirtschaftszweige Landwirtschaft und Transport mit zusammen kaum mehr als 5% der jährlichen regionalen Stromverbräuche vergleichsweise wenig Elektrizität. Insgesamt bietet Abbildung 8 einen guten Überblick über die unterschiedliche sektorale Zusammensetzung des jährlichen Stromverbrauchs der Bundesländer und Deutschlands. Dabei ist leicht zu erkennen, dass die verschiedenen Sektoren unterschiedliches Gewicht in der Zusammensetzung des gesamten jährlichen Stromverbrauchs eines Bundeslandes haben. Hierbei variiert der Anteil der Industrie am jährlichen regionalen Stromverbrauch zwischen den Bundesländern enorm. So hat der industrielle Sektor in Berlin einen vergleichsweise geringen Anteil am Jahresstromverbrauch, wohingegen die Industriesektoren in Sachsen-Anhalt fast zweidrittel der regionalen Jahresstrommenge verbrauchen. Andere bemerkenswerte Beispiele sind einerseits die große Bedeutung der Dienstleistungssektoren in Berlin, mit einem Anteil am jährlichen Stromverbrauch von ca. 40%, und andererseits der Jahresstromverbrauch der privaten Haushalte in Schleswig-Holstein, der einem Anteil von über 40% entspricht.

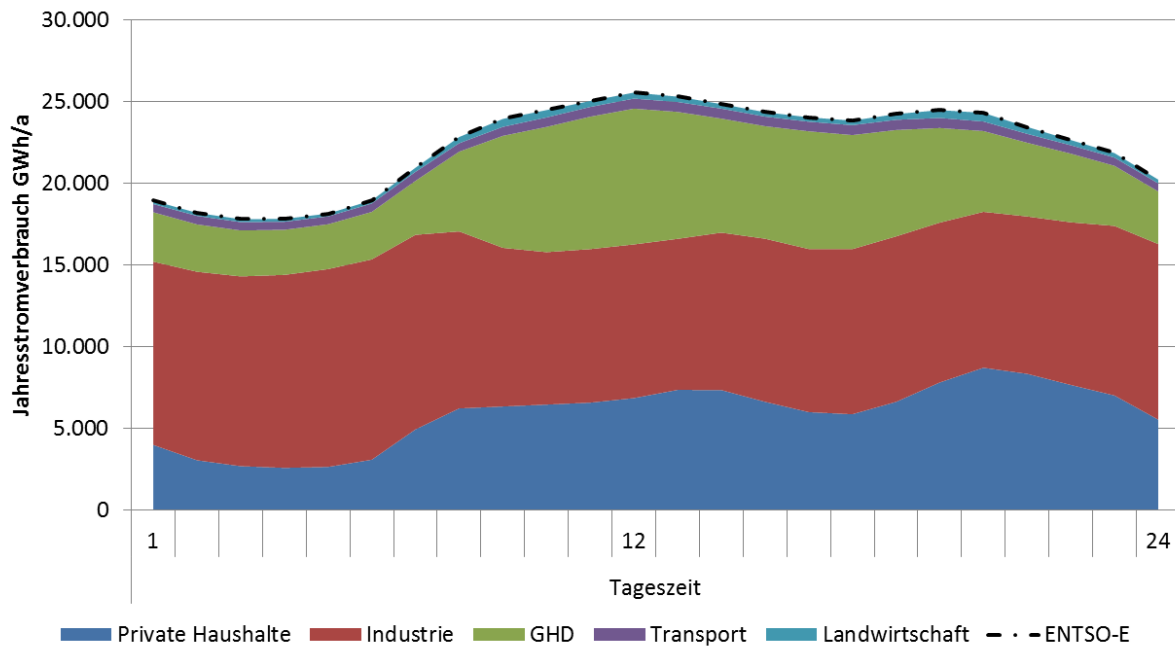
Abbildung 8: Sektorale Zusammensetzung der regionalen Jahresstromverbräuche


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

3.3.2 Regional- und sektoraldifferenzierte Stromlastprofile

Wie im vorherigen Unterkapitel 3.3.1 gezeigt, führt die Anpassung der ersten Schätzung über das CE-Modell zu geänderten regionalen und sektoralen Jahresstromverbräuche. Darüber hinaus kommt es aber auch in der zeitlichen Disaggregation zu Anpassungen. So besteht eine Bedingung (siehe Formel 3.2) des CE-Modells darin, dass die Modellergebnisse zu jeder Zeit dem nationalen Lastprofil entsprechen müssen und dementsprechend keine Abweichungen möglich sind.

Abbildung 9 zeigt das Ergebnis dieses Vorgehens. Dabei sind alle Tage des Jahres zu einem Tag zusammengefasst. Es wird nicht zwischen Bundesländern, jedoch zwischen den bereits erwähnten fünf Hauptsektoren differenziert. Aus Abbildung 9 wird die Stromnachfrage der einzelnen Wirtschaftszweige im Ablauf der Tageszeit deutlich. Die Summe der berechneten regionalen und sektoralen Lastprofile entspricht dem ENTSO-E Profil zu jeder Stunde.

Abbildung 9: Vergleich der sektoralen Lastprofile mit dem ENTSO-E Zielprofil


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

In Abbildung 9 lässt sich ein Rückgang der Stromnachfrage der Industrie morgens gegen 7:00 Uhr erkennen. Dies scheint intuitiv erstaunlich, da man erwarten würde, dass die Stromnachfrage im Tagesverlauf ansteigt und in der Nacht geringer ist, oder zumindest unter der Prämisse einer durchgehenden Produktion konstant bliebe. Um diesen auf den ersten Blick auffälligen Verlauf besser einordnen und interpretieren zu können, wird zunächst in Abbildung 10 der Verlauf der fünf Hauptsektoren differenziert nach dem jeweiligen Typtag betrachtet und erläutert. Die Lastprofile in Abbildung 10 zeigen den Verlauf der nationalen Sektoren, sodass keine Differenzierung zwischen den Regionen stattfindet. Die Lastprofile werden hierbei standardisiert, sodass die Summe aller Stundenwerte eines Wirtschaftszweigs im Tagesverlauf 100% ergibt. Diese übersichtlichere Darstellung vereinfacht Vergleiche zwischen den einzelnen Lastprofilen.

Es wird deutlich, dass jeder Sektor ein individuelles Muster des Stromverbrauchs im zeitlichen Verlauf besitzt. Dies gilt sowohl bei einer Betrachtung eines einzelnen Typtages als auch zwischen den einzelnen Tagen der Woche und den Jahreszeiten.

Die Unterschiede im Stromverbrauch in Abhängigkeit zum Wochentag und zur Jahreszeit innerhalb eines Sektors werden besonders im Dienstleistungssektor deutlich. Hier zeigt sich, dass der Stromverbrauch an den Werktagen besonders hoch ist. Vor allem von 08:00 – 20:00 Uhr kommt es zu einem hohen Stromverbrauch. Dies ist jedoch leicht nachvollziehbar, da die

Disaggregation von Stromlastprofilen

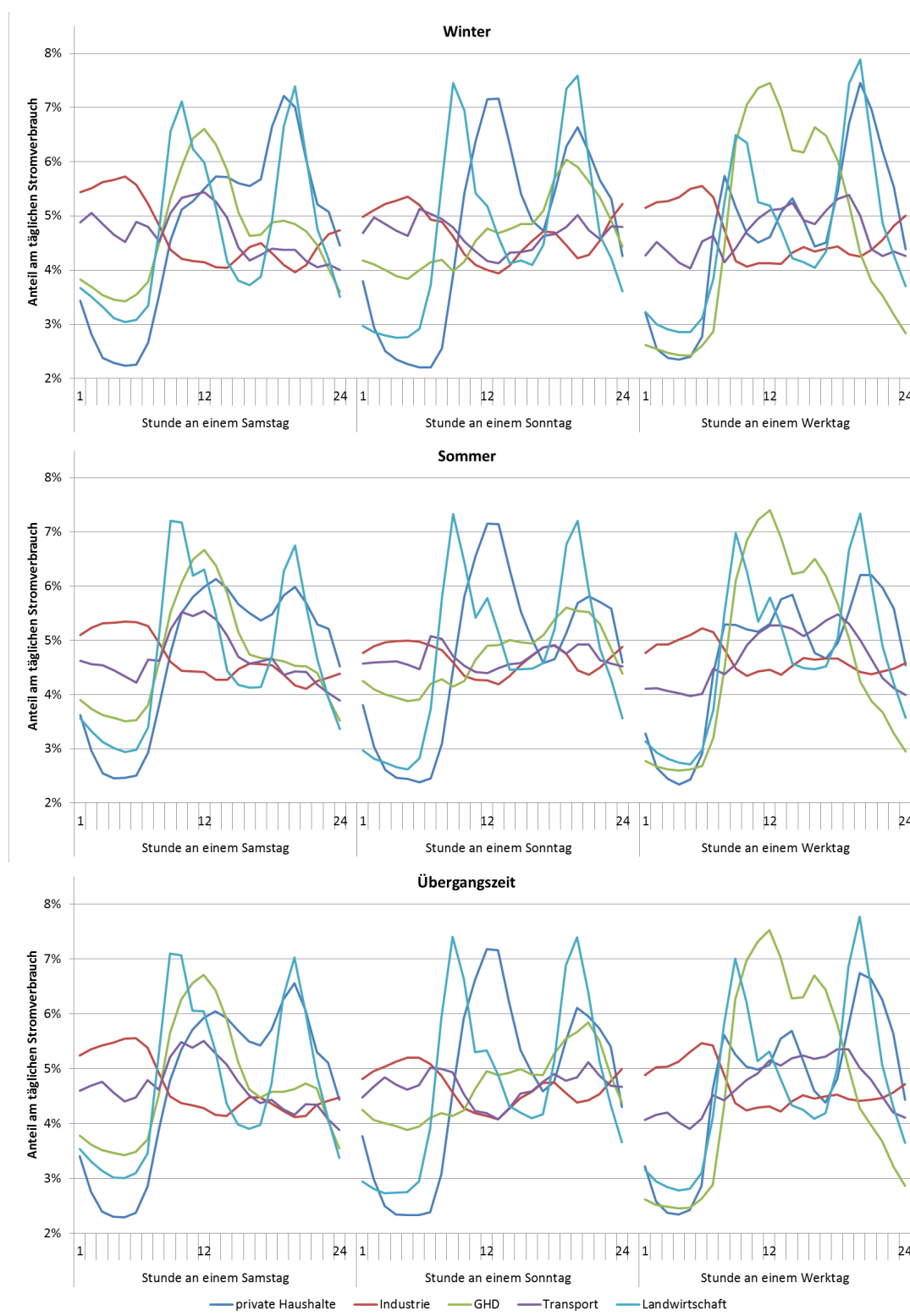
Betriebe des Dienstleistungssektors in der Regel während der Öffnungszeiten der Geschäfte und Büros Strom nachfragen.

Die Stromlastprofile der privaten Haushalte werden hingegen von zwei Verbrauchsspitzen, eine in der Mittags- und eine in der Abendzeit, charakterisiert. Der Vergleich der Stromlastprofile zeigt jedoch sehr gut den Einfluss der Jahreszeit auf die Verbrauchsspitze in der Abendzeit, die im Sommer im Gegensatz zu den anderen Jahreszeiten wesentlich geringer ausgeprägt ist.

Für die Lastprofile des Transportsektors gilt, dass die Verläufe der Lastkurven zwischen den Jahreszeiten wenig schwanken. Lediglich das Werktagsprofil weicht ab. Insgesamt sind aber alle Lastkurven von einer vergleichsweise konstanten Stromnachfrage geprägt.

Das Landwirtschaftsprofil ist an allen Typtagen von zwei Nachfragespitzen gekennzeichnet. Diese sind jedoch leicht anhand der Melk- und Fütterungszeiten in landwirtschaftlichen Betrieben zu erklären.

Abbildung 10: Nationale Stromlastprofile für fünf aggregierte Sektoren



Quelle: [Kuckshinrichs et al., 2018, S. 54]

Die Auffälligkeit des Stromnachfragerückgangs der Industriesektoren wurde bereits kurz zu Beginn dieses Unterkapitels thematisiert. Der Verlauf des Industrieprofils war in dieser Art

intuitiv nicht zu erwarten, sodass das ermittelte Industrieprofil im Folgenden näher diskutiert und bewertet wird.

Wie bereits in Unterkapitel 3.2.2 erläutert, existiert kein offizielles bzw. repräsentatives Stromlastprofil für die Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus, sodass für diese Wirtschaftszweige Bandlast als Modelleingangsgröße angenommen wurde. Dabei wurde die Eigenstromerzeugung in den Wirtschaftszweigen in der Modellierung herausgerechnet, sodass die modellierten Industrieprofile lediglich die Stromnachfrage darstellen, die aus dem öffentlichen Stromnetz bedient wird. Jedoch existieren neben den exkludierten Jahressummen zum Eigenstromverbrauch keine weiteren Daten, die das Muster des Eigenstromverbrauchs in Abhängigkeit von der Jahres- und Tageszeit wiedergeben und mithilfe dessen die gesamte Stromnachfrage der Industriesektoren in der zeitlichen Verteilung rekonstruiert werden könnte.

Insgesamt kann zwischen Wirtschaftszweigen differenziert werden, denen ein RLC zugeteilt werden kann und denen, für die keine RLC zur Verfügung stehen und die daher mit dem Bandlastprofil kombiniert wurden. In diesem Zusammenhang ist aber anzunehmen, dass die Wirtschaftszweige mit RLC indirekt, d.h. über den Systemzusammenhang, Informationen über das Stromverbrauchsmuster der Industriesektoren bereitstellen. Jedoch kann aufgrund des Fehlens offizieller Industrielastprofile die Qualität der modellierten Industrieprofile nicht an realen Daten geprüft werden. Um die Qualität der modellierten Industriestromprofile bewerten zu können, sollten diese dennoch näher betrachtet und deren Aussagekraft anhand weiterer Daten- und Informationsquellen geprüft werden. Gleichzeitig existiert die Möglichkeit, die Qualität und Aussagekraft der Inputdaten für die betreffenden Wirtschaftszweige durch das Erheben zusätzlicher Daten zu erhöhen. Beide Möglichkeiten der Informationsbeschaffung zur Überprüfung und Validierung der Industriestromprofile werden im Folgenden diskutiert und bewertet.

Eine Möglichkeit der Überprüfung des Rückgangs der Stromnachfrage der Industriesektoren gegen 7:00 Uhr (siehe Abbildung 9 und Abbildung 10) bildet die Analyse der den Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus zur Verfügung stehenden installierten Stromerzeugungskapazität, um festzustellen, in welchem Umfang der beobachtete Rückgang durch unternehmenseigene Stromerzeugungskapazitäten erklärt werden kann. Dazu wird zunächst die Differenz der minimalen und maximalen Stromnachfrage je Typtag berechnet, um festzustellen, ob es den Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus theoretisch möglich ist, über die unternehmenseigenen installierten Stromerzeugungsanlagen die Differenz zwischen der minimalen und maximalen Stromnachfrage zu decken. Tabelle 17 weist dazu die an den jeweiligen Typtagen minimale und maximale aus dem öffentlichen Netz bezogene

Strommenge sowie die Differenz zwischen diesen Strommengen in MWh aus. Darüber hinaus zeigt Tabelle 17 die installierte Stromerzeugungskapazität mit einer Leistung ab 1 Megawatt (MW), die den Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus im Jahr 2011 zur Verfügung standen. Da lediglich Erzeugungsanlagen mit einer Leistung größer als 1MW vom Statistischen Bundesamt ausgewiesen werden, lässt sich vermuten, dass das tatsächliche Potential der industrieeigenen Stromerzeugungskapazität die angegebenen 12.148 MW übersteigt. Die Betrachtung der Differenz zwischen minimaler und maximaler aus dem Stromnetz entnommenen Strommenge an den jeweiligen Typtagen sowie der zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazität zeigt, dass es den Unternehmen theoretisch möglich ist die Maximallast durch eigene Stromerzeugungskapazitäten zu erreichen und diese z.T. deutlich zu übersteigen.

Tabelle 17: Stromnachfrage der Industriesektoren und installierte Leistung industrie-eigener Stromerzeugungsanlagen

	Wi-Sa ¹⁹	Wi-So	Wi-Wt	So-Sa	So-So	So-Wt	Uez-Sa	Uez-So	Uez-Wt
Minimale aus dem öffentlichen Stromnetz entnommene Strommenge in MWh	22.059	19.925	27.510	19.608	17.554	27.734	22.975	18.685	27.195
Maximale aus dem öffentlichen Stromnetz entnommene Strommenge in MWh	33.263	28.066	38.983	26.292	21.394	34.120	32.090	24.562	36.316
Differenz zwischen Minimum und Maximum in MWh	11.204	8.141	11.473	6.684	3.839	6.386	9.114	5.877	9.121
Stromerzeugungskapazität der Industriesektoren in MW	12.148	12.148	12.148	12.148	12.148	12.148	12.148	12.148	12.148
Deckung der Differenz zwischen Minimum und Maximum	108%	149%	106%	182%	316%	190%	133%	207%	133%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung nach [Destatis, 2016c]

Zu welchen Zeiten und nach welchem Muster die Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus Gebrauch von den ihnen zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten machen, lässt sich aus diesen Daten jedoch nicht rückschließen. Allerdings lassen die in Tabelle 17 beschriebenen Erkenntnisse auf einen verbreiteten Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) schließen. Der Einsatz von KWK-Anlagen kann aus unterschiedlichen Gründen für viele Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus interessant sein. So kann ein hoher Energiekostenanteil eines Unternehmens ein Signal für den wirtschaftlichen Betrieb

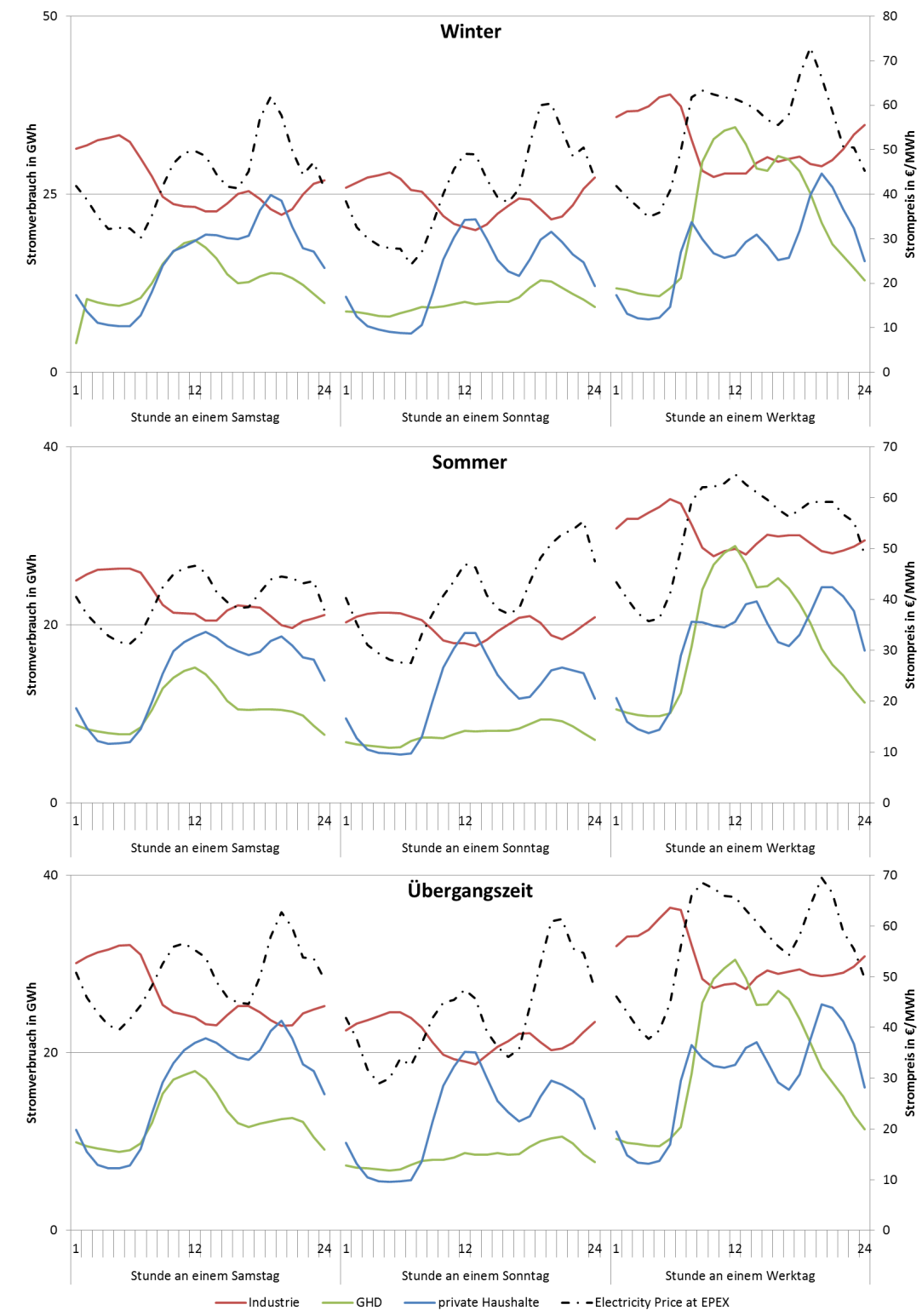
¹⁹ So=Sommer, Wi=Winter, Uez=Übergangszeit, So=Sonntag, Sa= Samstag, Wt= Werktag

von KWK sein, da viele Unternehmen steigende Strompreise als Gefahr für deren Wettbewerbsfähigkeit wahrnehmen [Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., 2017, S. 7]. Generell gibt es unterschiedliche KWK-Technologien, die sich je nach produziertem Gut des einzelnen Unternehmens zur Eigenstromproduktion eignen. Insgesamt kann zwischen dem wärmegeführten und kostenoptimalen Einsatz von KWK-Anlagen differenziert werden [Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., 2017, S. 7f. und S. 17]. Wärmegeführt bedeutet, dass sich der Einsatz der KWK-Anlage nach dem Wärmebedarf im Produktionsprozess richtet. Dabei liegt der Fokus auf der Wärmebereitstellung, wobei jedoch auch Elektrizität entsteht und im Produktionsprozess eingesetzt werden kann. Hierbei gilt, je mehr Güter produziert werden, desto mehr Wärme wird benötigt und desto mehr Elektrizität wird erzeugt. Kostenoptimaler Einsatz von KWK-Anlagen bedeutet hingegen, dass die Unternehmen ihre KWK-Anlagen als Reaktion auf den Marktpreis einsetzen. Hier entscheiden die Grenzkosten der jeweiligen KWK-Anlage im Vergleich zum Marktpreis über deren Einsatz. Für erwartbare Preisschwankungen können am Day-Ahead-Markt und für kurzfristige Preisschwankungen am Intraday-Markt Strommengen erworben werden. Beide Handelsmöglichkeiten existieren am zentraleuropäischen Spotmarkt für Energie, dem European Power Exchange (EPEX-Spot). Der Erklärungsansatz, dass die unternehmenseigenen Stromerzeugungskapazitäten kostenoptimal eingesetzt werden, kann anhand der kurzfristig lieferbaren Strommengen geprüft werden. Dazu werden die Strompreise je Megawattstunde (MWh) für die in den einzelnen Stunden des Jahres 2011 gehandelten Strommengen [EPEX SPOT SE, 2016] in Typtagwerte überführt, sodass eine konsistente Datengrundlage vorliegt.

Abbildung 11 zeigt das Ergebnis des Vergleichs der Stromnachfrage der Industriesektoren in GWh und des Strompreises für die an der EPEX kurzfristig gehandelten Strommengen in €/MWh je Typtag. Die x-Achse beschreibt die Tageszeit des jeweiligen Typtages. Auf Basis von Abbildung 11 scheint ein Zusammenhang zwischen dem Marktpreis und den Stromlastprofilen der Industrie, des GHD und der privaten Haushalte zu existieren²⁰.

²⁰ Aufgrund der zu vernachlässigenden Größe des Landwirtschafts- und des Transportsektors wurden diese in Abbildung 11 den GHD-Sektoren zugeteilt.

Abbildung 11: Abgleich von Stromnachfrage der Industrie, des GHD und der privaten Haushalte mit dem Strompreis am Spotmarkt (EPEX)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung [EPEX SPOT SE, 2016]

Der angenommene Zusammenhang wurde mittels einer Korrelationsanalyse nach Pearson geprüft. Die Ergebnisse werden in Tabelle 18 dargestellt und zeigen für das Industrieprofil

insgesamt sehr stark negative Korrelationen für die unterschiedlichen Typtage. Es zeigt sich eine Variation der Stärke der Korrelationen. Insgesamt können sowohl Unterschiede zwischen den Jahreszeiten und zwischen den verschiedenen Tagen einer Woche identifiziert werden. Die Korrelation ist an den Werktagen am stärksten, gefolgt von den Samstagen und schließlich den Sonntagen. Im Gegensatz dazu verhält sich die Richtung der Korrelation zwischen dem Strompreis an der EPEX und den Stromlastprofilen der GHD-Sektoren sowie der privaten Haushalte stark positiv. Dieser stark positive Zusammenhang legt die Vermutung nahe, dass der Strompreis stark von diesen beiden großen Sektoren definiert wird. Insgesamt unterstützen die Ergebnisse der Korrelationsanalyse den Erklärungsansatz des Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. [2017] des kostenoptimalen Einsatzes von KWK-Anlagen in den Industriebetrieben.

Tabelle 18: Korrelation sektorale Stromlastprofile und EPEX-Strompreis

Typtag		Industrieprofil	GHD-Profil	Profil privater Haushalte
Winter	Samstag	-0,792	0,529	0,917
	Sonntag	-0,642	0,880	0,887
	Werktag	-0,885	0,801	0,821
Sommer	Samstag	-0,860	0,760	0,881
	Sonntag	-0,603	0,758	0,788
	Werktag	-0,815	0,855	0,928
Übergangszeit	Samstag	-0,769	0,597	0,773
	Sonntag	-0,557	0,816	0,697
	Werktag	-0,762	0,736	0,902

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung [EPEX SPOT SE, 2016]

Ein weiterer Erklärungsansatz für die vergleichsweise hohe Stromnachfrage in den Morgenstunden kann darin gefunden werden, dass die Betriebe, die nicht durchgehend, d.h. nicht im Dreischichtsystem, produzieren, morgens die Produktion und damit auch die Produktionsmaschinen wieder anfahren. Der am meisten eingesetzte Industriemotor ist die Drehstrom-Asynchronmaschine, die u.a. für den Betrieb von Pumpen, Förderbändern, Lüftern und Werkzeugmaschinen eingesetzt wird. Das in Bezug auf das Industrieprofil Besondere an diesen Antriebsmaschinen besteht darin, dass beim Einschalten des Motors die Drehzahl 0 beträgt und der Motor erst beim Anlaufen den sogenannten Anlaufstrom aus dem Netz aufnimmt, der jedoch wesentlich größer als der Nennstrom ist. Der Nennstrom bezeichnet hierbei den Strom, der aus dem Netz bezogen wird, wenn die Maschine eine gewisse Zeit bei konstanter Drehzahl betrieben wird [Fuest und Döring, 2007, S. 64]. Unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors in den Morgenstunden, also die Verteilung des Einschaltens der elektrischen Motoren sowie der unterschiedlichen Längen der Einschaltprozesse, bis zum Erreichen der jeweiligen

Nennpunkte, ergibt sich eine weitere plausible Erklärung für den Anstieg der Stromnachfrage der Industriesektoren in den frühen Morgenstunden.

Neben der durchgeführten Überprüfung des modellierten Industriestromprofils mithilfe weiterer zur Verfügung stehenden Informationsquellen, kann der Versuch unternommen werden, die Qualität und Aussagekraft der Inputdaten für die betreffenden Wirtschaftszweige durch das Verwenden zusätzlicher Daten zu erhöhen. Beispielsweise könnten Informationen zur Nacht-, Schicht- und Wochenendarbeit Rückschlüsse über die Stromnachfrage der Industriesektoren zulassen. Jedoch führt das Verwenden zusätzlicher Datenquellen, wie beispielsweise zum Schichtbetrieb, dazu, dass weitere Annahmen nötig werden, z.B. dass Informationen zum Schichtbetrieb einen plausiblen und belastbaren Proxy für die Stromnachfrage im Tagesverlauf darstellen. Gleichzeitig ist nicht gesichert, dass die Erkenntnisse eine Erklärung für die Modellergebnisse liefern, da es sich auch lediglich um eine Koinzidenz von Stromnachfrage und Schichtarbeitssystemen handeln kann, die unter den gegebenen Umständen statistisch nicht geprüft werden kann. Wie bereits in Unterkapitel 3.2.2 erörtert, können Informationen zur Schichtarbeit über den Mikrozensus 2001 sowie 2011 eingesehen werden, jedoch sind Rückschlüsse auf betriebs- oder unternehmensspezifische Systeme der Wochenend-, Nacht- und Schichtarbeit nicht möglich [Destatis, 2017a]. Darüber hinaus sind keine anderen amtlichen Statistiken hierzu verfügbar, sodass die Machbarkeit der Durchführung von Umfragen zur Ermittlung des Industriestromprofils in den betreffenden Industriesektoren (j2 – j16) diskutiert werden soll. Das Ziel solcher Umfragen besteht darin, verlässliche und belastbare Informationen zum Stromnachfragemuster des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus zu erheben. Wenn dies gelänge, würde es einen immensen Mehrwert für die Modellierung von Stromlastprofilen bedeuten. Einerseits würden gesicherte Erkenntnisse über Stromlastprofile der Industriesektoren dazu führen, dass die Modellierung der Stromlastprofile der Industriezweige nicht notwendig wäre. Andererseits liefern so erhobene Daten indirekt über den Systemzusammenhang Informationen über die Stromnachfrage der anderen Wirtschaftszweige und würden so die Qualität der gesamten Inputdaten für die Modellierung enorm verbessern.

Allerdings sprechen in diesem Zusammenhang auch einige gewichtige Faktoren gegen die Durchführung von Umfragen. Da keine Informationen zu den Stromlastprofilen der Industriesektoren bzw. –betriebe frei zugänglich existieren, ist in Frage zu stellen, ob die Bereitschaft der Unternehmen, diese preiszugeben, hoch ist. Außerdem handelt es sich in der vorliegenden sektoralen Einteilung der Wirtschaftszweige um 15 Sektoren des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus, für die eine Umfrage durchgeführt werden muss. Um ein fundiertes und differenziertes Bild der unterschiedlichen Stromlastprofile zu erhalten, bedarf es 15 individueller

Umfragen, welche direkt in den Unternehmen durchgeführt werden sollten. Da die Umfragen Repräsentativität garantieren sollen, muss zunächst die Grundgesamtheit in den einzelnen Wirtschaftszweigen festgestellt werden, in dessen Abhängigkeit die Größe der entsprechenden Stichprobe resultiert. Außerdem existieren im Rahmen dieser Arbeit Einschränkungen in den finanziellen und zeitlichen Ressourcen für die Durchführung umfassender Umfragen.

Nachdem zunächst die Modellergebnisse anhand weiterer Informationsquellen geprüft wurden und einige mögliche Erklärungsansätze identifiziert werden konnten, kann abschließend Folgendes festgehalten werden: In dieser Arbeit steht die Betrachtung und Analyse von regional und sektoral differenzierten Stromunterbrechungen im Fokus. Dabei soll eine makroökonomische Analyse Aufschluss über die Bandbreite und die Quantität möglicher Wertschöpfungsverluste unter unterschiedlichen Prämissen geben. Hierzu ist eine fundierte Datenbasis unerlässlich, da diese die Qualität der einzelnen Modellergebnisse unmittelbar beeinflusst. Die für die Modellierung verwendete Datenbasis wird von den statistischen Ämtern bereitgestellt (siehe Unterkapitel 3.2). Die Überprüfung des auf dieser Basis ermittelten Industriestromprofils anhand zusätzlicher Informationen konnte unterschiedliche Erklärungsansätze für den Verlauf des modellierten Industriestromprofils liefern. Gleichzeitig steht ein vorausgesetzter Gewinn an Datenqualität und somit an Aussagekraft für die Industrieprofile durch die Durchführung von Umfragen insgesamt in einem starken Kontrast zum zeitlichen und finanziellen Aufwand, so dass in diesem Kontext auf die Durchführung von Umfragen verzichtet wird.

Nachdem der Verlauf der nationalen sektoralen Stromlastprofile und vor allem des Industrieprofils diskutiert wurde, soll im Folgenden auf die regionale Verteilung der Stromnachfrage an den unterschiedlichen Typtagen eingegangen werden. Aus Abbildung 10 geht hervor, dass jeder Wirtschaftszweig ein individuelles Muster der Stromnachfrage in Abhängigkeit zur Jahres- und Tageszeit besitzt. Es kann also festgehalten werden, dass die sektorale Struktur der regionalen Ökonomie und die damit verbundenen sektoralen Stromverbrauchsmuster, sowohl in der Jahressumme als auch im Verlauf eines Jahres, einen entscheidenden Einfluss auf die Zusammensetzung und die Ausgestaltung eines bundeslandspezifischen Lastprofils haben.

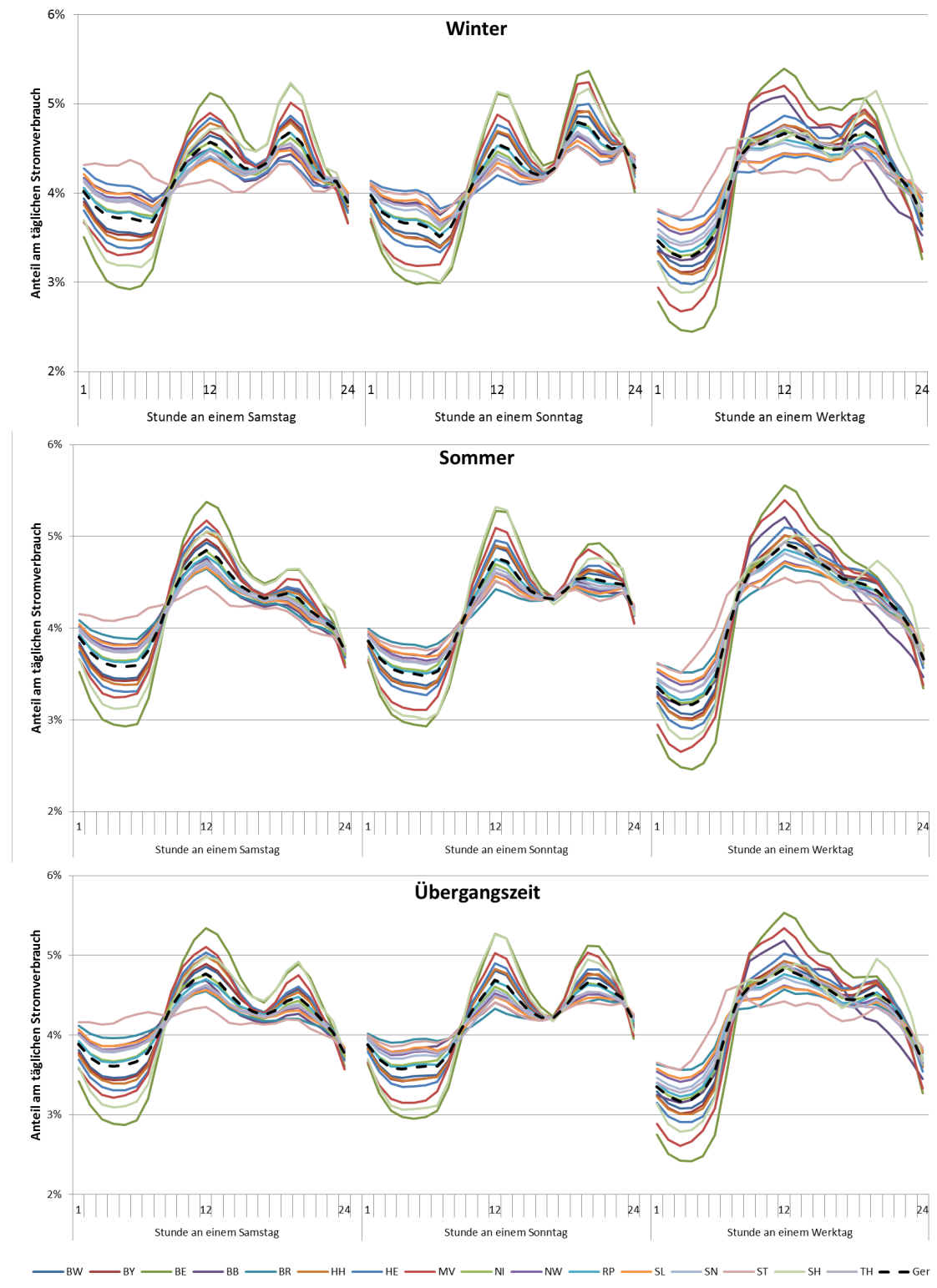
Die folgende Abbildung 12 visualisiert diesen Zusammenhang, indem die unterschiedlichen regionalen Lastprofile für die neun Typtage präsentiert werden. Die Lastprofile werden wiederum standardisiert auf 100% je Typtag angezeigt. Analog zu Abbildung 10 beschreiben die jeweiligen Stundenwerte eines regionalen oder des nationalen Lastprofils den prozentualen Anteil des Stromverbrauchs einer Region, der in der jeweiligen Stunde in Bezug auf die Tagessumme verbraucht wird. Die Darstellung in relativen Größen wurde gewählt, um einen

nachvollziehbaren Vergleich der regionalen Lastkurven zu gewährleisten. In diesem Zusammenhang bietet die Darstellung der Lastprofile als prozentualer stündlicher Verbrauch am regionalen Tagesstromverbrauch den Vorteil, dass sich auch das nationale Lastprofil in die Abbildung integrieren lässt und somit Vergleiche zum nationalen Lastprofil möglich sind.

Insgesamt zeigt sich, dass individuelle regionale Lastprofile ermittelt wurden, die den regionalen und sektoralen Besonderheiten Rechnung tragen. In den Erklärungen zu Abbildung 8 wurde darauf hingewiesen, dass die sektorale Zusammensetzung des Jahresstromverbrauchs in Berlin durch einen geringen Industrieanteil und einen sehr hohen Anteil der Dienstleistungssektoren geprägt ist, dessen Stromverbrauchsmuster vor allem durch einen hohen Stromverbrauch von 08:00 – 18:00 bzw. 20:00 Uhr gekennzeichnet ist. Diese Besonderheit Berlins lässt sich auch im Vergleich der regionalen Stromlastprofile in Abbildung 12 erkennen. So ist der stündliche Anteil des regionalen Stromverbrauchs in Berlin im Vergleich zu allen anderen regionalen Stromlastprofilen an allen neun Typtagen in den Morgenstunden am geringsten und an allen Werktagen im Tagesverlauf am höchsten.

Darüber hinaus sind auch saisonale Unterschiede vor allem für den Vergleich der Werktage erkennbar. Im Winter und in der Übergangszeit sind die regionalen Lastkurven von Verbrauchsspitzen in der Mittagszeit und in den Abendstunden geprägt, wohingegen in allen regionalen Lastkurven, außer der Lastkurve Schleswig-Holsteins, die Abendspitze im Sommer verschwindet. Die Ausnahme Schleswig-Holsteins kann über den vergleichsweise großen Anteil der privaten Haushalte am Jahresstromverbrauch erklärt werden (siehe Abbildung 8), weil besonders die Lastkurven der privaten Haushalte von der Verbrauchsspitze am Abend gekennzeichnet sind (siehe Abbildung 10).

Abbildung 12: Vergleich regionaler Lastprofile



Quelle: [Kuckshinrichs et al., 2018, S. 56]

Auf der Grundlage von Abbildung 12 wird bereits ersichtlich, dass es zwischen den regionalen Stromlastprofilen Unterschiede gibt. Weiterhin wird deutlich, dass die regionalen Lastprofile in ihrem zeitlichen Stromverbrauchsmuster von dem deutschen Profil verschieden stark

abweichen. Diese Abweichungen werden im Folgenden diskutiert. Die Darstellung der stündlichen Anteile des nationalen Stromverbrauchs aus Abbildung 12 dient in Abbildung 13 als Basis und wird über die x-Achse repräsentiert. Somit bildet Abbildung 13 die Abweichung der stündlichen Anteile des regionalen Stromverbrauchs vom entsprechenden stündlichen Anteil des nationalen Stromverbrauchs für die neun unterschiedlichen Typtage ab.

Wie bereits in den vorherigen Abbildungen ist auch hier wieder ein jahreszeitlicher Einfluss sichtbar. So sind die Bandbreiten der Abweichungen im Winter am höchsten gefolgt von der Übergangszeit und dem Sommer. Überraschenderweise ist im Gegensatz zu den bisherigen Ergebnissen lediglich ein geringer Einfluss des Wochentages innerhalb einer Jahreszeit zu erkennen, da die Bandbreiten relativ konstant bleiben. Aus Abbildung 13 wird deutlich, dass an allen Typtagen und innerhalb dieser zu jeder Stunde regionale Abweichungen vom stündlichen Anteil des nationalen Stromverbrauchs auftreten. Die größten positiven Abweichungen zwischen dem nationalen und den regionalen Stromverbrauchsmustern tritt an einem Winter-Werktag in der Stunde von 12:00 – 13:00 Uhr in Berlin auf. Hier übersteigt der stündliche Anteil des regionalen Stromverbrauchs den nationalen Anteil um +21%. Die größten negativen Abweichungen treten mit -23% sowohl an einem Sonntag als auch an einem Werktag und in beiden Fällen in Berlin in der Zeit von 05:00 – 06:00 Uhr auf.

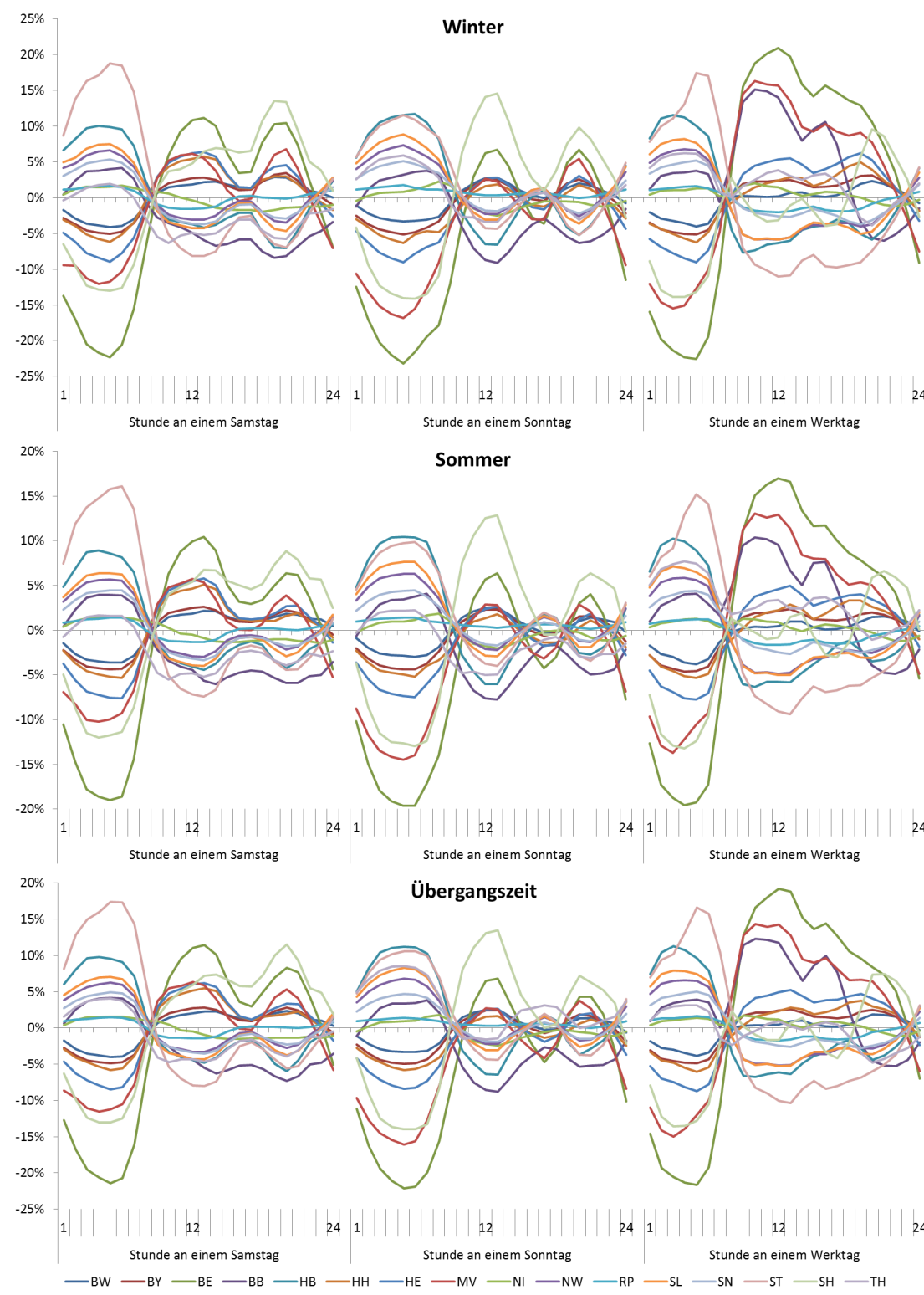
Neben Berlin treten auch in weiteren Bundesländern vergleichsweise große Abweichungen auf, wie in Schleswig-Holstein oder in Sachsen-Anhalt. Wie bereits beschrieben kann der Grund für die relativ großen Abweichungen Schleswig-Holsteins in dem großen Anteil der privaten Haushalte am Jahresstromverbrauch und dem damit verbundenen Stromverbrauchsmuster identifiziert werden. Das regionale Lastprofil Sachsens-Anhalts wird hingegen stark vom Industrieprofil geprägt. Dieses ist durch einen überwiegend konstanten Stromverbrauch gekennzeichnet, was zu überdurchschnittlichem Stromverbrauch in der Nacht und den frühen Morgenstunden und zu unterdurchschnittlichem Stromverbrauch während des Tages führt. Dieser Zusammenhang gilt generell für Bundesländer, deren regionaler Stromverbrauch stark vom Industrieprofil dominiert ist, wie für Nordrhein-Westfalen, Saarland oder Bremen. Der Verlauf der Abweichungen Berlins und Sachsens-Anhalts verhält sich genau gegensätzlich und zeigen damit sehr gut die Einflüsse der regionalen Zusammensetzung der Sektoren für das regionale Stromverbrauchsmuster.

Ein weiterer interessanter Aspekt ist, dass einige Bundesländer weniger starke Abweichungen haben. Dies gilt vor allem für die Bundesländer mit einem hohen Bevölkerungsanteil und einer starken Wirtschaft, wie Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen. Für diese

Disaggregation von Stromlastprofilen

geringen Abweichungen gibt es zwei mögliche Erklärungsansätze, die sich auf Grundlage der Erkenntnisse zu Abbildung 8 und Abbildung 12 ergeben und sich gegenseitig bedingen. Einerseits, dass sich die nationalen und regionalen Wirtschaftsstrukturen sehr ähnlich sind, und andererseits, dass das deutsche Lastprofil so stark von diesen Bundesländern geprägt wird und es in dessen Folge zu geringen Abweichungen kommt.

Abbildung 13: Relative Abweichung je Bundesland vom nationalen Lastprofil



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Die wichtigste Erkenntnis, die aus der Ergebnisdarstellung in diesem Kapitel gezogen werden kann, ist, dass sich der Einsatz des CE-Modells sehr gut zur Berechnung aussagekräftiger individueller Stromlastprofile für Sektoren und Regionen eignet. Dabei wurden unterschiedliche

Datenquellen zum Jahresstromverbrauch mit Annahmen über die erwartete regionale, sektorale und zeitliche Verteilung des Jahresstromverbrauchs kombiniert. Außerdem kann festgehalten werden, dass es zwischen den unterschiedlichen Lastkurven zu mitunter großen Unterschieden kommt, unabhängig vom Wochentag und von der Jahreszeit. Mithilfe des verwendeten Modells konnten Ergebnisse berechnet werden, die regionalökonomische Besonderheiten abbilden und somit als differenzierter als die Ergebnisse einfacher Top-Down Ansätze zu betrachten sind.

3.4 Sensitivitätsanalyse

Um zu überprüfen, zu welchen Anteilen die berechneten Ergebnisse auf den verwendeten Daten bzw. Annahmen beruhen, wird in diesem Unterkapitel eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Leider existiert keine offizielle Datengrundlage, die identisch zur berechneten Disaggregationstiefe ist, anhand derer die Qualität der Ergebnisse überprüft werden könnte.

Daher wird im Folgenden überprüft, in welcher Größenordnung Abweichungen von den Priors notwendig sind, damit die Ergebnisse mit den Werten aus den Datenquellen übereinstimmen. Dementsprechend müssen die Ergebnisse folgendermaßen interpretiert werden: Zu welchem Ausmaß sind die Annahmen mit den Daten kompatibel?

Die beiden Annahmen lauteten:

Annahme 1: Der Anteil des Jahresstromverbrauchs eines regionalen Sektors ist proportional zum entsprechenden regionalen Produktionswert des Sektors (für industrielle und gewerbliche Endnutzer) bzw. proportional zu den regionalen Anteilen des Jahresstromverbrauchs aus den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen der Länder (private Endnutzer).

Annahme 2: Der Jahresstromverbrauch eines regionalen Sektors wird über die RLC oder als Bandlast über das Jahr verteilt.

Um den Einfluss dieser beiden Annahmen auf die oben gezeigten Ergebnisse des CE-Modells zu ermitteln, werden vier unterschiedliche Varianten des Modells, A – D, verwendet.

In Modell A werden die Priors gleichverteilt, das heißt sowohl Annahme 1 als auch Annahme 2 werden nicht berücksichtigt, der Startwert jeder Bundesland-Sektor-Zeit-Kombination²¹ ist identisch. Dieses Vorgehen entspricht dem klassischen Maximum-Entropy-Ansatz. Modell B berücksichtigt Annahme 1, aber ignoriert Annahme 2, d.h. der Jahresstromverbrauch wird

²¹ Eine Bundesland-Sektor-Zeit-Kombination besteht aus 9 Typtagen zu 24 Stunden = 216 Datenpunkten.

zwischen den Bundesländern und Sektoren verteilt, aber zwischen den Stunden der Typtage gleich verteilt. Modell C entspricht der Gegenvariante von Modell B. Modell D repräsentiert das in diesem Kapitel entwickelte Modell, da es beide Annahmen berücksichtigt (Tabelle 19).

Tabelle 19: Modellvarianten und berücksichtigte Annahmen

	Annahme 1: EC ist proportional zum Produktionswert	Annahme 2: EC wird über RLC oder Bandlast über das Jahr verteilt
Model A	✗	✗
Model B	✓	✗
Model C	✗	✓
Model D	✓	✓

✓= berücksichtigt, ✗= nicht berücksichtigt

Quelle: Eigene Darstellung

Um die vier unterschiedlichen Varianten des Modells A - D zu vergleichen, werden im Folgenden verschiedene Ansätze zum Benchmarking angewendet. Dabei handelt es sich zunächst um den Mean Average Percentage Error (MAPE) und den Weighted Average Percentage Error (WAPE). Diese werden folgendermaßen definiert:

$$MAPE = \frac{1}{RJT} \sum_t^{rj} \frac{|\hat{e}_t^{rj} - e_t^{rj}|}{e_t^{rj}} \quad (3.13)$$

und

$$WAPE = \sum_t^{rj} \left(\frac{|e_t^{rj}|}{\sum_t^{rj} e_t^{rj}} \right) \frac{|\hat{e}_t^{rj} - e_t^{rj}|}{e_t^{rj}} \quad [\text{Peters und Hertel, 2016, S. 14}] \quad (3.14)$$

Wobei $\hat{e}_t^{rj}$ die berechnete regionale, sektorale und temporale Stromverteilung und e_t^{rj} die entsprechende erste Schätzung (priors) repräsentiert. MAPE gewichtet jede Abweichung eines berechneten Elementes vom entsprechenden Element der Prior-Matrix gleich. Dies kann jedoch zu Einschränkungen in der Aussagekraft des Indikators führen, da die jeweilige Größe eines Elementes im Vergleich zu den anderen Elementen nicht ausreichend berücksichtigt wird [Jensen und West, 1980, S. 662]. WAPE überwindet diese Einschränkungen, indem es die einzelnen Elemente der Matrix im Verhältnis zueinander gewichtet und so die Größe der einzelnen Elemente einbezieht. Dementsprechend fließen große Abweichungen kleiner Elemente geringer in die Gesamtperformance ein als große Abweichungen großer Elemente.

Modell A und C ignorieren Annahme 1, was in vergleichsweise hohen Werten für beide Indikatoren MAPE und WAPE resultiert (Abbildung 14). Hierbei ist auffällig, dass MAPE und

WAPE in Modell A identisch sind. Dies ist jedoch nicht verwunderlich, da jeder Prior den identischen Ausgangswert besitzt. Die Berücksichtigung von Annahme 1 in Modell B führt zu einem Rückgang der Indikatorwerte und zu einem weiteren Rückgang in Modell D, wenn beide Annahmen berücksichtigt werden. Aus diesen Ergebnissen lässt sich schließen, dass die Ergebnisse für Modell B und D näher an den jeweiligen Priors sind als die Ergebnisse für Modell A und C sind. Wie bereits erwähnt sind in diesem Zusammenhang die Ergebnisse für WAPE von größerer Aussagekraft. Die Ergebnisse für Modell A und C weisen außerdem höhere WAPE-Werte als MAPE-Werte aus. Dies bedeutet, dass in diesen Fällen große Elemente der Matrix besonders ungenau berechnet wurden. Im Gegensatz hierzu führt die Berücksichtigung von Annahme 1 in Modell B zu verlässlicheren Ergebnissen. Eine weitere Abnahme der MAPE- und WAPE-Werte findet durch die zusätzliche Berücksichtigung von Annahme 2 in Modell D statt. Anhand der Ergebnisse für MAPE und WAPE kann festgehalten werden, dass Annahme 1 bedeutender zu sein scheint als Annahme 2.

Darüber hinaus werden statistische Merkmale der Modelle A – D ermittelt. Um die Null-Hypothese zu testen, dass die prior Verteilung gleich der posterior Verteilung ist, $H_0: p = q$, wird der likelihood ratio test oder auch entropy ratio test durchgeführt. Der likelihood ratio test wird folgendermaßen definiert:

$$W(CE) = 2H(1 - \frac{S}{H}) \quad (3.15)$$

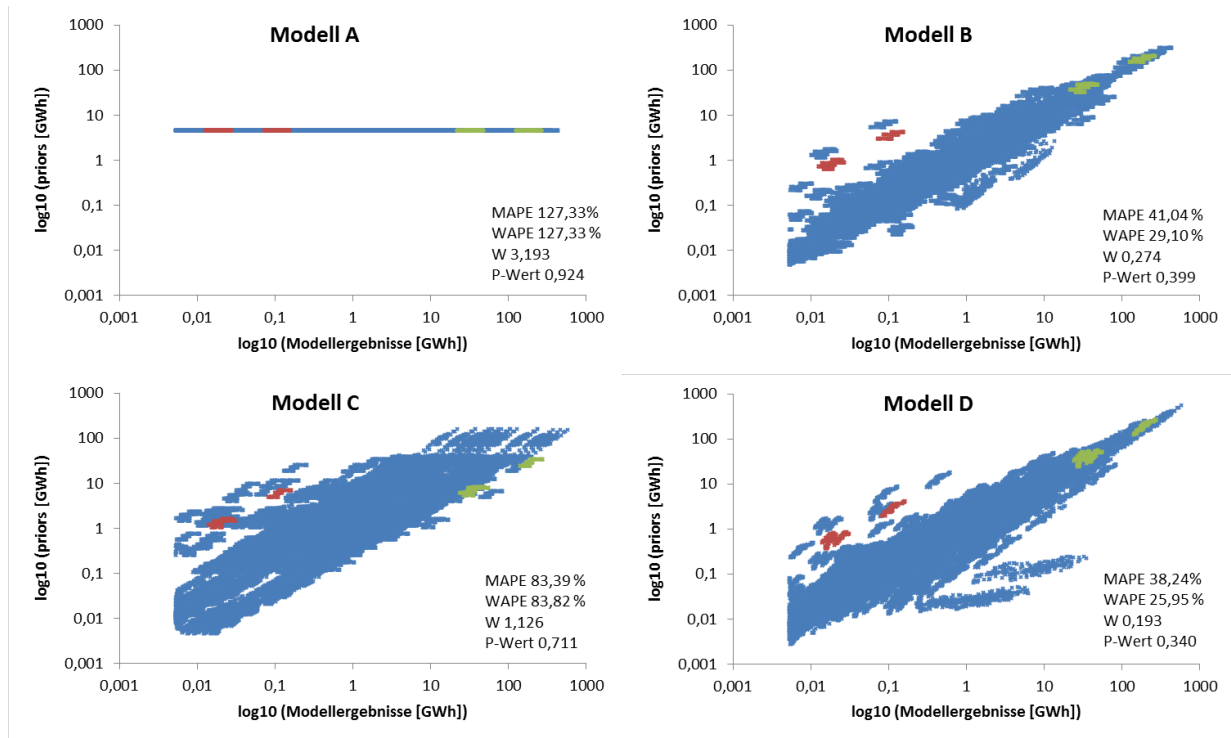
mit $H = -\sum_t^{rj} q_t^{rj} \ln q_t^{rj}$ und $S = -\sum_t^{rj} p_t^{rj} \ln p_t^{rj}$ [Golan und Vogel, 2000, S. 454f.].

Basierend auf (3.15) wird der p-Wert berechnet, der das Verhältnis zwischen der Likelihood-Test-Statistik und dem kritischen Wert der χ^2 Verteilung mit einem Freiheitsgrad ausdrückt. Der p-Wert gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der die Null-Hypothese fälschlicherweise abgelehnt wird. Im vorliegenden Fall hat Modell A einen p-Wert von 0,92 und dementsprechend kann die Null-Hypothese mit einer Wahrscheinlichkeit von 92% nicht angenommen werden. In diesem Zusammenhang muss außerdem erwähnt werden, dass die p-Werte aller Modellvarianten A – D zeigen, dass die Modellergebnisse auf keinem üblichen Signifikanzniveau signifikant sind. Dennoch zeigt der Vergleich der Ergebnisse von Modell A – D, dass die Annahmen einen großen zusätzlichen Informationsgehalt besitzen, sodass die schrittweise Implementierung der Annahmen zu einer erheblichen Reduktion der Ungenauigkeiten führt.

Abbildung 14 zeigt außerdem ein Streudiagramm, das für die Modelle A – D die Werte der Priors mit den Modellergebnissen auf einer logarithmischen Skala vergleicht. Jeder Punkt in den Streudiagrammen repräsentiert das Verhältnis von einem Element in den Priors und dem

entsprechenden Element der Modellergebnisse des Stromverbrauchs von Sektor j in Region r zum Zeitpunkt t . Ergebnisse, die perfekt zu den Priors passen, befinden sich auf der 45° Linie.

Abbildung 14: Vergleich der Priors und der Ergebnisse für die Modelle A - D²²



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Die Priors von Modell A sind gleichmäßig über alle Bundesland-Sektor-Zeit-Kombination verteilt. Da Modell A an keine Annahme gebunden ist, folgen hieraus identische Werte für alle Priors, sodass dies zu einer horizontalen Verteilung der Modellergebnisse führt.

Modell B ist nicht an die zweite Annahme gebunden, weshalb der in den Priors der Bundesland-Sektor-Zeit-Kombination abgebildete Stromverbrauch für alle Zeitintervalle identisch, also Bandlast, ist. In diesem Fall sind die Priors wesentlich uneinheitlicher verteilt als in Modellvariante A, sodass die generelle Verteilung sich näher an der 45° Linie befindet. Modell C repräsentiert den Gegenpart zu Modell B, indem die Annahmen umgekehrt berücksichtigt bzw. ignoriert werden. In diesem Fall sind die Jahresstromverbräuche der Priors für alle Bundesland-Sektor-Kombination gleich verteilt. In der zeitlichen Verteilung orientieren sie sich jedoch an Annahme 2. Insgesamt erfahren die Ergebnisse für Modell C größere Anpassungen als in

²² Um die Auswirkungen der Annahmen auf die Position und das Muster der Bundesland-Sektor Kombinationen zu visualisieren, werden zwei Kombinationen farblich hervorgehoben: ‚Bergbau u Gewinnung v. Steinen und Erden‘ in Hamburg (rot), und ‚Metallerzeugung und –bearbeitung; Herstellung von Metallerzeugnissen‘ in Nordrhein-Westfalen (grün).

Modell B. Dies wird an der größeren Streuung des Vergleichs der Priors und der Ergebnisse für Modell C sichtbar. Hierbei kommt es unabhängig von der Größe der einzelnen Elemente zu größeren Anpassungen. Daraus lässt sich schließen, dass die Ergebnisse aus Modell C unsicherer sind. Modell D berücksichtigt beide Annahmen und es werden unmittelbar Unterschiede zu Modell A und C deutlich. Allerdings werden auch einige Unterschiede zu Modell B sichtbar. Dies gilt vor allem für große Elemente, die in Modell D eine wesentlich geringere Streuung haben als in Modell B.

Jedoch zeigt die Verteilung des Prior-Ergebnis-Vergleiches in Abbildung 14 für Modell D ebenfalls größere Abweichungen, die als kleine Flecken ober- oder unterhalb der Hauptverteilung angeordnet sind. Diese Flecken zeigen z.T. große Unterschiede zwischen den Priors und den berechneten Ergebnissen an. Wie bereits erwähnt, berücksichtigt das CE-Modell, im Gegensatz zu einfachen proportionalen Skalierungsansätzen, alle zur Verfügung stehenden Daten, sodass teilweise große Abweichungen von den Priors leicht erklärt und gerechtfertigt werden können.

Beispiele für diese Abweichungen bilden der Sektor *„Bergbau u Gewinnung von Steinen und Erden“* in Hamburg und *„Metallerzeugung und –bearbeitung; Herstellung von Metallerzeugnissen“* in Nordrhein-Westfalen. Diese sind in Abbildung 14 rot bzw. grün eingefärbt. Die Bundesland-Sektor-Zeit-Kombinationen bestehen jeweils aus zwei Flecken, welche die unterschiedlichen Stromverbrauchsmuster zwischen den Typtagen charakterisieren. Dementsprechend repräsentiert ein Fleck die Wochenenden und der andere die Werktage. Der jahreszeitliche Einfluss äußert sich über die leicht gestreute Verteilung der Flecken. Da ein Fleck aus mehreren Werten für den Stromverbrauch in Stunde t für jede Bundesland-Sektor Kombination besteht, kann gefolgert werden, dass je stärker die Streuung eines Fleckens ist, desto heterogener ist der Stromverbrauch in der zeitlichen Dimension. Die Positionen der Bundesland-Sektor-Zeit-Kombinationen variieren in den Streudiagrammen zwischen den Modellen A – D, da die Priors je nach Modell auf mehr oder weniger Annahmen beruhen.

Für das Beispiel *„Bergbau u Gewinnung v. Steinen und Erden“* in Hamburg gilt für alle Varianten, dass die Priors im Vergleich zu den Ergebnissen relativ hoch sind. Die Erklärung für diese Abweichungen der Ergebnisse von den Priors kann in der spezifischen Wirtschaftsstruktur Hamburgs gefunden werden. So haben viele Unternehmen mit Energiebezug ihren Hauptsitz in Hamburg, jedoch nicht zwangsläufig ihre Produktionsstätten, was zu den Verzerrungen zwischen den Priors und den Daten aus der regionalen Energiebilanz Hamburgs führt. Da das CE-Modell Constraint (3.1) einhalten muss, führt dies zu den Abweichungen der Ergebnisse von

den Priors. Anhand dieser beiden Beispiele lassen sich wiederum sehr deutlich die Vorteile des gewählten CE-Modells im Vergleich zu einfachen proportionalen Skalierungsansätzen skizzieren. Ferner zeigen die beiden Beispiele sehr anschaulich den Einfluss der schrittweisen Integration der Annahmen von Modell A zu Modell D auf die Lage und das Muster der Flecken.

In Bezug der Regionalisierung von Input-Output-Tabellen schlägt Jensen [1980, S. 142] das Konzept der holistischen Genauigkeit vor, um die Qualität der Berechnungen zu prüfen. Holistische Genauigkeit legt den Schwerpunkt nicht auf die Genauigkeit eines jeden einzelnen berechneten Elementes, sondern beurteilt die Ergebnisse dahingehend, inwieweit diese die Hauptcharakteristiken der „Realität“ abbilden. In diesem Kontext lassen sich die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse folgendermaßen einordnen. So spricht die Tatsache, dass für Modell B und D die WAPE-Werte wesentlich geringer als die MAPE-Werte sind, sowie die homogenere Streuung des Vergleichs der Priors und der Ergebnisse in Abbildung 14 dafür, dass diese beiden Modellvarianten eine wesentlich bessere Abbildung der Realität darstellen als Modell A und C. Darüber hinaus unterstützen die Ergebnisse für MAPE, WAPE und p-Wert die oben geäußerte Vermutung, dass Annahme 1 einen stärkeren Einfluss auf die Ergebnisse hat als Annahme 2, da die Ergebnisse von Modell B durchgehend verlässlichere Werte liefern als die Ergebnisse von Modell C. Auch wenn Annahme 2, wie durch Modell D bestätigt, die Aussagekraft der Ergebnisse steigert, hat dennoch die erste Schätzung der sektoralen Jahresstromverbräuche auf regionaler Ebene einen größeren Einfluss auf die Qualität der Berechnungen.

Auch wenn die MAPE- und WAPE-Werte in Modell D noch relativ groß erscheinen, existieren keine gemessenen Lastkurven in der gewählten Aufteilung, an denen man die Ergebnisse benchmarken könnte. Daher wurde in der Sensitivitätsanalyse geprüft, in welchem Ausmaß die Abweichungen der Ergebnisse von den Priors notwendig sind, um die definierten Datenconstraints einzuhalten. In diesem Zusammenhang würden sehr geringe MAPE- und WAPE-Werte einen Disaggregationsansatz überflüssig machen, da bereits geeignete Annahmen ausreichen würden, um realitätsnahe Lastkurven zu schätzen.

3.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde eine Berechnungsgrundlage für die Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten durch Stromunterbrechungen dargestellt. Dabei wurde ein Cross-Entropy-Ansatz präsentiert, um disaggregierte Stromlastprofile zu berechnen. Dieser Ansatz bietet die Möglichkeit der Integration verschiedener relevanter Datenquellen, auch wenn die Informationen dieser Quellen potentiell unterschiedlich sind. Die Fähigkeit der einfachen und transparenten Integration aller verfügbaren relevanten energiewirtschaftlichen Daten stellt einen großen Mehrwert

des Modells dar. Gleichzeitig stellt das beschriebene Vorgehen sicher, dass eine systemisch konsistente Datengrundlage berechnet wird. Weiterhin konnte anhand der Ergebnisse gezeigt werden, dass der hier gewählte Ansatz aussagekräftigere Resultate erzielt als durch die Anwendung von einfachen Top-Down- oder Bottom-Up-Ansätzen.

Mithilfe des entwickelten Modells können individuelle Stromlastprofile berechnet werden. Dabei kann die regionale, die sektorale und/oder die zeitliche Dimension der Disaggregationstiefe flexibel variiert werden. Dementsprechend ist das hier entwickelte Modell nicht ausschließlich auf die Bearbeitung der in dieser Arbeit im Fokus stehenden Thematik beschränkt. Besonders die sektorale Unterteilung, basierend auf der NACE-Klassifikation, ermöglicht die Anwendung der Stromlastprofile für eine Reihe unterschiedlicher ökonomischer Fragestellungen. Dabei stellt die sektorale Unterteilung anhand der von den europäischen statistischen Ämtern verwendeten NACE-Klassifikation sicher, dass dieser Disaggregationsansatz auch im europäischen Kontext Verwendung finden kann. Außerdem stellt die NACE-Klassifikation die Anschlussfähigkeit an die Input-Output-Rechnung sicher, sodass tiefergehende strukturelle und wirtschaftliche Effekte analysiert werden können. Das entwickelte Modell trägt somit den Ansprüchen unterschiedlichster wissenschaftlicher Problemstellungen Rechnung, wie beispielsweise Fragen zur Transformation und Planung von Energiesystemen, dem Zusammenspiel von erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken, oder dem Netzausbau, etc. und den damit verbundenen verschiedenen Anforderungen an die Tiefe der Disaggregationsdimension, aus technischer, ökonomischer und sozialwissenschaftlicher Perspektive. Eine Entscheidungsfindung für solche Fragestellungen auf der Basis mangelhafter Stromlastprofile würde zu Energiesystemen führen, die den zukünftigen Anforderungen nicht gerecht werden. Das hier entwickelte CE-Modell liefert einen Beitrag zur Berechnung verlässlicher und robuster individueller Stromlastprofile, indem es einige Schwächen der in Unterkapitel 3.1 vorgestellten Ansätze zur Disaggregation von Stromlastprofilen überwindet. Hierbei zeigt sich vor allem, welche Steigerung der Ergebnisqualität die Berücksichtigung vieler Datenquellen zur Folge hat (siehe beispielsweise Abbildung 7).

Insgesamt hat das Modell gezeigt, dass es ganzheitlich plausible Lastprofile berechnet. Gleichzeitig ist das Modell evolutionär konzipiert, sodass Erweiterungen oder Updates durch aktuellere, verlässlichere oder zusätzliche Daten möglich sind, ohne dass die Modellstruktur geändert werden muss. Somit kann das hier präsentierte Modell einen Startpunkt für zukünftige Erweiterungen darstellen. Wie in Unterkapitel 3.3.2 deutlich wird, besteht ein besonderer Forschungsbedarf in der Entwicklung individueller Stromlastprofile für die Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und für Industrieprozesse. In diesem

Zusammenhang bedeutet dies, dass die berechneten Modellergebnisse durch die Integration weiterer Datenquellen an Aussagekraft und Qualität gewinnen können, falls bzw. sobald neue Daten vorliegen. Eine zusätzliche Berücksichtigung von industriellen Stromlastprofilen würde die Qualität der Ergebnisse erhöhen. Möglichkeiten zur Datenakquise wurden in Unterkapitel 3.3.2 bereits andiskutiert und bewertet. Eine Erweiterungsmöglichkeit besteht in dem Abgleich von Mikrodaten, z.B. aus Haushaltsbefragungen, wie dem Zensus, mit Daten aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung. Ein weiterer interessanter Erweiterungsansatz stellt die Integration unterschiedlicher Stromlastprofile für private Haushalte dar. Hierbei können die Anzahl der Einwohner je Haushalt, die Anzahl der Arbeitnehmer je Haushalt oder das Haushaltseinkommen berücksichtigt werden. Diese Merkmale haben einen starken Einfluss auf die Stromnutzungsmuster im Verlauf der Typtage [Fischer et al., 2015]. Allerdings erfordern sowohl der Abgleich der Makro- und Mikrodaten als auch die Integration unterschiedlicher Haushaltslastprofile großen zusätzlichen Aufwand hinsichtlich der Datenaufbereitung und der Erstellung einer konsistenten Datenbasis, sodass diese für die Thematik der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt werden.

Ferner ist das entwickelte CE-Modell an keine regionale Einheit gebunden. Auch wenn in dieser Arbeit die Disaggregation für die Bundesländer in Deutschland durchgeführt wurde, so ist die Anwendung auch in anderer Regionseinteilung, wie beispielsweise Staaten oder Staatenverbünde, möglich.

3.6 Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen

Durch die Disaggregation des nationalen Stromlastprofils zu 16 Bundeslandprofilen für jeweils 34 Wirtschaftszweigprofile sowie des Stromlastprofils der privaten Haushalte wurde eine fundierte und robuste Datenbasis geschaffen. Aus dieser Basis gehen einerseits die jeweiligen Jahresstromverbräuche der Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen hervor, auf Grundlage derer die VoLL-Werte in disaggregierter Tiefe berechnet werden können. Andererseits erlaubt die Aufteilung der Jahresstromverbräuche auf Typtage eine zeitabhängige Analyse von Stromunterbrechungen, bei denen sowohl der Startzeitpunkt als auch die Länge flexibel variiert werden können. Damit greift die durchgeführte Disaggregation des nationalen Stromlastprofils die Kritikpunkte an den bisherigen makroökonomischen Arbeiten zum VoLL auf (siehe Unterkapitel 2.4.2), indem es die Möglichkeit bietet, die wichtigsten Einflussfaktoren auf eine Stromunterbrechung (siehe Unterkapitel 2.1) zu berücksichtigen und zu integrieren. Somit ermöglicht die Berechnung individueller Lastprofile eine Erweiterung der Analysemöglichkeiten von Stromunterbrechungen.

Disaggregation von Stromlastprofilen

Die folgende Analyse zielt auf die Ermittlung und Analyse von Wertschöpfungsverlusten für die regionalen Wirtschaftszweige ab. Die privaten Haushalte werden hingegen nicht betrachtet. Dies wird damit begründet, dass Privatpersonen keinen vermarktbaren Output produzieren und für die Berechnung des VoLL kein adäquates Äquivalent zur BWS existiert, auf dessen Grundlage systemische-konsistente Analysen möglich sind.

4 Regional- und sektoraldifferenzierte Analyse von Stromunterbrechungen

Im folgenden Kapitel 4 wird eine regional- und sektoraldifferenzierte Analyse der aus Stromunterbrechungen resultierenden Schadenskosten im Sinne direkter Wertschöpfungsverluste durchgeführt. D.h. es werden nur die Wertschöpfungsverluste betrachtet, die direkt beim Unternehmen auftreten, nicht aber die Wertschöpfungsverluste, von denen andere Unternehmen z.B. über Lieferverzögerungen (indirekte Wertschöpfungsverluste) betroffen sind. Außerdem werden auch keine an Produktionsmitteln auftretenden Schäden evaluiert. Zur Differenzierung der in Verbindung mit einer Stromunterbrechung auftretenden möglichen Kostenkategorien siehe Tabelle 4 in Unterkapitel 2.3.

Auf Grundlage der Erkenntnis aus den analysierten VoLL-Studien, dass unterschiedlich gesetzte Regions- und Sektorgrenzen zu Ergebnissen führen, die nur den Einzelfall abbilden und keine (internationale) Vergleichbarkeit über den jeweiligen Szenariorahmen hinweg zulassen (siehe Unterkapitel 2.5 und 2.6), wurde eine Sektorabgrenzung definiert, die konsistent zur NACE-Klassifikation und somit Teil der amtlichen Statistik in allen Staaten der Europäischen Union ist. Der hier definierte Analyserahmen erfüllt somit die Voraussetzungen europäischer und innerstaatlicher Vergleichbarkeit. Die Funktionsweise des definierten Analyserahmens wird im Folgenden zwar am Beispiel der deutschen Bundesländer demonstriert, jedoch ist das Vorgehen nicht auf eine innerstaatliche Regionseinteilung beschränkt. In diesem Kontext sind auch supranationale Betrachtungen mit Fokus auf die Mitgliedsstaaten denkbar. Somit kann das vorgeschlagene Vorgehen als ein Beitrag zur Ermittlung international vergleichbarer VoLL-Werte verstanden werden, die klar auf der Grundlage von Wertschöpfungsverlusten definiert sind. Damit wird einem grundlegenden Kritikpunkt an der Aussagekraft des Indikators Value of Lost Load begegnet (siehe Unterkapitel 2.6).

Wie in Unterkapitel 2.4 gezeigt, existieren unterschiedliche wissenschaftliche Methoden zur Berechnung des VoLL. Auf der Grundlage der jeweiligen methodeninhärenten Vor- und Nachteile wurde eine makroökonomische Analyse von Stromunterbrechungen mithilfe eines Produktionsfunktionsansatzes als die geeignetste Methode identifiziert (siehe Unterkapitel 2.7). Dabei wird Elektrizität, wie Arbeit oder Kapital, als eine Inputgröße im Produktionsprozess verstanden. Bei linearem Zusammenhang führt der Einsatz einer Kilowattstunde Strom immer zur gleichen Wertschöpfung. Demzufolge wird der VoLL als ein statisches Verhältnis der BWS und des Stromverbrauchs normiert auf eine bestimmte Zeitperiode (hier das Kalenderjahr 2011) dargestellt (siehe auch Formel 1.1). Der VoLL beschreibt somit in der makroökonomischen

Betrachtung des Verhältnisses zwischen Elektrizität und Wertschöpfung. Daraus folgt, dass ein niedriger VoLL eine hohe Energieintensität eines Sektors und somit die Bedeutung von Elektrizität im Produktionsprozess eines jeweiligen Wirtschaftszweigs widerspiegelt.

Die Berechnung der aus einer Stromunterbrechung entstehenden Wertschöpfungsverluste unterschiedlicher Bundesländer oder Wirtschaftszweige im vorliegenden Kapitel basiert auf der Kombination vom VoLL und Stromlastprofilen und folgt damit der Logik von Growitsch et al. [2013] sowie Wolf und Wenzel [2015]. Durch dieses Vorgehen werden grundlegende im Verlauf dieser Arbeit angeführte Kritikpunkte berücksichtigt. Hier ist als Kritik an den makroökonomischen Ansätzen zu nennen, dass keine Variation der Startzeit sowie der Dauer einer Stromunterbrechung möglich ist (Tabelle 9). Diese Problematik wurde bereits von Growitsch et al. [2013] und Wolf und Wenzel [2015] erkannt. Über die Anwendung von RLC präsentieren sie einen Lösungsansatz um zeitabhängige Wertschöpfungsverluste zu analysieren. Allerdings führt die Anwendung von RLC zu nicht zu ignorierenden Folgeproblemen und somit zu einem weiteren Kritikpunkt: Die Anwendung von Standardlastprofilen führt dazu, dass keine wirtschaftsstrukturellen Eigenschaften unterschiedlicher Regionen beachtet werden können. Außerdem bildet die Aufsummierung der einzelnen sektoralen Standardlastprofile nicht das nationale Lastprofil ab, sodass immer nur Aussagen über Schadensverläufe einzelner Wirtschaftszweige getätigt werden können und diese nicht in einen ganzheitlichen und energiewirtschaftlich-systemischen Zusammenhang gesetzt werden können.

Die beiden hier genannten Kritikpunkte werden in der folgenden Analyse aufgegriffen und gelöst. Dies geschieht mithilfe der im vorherigen Kapitel 3 berechneten regional und sektoral differenzierten individuellen Stromlastprofile, welche regionalökonomische Strukturen berücksichtigen. Darüber hinaus entspricht die Aufsummierung aller sektoralen Lastprofile der Bundesländer dem nationalen Lastverlauf, sodass die Bedeutung einzelner Lastprofile und folglich auch direkter regionaler und sektoraler Wertschöpfungsverluste im Systemkontext eingeordnet und interpretiert werden können.

Das folgende Kapitel 4 strukturiert sich wie folgt: In Unterkapitel 4.1 werden zunächst die für die Ermittlung von zeitabhängigen Wertschöpfungsverlusten benötigten regional und sektoral differenzierten VoLL-Werte berechnet. Daran anschließend werden die Situationen berechnet und interpretiert, in denen die minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverluste auftreten, siehe Unterkapitel 4.2 und 4.3. In Unterkapitel 4.4 werden Szenarien für partielle Stromunterbrechungen definiert, in Unterkapitel 4.5 präsentiert und in Unterkapitel 4.6

diskutiert und interpretiert. Dieses Kapitel schließt in Unterkapitel 4.7 mit einer Zusammenfassung und Schlussfolgerungen für das weitere Vorgehen.

4.1 Der regional- und sektoraldifferenzierte VoLL

Da in dieser Analyse die direkten Wertschöpfungsverluste berechnet werden, die aus einer Unterbrechung der Stromversorgung aus dem öffentlichen Netz resultieren, müssen zunächst sowohl die Summe des Jahresstromverbrauchs als auch die jährliche Bruttowertschöpfung in der gewählten regionalen und sektoralen Aggregationstiefe um den Anteil des jährlichen Eigenstromverbrauchs verringert werden. In Kapitel 3 wurde die Berechnung der disaggregierten Stromlastprofile mithilfe unterschiedlicher Datenquellen durchgeführt. In der beschriebenen Vorgehensweise wurde der sektorale Eigenstromverbrauch bereits exkludiert, sodass hier für die Ermittlung der VoLL-Werte auf die Ergebnisse der Jahresstromverbräuche der einzelnen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen aus Kapitel 3 zurückgegriffen werden kann. Aus der Erhebung der Energieverwendung des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus [Destatis, 2016a] lassen sich für die Sektoren des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus auf nationaler Ebene die Anteile des Jahresstromverbrauchs ermitteln, die aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Unter der beschriebenen Annahme, dass aus dem Einsatz einer kWh immer die gleiche Wertschöpfung resultiert, ist es unerheblich, ob die kWh aus dem öffentlichen Stromnetz oder aus der eigenen Erzeugung stammen. Daher werden die BWS²³ in den Sektoren des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus mit dem Verhältnis von Netzstromverbrauch zu Gesamtstromverbrauch multipliziert, sodass lediglich die BWS betrachtet wird, die aus dem Elektrizitätsbezug aus dem öffentlichen Netz resultiert:

$$BWS_{Netz}^{rj} = \frac{EC^{rj} - EC_{Eigenstrom}^{rj}}{EC^{rj}} BWS^{rj}. \quad (4.1)$$

Als Folge geht lediglich der Teil der Bruttowertschöpfung in die VoLL-Berechnung ein, der sich auf Grundlage der Elektrizität ergibt, die aus dem öffentlichen Netz entnommen wurde.

Aus der Division von BWS und Jahresstromverbrauch resultieren regional und sektoral differenzierte VoLL-Werte, die in Tabelle 20 dargestellt werden²⁴. Aufgrund der Vielzahl der Einträge in Tabelle 20 werden nicht alle Einträge einzeln diskutiert, sodass hier analog zum bisherigen Vorgehen zunächst die nationalen VoLL-Werte der aggregierten Sektoren ‚Landwirtschaft‘, ‚Industrie‘, ‚Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)‘ und ‚Transport‘ präsentiert

²³ Die regional- und sektoraldifferenzierten BWS können der Multiregionalen Input-Output-Tabelle (MRIO) entnommen werden [Többen, 2017].

²⁴ Die Beschreibungen zu den einzelnen Wirtschaftszweigen $j1 - j34$ können in Tabelle 16 nachvollzogen werden.

Regional- und sektoraldifferenzierte Analyse von Stromunterbrechungen

und erörtert werden. In einem weiteren Schritt wird die Konsistenz der gesamten Tabelle inklusive zunächst auffälliger Werte erörtert und interpretiert.

Regional- und sektoraldifferenzierte Analyse von Stromunterbrechungen

Tabelle 20: Regional und sektoral differenzierter VoLL (€/kWh), 2011

	BW	BY	BE	BB	BR	HH	HE	MV	NI	NW	RP	SL	SN	ST	SH	TH	Ø
j1	2,46	2,68	0,20	1,91	0,81	2,55	2,21	2,93	2,37	2,51	3,84	2,11	3,45	5,52	6,13	2,39	2,71
j2	0,19	0,11	0,16	0,06	2,19	4,06	0,19	0,11	0,50	0,03	0,24	0,02	0,07	0,13	0,35	0,24	0,09
j3	2,68	2,48	3,31	1,05	1,56	2,64	2,77	1,36	1,57	1,88	2,26	1,91	2,99	1,05	2,24	2,43	2,04
j4	4,02	3,15	6,08	1,27	6,14	6,84	4,33	10,00	3,94	3,10	2,24	22,90	2,93	0,56	7,41	2,05	3,18
j5	3,45	1,17	1,65	0,48	2,02	0,16	1,81	0,39	1,46	1,06	1,91	0,36	0,77	0,70	2,57	1,54	1,16
j6	1,22	0,58	1,27	0,53	3,54	14,49	1,35	2,59	0,68	0,84	0,91	0,46	0,72	0,47	0,81	0,81	0,82
j7	5,01	0,59	0,00	0,36	0,00	1,40	41,83	0,00	0,61	0,44	0,00	0,54	0,48	0,09	0,62	0,11	0,62
j8	5,69	0,99	4,72	0,47	3,25	3,86	3,33	1,54	0,53	0,96	0,30	0,30	0,74	0,55	1,28	0,51	1,09
j9	2,09	2,00	2,41	1,00	8,07	2,07	2,26	1,46	1,78	2,25	1,33	1,04	1,78	0,81	4,20	1,24	1,86
j10	1,23	1,36	3,51	0,58	0,51	1,03	2,50	2,10	1,28	0,82	1,19	3,45	1,17	0,53	0,98	0,75	1,09
j11	2,36	2,32	2,83	0,52	0,41	0,23	2,09	1,96	0,90	1,09	1,46	1,00	1,29	1,78	3,03	1,49	1,29
j12	7,97	7,09	15,68	2,57	10,38	12,95	8,84	4,34	8,42	8,32	9,79	4,63	4,95	3,42	10,61	4,27	7,56
j13	9,29	16,70	12,17	3,39	6,18	8,35	6,64	4,87	6,16	3,69	48,61	41,07	2,03	0,78	7,93	3,24	7,38
j14	6,75	9,15	11,63	2,13	6,32	8,64	3,84	4,73	5,83	3,48	4,92	3,95	2,37	2,73	5,76	2,29	5,90
j15	11,11	9,77	64,54	4,76	22,79	25,67	10,03	13,65	12,14	8,99	12,74	11,83	10,88	9,68	77,45	7,45	10,83
j16	1,35	1,88	5,10	1,02	1,10	4,88	1,96	2,58	1,77	1,61	8,27	0,90	1,28	1,66	1,85	0,62	1,63
j17	16,38	18,54	45,34	11,11	23,78	23,79	16,15	21,26	18,02	20,07	19,89	14,52	20,02	27,20	34,47	11,63	18,52
j18	11,80	14,42	22,51	10,55	15,47	27,58	11,68	13,40	11,43	13,12	13,74	9,81	15,86	13,47	23,34	8,97	13,24
j19	8,52	9,39	8,84	5,82	6,59	9,33	6,65	7,76	7,29	9,62	9,45	7,61	10,13	8,84	14,40	5,30	8,66
j20	6,21	6,22	5,13	4,24	5,76	8,90	7,07	4,42	5,25	6,16	5,91	5,54	7,35	6,19	9,56	3,81	6,13
j21	2,67	2,65	3,06	1,86	2,66	3,72	2,59	2,98	2,28	2,57	2,62	2,17	3,01	4,20	4,90	1,87	2,68
j22	3,14	2,22	2,96	1,76	5,43	5,23	2,26	3,01	2,73	4,82	3,45	9,92	4,79	2,25	8,00	4,27	3,21
j23	37,98	26,16	30,99	24,02	30,58	46,49	32,46	16,47	18,59	26,02	32,60	0,00	45,05	61,73	24,01	0,00	28,70
j24	53,37	50,60	126,36	54,79	0,00	71,76	216,15	0,00	37,77	32,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	81,47
j25	8,50	11,46	9,21	4,22	12,13	10,81	5,63	12,82	8,05	12,03	9,80	18,08	13,04	16,75	19,16	7,17	9,31
j26	58,57	79,58	107,48	16,93	45,56	122,80	74,42	16,36	29,33	71,79	43,60	40,12	50,64	33,25	48,30	22,62	60,36
j27	31,47	29,99	34,07	18,13	39,55	34,47	27,10	23,65	26,90	31,67	32,51	27,24	28,04	37,05	48,33	17,53	30,11
j28	39,70	35,78	54,61	28,69	42,62	60,44	37,93	36,12	39,41	48,11	45,44	27,59	33,68	59,47	57,96	27,91	41,03
j29	19,53	16,27	23,60	14,92	23,60	24,87	18,70	18,21	16,80	19,68	19,17	13,69	25,20	30,83	29,43	11,95	19,02
j30	14,34	14,31	15,79	11,55	19,72	19,46	14,70	14,96	11,87	16,09	15,08	12,96	17,21	23,79	24,14	11,19	14,95
j31	16,62	17,94	19,14	9,70	21,65	21,02	19,35	11,86	14,60	19,20	17,98	13,87	14,74	18,85	30,61	10,42	17,10
j32	14,12	14,08	17,90	12,04	19,28	19,50	14,83	14,73	13,48	16,90	16,80	10,69	20,19	24,12	28,51	11,45	15,58
j33	7,46	5,84	9,46	5,56	8,44	7,75	7,23	7,70	7,05	7,37	6,42	5,85	9,17	10,06	13,05	5,56	7,21
j34	14,76	14,81	17,34	9,51	23,63	26,93	15,20	12,05	12,68	17,24	15,28	15,19	13,85	19,51	24,29	10,09	15,62
Ø	7,27	7,01	12,07	3,25	5,40	9,23	7,91	6,81	5,12	5,05	5,49	3,97	5,18	3,66	9,62	3,75	6,02

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

In Tabelle 20 zeigen sich einige interessante Tendenzen. Beispielsweise sind die VoLL-Werte im Dienstleistungsbereich wesentlich höher als im Industriebereich. Deutschlandweit betrachtet bewegt sich der VoLL für die Dienstleistungssektoren in einer Bandbreite von 2,68 €/kWh für *‚Gastgewerbe‘* bis 60,36 €/kWh für den *‚Post-, Kurier- und Expressdienste; Rundfunk; Telekommunikation‘*. Die VoLL der Sektoren des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus bewegen sich in einer Bandbreite von 0,09 €/kWh im Sektor *‚Bergbau u Gewinnung v. Steinen und Erden‘* bis 10,83 €/kWh für *‚Herstellung von Möbeln u. sonst. Waren; Reparatur und Installation v. Maschinen u. Ausrüstungen‘*. An dieser Stelle soll auf die Besonderheit der BWS hingewiesen werden, um beispielsweise die niedrigen VoLL-Werte im Bergbau zu erklären. Die BWS besteht aus mehreren Komponenten, wobei einzelne Komponenten, wie Subventionen, als negative Größen in die BWS eingehen können. Die Berücksichtigung dieser Besonderheiten erklärt z.B. die niedrigen VoLL im Bergbau.

Im Landwirtschaftsbereich zeigt sich im Vergleich der Bundesländer eine recht homogene Verteilung. Lediglich Berlin und Bremen haben stark unterdurchschnittliche VoLL-Werte. Diese können jedoch auf die Besonderheiten als Stadtstaaten zurückgeführt werden, in denen eine landwirtschaftliche Nutzung allein aus Gründen der begrenzten Fläche lediglich in einem geringen Ausmaß möglich ist und somit einen Sonderfall darstellt. Der höchste VoLL-Wert in der Landwirtschaft lässt sich hingegen in Schleswig-Holstein finden, was nicht weiter verwunderlich ist, da der landwirtschaftliche Sektor aus den Bereichen Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei besteht und der landwirtschaftliche Sektor in Schleswig-Holstein, als Bundesland zwischen der Nord- und der Ostsee, stark von der Fischerei beeinflusst wird. Fischerei auf See wird mithilfe von Schiffen durchgeführt, welche durch Treibstoff und nicht durch Elektrizität betrieben werden. Dieser Einfluss führt hier zu den vergleichsweise hohen VoLL-Werten Schleswig-Holsteins.

Der Transportbereich unterteilt sich in die drei Bereiche des Land-, Wasser- und Lufttransportes, sodass diese Unterteilung zu einer großen Bandbreite der VoLL-Werte von 3,21 €/kWh für *‚Landverkehr u. Transport in Rohrfernleitungen‘* bis 81,47 €/kWh für *‚Luftfahrt‘* führt. Hier greift der gleiche Erklärungsansatz wie beim VoLL der Landwirtschaft in Schleswig-Holstein. Alle Bereiche des Transportsektors basieren auf hauptsächlich treibstoffbetriebenen Fortbewegungsmitteln, auf dessen Basis die Wertschöpfung entsteht. Lediglich der Landtransport bildet in diesem Zusammenhang durch den Bahnverkehr eine Ausnahme, was die geringeren VoLL-Werte erklärt. Bei den beschriebenen sektoralen VoLL-Werten handelt es sich um gewichtete nationale Mittelwerte, sodass die sektoralen Bandbreiten zwischen den Bundesländern

durchaus größer ausfallen können. Insgesamt sind die Ergebnisse der sektoralen VoLL-Werte auf nationaler Ebene konsistent zu den Ergebnissen anderer Studien zur Ermittlung des sektoralen VoLL in Deutschland, siehe beispielsweise [Praktiknjo, 2013].

Darüber hinaus zeigt Tabelle 20 den VoLL als gewichteten Durchschnitt aller Sektoren innerhalb eines Bundeslandes. Es lässt sich erkennen, dass der VoLL im Vergleich der Bundesländern schwankt. Der niedrigste VoLL tritt mit 3,25 €/kWh in Brandenburg auf, wohingegen der höchste VoLL mit 12,07 €/kWh in Berlin erreicht wird. Der gewichtete durchschnittliche VoLL in Deutschland beträgt 6,02 €/kWh, sodass der niedrigste regionale VoLL-Wert ungefähr halb so groß und der höchste regionale VoLL-Wert ungefähr doppelt so groß wie der nationale Durchschnittswert ist. Wie bereits erwähnt, hängt der Wert des regionalen VoLL unmittelbar mit der Wirtschaftsstruktur eines Bundeslandes zusammen: Dabei konnte generell festgestellt werden, dass die VoLL-Werte der Dienstleistungsbereiche die VoLL der Industrie übersteigen. Dieser Feststellung folgend, geben die regionalen VoLL-Werte indirekt Auskunft darüber, ob ein Bundesland eher durch die Industrie- oder durch Dienstleistungssektoren geprägt ist.

Bei genauerer Betrachtung der VoLL-Werte in Tabelle 20 zeigen sich jedoch innerhalb der Sektoren einige wenige Einträge mit großen Abweichungen von den übrigen VoLL-Werten, sodass eine genauere Betrachtung und Interpretation der Ergebnisse als sinnvoll erachtet wird. Insgesamt erscheinen unterschiedliche Erklärungsansätze plausibel, um die Abweichungen zu begründen. So ist zunächst die Heterogenität der einzelnen Wirtschaftszweige zu nennen. Auch wenn durch die Unterteilung der Wirtschaft in 34 Sektoren bereits eine gewisse Differenzierung vorgenommen wurde, werden innerhalb eines Wirtschaftszweigs unterschiedliche Industrien und Industrieprozesse zusammengefasst, sodass die Differenzierung der gewählten NACE-Klassifizierung weder prozess- noch unternehmensscharf ist. Ein eingängiges Beispiel, dass die gewählte Unterteilung eine Aggregation unterschiedlicher Wirtschaftsbereiche darstellt, ist der Sektor *Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus; Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielbaren Ton-, Bild- und Datenträgern; Verlagswesen*. In diesem Wirtschaftszweig sind die energieintensiven Industrieprozesse der Papierherstellung mit den weniger energieintensiven Bereichen des Druckens und vor allem des Publizierens im Verlagswesen zusammengefasst. Je nachdem, in welchen Bundesländern und zu welchen Anteilen sich die Papierindustrie bzw. die Verlage befinden, wird der regionale VoLL von der Allokation der jeweiligen Wirtschaftsbereiche beeinflusst.

Des Weiteren können einige Variationen sektoraler VoLL-Werte zwischen den Bundesländern auf unterschiedliche Standorte der Produktionsstätten und der Verwaltung eines Unternehmens

zurückgeführt werden, da dies ein abweichendes Verhältnis von kWh zu BWS zur Folge hat. Dieser Headquartereffekt wurde bereits in Unterkapitel 3.4 am Beispiel des Bergbaus in Hamburg thematisiert. Neben diesem Effekt muss innerhalb eines Wirtschaftszweigs auch zwischen den tatsächlich produzierenden Unternehmen und den Unternehmen, die als Dienstleister für die produzierenden Unternehmen auftreten, unterschieden werden. Diese werden in der Sektoreinteilung häufig den Industriesektoren zugeteilt und nicht als eigenständige Dienstleistungssektoren ausgewiesen.

Insgesamt basieren die Berechnungen auf der Grundlage großer, z.T. sehr unterschiedlicher Datensätze (siehe Unterkapitel 3.2.1 und 3.2.2). Diese beruhen auf der einen Seite auf Daten und Berechnungen zur Disaggregation der Lastprofile, wobei hier vor allem die unterschiedliche regionale Unterteilung der Wirtschaftszweige in den regionalen Energiebilanzen, siehe Tabelle 14, zu nennen ist. Auf der anderen Seite wurden zur Berechnung der VoLL-Werte Daten für die BWS verwendet, die ihrerseits bereits das Ergebnis mathematisch-statistischer Modellierung darstellen. Da die einzelnen Datensätze aus unterschiedlichen Quellen stammen und über unterschiedliche Erhebungsverfahren ermittelt wurden, kann eine gewisse Verzerrung nicht gänzlich ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus müssen generell regionale Strukturen und Besonderheiten berücksichtigt werden. In diesem Zusammenhang können die deutschen Bundesländer in drei regionale Kategorien unterteilt werden, deren Strukturen und Besonderheiten Einfluss auf den jeweiligen VoLL haben. Dabei handelt es sich um die Stadtstaaten, die eine Sonderrolle verkörpern, sodass Sonderfaktoren, wie z.B. eine vergleichsweise starke Konzentration der Dienstleistungsbranche in Berlin und Hamburg, zum Tragen kommen. Des Weiteren können die restlichen Bundesländer in wirtschaftlich starke Bundesländer (Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen) und die sogenannten Flächenländer unterteilt werden, die sich in ihrer regionalökonomischen Struktur unterscheiden.

Zusammenfassend gilt es bei der Einordnung der VoLL-Werte mehrere Faktoren zu berücksichtigen. Dabei handelt es sich um

- die Heterogenität innerhalb der Einteilung der Wirtschaftszweige,
- nicht auszuschließende Verzerrungen über die Vielzahl verwendeter Datensätze,
- Standortunterschiede zwischen Produktionsstätten bzw. Verwaltungen von Unternehmen sowie
- strukturelle Unterschiede in den Bundesländern.

Wenn diese Faktoren berücksichtigt werden, können die einzelnen Abweichungen einiger VoLL-Werte durchaus plausibel erklärt werden, sodass das bisherige Vorgehen zu konsistenten Ergebnissen führt, die eine fundierte Grundlage für die folgenden Analysen bilden.

4.2 Minimale und maximale Wertschöpfungsverluste

Ein hoher VoLL eines Bundeslandes hat nicht automatisch zur Folge, dass in diesem Bundesland im Falle einer Stromunterbrechung auch die höchsten Wertschöpfungsverluste auftreten müssen. Der VoLL ist in diesem Zusammenhang eine deskriptive Größe, die die generelle Abhängigkeit eines Wirtschaftszweigs oder einer Region von Elektrizität im Produktionsprozess wiedergibt. Die Auswirkungen einer Stromunterbrechung einer bestimmten Länge auf die Wertschöpfung werden über die Kombination der VoLL mit den entsprechenden Stromlastprofilen evaluiert und im folgenden Unterkapitel thematisiert.

In diesem Teil der Analyse werden daher die direkten nationalen, regionalen und sektoralen Wertschöpfungsverluste berechnet. Dabei werden, konsistent zu den Vorgehensweisen der makroökonomischen VoLL-Analysemethoden (Unterkapitel 2.4), keine materiellen Schäden und indirekten Wertschöpfungsverluste betrachtet. In diesem Zusammenhang sei zudem darauf verwiesen, dass in manchen Wirtschaftszweigen die Ermittlung der Wertschöpfungsverluste über eine lineare Produktionsfunktion nur einen geringen Teil der ein Unternehmen betreffenden Schadenskosten umfasst, siehe auch Tabelle 4. Dies betrifft beispielsweise Unternehmen der IT-Branche, für die ein potentieller Datenverlust zu hohen und unkalkulierbaren Folgekosten führen kann. Diese Kostenart kann in der folgenden Analyse aufgrund fehlender Informationen zur Höhe der Kosten sowie deren zeitlicher Entwicklung, z.B. linear oder exponentiell, nicht abgebildet werden. Zudem werden keine mit einer Stromunterbrechung einhergehenden positiven Effekte, wie Aufträge für Unternehmen, die entstandene Schäden beseitigen, in der Analyse berücksichtigt (siehe Unterkapitel 2.3). Darüber hinaus wurde bereits dargelegt (siehe Unterkapitel 3.6), dass lediglich die Wertschöpfungsverluste der industriellen und gewerblichen Endnutzer und nicht die Verluste der privaten Endnutzer in die Berechnung eingehen. In Unterkapitel 2.6 wurde außerdem die Möglichkeit diskutiert, die Aussagekraft der VoLL-Werte über die Berücksichtigung von schadenssteigernden (Einfluss von Vorbereitungs- und Wiederanlaufzeiten auf die Unterbrechungsdauer) und schadensmindernden (z.B. Lagerhaltung, Aufholen der Produktion, Umstrukturierung von Arbeitsschritten, Vorwarnzeiten) Einflussfaktoren zu erhöhen. Zwar erlaubt der verwendete Ansatz der Berechnung von Wertschöpfungsverlusten über individuelle Stromlastprofile die Integration dieser Einflussfaktoren, sodass ein weiteres Hindernis für die Anwendung makroökonomischer Ansätze gelöst wurde (siehe Unterkapitel

2.4.2), jedoch existieren bislang keine ausreichend belastbaren und aktuellen Informationen zu diesen Einflussfaktoren.

Die folgende Tabelle 21 zeigt die in Unterkapitel 2.1 beschriebenen Einflussfaktoren auf das Ausmaß einer Stromunterbrechung. Tabelle 21 gibt hierbei einen Überblick über die in der folgenden Analyse der direkten Wertschöpfungsverluste berücksichtigten Einflussfaktoren und definiert somit den Analyserahmen.

Tabelle 21: Berücksichtigung der Einflussfaktoren auf eine Stromunterbrechung in der Analyse

Art der Einflussfaktoren	Berücksichtigung im Szenarienrahmen
Unterbrechungsfaktoren	
Dauer	Ja. Die Dauer einer Stromunterbrechung wurde als eine der wichtigsten Unterbrechungsfaktoren in Unterkapitel 2.1 identifiziert. Über die Stromlastprofile lässt sich die Dauer variieren.
Region	Ja. Eine regionale Betrachtung findet auf Bundeslandebene statt.
Frequenz	Nein. Die Integration dieses Unterbrechungsfaktors würde in diesem Zusammenhang nicht die damit verbundenen Lerneffekte der Endnutzer abbilden, siehe Unterkapitel 2.1.
Zeitpunkt	Ja. Neben der Dauer ergibt sich aus Unterkapitel 2.1, dass der Zeitpunkt ein entscheidender Unterbrechungsfaktor ist. Auch hier stellt die Anwendung von Stromlastprofilen die Berücksichtigung dieser Einflussgröße sicher.
Dimension	Nein. In den ersten Analyseschritten wird die Dimension nicht erfasst. Ja. Im weiteren Verlauf der Analyse (siehe Unterkapitel 4.4) werden partielle Stromunterbrechungen betrachtet, in diesem Zusammenhang wird dieser Unterbrechungsfaktor berücksichtigt.
Vorwarnzeit	Nein. Prinzipiell können Vorwarnzeiten aber auch Wiederanlaufzeiten in die Analyse integriert werden. Jedoch existieren keine verlässlichen Informationen zum Einfluss von Vorwarn- und Wiederanlaufzeiten auf das Ausmaß der Wertschöpfungsverluste.
Gewohntes Niveau an Versorgungssicherheit	Indirekt. In den folgenden Analysen wird angenommen, dass keine Back-Up-Systeme zur Verfügung stehen. Somit wird implizit angenommen, dass ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit wahrgenommen wird.
nachgelagerte Faktoren	
Art der Endkunden	Ja. Eine differenzierte Betrachtung der Endkunden (auch je Region) ist über die individuellen sektoralen Stromlastprofile gewährleistet.
Anzahl der betroffenen Endkunden sowie deren Stromabhängigkeit	Ja. Die Anzahl der betroffenen Endkunden wird nicht direkt erfasst, jedoch kann über den relativen Anteil eines Sektors innerhalb einer Region auf deren Bedeutung geschlossen werden. Die Stromabhängigkeit wird über den VoLL ausgedrückt.
Grad der Substituierbarkeit von Arbeitsschritten	Nein. Die Substituierbarkeit von Arbeitsschritten ist hochgradig abhängig von dem jeweiligen Arbeitsschritt bzw. den Prozessen. Da die unterschiedlichen Sektoren eine heterogene Zusammenfassung unterschiedlicher Industrien/Gewerbe repräsentieren, kann diese Komplexität im Rahmen dieser Arbeit nicht erfasst werden.
Vorhandensein einer Notstromversorgung	Nein. In den folgenden Analysen wird angenommen, dass keine Back-Up-Systeme zur Verfügung stehen.
Sonstige/soziale Faktoren	
Besondere kulturelle und soziale Faktoren	Ja. Für die Betrachtung von Wertschöpfungsverlusten können einige kulturelle Faktoren, wie z.B. Feiertage, über das Sonntagsprofil ausgedrückt werden. Nein. Kulturelle und soziale Faktoren sind besonders in Bezug auf die Bewertung von Stromunterbrechungen für private Haushalte wichtig. Hierbei handelt es sich um den gefühlten/wahrgenommen Schaden einer Stromunterbrechung, welcher z.B. an Heiligabend in Deutschland als besonders schwerwiegend wahrgenommen würde.

Quelle: Eigene Darstellung

Auf der Grundlage der Ausführungen in Tabelle 21 werden in diesem Teil der Analyse somit die direkten nationalen, regionalen und sektoralen Wertschöpfungsverluste berechnet. Dabei sind vor allem die Zeiträume von Interesse, in denen die minimalen und maximalen direkten Wertschöpfungsverluste auftreten²⁵, die aus Stromunterbrechungen unterschiedlicher Länge resultieren. Durch dieses Vorgehen wird die Bandbreite potentieller aus einer Stromunterbrechung resultierender direkter Wertschöpfungsverluste erfasst.

Hierzu liegt, wie in Unterkapitel 2.7 beschrieben, der Schlüssel in der zeitlichen Verteilung der Stromnachfrage im Laufe eines Jahres. Direkte Wertschöpfungsverluste y zum Zeitpunkt t resultieren somit aus der Menge Strom EC , die zum Zeitpunkt t die von einer Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination aus dem öffentlichen Stromnetz entnommen wurde, multipliziert mit dem entsprechenden VoLL:

$$y_t^{rj} = EC_t^{rj} * VoLL^{rj} \quad (4.2)$$

Unter den Annahmen einer linearen Produktionsfunktion erhält man durch die Multiplikation der individuellen VoLL mit den entsprechenden Stromlastprofilen die direkten Wertschöpfungsverluste für 9 Typtage unterteilt in 24 h für 34 Wirtschaftszweige je Bundesland. Dies erlaubt, im Gegensatz zu den bisherigen makroökonomischen Ansätzen, die spezifische Betrachtung von Stromunterbrechungen mit verschiedenen Startzeitpunkten sowie unterschiedlicher Länge.

Die im Folgenden betrachteten Längen von Stromunterbrechungen betragen 1, 2 sowie 4 Stunden. Diese Auswahl wird aus zwei Gründen getroffen. Einerseits um eine größtmögliche Konsistenz mit den bereits durchgeführten und veröffentlichten Studien zu Kosten von Stromunterbrechungen herzustellen (siehe Tabelle 12 im Anhang). Andererseits stehen in dieser Analyse lediglich direkte Wertschöpfungsverluste im Fokus. Jedoch hat eine Stromunterbrechung nicht nur Auswirkungen auf den Produktionsprozess, sondern betrifft, als zentraler Bestandteil aller kritischen Infrastrukturen (siehe Unterkapitel 2), das gesamte öffentliche und gesellschaftliche Leben. Dies inkludiert beispielsweise verschiedene Aspekte vieler Leistungen der Grundversorgung, wie der Wasserversorgung, des Gesundheitswesens oder des Luft- und Landverkehrs. Diese Aspekte werden mit zunehmender Dauer einer Stromunterbrechung immer zentraler [Petermann et al., 2010, S. 63ff.], sodass die Auswirkungen einer Stromunterbrechung auf die

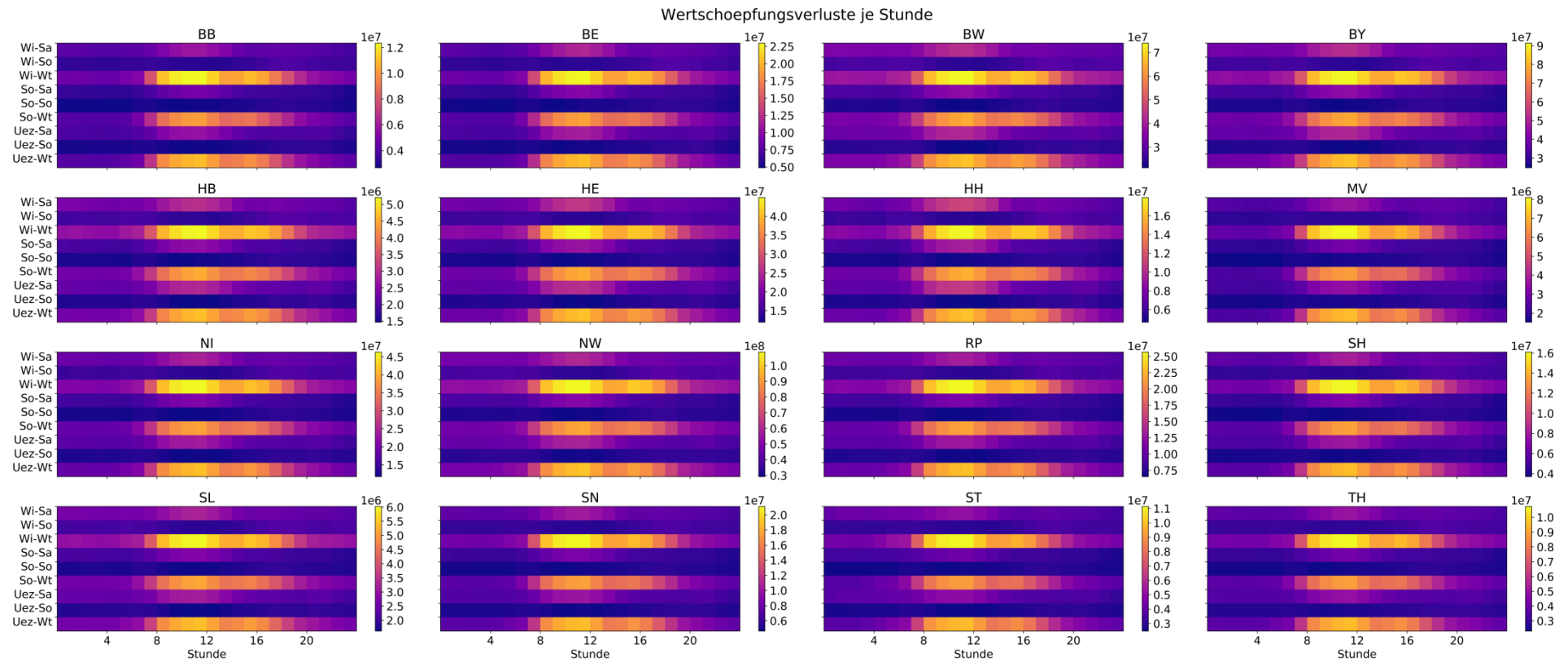
²⁵ Im Folgenden werden die Situationen mit einem minimalen direkten Wertschöpfungsverlust in Deutschland Minimalsituation und die Situationen mit einem maximalen direkten Wertschöpfungsverlust in Deutschland Maximalsituation genannt.

Wertschöpfungsverluste im Vergleich zu den sonstigen Folgen mit zunehmender Dauer der Stromunterbrechungen in den Hintergrund treten.

Auf der Grundlage von Formel 4.2 lassen sich direkte Wertschöpfungsverluste für die Wirtschaftszweige in den Bundesländern für neun Typtage berechnen. Dieses Vorgehen erlaubt die Identifikation der Zeiträume (Jahreszeit, Wochentag, Zeitspanne), in denen die direkten Wertschöpfungsverluste für die jeweilige Stromunterbrechungsdauer am höchsten bzw. am geringsten sind. Dazu werden zunächst in Abbildung 15 und Abbildung 16 die direkten Wertschöpfungsverluste der Bundesländer je Stunde betrachtet, jedoch ohne sektorale Differenzierung. Anschließend werden in Abbildung 17 und Abbildung 18 die direkten Wertschöpfungsverluste der Wirtschaftssektoren je Stunde auf nationaler Ebene analysiert. Dieses Vorgehen ermöglicht die Identifikation einheitlicher bzw. abweichender zeitlicher Muster des Auftretens direkter Wertschöpfungsverluste in den Regionen bzw. Sektoren.

Die folgende Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen die direkten Wertschöpfungsverluste der Wirtschaftssektoren je Stunde in den Bundesländern. Ein Plot steht für die Summe aller Wirtschaftszweige eines Bundeslandes, jeder Plot repräsentiert dabei die zeitliche Untergliederung in zeilenweise 9 Typtage bestehend aus spaltenweise 24 Stunden. Die Färbung der einzelnen Stunden zeigt die Höhe der direkten Wertschöpfungsverluste. Der Unterschied in den beiden Darstellungen besteht darin, dass in Abbildung 15 die einzelnen Bundesländer nicht in Bezug zueinander stehen, d.h. in jedem Plot werden die Ergebnisse der Bundesländer unabhängig von der Höhe der Wertschöpfungsverluste der anderen Bundesländer dargestellt, wohingegen die Wertschöpfungsverluste der Bundesländer in Abbildung 16 in Bezug zueinander stehen.

Abbildung 15: Direkte Wertschöpfungsverluste in € je Bundesland für 1h Stromunterbrechung in einem Bundesland



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

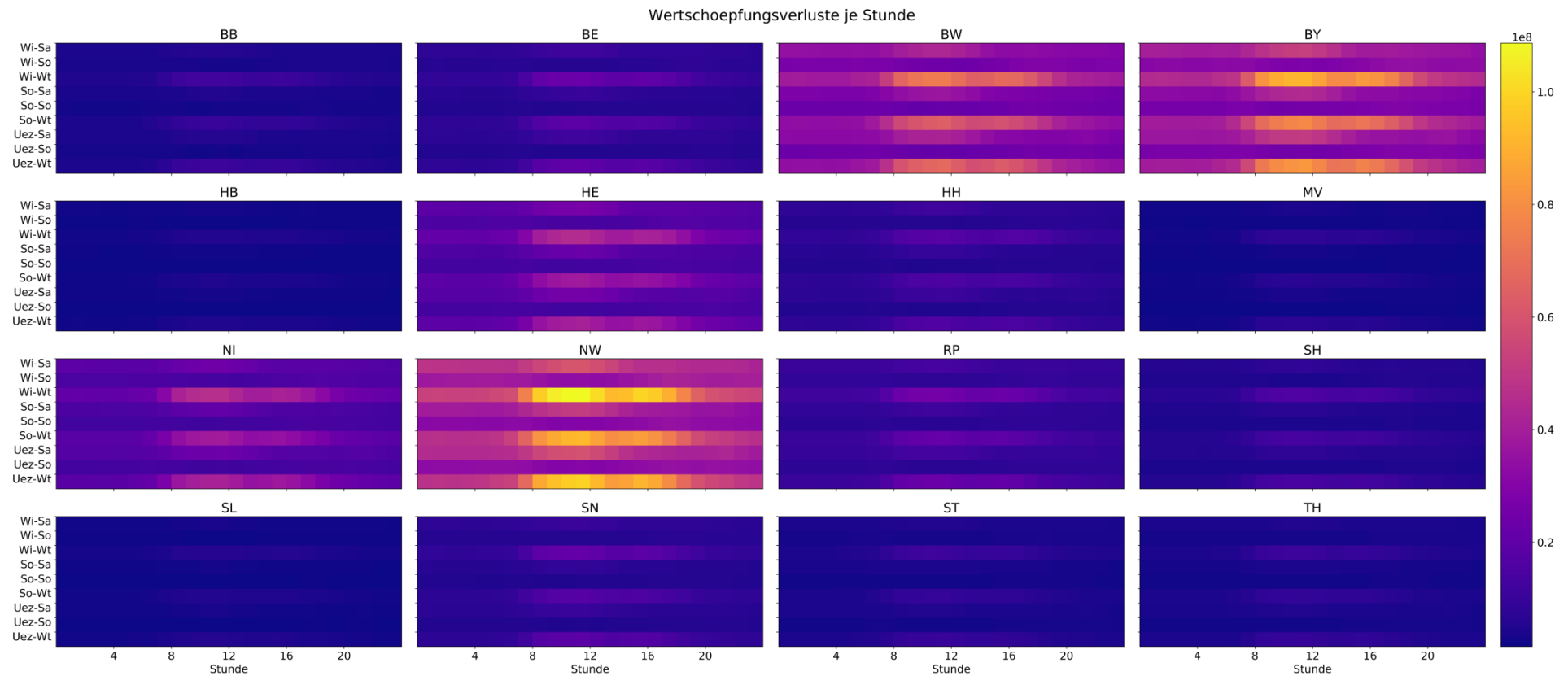
Abbildung 15 zeigt das Ergebnis der Simulation 1-stündiger deutschlandweiter Stromunterbrechungen. Dabei werden die direkten stündlichen Wertschöpfungsverluste je Bundesland dargestellt. Die Ergebnisse für die jeweiligen Bundesländer stehen nicht in Bezug zueinander. In Abbildung 15 wird ein klares Muster der Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste deutlich. Unabhängig vom betrachteten Bundesland kann eindeutig zwischen den einzelnen Typtagen unterschieden werden. So kommt es im Falle einer Stromunterbrechung an den Werktagen zu den höchsten Wertschöpfungsverlusten, gefolgt von den Samstagen und schließlich den Sonntagen. Darüber hinaus wird deutlich, dass sich die höchsten direkten Wertschöpfungsverluste an Werktagen auf die Stunden des klassischen Arbeitstages und mit Einschränkungen an Samstagen verteilen. Für die Sonntage ist keine nennenswerte Variation der direkten Wertschöpfungsverluste im Tagesverlauf erkennbar. Allerdings können auch unabhängig von der betrachteten Region jahreszeitliche Schwankungen identifiziert werden. So übertrifft die Höhe der direkten Wertschöpfungsverluste an Winter-Werktagen die Höhe der direkten Wertschöpfungsverluste an Werktagen im Sommer und in der Übergangszeit. Die gewählte Einteilung in Typtage liefert somit konsistente Ergebnisse zu den Erkenntnissen aus der Literatur (siehe Unterkapitel 2.1).

Abbildung 16 zeigt hingegen das Ergebnis der Simulation 1-stündiger deutschlandweiter Stromunterbrechungen. Hier werden die direkten Wertschöpfungsverluste der Bundesländer in Bezug zueinander dargestellt, sodass die Bedeutung der einzelnen Bundesländer für die nationale Wertschöpfung ersichtlich wird. Aufgrund der Färbung der Ergebnisse in Abbildung 16 lassen sich die Bundesländer in drei Gruppen unterteilen, die unterschiedlich stark von Stromunterbrechungen betroffen sind. Die erste Gruppe besteht aus den drei wirtschaftlich stärksten Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen. Zur zweiten Gruppe können mit Niedersachsen und Hessen zwei Bundesländer gezählt werden, die aufgrund ihrer wirtschaftlichen Bedeutung nach den Bundesländern der ersten Gruppe am stärksten von Stromunterbrechungen betroffen sind. Alle anderen Bundesländer bilden die Gruppe, die von einer deutschlandweiten Stromunterbrechung vergleichsweise am geringsten betroffenen Regionen.

Abbildung 16 bestätigt die Erkenntnisse aus Abbildung 15, dass die Stunden des klassischen Arbeitstages an Werktagen und dabei insbesondere der Winter-Werktage die Zeiten der potentiell höchsten Wertschöpfungsverluste sind. Damit sind die hier berechneten Ergebnisse, dass die Folgen einer Stromunterbrechung hochgradig von der betroffenen Region sowie dem Startzeitpunkt abhängen, konsistent zu den Ergebnissen der theoretischen Herleitung der Einflussfaktoren auf das Ausmaß einer Stromunterbrechung (siehe Unterkapitel 2.1, Unterpunkte *Region* bzw. *Zeitpunkt*). Außerdem wird die Bedeutung der wirtschaftlich stärksten Bundesländer

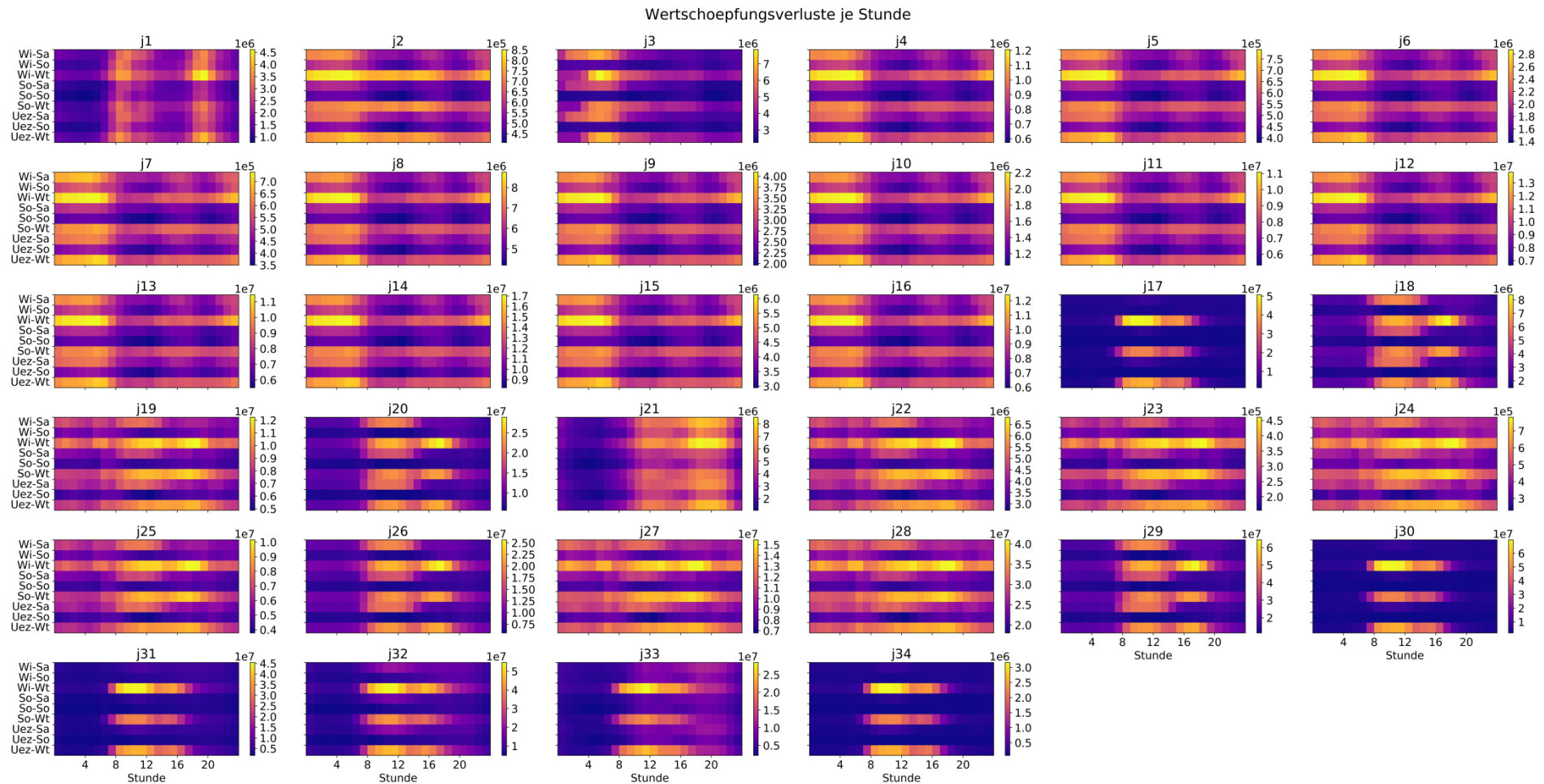
besonders deutlich, wenn die geringsten direkten Wertschöpfungsverluste dieser Bundesländer mit den höchsten direkten Wertschöpfungsverlusten der anderen Bundesländer verglichen werden. Hierbei wird deutlich, dass die minimalen direkten Wertschöpfungsverluste in Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen die maximalen direkten Wertschöpfungsverluste vieler Bundesländer übersteigen.

Abbildung 16: Direkte Wertschöpfungsverluste in € je Bundesland bei 1h Stromunterbrechung in ganz Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 17: Direkte Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig in € für 1h Stromunterbrechung in einem Wirtschaftszweig



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Im Gegensatz zu Abbildung 15 und Abbildung 16, in denen die direkten Wertschöpfungsverluste je Region und Stunde dargestellt werden, zeigen Abbildung 17 und Abbildung 18 die direkten Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig und Stunde. Dabei werden die Wirtschaftszweige als nationale Summe der regionalen Wirtschaftszweige zusammengefasst dargestellt. Abbildung 17 repräsentiert somit als Ergebnis der Simulation einer 1-stündigen Stromunterbrechung die direkten stündlichen Wertschöpfungsverluste eines Wirtschaftszweigs auf nationaler Ebene. Die Wertschöpfungsverluste der einzelnen Wirtschaftszweige werden in Abbildung 17 in einem Plot dargestellt, der unabhängig von der Höhe der Wertschöpfungsverluste der anderen Wirtschaftszweige ist. Abbildung 18 beschreibt die Situation, indem die einzelnen Plots in Bezug zueinander stehen und so die Höhe der Wertschöpfungsverluste im systemischen Kontext widergeben.

Analog zur Verteilung der direkten regionalen Wertschöpfungsverluste (siehe Abbildung 15) wird auch in Abbildung 17 ein klares Muster der Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste deutlich. Unabhängig vom betrachteten Wirtschaftszweig kann eindeutig zwischen den einzelnen Typtagen unterschieden werden. Im Falle einer Stromunterbrechung käme es an den Werktagen zu den höchsten direkten Wertschöpfungsverlusten, gefolgt von den Samstagen und schließlich den Sonntagen.

Die Muster der direkten Wertschöpfungsverluste der Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus (*j2 – j16*) unterscheiden sich kaum voneinander. Allgemein treten in diesen Wirtschaftszweigen die höchsten direkten Wertschöpfungsverluste in den frühen Morgenstunden auf. Wie bereits ausführlich diskutiert (siehe Unterkapitel 3.3.2) hängt dies mit unterschiedlichen Besonderheiten in den Industriesektoren zusammen. Ausnahmen von diesem Muster bilden die Wirtschaftszweige *j2 – Bergbau u. Gewinnung v. Steinen und Erden*, und *j3 – Herstellung von Nahrungsmitteln u. Getränken, Tabakverarbeitung*. Beispielsweise werden in *j3* auch (Groß-)Bäckereien, die das individuelle Standardlastprofil G5 besitzen, verbucht (siehe Tabelle 16), sodass dieser Wirtschaftszweig vom allgemeinen Muster der Industriesektoren abweicht. Dies äußert sich, indem die höchsten direkten Wertschöpfungsverluste in den Stunden von 03:00 – 07:00 Uhr zu erwarten sind.

Eine ähnliche Einteilung der übrigen Wirtschaftszweige zu den bislang verwendeten aggregierten Wirtschaftszweigen GHD und Transport kann nicht mit der gleichen Bestimmtheit vorgenommen werden, da sich die einzelnen Muster der direkten sektoralen Wertschöpfungsverluste z.T. stark voneinander unterscheiden. Allerdings wird deutlich, dass sich die höchsten direkten

Wertschöpfungsverluste der Wirtschaftszweige des GHD, v.a. an Werk- und Samstagen, auf die Stunden des klassischen Arbeitstages verteilen.

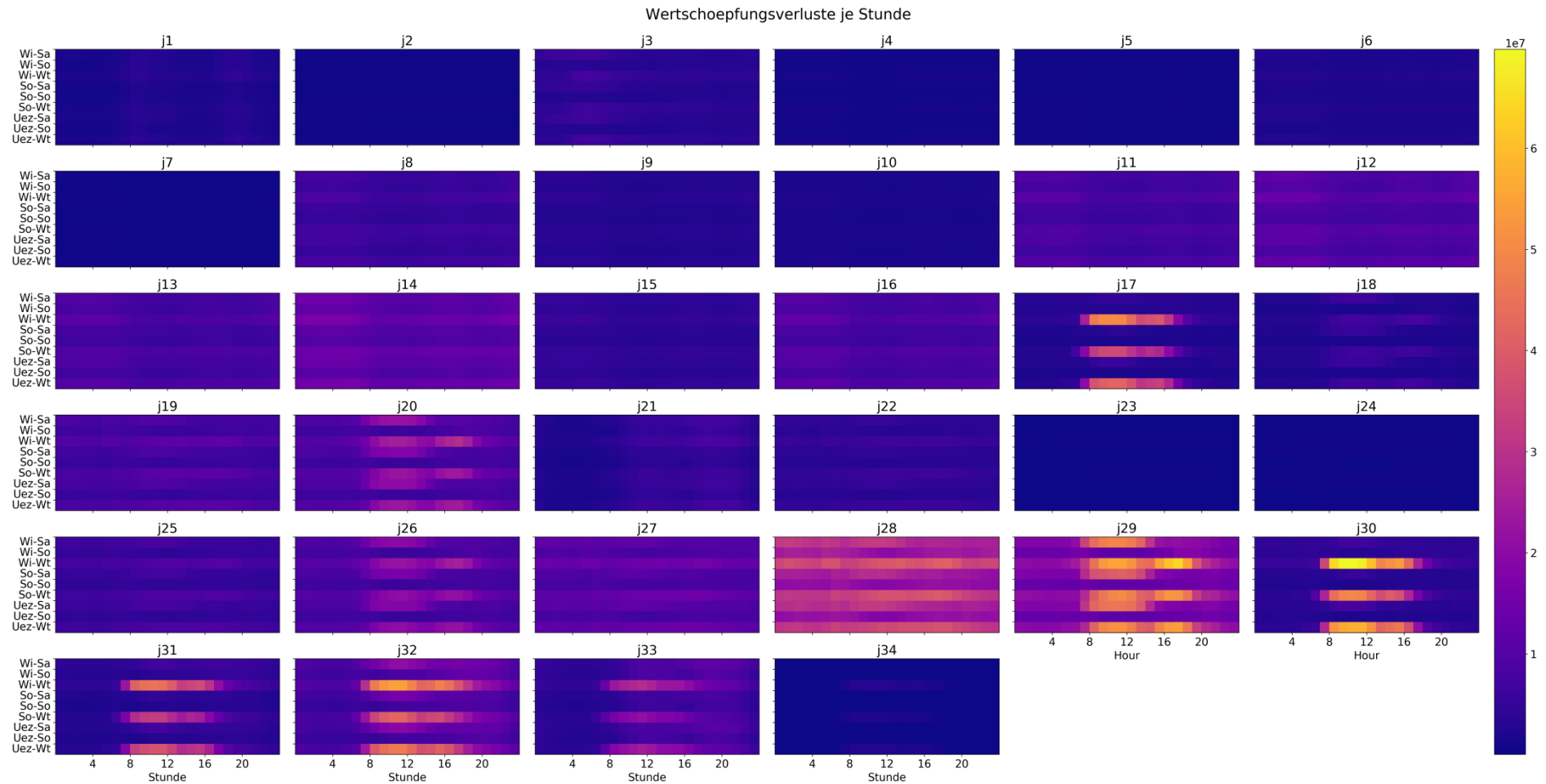
Die Beobachtungen zu Abbildung 15, dass für die Sonntage, unabhängig von der betrachteten Region, kaum Variationen der direkten Wertschöpfungsverluste erkennbar sind, können für die sektorale Betrachtung der direkten Wertschöpfungsverluste bestätigt werden. Die gleichen Feststellungen gelten für die jahreszeitlichen Schwankungen. Hier übertrifft die Höhe der direkten Wertschöpfungsverluste an Winter-Werktagen die Höhe der direkten Wertschöpfungsverluste an Werktagen im Sommer und in der Übergangszeit.

Abbildung 18 zeigt hingegen das Ergebnis der Simulation deutschlandweiter 1-stündiger Stromunterbrechungen, wobei die direkten Wertschöpfungsverluste der Wirtschaftszweige in Bezug zueinander dargestellt werden, sodass die Bedeutung der einzelnen Wirtschaftszweige für die gesamte direkte Wertschöpfung deutlich wird.

In diesem Zusammenhang kann zunächst festgehalten werden, dass die verschiedenen Wirtschaftszweige unterschiedliche Anteile an den jeweiligen gesamten direkten Wertschöpfungsverlusten in der jeweiligen Stunde haben. Die höchsten direkten Wertschöpfungsverluste treten in dieser Gesamtbetrachtung, konsistent zu den Erkenntnissen zu Abbildung 15 und Abbildung 16, an Werktagen in den Stunden des klassischen Arbeitstages auf.

Darüber hinaus geht aus Abbildung 18 hervor, dass die höchsten direkten Wertschöpfungsverluste nicht in den Sektoren des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus sondern in den Sektoren des GHD auftreten. Dabei können zwei Gruppen von Wirtschaftszweigen identifiziert werden, die in einem hohen Maße von einer Stromunterbrechung betroffen wären und deren Muster der direkten Wertschöpfungsverluste sich ähneln. In der ersten Gruppe handelt es sich um die Wirtschaftszweige *„j17 - Baugewerbe“*, *„j30 - öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Sozialversicherung“*, *„j31 – Erziehung und Unterricht“*, sowie *„j32 - Gesundheitswesen“*. In diesen Wirtschaftszweigen konzentrieren sich die direkten Wertschöpfungsverluste auf die Stunden des klassischen Arbeitstages an den Werktagen. Gleichzeitig treten in diesen Wirtschaftszweigen lediglich geringe direkte Wertschöpfungsverluste an Samstagen und Sonntagen auf. Die zweite Gruppe kennzeichnet eine eher durchgehend hohe Betroffenheit von Stromunterbrechungen, welche zwischen den Tagen sowie den Stunden eines Tages variieren kann. Die direkten Wertschöpfungsverluste im Vergleich zu den anderen Wirtschaftszweigen befinden sich jedoch auf einem konstant hohen Niveau. Zu dieser Gruppe gehören die Sektoren *„j28 – Grundstücks- und Wohnungswesen“* sowie *„j29 – Erbringung von freiberuflichen, wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen“*.

Abbildung 18: Direkte Wertschöpfungsverluste in € je Wirtschaftszweig bei 1h Stromunterbrechung in ganz Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Nachdem nun die direkten Wertschöpfungsverluste als Folge einer 1-stündigen Stromunterbrechung sowohl auf regionaler als auch auf sektoraler Ebene dargestellt und beschrieben wurden, werden im nächsten Schritt die minimalen und maximalen direkten Wertschöpfungsverluste für unterschiedliche Längen einer Stromunterbrechung je Bundesland (Tabelle 22) sowie Wirtschaftszweig (Tabelle 23) präsentiert.

Die folgende Tabelle 22 zeigt für unterschiedliche Zeitspannen der Stromunterbrechung die minimalen und die maximalen direkten Wertschöpfungsverluste je Bundesland und für Deutschland in Mio. €. Aufgrund der weiter oben in diesem Unterkapitel 4.2 präsentierten Argumente wird zwischen Stromunterbrechungen der Länge 1 Stunde, 2 Stunden und 4 Stunden unterschieden. In diesem Zusammenhang wurde in der Ermittlung der direkten Wertschöpfungsverluste berücksichtigt, dass sich die Zeitspannen mit den minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverlusten am Übergang zwischen zwei Tagen befinden können.

Die Bandbreiten der direkten Wertschöpfungsverluste je Stromunterbrechungsdauer reicht für Deutschland für eine 1-stündige Stromunterbrechung von 129,45 Mio. € bis 504,39 Mio. €, für eine 2-stündige Stromunterbrechung von 260,48 Mio. € bis 1.006,84 Mio. € und für eine 4-stündige Stromunterbrechung von 528,02 Mio. € bis 1.967,26 Mio. €.

Darüber hinaus kann das aus Abbildung 16 abgeleitete Ergebnis bestätigt werden, dass selbst die minimalen direkten Wertschöpfungsverluste einiger Bundesländer (v.a. Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen) die maximalen direkten Wertschöpfungsverluste einer Vielzahl von Bundesländern übersteigt und dies für alle Zeitspannen zutrifft. Ein weiteres interessantes Ergebnis stellt der jeweilige Beginn der Zeitspannen der minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverluste dar. Es zeigt sich, dass es zumindest für die Zeitspannen der minimalen direkten Wertschöpfungsverluste keine einheitlichen Startzeiten gibt, jedoch ist für die jeweilige Zeitspanne eine klare Tendenz zu erkennen, die dann auch von den Startzeitpunkten für Deutschland bestätigt werden. Eine ausgeprägte Variation der Startzeitpunkte kann für die Zeitspannen der maximalen direkten Wertschöpfungsverluste nicht festgestellt werden. Lediglich Sachsen-Anhalt weicht bei einer 1-stündigen Stromunterbrechung vom allgemeinen Muster ab.

Tabelle 22: Minimale und maximale direkte Wertschöpfungsverluste je Region und Zeitspanne der Stromunterbrechung in Mio. €

	Min. Wertschöpfungsverlust in Mio. €			Zeitspanne (Jahreszeit-Typtag-Stunde)			Max. Wertschöpfungsverlust in Mio. €			Zeitspanne (Jahreszeit-Typtag-Stunde)		
	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h
BW	20,26	40,8	82,3	So-So-13	So-So-10	So-So-10	71,59	142,86	279,47	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
BY	23,71	47,61	96,04	So-So-10	So-So-10	So-So-10	88,01	175,58	343,38	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
BE	4,75	9,52	19,19	So-So-10	So-So-05	So-So-03	22,3	44,46	86,63	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
BB	2,56	5,14	10,34	So-So-10	So-So-05	So-So-03	11,86	23,7	46,22	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
HB	1,39	2,79	5,6	So-So-10	So-So-10	Üz-So-10	4,99	9,94	19,44	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
HH	4,49	9,08	18,18	Üz-So-13	Üz-So-10	Üz-So-10	17,44	34,71	67,31	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
HE	11,32	22,79	45,84	So-So-10	So-So-10	Üz-So-10	43,32	86,14	168,35	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
MV	1,51	3,02	6,08	So-So-05	So-So-05	So-So-03	7,93	15,85	30,88	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
NI	11,19	22,46	45,72	So-So-10	So-So-10	So-So-10	44,81	89,49	174,86	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
NW	28,38	57,15	115,7	So-So-10	So-So-10	So-So-10	106,75	213,31	416,82	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
RP	5,72	11,49	23,27	So-So-10	So-So-05	So-So-03	22,84	45,62	89,14	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
SL	1,55	3,13	6,29	Üz-So-13	So-So-10	Üz-So-10	5,88	11,73	22,93	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
SN	4,43	8,94	18,15	So-So-10	So-So-10	So-So-09	20,34	40,67	79,34	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
ST	2,26	4,55	9,12	So-So-10	So-So-10	So-So-03	10,63	21,2	41,36	Wi-Wt-11	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
SH	3,48	6,96	14,01	So-So-05	So-So-05	So-So-03	15,41	30,78	60,04	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
TH	2,24	4,52	9,22	So-So-10	So-So-09	So-So-09	10,43	20,81	40,58	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
DE	129,45	260,48	528,02	So-So-10	So-So-10	So-So-10	504,39	1.006,84	1.967,26	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

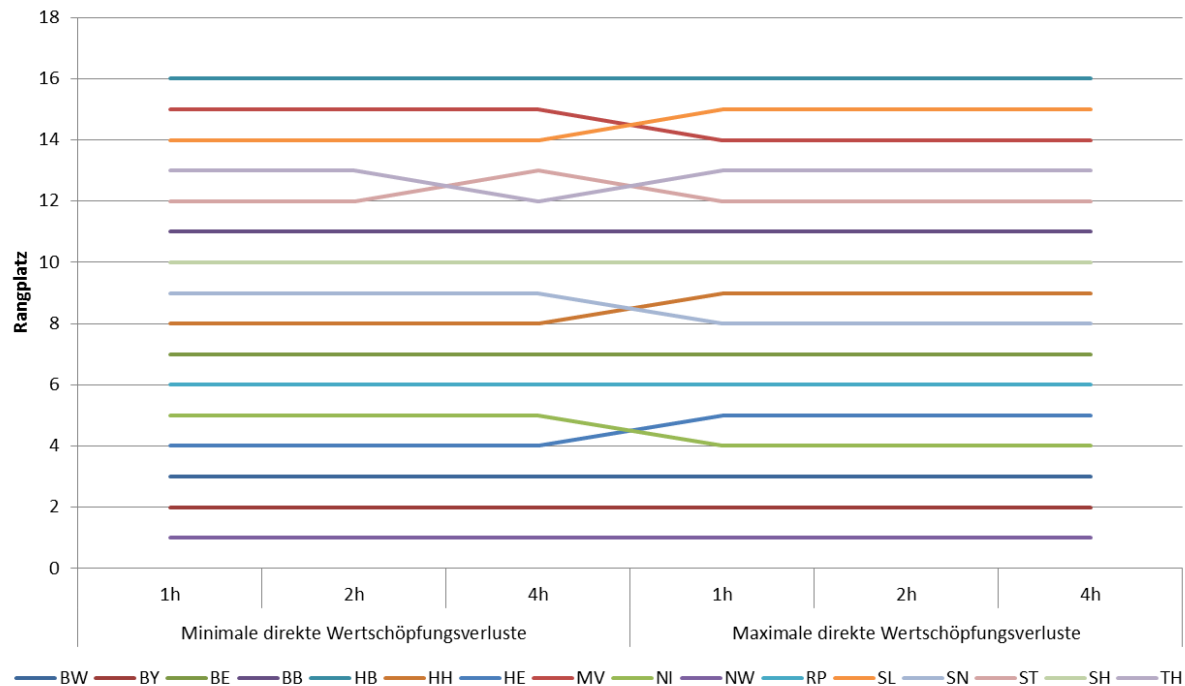
Für die direkten regionalen Wertschöpfungsverluste je Unterbrechungsdauer aus Tabelle 22 wird außerdem der Rangplatz angegeben, der die direkten Wertschöpfungsverluste einer Region im Vergleich zu den direkten Wertschöpfungsverlusten der übrigen Regionen je Unterbrechungsdauer wiedergibt und somit die Bedeutung der jeweiligen Region für die nationale Wertschöpfung widerspiegelt, siehe Abbildung 19.

Insgesamt zeigt sich bei der Betrachtung der minimalen direkten Wertschöpfungsverluste, dass unabhängig von der Stromunterbrechungslänge die Rangfolge der Bundesländer größtenteils identisch bleibt. Hierbei wechseln lediglich Schleswig-Holstein und Thüringen die Plätze. Für eine 1- und 2-stündige Stromunterbrechung fallen die minimalen direkten Wertschöpfungsverluste in Schleswig-Holstein höher aus, wohingegen Thüringen höhere direkte Wertschöpfungsverluste bei einer 4-stündigen Stromunterbrechung erfahren würde. Dieser Effekt kann bei der Betrachtung der maximalen direkten Wertschöpfungsverluste nicht festgestellt werden.

Der Vergleich der Rangfolge der Bundesländer zwischen den Zeitspannen mit den minimalen und den maximalen direkten Wertschöpfungsverlusten zeigt hingegen eine stärker ausgeprägte Variation. So treten in Hessen die viertgrößten minimalen direkten Wertschöpfungsverluste auf, allerdings ist Niedersachsen in den entsprechenden Zeitspannen der maximalen direkten Wertschöpfungsverluste an vierter Stelle. Dieses Phänomen lässt sich unter anderem auch für Hamburg und Sachsen beobachten.

Diese Variationen der Rangplätze können mithilfe der Erkenntnisse aus Kapitel 3 erklärt werden. Dabei wurde festgestellt, dass sich die regionale Struktur der Ökonomie und somit auch die regionale Jahresstromnachfrage der einzelnen Bundesländer voneinander unterscheidet (siehe Abbildung 8). Diese unterschiedlichen Anteile der sektoralen Stromnachfrage definieren auch die sektoralen Anteile im regionalen Stromlastprofil, welches dazu führt, dass in den Bundesländern temporal eine unterschiedlich hohe Strommenge benötigt wird (vgl. Abbildung 12). Die hier beobachteten Variationen der regionalen Rangfolgen zeigen somit, dass über die individuellen Stromlastprofile sowie die individuellen VoLL regionale Besonderheiten in dieser Betrachtung berücksichtigt werden.

Abbildung 19: Rangplatz minimaler und maximaler regionaler Wertschöpfungsverluste je Stromunterbrechungslänge



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 23 zeigt die minimalen und die maximalen direkten Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig in Mio. €. Dabei wird wiederum zwischen Stromunterbrechungen der Länge 1 Stunde, 2 Stunden und 4 Stunden unterschieden. Des Weiteren werden die Zeitspannen je Wirtschaftszweig präsentiert, in denen die geringsten bzw. größten direkten Wertschöpfungsverluste auftreten. Konsistent zur Ermittlung der Zeitspannen mit den minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverlusten je Bundesland wurde wiederum geprüft, ob sich diese Zeitspannen am Übergang zwischen zwei Tagen befinden.

Aus den Ergebnissen in Tabelle 23 wird deutlich, dass es extreme Unterschiede zwischen den direkten Wertschöpfungsverlusten der einzelnen Wirtschaftszweige gibt, was die Bedeutung eines einzelnen Wirtschaftszweigs für die nationale Wertschöpfung widerspiegelt.

Im Vergleich zu den Ergebnissen, die in Tabelle 22 präsentiert werden, wird deutlich, dass der Beginn der Zeitspannen der minimalen und maximalen Wertschöpfungsverluste zwischen den einzelnen Wirtschaftszweigen stärker variiert. Dies lässt sich auf die unterschiedlichen sektoralen Lastprofile zurückführen, deren zeitabhängiger Strombedarf sich stark voneinander unterscheidet, siehe Abbildung 10.

Tabelle 23: Minimale und maximale direkte Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig und Zeitspanne auf nationaler Ebene in Mio. €

WZ	Min. Wertschöpfungsverlust in Mio. €			Zeitspanne			Max. Wertschöpfungsverlust in Mio. €			Zeitspanne		
	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h
j1	0,8	1,62	3,35	So-So-05	So-So-04	So-So-02	4,82	9,36	16,53	Wi-Wt-20	Wi-Wt-19	Wi-Wt-18
j2	0,06	0,13	0,27	So-So-13	So-So-12	So-So-11	0,14	0,28	0,55	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j3	1,87	3,79	7,73	So-So-21	So-So-21	So-So-20	6,61	12,82	24,21	Wi-Wt-06	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05
j4	0,57	1,16	2,34	So-So-13	So-So-12	So-So-11	1,2	2,4	4,77	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j5	0,22	0,44	0,9	So-So-13	So-So-12	So-So-11	0,46	0,91	1,81	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j6	0,96	1,95	3,94	So-So-13	So-So-12	So-So-11	2	4,01	7,95	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j7	0,06	0,12	0,25	So-So-13	So-So-12	So-So-11	0,13	0,26	0,51	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j8	3	6,06	12,27	So-So-13	So-So-12	So-So-11	6,24	12,47	24,74	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j9	1,91	3,85	7,79	So-So-13	So-So-12	So-So-11	3,97	7,93	15,74	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j10	1,02	2,07	4,18	So-So-13	So-So-12	So-So-11	2,13	4,26	8,46	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j11	4,6	9,28	18,78	So-So-13	So-So-12	So-So-11	9,57	19,11	37,78	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j12	6,26	12,64	25,57	So-So-13	So-So-12	So-So-11	13,01	25,99	51,57	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j13	5,46	11,02	22,31	So-So-13	So-So-12	So-So-11	11,36	22,69	45,01	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j14	8,04	16,25	32,88	So-So-13	So-So-12	So-So-11	16,73	33,42	66,3	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j15	2,85	5,76	11,65	So-So-13	So-So-12	So-So-11	5,93	11,85	23,51	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j16	5,42	10,95	22,16	So-So-13	So-So-12	So-So-11	11,29	22,54	44,72	Wi-Wt-06	Wi-Wt-05	Wi-Wt-03
j17	1,36	2,76	5,66	Üz-So-11	Üz-So-10	Üz-So-10	48,59	97	189,6	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10	Wi-Wt-09
j18	1,52	3,05	6,15	Üz-So-14	Üz-So-13	Üz-So-11	8,59	16,72	31,36	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17	Wi-Wt-16
j19	4,99	10,13	20,61	Üz-So-13	Üz-So-12	Üz-So-11	12,49	24,79	48,06	Wi-Wt-19	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17
j20	5,78	11,58	23,36	Üz-So-11	Üz-So-13	Üz-So-11	29,52	57,42	108,24	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17	Wi-Wt-16
j21	1,01	2,08	4,4	So-So-05	So-So-04	So-So-03	8,04	15,86	31,29	Wi-Wt-19	Wi-Wt-19	Wi-Wt-18
j22	2,64	5,36	10,91	Üz-So-13	Üz-So-12	Üz-So-11	6,61	13,12	25,44	Wi-Wt-19	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17
j23	0,15	0,31	0,62	Üz-So-13	Üz-So-12	Üz-So-11	0,45	0,89	1,72	Wi-Wt-19	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17
j24	0,23	0,47	0,97	Üz-So-13	Üz-So-12	Üz-So-11	0,77	1,53	2,96	Wi-Wt-19	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17
j25	3,67	7,46	15,14	Üz-So-13	Üz-So-12	Üz-So-11	9,84	19,62	37,86	Wi-Wt-18	Wi-Wt-18	Wi-Wt-16

Regional- und sektoraldifferenzierte Analyse von Stromunterbrechungen

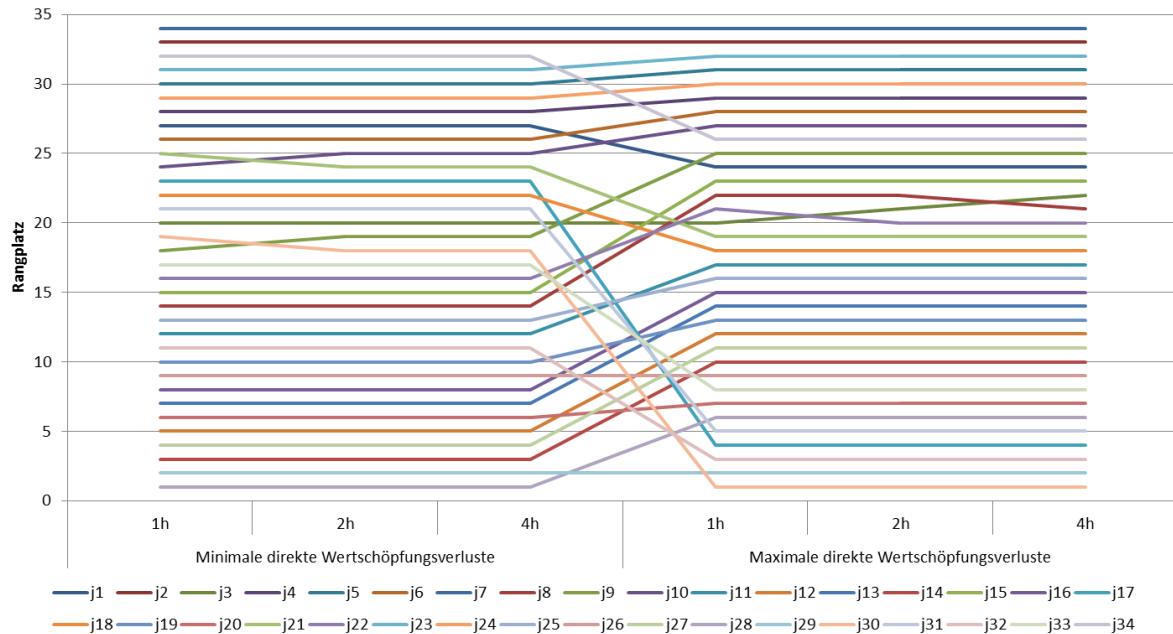
WZ	Min. Wertschöpfungsverlust in Mio. €			Zeitspanne			Max. Wertschöpfungsverlust in Mio. €			Zeitspanne		
	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h
j26	5,41	10,92	22,01	Üz-So-13	Üz-So-13	Üz-So-11	24,66	48,07	91,12	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17	Wi-Wt-16
j27	6,62	13,43	27,33	Üz-So-13	Üz-So-12	Üz-So-11	15,05	29,99	58,43	Wi-Wt-19	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17
j28	18,37	37,24	75,79	Üz-So-13	Üz-So-12	Üz-So-11	41,63	82,96	161,65	Wi-Wt-18	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17
j29	11,03	22,09	44,62	Üz-So-14	Üz-So-13	Üz-So-11	62,25	121,21	227,4	Wi-Wt-18	Wi-Wt-17	Wi-Wt-16
j30	1,91	3,88	7,96	Üz-So-11	Üz-So-10	Üz-So-10	68,29	136,34	266,48	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10	Wi-Wt-09
j31	1,7	3,61	7,37	So-So-09	So-So-08	Üz-So-02	44,03	87,39	170,31	Wi-Wt-11	Wi-Wt-11	Wi-Wt-09
j32	4,69	9,45	19,31	So-So-05	So-So-04	So-So-03	52,19	104,1	200,89	Wi-Wt-11	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
j33	2,11	4,36	9,08	So-So-05	So-So-04	So-So-07	28	54,74	105,85	Wi-Wt-12	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10
j34	0,07	0,15	0,31	Üz-So-11	Üz-So-10	Üz-So-10	3,14	6,26	12,24	Wi-Wt-11	Wi-Wt-10	Wi-Wt-09

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Für die direkten sektoralen Wertschöpfungsverluste aus Tabelle 23 wird wiederum ein Rangplatz vergeben, woraus die Bedeutung des jeweiligen Wirtschaftszweiges erkenntlich wird, siehe Abbildung 20.

Wie bereits in den Ausführungen zu Abbildung 19 erwähnt, kann es zu einer Änderung der Rangfolge kommen, wenn sich die Stromunterbrechungsdauer ändert. Dieser Effekt zeigt sich auch für die Wirtschaftszweige. Dies geschieht in den Situationen mit den minimalen direkten Wertschöpfungsverlusten. Hier wechseln die Wirtschaftszweige *„j9 - Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren“* und *„j30 – Öffentliche Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung“* sowie *„j10 – Herstellung von Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden“* und *„j21 – Gastgewerbe“* die Reihenfolge. Darüber hinaus ändern *„j3 – Herstellung von Nahrungsmitteln und Getränken; Tabakverarbeitung“*, *„j22 – Landverkehr und Transport in Rohrfernleitungen“* und *„j8 – Herstellung von chemischen und pharmazeutischen Erzeugnissen“* in den Situationen mit den maximalen direkten Wertschöpfungsverlusten die Reihenfolge. Wesentlich auffälliger ist jedoch der Vergleich der Rangfolge der Wirtschaftszweige von den jeweiligen minimalen zu den maximalen direkten Wertschöpfungsverlusten gleicher Stromunterbrechungslängen. In allen Zeitspannen der minimalen direkten Wertschöpfungsverluste verzeichnet der Wirtschaftszweig *„j28 – Grundstücks- und Wohnungswesen“* die höchsten direkten Wertschöpfungsverluste, in den Situationen der maximalen direkten Wertschöpfungsverluste hingegen nur noch die sechsthöchsten direkten Wertschöpfungsverluste. Darüber hinaus treten in manchen Wirtschaftszweigen in den Situationen der minimalen direkten Wertschöpfungsverluste vergleichsweise geringe direkte Wertschöpfungsverluste wie in *„j32 – Gesundheitswesen“* oder *„j17 – Baugewerbe“* auf, die dann aber in den Situationen der maximalen direkten Wertschöpfungsverluste vergleichsweise hohe direkte Wertschöpfungsverluste erfahren. Der Sektor *„j32 – Gesundheitswesen“* steigt von Rang 11 auf 3 und *„j17 – Baugewerbe“* von 23 auf 4. Dies zeigt insgesamt, dass die direkten Wertschöpfungsverluste, die in einem Wirtschaftszweig auftreten können, hochgradig von dem Zeitpunkt einer Stromunterbrechung abhängig sind. Dieses Ergebnis ist damit konsistent zu den Erkenntnissen der theoretischen Diskussion (siehe Unterkapitel 2.1 Unterpunkt *Zeitpunkt*).

Abbildung 20: Rangplatz minimaler und maximaler sektoraler Wertschöpfungsverluste je Stromunterbrechungslänge

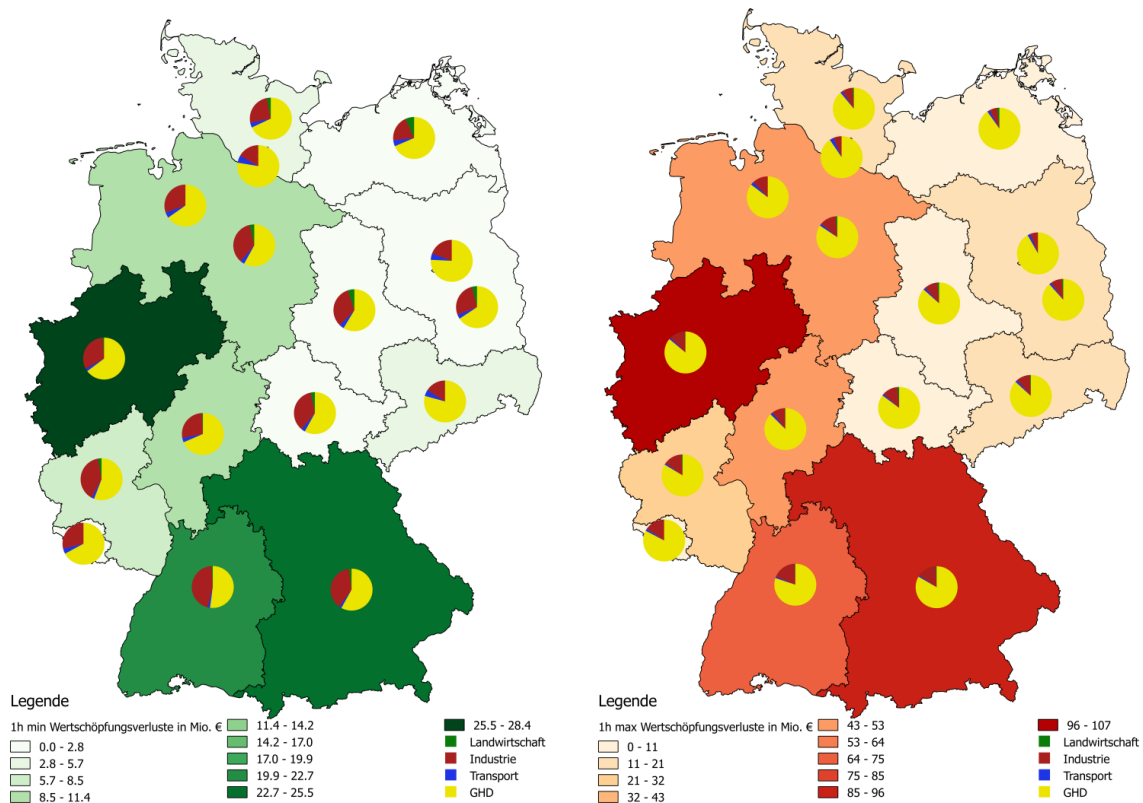


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Die beschriebenen, z.T. variierenden, Startzeiten für die minimalen und maximalen direkten Wertschöpfungsverluste der Bundesländer (Tabelle 22) und Wirtschaftszweige (Tabelle 23) führen zu der Frage, wie sich die regionale und sektorale Zusammensetzung der direkten nationalen Wertschöpfungsverluste einer deutschlandweiten Stromunterbrechung zwischen den beschriebenen Längen und den Minimal- und Maximalsituation ändert. Dazu reflektiert die folgende Abbildung 21 die Ergebnisse der minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverluste 1-stündiger deutschlandweiter Stromunterbrechungen²⁶. Die exakten Startzeitpunkte können Tabelle 22 entnommen werden. Abbildung 21 stellt die absoluten Anteile an den direkten nationalen Wertschöpfungsverlusten der Bundesländer dar. Darüber hinaus gibt die Karte die relativen Anteile der Wirtschaftszweige innerhalb der Regionen wider. Um die Übersichtlichkeit zu erhöhen, wurden die j Sektoren zu Landwirtschaft, Industrie, Transport und GHD zusammengefasst.

²⁶ Die entsprechenden Karten für die minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverluste 2- bzw. 4-stündiger deutschlandweiter Stromunterbrechungen finden sich im Anhang, siehe Abbildung 28 bzw. Abbildung 29.

Abbildung 21: Minimale und maximale Wertschöpfungsverluste bei regionaler und sektoraler Unterteilung für 1h Stromunterbrechung



Quelle: [Kuckshinrichs et al., 2018, S. 59]

Die Ergebnisse in Abbildung 21 (sowie in Abbildung 28 und Abbildung 29 im Anhang) bestätigen die bisherigen Erkenntnisse, dass einerseits einige Bundesländer unabhängig von der Länge der Stromunterbrechung einen vergleichsweise hohen direkten Wertschöpfungsverlust erfahren (siehe auch Tabelle 22), und andererseits es zwischen den direkten Wertschöpfungsverlusten der einzelnen Wirtschaftszweige z.T. erhebliche Unterschiede gibt (siehe Tabelle 23). Besonders auffällig ist in diesem Zusammenhang, dass die direkten Wertschöpfungsverluste der Wirtschaftszweige des GHD die direkten Wertschöpfungsverluste der Industrie z.T. um ein Vielfaches übersteigen. Dieser Zusammenhang ist in Situationen mit maximalen direkten Wertschöpfungsverlusten wesentlich stärker ausgeprägt. Insgesamt ändert sich die Zusammensetzung der sektoralen direkten Wertschöpfungsverluste zwischen den Minimal- und Maximalsituationen erheblich.

Auf Deutschland als Ganzes bezogen beträgt das auffallende Verhältnis der direkten Wertschöpfungsverluste von Industrie zu GHD in der Maximalsituation für eine 1-stündige Stromunterbrechung 1:6,7, für eine 2-stündige Stromunterbrechung 1:6,7 und für eine 4-stündige Stromunterbrechung 1:6,5 und bleibt damit stabil über die unterschiedlichen Längen der

Stromunterbrechungen. Da diese Ergebnisse lediglich die direkten Wertschöpfungsverluste abbilden, die aus einer Stromunterbrechung des öffentlichen Netzes resultieren und somit die Wertschöpfung, die auf industrieller Eigenstromerzeugung basieren, außen vor lassen, ist zu erwarten, dass das Verhältnis von Industrie zu GHD etwas geringer ausfallen würde. Jedoch sind diese Verhältnisse zudem interessant, als dass sie konsistent zu den Ergebnissen von de Nooij et al. [2007, S. 289] sind. Das Verhältnis von Industrie zu GHD beträgt hier bei einer 1-stündigen Stromunterbrechung in den Niederlanden an einem Werktag 1:6,9.

Nachdem in den vorherigen Karten in Abbildung 21 (Abbildung 28 und Abbildung 29 im Anhang) die regionalen und sektoralen Verteilungen der direkten Wertschöpfungsverluste dargestellt wurden, soll in einem weiteren Schritt genauer geprüft werden, wie sich die relativen Anteile der direkten sektoralen Wertschöpfungsverluste je Bundesland zwischen der Minimal- und der Maximalsituation je betrachteter Stromunterbrechungsdauer ändern. Tabelle 24 zeigt dazu eine Übersicht, in der zwischen den unterschiedlichen Stromunterbrechungslängen sowie den vier aggregierten Wirtschaftszweigen je Bundesland differenziert wird.

Es zeigt sich, dass es in allen Wirtschaftszweigen außer dem GHD zu einem Rückgang der relativen Anteile der direkten sektoralen Wertschöpfungsverluste an den gesamten direkten regionalen Wertschöpfungsverlusten kommt, wenn die Minimal- und die Maximalsituationen der jeweiligen Stromunterbrechungsdauer verglichen werden. Eine Ausnahme bildet lediglich die Landwirtschaft im Saarland und in Sachsen beim Vergleich der 1-stündigen Stromunterbrechungen. Neben dieser Besonderheit kann jedoch festgehalten werden, dass der relative Rückgang in den Wirtschaftszweigen für alle betrachteten Stromunterbrechungslängen zwischen den einzelnen Bundesländern vergleichsweise homogen stattfindet. Im Gegensatz dazu nimmt die relative Bedeutung der Wirtschaftszweige des GHD in allen betrachteten Stromunterbrechungslängen von der Minimal- zu der Maximalsituation zu. Dabei zeigt sich für die Wirtschaftszweige des GHD eine wesentlich heterogenere Verteilung der Zunahme der relativen Veränderung zwischen den Bundesländern. Die geringsten Veränderungen für die GHD-Sektoren finden in Hamburg mit 14,5%, 13,6% bzw. 12,4% und die größten Veränderungen in Sachsen-Anhalt mit 77,7%, 74,8% und 69,3% für die jeweiligen Längen der Stromunterbrechungen statt.

Eine weitere interessante Erkenntnis besteht darin, dass sich die relative Bedeutung der einzelnen Bundesländer zwischen den Minimal- und Maximalsituationen verändert. Dabei nimmt der regionale Anteil an den direkten nationalen Wertschöpfungsverlusten in einigen Bundesländern ab und in anderen zu. Hierbei zeigt sich, dass die Bundesländer, die einen überdurchschnittlichen Anstieg der Bedeutung des GHD verzeichnen, einen vergleichsweise starken relativen

Zuwachs an direkten Wertschöpfungsverlusten erfahren. Dies betrifft beispielsweise Berlin, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt oder Thüringen.

Für die relativen Veränderungen auf nationaler Ebene können zwei Aspekte festgehalten werden. Einerseits kommt es analog zu den regionalen Entwicklungen in den Wirtschaftszweigen Landwirtschaft, Industrie und Transport zu einem Rückgang der relativen Anteile an den direkten Wertschöpfungsverlusten beim Vergleich der Minimal- und Maximalsituationen der einzelnen Stromunterbrechungslängen. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung der Sektoren des GHD zu. Andererseits zeigt sich, dass die relativen sektoralen Veränderungen im Vergleich der unterschiedlichen Längen der Stromunterbrechungen relativ homogen und lediglich im Landwirtschaftssektor größere Unterschiede zu erkennen sind.

Tabelle 24: Veränderungen der sektoralen Anteile der Wertschöpfungsverluste je Region von Minimal- zu Maximalsituation

	BW	BY	BE	BB	BR	HH	HE	MV	NI	NW	RP	SL	SN	ST	SH	TH	D
Relative Veränderung zwischen Minimal- und Maximalsituation, 1 h																	
Landwirt-	-65,8%	-65,7%	-65,8%	-65,8%	-65,8%	-65,8%	-65,7%	-65,4%	-65,7%	-65,8%	-65,8%	140,0%	383,0%	-65,8%	-65,6%	-47,2%	-63,5%
Industrie	-63,1%	-62,8%	-62,3%	-61,3%	-63,2%	-62,3%	-62,7%	-60,7%	-62,6%	-62,7%	-62,6%	-42,8%	-23,4%	-62,0%	-62,1%	-59,7%	-61,8%
Transport	-44,0%	-45,8%	-45,9%	-40,5%	-46,5%	-46,5%	-46,0%	-46,5%	-46,5%	-46,0%	-45,1%	-58,2%	-61,5%	-45,1%	-46,5%	-46,5%	-46,9%
GHD	39,0%	37,0%	46,1%	60,4%	21,2%	14,5%	25,3%	70,2%	49,6%	28,5%	53,7%	30,0%	21,9%	77,7%	48,8%	75,9%	36,9%
Bundesland	-9,6%	-4,7%	20,6%	19,1%	-7,4%	-1,7%	-1,9%	29,4%	2,9%	-3,3%	2,6%	5,6%	11,2%	20,3%	13,8%	19,7%	0,0%
Relative Veränderung zwischen Minimal- und Maximalsituation, 2 h																	
Landwirt-	-61,2%	-61,2%	-61,3%	-61,3%	-61,3%	-61,3%	-61,2%	-61,0%	-61,2%	-61,3%	-61,3%	-61,3%	-61,2%	-61,3%	-61,1%	-62,2%	-61,3%
Industrie	-62,5%	-62,2%	-61,7%	-60,7%	-62,6%	-61,7%	-62,1%	-60,0%	-62,0%	-62,1%	-62,0%	-62,2%	-61,0%	-61,4%	-61,5%	-59,1%	-62,0%
Transport	-43,7%	-45,5%	-45,6%	-40,2%	-46,2%	-46,2%	-45,7%	-46,2%	-46,2%	-45,7%	-44,9%	-46,2%	-45,7%	-44,8%	-46,2%	-46,2%	-45,4%
GHD	37,4%	35,3%	42,6%	58,0%	19,6%	13,6%	23,8%	66,1%	47,7%	27,0%	51,5%	40,9%	65,9%	74,8%	46,0%	72,9%	37,0%
Bundesland	-9,4%	-4,6%	18,8%	19,0%	-7,8%	-2,1%	-2,2%	28,6%	3,1%	-3,4%	2,7%	-3,1%	17,7%	20,6%	13,1%	18,3%	0,0%
Relative Veränderung zwischen Minimal- und Maximalsituation, 4 h																	
Landwirt-	-55,9%	-55,9%	-56,0%	-56,0%	-56,0%	-56,0%	-55,9%	-55,7%	-55,9%	-56,0%	-56,0%	-56,0%	-55,9%	-56,0%	-55,9%	-67,7%	-56,5%
Industrie	-60,8%	-60,5%	-60,1%	-59,0%	-60,9%	-60,0%	-60,4%	-58,4%	-60,4%	-60,4%	-60,3%	-60,5%	-59,4%	-59,7%	-59,8%	-57,3%	-60,4%
Transport	-42,0%	-43,9%	-44,0%	-38,5%	-44,6%	-43,6%	-44,1%	-44,6%	-44,6%	-44,1%	-43,2%	-44,6%	-44,1%	-43,2%	-44,6%	-44,6%	-43,7%
GHD	35,0%	33,0%	38,5%	54,2%	17,9%	12,4%	21,9%	60,7%	44,7%	25,3%	48,2%	38,7%	61,6%	69,3%	42,3%	68,3%	34,5%
Bundesland	-8,9%	-4,3%	16,9%	18,3%	-7,7%	-2,2%	-2,3%	26,9%	3,2%	-3,3%	2,8%	-2,7%	17,1%	19,8%	12,2%	16,8%	0,0%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

4.3 Interpretation minimaler und maximaler Wertschöpfungsverluste

In diesem Kapitel wurden bisher die direkten Wertschöpfungsverluste analysiert, die mit Stromunterbrechungen verschiedener Längen verbunden sind. Dabei wurden Situationen betrachtet, in denen sektoral, regional und national die minimalen und maximalen direkten Wertschöpfungsverluste auftreten. Diese Analyse basiert auf der Kombination regional und sektoral differenzierter VoLL-Werte mit entsprechenden individuellen Stromlastprofilen.

Damit folgt die bisherige Analyse der Logik von Wolf und Wenzel [2015] und Growitsch et al. [2013], in denen eine lineare Produktionsfunktion angenommen wird und Elektrizität als ein essentieller Inputfaktor angesehen wird. Jedoch unterscheidet sich die hier durchgeführte Analyse von den Ansätzen von Wolf und Wenzel [2015] und Growitsch et al. [2013] dahingehend, dass die Wertschöpfungsverluste nicht über Standardlastprofile, sondern über individuelle Stromlastprofile unterschiedlicher Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen ermittelt werden, sodass die Analyse auf Grundlage systemischer Konsistenz basiert. Daher finden sowohl regionale als auch wirtschaftsstrukturelle Besonderheiten der einzelnen Bundesländer in der Analyse Berücksichtigung. Diese Kombination der individuellen Stromlastprofile mit den entsprechenden regional und sektoral differenzierten VoLL steigert die Aussagekraft der Analyseergebnisse beträchtlich, was sich an den im bisherigen Teil des Kapitels präsentierten Ergebnissen zeigt. So variieren beispielsweise die Startzeitpunkte der jeweiligen minimalen oder maximalen direkten Wertschöpfungsverluste zwischen den Bundesländern. Gleiches gilt für die Wirtschaftszweige (siehe Tabelle 22 bzw. Tabelle 23). In Abbildung 19 und Abbildung 20 findet sich ein weiterer Anhaltspunkt für die Berücksichtigung regionaler und sektoraler Besonderheiten in den unterschiedlichen Rangfolgen der direkten Wertschöpfungsverluste der Regionen bzw. Wirtschaftszweige, wenn sich die Länge einer Stromunterbrechung ändert.

Ferner konnte gezeigt werden, dass sich die Anteile der sektoralen Zusammensetzungen der direkten Wertschöpfungsverluste innerhalb der Bundesländer zwischen den Minimal- und Maximalsituationen je betrachteter Stromunterbrechungsdauer ändern (siehe Tabelle 24). Die Veränderung der sektoralen Zusammensetzung der direkten Wertschöpfungsverluste in den Bundesländern geschieht jedoch aufgrund der jeweiligen Zusammensetzung der regionalen Ökonomien nicht konsistent zueinander, sondern tritt in den Bundesländern in unterschiedlicher Intensität auf. Dies führt zu variierenden relativen regionalen Anteilen am nationalen direkten Wertschöpfungsverlust (siehe Tabelle 24) und belegt somit ebenfalls die regionalökonomisch differenzierte Analyse.

Darüber hinaus wurden in der bisherigen Analyse durch die Anwendung individueller Stromlastprofile einige Kritikpunkte an den makroökonomischen Ansätzen zur Berechnung des VoLL (siehe Tabelle 9) aufgegriffen. Hierbei wurden vor allem die bisher existierenden Probleme, dass über eine Produktionsfunktion keine Variationen des Startpunktes sowie der Länge einer Stromunterbrechung möglich ist, gelöst.

Darüber hinaus besteht eine weitere Erkenntnis dieser Analyse darin, dass trotz eines gewissen Maßes an regionaler Variation die generellen Muster des Auftretens direkter Wertschöpfungsverluste in allen Regionen relativ homogen sind (siehe Abbildung 15). Diese Erkenntnis kann allerdings für die Betrachtung der unterschiedlichen Wirtschaftszweige nicht bestätigt werden (siehe Abbildung 17). Gleichzeitig geht aus dieser Analyse hervor, dass verschiedene Regionen und Wirtschaftszweige unterschiedlich stark von Stromunterbrechungen betroffen sind, diese aber in hohem Maße vom Startzeitpunkt und der Dauer einer Stromunterbrechung abhängen (siehe Abbildung 16 und Abbildung 18). Diese Ergebnisse sind konsistent zur theoretischen Herleitung in Unterkapitel 2.1, siehe *Region*, *Zeitpunkt* und *Dauer*. Insgesamt bilden die mit den skizzierten Ergebnissen verbundenen Erkenntnisse eine fundierte Datengrundlage, in der auch Besonderheiten wie das Verhältnis der direkten Wertschöpfungsverluste der Wirtschaftszweige der Industriesektoren zu den Wertschöpfungsverlusten der Wirtschaftszweige des GHD plausibel und konsistent zu bisherigen Studien erklärt werden können.

Aus der vorangegangenen Analyse ergeben sich variierende direkte Wertschöpfungsverluste im Verlauf eines Tages, aber auch zwischen den einzelnen Tagen. Aus makroökonomischer Perspektive sind die Kombinationen der Bundesländer und Wirtschaftszweige von Bedeutung, um zu identifizieren, in welchen Situationen in welchen Bundesländern und Wirtschaftszweigen es zu welchen direkten Wertschöpfungsverlusten kommt. Dieses Wissen bildet in Bezug auf den nächsten Analyseschritt eine wertvolle Datengrundlage. Dieser Schritt beinhaltet die nähere Betrachtung von Situationen, in denen die Stromnachfrage das Stromangebot übersteigt und somit partielle Stromunterbrechungen eine Folge sein können. Hierbei stellen gezielte Lastabwürfe und Abschaltungen eine Möglichkeit dar, eine großflächige Stromunterbrechung zu vermeiden. In diesen Situationen können die in den vorangegangenen Analyseschritten ermittelten potentiellen Wertschöpfungsverluste der Bundesland-Wirtschaftszweig-Zeit-Kombinationen helfen, die verbleibende Elektrizität optimal, im Sinne der Minimierung von volkswirtschaftlichen Wertschöpfungsverlusten auf nationaler Ebene, an die Endnutzer zu verteilen. Dabei handelt es sich um eine theoretische volkswirtschaftliche Analyse, da die Umsetzung dieser regions- und sektorscharfen Verteilung der zur Verfügung stehenden Strommenge unter physikalischen Gesetzmäßigkeiten bei bisherigem Stand der Technik schwer umsetzbar ist. Jedoch

kann die Analyse partieller Stromunterbrechungen unter der Maxime der Minimierung volkswirtschaftlicher Wertschöpfungsverluste wichtige Auskünfte dazu liefern, welche Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen zu welchen Zeiten welche Bedeutung für die Gesamtwertschöpfung haben. Basierend auf diesen Erkenntnissen können Prinzipien für die Abschaltung von Bundesländern und Wirtschaftszweigen erarbeitet werden.

4.4 Szenarien partieller Stromunterbrechungen

In der folgenden Analyse werden mögliche Reaktionen auf partielle Stromunterbrechungen analysiert. Dies geschieht auf der Basis der in Unterkapitel 4.2 unter den Annahmen einer linearen Produktionsfunktion berechneten nationalen Minimal- und Maximalsituationen. Der generelle Szenariorahmen verändert sich im Gegensatz zum bisherigen Szenariorahmen nur an einer Stelle, indem in der folgenden Analyse partieller Stromunterbrechungen eine weitere Einflussgröße auf Stromunterbrechungen (siehe Unterkapitel 2.1), die *Dimension*, berücksichtigt wird, siehe hierzu auch Tabelle 21.

Die Integration der *Dimension* einer Stromunterbrechung wird in der folgenden Analyse durch die Betrachtung von Situationen, in denen die Stromnachfrage das Stromangebot übersteigt und somit partielle Stromunterbrechungen eine Folge sind, berücksichtigt. Hierzu werden unterschiedliche Szenarien der Verteilung der Reststrommenge unter der Maxime der Minimierung der deutschlandweiten Wertschöpfungsverluste betrachtet. Dieses Vorgehen ist konsistent zur theoretischen Diskussion des VoLL, in der der VoLL die Entscheidungsgrundlage für eine optimale Verteilung von Reststrom bildet (siehe Unterkapitel 2.3.4). In den ersten Analyseschritten in diesem Kapitel wurden 1-, 2- und 4-stündige Stromunterbrechungen betrachtet und Situationen identifiziert, in denen die minimalen und maximalen direkten Wertschöpfungsverluste in den Regionen, den Wirtschaftszweigen und in Deutschland auftreten. Für die folgenden Analyseschritte bilden die in Unterkapitel 4.2 ermittelten deutschlandweiten Minimal- und Maximalsituationen die Basis, da diese den Startpunkt der jeweiligen Stromunterbrechung definieren und so die Bandbreite der möglichen direkten Wertschöpfungsverluste abbilden. In den folgenden Szenarien übersteigt die nachgefragte Strommenge das Stromangebot um 2,5 GWh, 5 GWh bzw. 7,5 GWh je Stunde, sodass Situationen simuliert werden, in denen die Stromnachfrage nur bedingt bedient werden kann.

In der wissenschaftlichen Diskussion herrscht Einigkeit darüber, dass in Situationen, in denen die Nachfrage nicht gedeckt werden kann, ein gezieltes Abschalten einzelner Endnutzer, wie Regionen, Wirtschaftszweige, aber auch einzelne Unternehmen, die Folgen von Stromunterbrechungen mindert, siehe hierzu de Nooij et al. [2009, S. 342] oder Praktijnjo [2013, S. 67].

Auch die Politik hat bereits mit der Verordnung über die Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) (siehe Unterkapitel 2.2.2) auf die Möglichkeit der regulierten Abschaltung einzelner Verbraucher reagiert. In diesem Zusammenhang sind die betroffenen Betriebe samt Standort und Branchenzugehörigkeit öffentlich einsehbar. Allerdings können weder die Häufigkeit der regulierten Lastabschaltung, die Menge der abgeschalteten Last noch der Zeitpunkt und die Dauer der Maßnahmen nachvollzogen werden [Bundesnetzagentur, 2018a], sodass eine Modellierung der tatsächlichen Abschaltungen nicht vorgenommen werden kann. Jedoch entspricht die im Folgenden definierte Stromversorgungslücke von 5 GWh der der Bundesnetzagentur über die AbLaV zur Verfügung stehenden abschaltbaren Last einzelner Verbraucher, sodass eine gewisse Konsistenz zwischen Modellierungsannahmen und realen energiepolitischen Maßnahmen gewahrt bleibt.

Die folgende Simulation partieller Stromunterbrechungen orientiert sich daher nicht an der über die AbLaV definierten Abschaltliste, sondern betrachtet die Verteilung einer definierten Reststrommenge theoretisch anhand unterschiedlicher Prinzipien. In diesem Zusammenhang präsentieren de Nooij et al. [2009, S. 343f.] zwei Mechanismen, auf deren Grundlage die Reststrommenge verteilt werden könnte. Im Folgenden werden diese sowie zwei weitere Rationierungsmechanismen vorgestellt, z.T. erweitert und in ihrer Ausgestaltung begründet.

4.4.1 Szenario 1 - Random Rationing

Nach de Nooij et al. [2009, S. 344] definiert sich das Random Rationing Szenario (SZ1) darüber, dass die Übertragungsnetzbetreiber als für die Netzstabilität und –sicherheit zuständige Institutionen (siehe Unterkapitel 2.1) über das Abschalten von Endnutzern entscheiden, dafür aber keine Entscheidungsgrundlage vorliegen haben. Dies bedeutet, dass mögliche ökonomische Konsequenzen für einzelne Bundesländer und Wirtschaftszweige nicht berücksichtigt werden. Dementsprechend ist im Vorfeld nicht definiert, welche Regionen oder Wirtschaftszweige abgeschaltet werden, um die Stromversorgungslücke zu schließen. Die Wahrscheinlichkeit, dass eine bestimmte Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination in den jeweiligen Minimal- oder Maximalsituationen abgeschaltet wird, beträgt im vorliegenden Kontext 1:544 (16 Bundesländer * 34 Wirtschaftszweige). In dieser Logik bleibt eine regional und sektoral differenzierte VoLL-Betrachtung unberücksichtigt, sodass der erwartete Schaden, den jede Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination beim zufälligen Abschalten erfährt, gleich ist. Es würde der Annahme entsprechen, dass die ökonomischen Konsequenzen in jeglicher Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination identisch sind. Daher wird die Anzahl der zufällige abzuschaltenden Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen über einen einheitlichen Erwartungswert

1:544 kalkuliert, die Wertschöpfungsverluste aber anhand der spezifischen VoLL-Werte berechnet [de Nooij et al., 2009, S. 344].

Neben dieser Definition von ‚zufällig‘, in der ein Entscheidungsträger ohne Vorbereitung und Entscheidungshilfen Endnutzer abschaltet, existieren auch andere Möglichkeiten, wie ‚zufällig‘ im Kontext von Stromunterbrechungen definiert werden kann. Beispielsweise kann ein menschlicher oder technischer Fehler zu einer (partiellen) Stromunterbrechung führen, die sich anhand technischer und physikalischer Gesetzmäßigkeiten über die Stromnetze und somit über die Regionen ausbreitet. Um die Auswirkungen eines menschlichen oder technischen Versagens anhand physikalischer Gesetzmäßigkeiten zu analysieren, würde ein gut ausgearbeitetes und definiertes Stromnetzmodell benötigt. Allerdings steht eine Diskussion und ein Vergleich der unterschiedlichen Random-Varianten nicht im Fokus der Arbeit, sodass lediglich generell darauf hingewiesen werden soll, dass es unterschiedliche Interpretations- bzw. Definitionsvarianten von ‚zufällig‘ geben kann und dass diese zu anderen Verteilungen einer Reststrommenge führen können.

4.4.2 Szenario 2 – Efficient Time Unconstraint Rationing

In einem zweiten von de Nooij et al. [2009, S. 344] vorgeschlagenen und berechneten Szenario (SZ2) wird die zur Verfügung stehende Reststrommenge an ökonomischer Effizienz orientiert verteilt. Dies bedeutet, dass die Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen zuerst abgeschaltet werden, die den geringsten Beitrag zur nationalen Wertschöpfung leisten. Dies geschieht solange bis die definierte Stromversorgungslücke geschlossen ist. Time unconstraint bedeutet in diesem Kontext, dass bei mehrstündigen Stromunterbrechungen durchgehend die gleichen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen abgeschaltet bleiben. Diese Szenariovariante basiert auf der rein ökonomischen Maxime der Minimierung der volkswirtschaftlichen Wertschöpfungsverluste.

4.4.3 Szenario 3 – Efficient Time Constraint Rationing

Das efficient time constraint rationing-Szenario (SZ3) unterscheidet sich vom efficient time unconstraint rationing Szenario (SZ2) dahingehend, dass bei mehrstündigen Stromunterbrechungen nicht durchgehend die gleichen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen abgeschaltet werden, sondern dass jede Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination nur einmal abgeschaltet wird. Dabei wird im stündlichen Rhythmus gewechselt, jedoch geschieht der Wechsel unter der Prämisse, dass jeweils die Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen abgeschaltet werden, die in der jeweiligen Stunde die geringsten Beiträge zur nationalen Wertschöpfung beisteuern und bislang von keiner Rationierung betroffen waren. Falls bei fortschreitender

Dauer der Stromunterbrechung alle Möglichkeiten des Abschaltens ausgeschöpft wurden, beginnt die Verteilung der Reststrommenge nach dem beschriebenen Verfahren von neuem. Das Vorgehen des nacheinander Abschaltens von Regionen ist auch unter dem Begriff *‘rolling blackout‘* bekannt und wurde beispielsweise in Kalifornien 2000 und Italien 2003 angewandt [de Nooij et al., 2009, S. 342]. Solch eine zeitlich begrenzte Stromversorgung ist in vielen Entwicklungsländern ein häufig auftretendes Problem [Williams et al., 2015, S. 1270].

4.4.4 Szenario 4 – Proportional Rationing

Im proportional rationing-Szenario (SZ4) wird die fehlende Strommenge proportional auf alle Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen verteilt. Die jeweilige Proportion ergibt sich aus der Lücke der Stromversorgung, also 2,5 GWh, 5 GWh oder 7,5 GWh, und den in den betrachteten Zeiträumen nachgefragten Strommengen. Bei mehrstündigen partiellen Stromunterbrechungen kann sich die Proportion zwischen den Stunden ändern, wenn es in diesen Stunden zu unterschiedlich hoher Stromnachfrage kommt.

In den vorgestellten Szenarien SZ2 – SZ4 bilden unterschiedliche ökonomische Kriterien die Entscheidungsgrundlage für die Verteilung der Reststrommenge. Diese Verteilung kann allerdings auch anhand anderer Kriterien stattfinden, beispielsweise anhand politischer oder sozialer Kriterien. Wie bereits erwähnt, werden in dieser Analyse keine privaten Haushalte berücksichtigt.

Insgesamt verdeutlichen die definierten Szenarien sehr anschaulich die Notwendigkeit einer gut definierten und ausgearbeiteten Datenbasis als Entscheidungsgrundlage unterschiedlicher Verteilprinzipien.

4.5 Wertschöpfungsverluste partieller Stromunterbrechungen

Die folgende Tabelle 25 zeigt eine Übersicht über die direkten Wertschöpfungsverluste, die aus der Anwendung der beschriebenen Szenarien SZ1 bis SZ4 auf die nationalen Minimal- und Maximalsituationen (siehe Tabelle 22) resultieren. Für diese Situationen werden jeweils Stromversorgungslücken von 2,5 GWh, 5 GWh bzw. 7,5 GWh je Stunde angenommen.

Tabelle 25: Szenarienergebnisse für direkte Wertschöpfungsverluste bei partiellen Stromunterbrechungen in Deutschland

Fehlende Strommenge	Szenariorahmen: Unterbrechungsdauer und Startzeitpunkt (Jahreszeit, Wochentag, Stunde am Tag)		SZ1		SZ2		SZ3		SZ4	
			Wertschöpfungsverluste in Mio. €	Anzahl unterbrochener BL-WZ-Kombinationen ²⁷	Wertschöpfungsverluste in Mio. €	Anzahl unterbrochener BL-WZ-Kombinationen	Wertschöpfungsverluste in Mio. €	Anzahl unterbrochener BL-WZ-Kombinationen	Wertschöpfungsverluste in Mio. €	Anzahl unterbrochener BL-WZ-Kombinationen
2,5 GWh	1 h	Min (So-So-10)	9,38	65	3,8	166	3,8	166	12,3	504
		Max (Wi-Wt-12)	36,21	14	1,76	115	1,76	115	20,33	530
	2 h	Min (So-So-10)	20,95	43	7,05	164	11,45	270	24,71	504
		Max (Wi-Wt-11)	13,37	8	3,44	114	6,1	173	40,76	530
	4 h	Min (So-So-10)	58,11	50	14,06	163	26,26	362	49,86	504
		Max (Wi-Wt-10)	86,85	16	7,03	115	18,84	258	80,94	540
5 GWh	1 h	Min (So-So-10)	25,83	81	11,82	273	11,82	273	24,59	504
		Max (Wi-Wt-12)	28,15	33	6,16	172	6,16	172	40,66	530
	2 h	Min (So-So-10)	62,76	124	23,5	271	26,74	364	49,42	504
		Max (Wi-Wt-11)	65	44	11,86	170	20,4	263	81,52	530
	4 h	Min (So-So-10)	109,42	125	47,58	271	75,56	473	99,71	504
		Max (Wi-Wt-10)	144,40	32	24,66	173	53,56	356	161,89	530
7,5 GWh	1 h	Min (So-So-10)	29,39	127	19,84	330	19,84	330	36,87	504
		Max (Wi-Wt-12)	67,52	69	13,24	225	13,24	225	60,99	530
	2 h	Min (So-So-10)	78,94	140	38,83	326	47,45	430	74,13	504
		Max (Wi-Wt-11)	149,56	81	26,9	227	32,47	305	122,29	530
	4 h	Min (So-So-10)	143,87	127	77,15	323	132,66	507	149,57	504
		Max (Wi-Wt-10)	319,99	72	54,09	228	117,35	430	242,83	530

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

²⁷ Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination

Aus der Anwendung der beschriebenen unterschiedlichen Verteilprinzipien resultieren einige interessante Ergebnisse, die in Tabelle 25 dargestellt werden. Zunächst kann festgehalten werden, dass für jede Unterbrechungsdauer die höchsten Wertschöpfungsverluste entweder in SZ1 oder SZ4 auftreten. Sobald jedoch das an ökonomischer Effizienz orientierte Verteilprinzip in SZ2 angewendet wird, führt dies zu einer substantiellen Reduktion der auftretenden Wertschöpfungsverluste. In SZ3 wird das an rein ökonomischer Effizienz orientierte Verteilprinzip durch das rolling blackout-Verteilprinzip ergänzt, um darüber ein gewisses Maß an Gleichbehandlung aller Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen zu erreichen. Das rolling blackout-Verteilprinzip führt dazu, dass nach einer Stunde andere Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen abgeschaltet werden müssen als die, die auf Grundlage ökonomischer Effizienz (SZ2) in der ersten Stunde abgeschaltet waren. Da dieses Verteilprinzip erst nach der ersten Stunde greift, sind die Ergebnisse 1-stündiger Szenariorechnungen identisch. Für partielle Stromunterbrechungen, die länger als eine Stunde dauern, führt dies jedoch zu einem Anstieg der direkten Wertschöpfungsverluste im Vergleich zu SZ2. Es handelt sich somit um einen Trade-off zwischen ökonomischer Effizienz und Gleichbehandlung der einzelnen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen. Die Ergebnisse aus SZ3 haben dennoch geringere direkte Wertschöpfungsverluste zur Folge als in SZ1 und SZ4. Die Differenz der direkten Wertschöpfungsverluste zwischen SZ3 und SZ2 können aus volkswirtschaftlicher Perspektive als Mehrkosten interpretiert werden, die durch die Berücksichtigung des rolling blackout-Verteilprinzips entstehen. So vermindert die Anwendung des rolling blackout-Verteilprinzips im Vergleich zu SZ2 beispielsweise in der Minimalsituation einer 2-stündigen 2,5 GWh Stromversorgungslücke die direkte Wertschöpfung um 4,4 Mio. €.

Eine weitere Auffälligkeit zeigt sich im Vergleich der Ergebnisse, die in den jeweiligen Minimal- und Maximalsituationen auftreten. Unabhängig von der betrachteten Länge der partiellen Stromunterbrechung treten in SZ2 und in SZ3 jeweils höhere direkte Wertschöpfungsverluste in den Minimal- als in den Maximalsituationen auf. Einen Erklärungsansatz könnte die sektorale Zusammensetzung der direkten Wertschöpfungsverluste zu den unterschiedlichen Zeitpunkten liefern. Die Minimalsituationen beziehen sich auf Sommer-Sonntage und die Maximalsituationen auf Winter-Werktagen (Tabelle 22). Aus den Ergebnissen in Unterkapitel 3.3.2 wird deutlich, dass sich die generelle Zusammensetzung des Stromnachfragemusters der Wirtschaftszweige grundsätzlich zwischen den Jahreszeiten sowie den Wochentagen unterscheidet, sodass die Anteile der unterschiedlichen Wirtschaftszweige in den Bundesländern zwischen den beiden Extremsituationen stark variieren. Daher wird ein Zusammenhang zwischen der jeweiligen Zusammensetzung der sektoralen Stromnachfrage in den unterschiedlichen

Zeitspannen der Stromunterbrechungen und den resultierenden Wertschöpfungsverlusten partieller Stromunterbrechungen angenommen. Auf diese Annahme wird im weiteren Verlauf dieses Unterkapitel 4.5 tiefergehend eingegangen. Gleichzeitig ist sowohl die Anzahl der gesamten produzierenden Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen als auch deren direktes Wertschöpfungsvolumen in den Minimalsituationen geringer. Die Anzahl der zu den unterschiedlichen Zeitpunkten aus dem Stromnetz beziehenden Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen geht jeweils aus den Ergebnissen des proportionalen Rationierungsszenarios (SZ4) hervor. Dabei variiert die Anzahl zwischen Minimal- (504 Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen) und Maximalsituation (530 Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen). Die Differenz zu den möglichen 544 Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen erklärt sich einerseits damit, dass nicht alle Sektoren zu allen Zeitpunkten produzieren, wie z.B. *‚Häusliche Dienste‘*, andererseits damit, dass nicht alle Wirtschaftszweige in jedem Bundesland vorkommen, beispielsweise *‚Luftfahrt‘*. Darüber hinaus zeigt sich, dass in allen Szenarien, außer in SZ4, die Anzahl der betroffenen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen in den Minimalsituationen höher ist als in den Maximalsituationen. Da in Minimalsituationen tendenziell eine geringere Strommenge je Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination nachgefragt wird, ist es folgerichtig, dass zur Erreichung der jeweiligen Stromeinsparungen eine größere Anzahl an Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen benötigt wird, sodass mitunter auch Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen betroffen sind, die vergleichsweise hohe direkte Wertschöpfungsverluste erleiden.

Eine weitere Besonderheit findet sich in der Minimalsituation einer 4-stündigen partiellen Stromunterbrechung mit einer Versorgungslücke von 7,5 GWh, in dem die Anzahl der unterbrochenen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen in SZ3 mit 507 die Anzahl der aus dem Netz beziehenden Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen mit 504 übersteigt. Dieser Umstand geht auf das rolling-blackout-Verteilprinzip zurück. Wie häufig eine bestimmte Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination in einer partiellen Stromunterbrechung über das rolling blackout-Kriterium abgeschaltet wird, hängt von der definierten Stromversorgungslücke sowie der Dauer der partiellen Stromunterbrechung ab. Sobald jede Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination einmal abgeschaltet wurde, beginnt die Abschaltung von neuem. Dabei wird erneut zunächst die Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination abgeschaltet, deren Wertschöpfungsbeitrag am geringsten ist. Dies führt dazu, dass im vorliegenden Fall in der vierten Stunde drei Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen zum zweiten Mal abgeschaltet werden.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die Anwendung von Verteilprinzipien aus einer systemischen Perspektive zu einer Reduktion der direkten Wertschöpfungsverluste im Vergleich zu einer zufälligen oder proportionalen Verteilung führt. Dennoch ergeben sich aus den Ergebnissen in Tabelle 25 einige Fragen, wie beispielsweise nach der sektoralen Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste in den einzelnen Szenariorahmen und nach deren Einfluss auf die Höhe der direkten Wertschöpfungsverluste. Die gleiche Frage stellt sich für die Verteilung der regionalen Anteile, also: In welchen Regionen und Sektoren finden die Stromeinsparungen statt und wie verschieben sich diese Einsparungen zwischen den Bundesländern und Wirtschaftszweigen in Abhängigkeit des jeweiligen Szenariorahmens? Eine weitere Frage betrifft die zeitliche Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste, d.h. welchen Einfluss haben das gewählte Szenario und die Länge der partiellen Stromunterbrechung auf die direkten stündlichen Wertschöpfungsverluste? Um diese Fragen zu beantworten, werden im Folgenden die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien beispielhaft an der 2,5 GWh Stromversorgungslücke dargestellt²⁸. Dabei werden zunächst in Tabelle 26 und Tabelle 27 die prozentualen sektoralen bzw. regionalen Anteile einer 1-stündigen partiellen Stromunterbrechung präsentiert. Tabelle 28 und Tabelle 29 bzw. Tabelle 30 und Tabelle 31 zeigen diese Ergebnisse für eine 2- bzw. 4-stündige Versorgungslücke. Außerdem zeigen Abbildung 22 und Abbildung 23 die relative Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste je Stunde für eine 2- bzw. 4-stündige partielle Stromunterbrechung.

Tabelle 26 zeigt die relative Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste einer 1-stündigen partiellen Stromunterbrechung mit einer Versorgungslücke von 2,5 GWh über die nationalen Wirtschaftszweige je Szenariovariante 1 bis 4. Darüber hinaus wird zwischen der Minimal- und der Maximalsituation differenziert²⁹.

SZ1 repräsentiert eine zufällige Auswahl abgeschalteter Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen. Da es sich hier um eine zufällige Verteilung handelt, können keine Rückschlüsse aus der abgebildeten sektoralen Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste gezogen werden, sodass dieses Szenario im Folgenden nicht näher betrachtet wird. Die Ergebnisse aus SZ4 repräsentieren durch die Proportionalitätsannahme die sektoralen Anteile der

²⁸ Die entsprechenden Ergebnisse für die Szenariorechnungen mit einer angenommenen Versorgungslücke von 5 GWh bzw. 7,5 GWh finden sich im Anhang, siehe Tabelle 45, Tabelle 46, Tabelle 48, Tabelle 49, Tabelle 51, Tabelle 52, Tabelle 54, Tabelle 55, Tabelle 57, Tabelle 58, Tabelle 60 und Tabelle 61.

²⁹ Im Anhang befinden sich detaillierte Tabellen der prozentualen Verteilung der Wertschöpfungsverluste auf die 34 NACE-Wirtschaftszweige für alle gerechneten Szenariovarianten (siehe Tabelle 41 bis Tabelle 44 sowie Tabelle 47, Tabelle 50, Tabelle 53, Tabelle 56 und Tabelle 59). In der detaillierten Darstellung lassen sich zwar erste Verteilungseffekte erkennen, jedoch liefert eine aggregierte Darstellung eine übersichtlichere Möglichkeit zur Identifikation genereller Trends.

Wirtschaftszweige an der nationalen Wertschöpfung in den entsprechenden Zeitspannen. Die Ergebnisse der proportionalen Szenariovariante bieten in diesem Kontext die Möglichkeit, die Ergebnisse der anderen Szenariorechnungen anhand dieser nationalen Anteile einzuordnen. Die Ergebnisse aus SZ2 zeigen die Auswirkungen, die die Anwendung des an ökonomischer Effizienz orientierten Verteilprinzips auf die relativen Sektoranteile hat. Da, wie bereits erwähnt, das rolling blackout-Verteilprinzip erst in der zweiten Stunde zum Tragen kommt, entspricht das Ergebnis in SZ3 in diesem Fall dem Ergebnis aus SZ2. Allgemein können die Ergebnisse von SZ3 jedoch in Bezug auf SZ2 interpretiert werden, indem die Veränderung zwischen den Szenarien bei Stromunterbrechungen, die länger als 1 Stunde dauern, den Einfluss des rolling blackout-Verteilprinzips repräsentieren.

In SZ2 und SZ3 sind die Industrie- und Transportsektoren überproportional stark von der Stromverteilung betroffen. Dieser Effekt ist umgekehrt gültig für die Sektoren des GHD. Diese Trends verstärken sich von der Minimal- zur Maximalsituation. Die Landwirtschaft spielt in allen dargestellten Szenariovarianten eine untergeordnete Rolle.

Unter den Rationierungskriterien in SZ2 werden zunächst die Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen abgeschaltet, deren Beiträge zur direkten nationalen Wertschöpfung innerhalb der partiellen Stromunterbrechung am geringsten sind. Demzufolge sind zunächst besonders die Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen mit geringen VoLL-Werten betroffen, da dort durch das Verhältnis von eingesetzter Strommenge und resultierender direkter Wertschöpfung die größten Stromeinsparpotentiale bei vergleichsweise geringen direkten Wertschöpfungsverlusten auftreten. Aus der Übersicht der regionalen und sektoralen VoLL-Werte in Tabelle 20 geht hervor, dass die geringsten VoLL-Werte im Industriebereich und im Transportbereich im Inlandtransport vorkommen. In diesem Zusammenhang definieren die VoLL-Werte gemeinsam mit der nachgefragten Strommenge je Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination in den Zeiträumen der partiellen Stromunterbrechungen die abzuschaltenden Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen.

Vor diesem Hintergrund lässt sich die Zunahme der in Tabelle 26 dargestellten relativen Anteile der Industrie- und Transportsektoren von Minimal- zu Maximalsituation in SZ2 und SZ3 über die Höhe der sektoral nachgefragten Strommenge erklären. Im konkreten Fall werden die Minimalsituation (Sommer-Sonntag) und die Maximalsituation (Winter-Werktag) miteinander verglichen. Dabei kommt es in beiden Situationen mit 2,5 GWh zu einer identischen Versorgungslücke, jedoch ist die absolute Strommenge, die in allen Sektoren nachgefragt wird, in der Maximalsituation wesentlich höher als in der Minimalsituation, sodass die 2,5 GWh

Versorgungslücke in der Maximalsituation einen geringeren relativen Anteil an der gesamten Stromnachfrage hat. Dies führt dazu, dass unter den definierten Verteilprinzipien in SZ2 größere Strommengen in der Industrie- und im Transportbereich eingespart werden können, was einerseits zu einer Verschiebung der sektoralen Anteile der direkten Wertschöpfungsverluste führt, siehe Tabelle 26. Andererseits erklärt das auch die Auffälligkeit, warum die direkten Wertschöpfungsverluste in den Maximalsituationen der SZ2 und SZ3 geringer sind als in den entsprechenden Minimalsituationen (siehe Tabelle 25).

Tabelle 26: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 1h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen

Wirtschafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-12)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
Landwirtschaft	0,0%	0,5%	0,5%	1,7%	0,0%	1,3%	1,3%	0,6%
Industrie	23,0%	53,8%	53,8%	34,1%	1,8%	72,6%	72,6%	12,7%
Transport	3,0%	7,4%	7,4%	2,7%	0,0%	15,0%	15,0%	1,5%
GHD	74,0%	38,3%	38,3%	61,4%	98,2%	11,1%	11,1%	85,2%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 27 zeigt die prozentuale Verteilung der durch eine 1-stündige partielle Stromunterbrechung mit einer Versorgungslücke von 2,5 GWh resultierenden direkten Wertschöpfungsverluste je Bundesland für die SZ1 bis SZ4. Gleichzeitig wird zwischen den Ergebnissen für die Minimal- und die Maximalsituation differenziert. Da Tabelle 27 die Ergebnisse einer 1-stündigen partiellen Stromunterbrechung zeigt, sind die Ergebnisse von SZ2 und SZ3 wiederum identisch. Wie bereits in den Beschreibungen zu Tabelle 26 erläutert, spiegeln die Ergebnisse von SZ4 die jeweiligen Anteile der Bundesländer an der direkten nationalen Wertschöpfung in den definierten Zeitspannen wider. Die Ergebnisse in SZ1 sind die Folge einer zufälligen Verteilung. Hier steht der direkte absolute Wertschöpfungsverlust im Vordergrund, da sich die jeweilige sektorale und regionale Zusammensetzung von Fall zu Fall ändert. Daher wird dieses Szenario in den folgenden Ausführungen vernachlässigt.

Insgesamt scheint in SZ2 ein Zusammenhang zwischen der wirtschaftlichen Stärke eines Bundeslandes und dem Grad der Betroffenheit von Stromausfällen zu bestehen. Dabei gilt, je kleiner der relative Anteil an der direkten nationalen Wertschöpfung (siehe Ergebnisse von SZ4) desto größer sind die relativen Anteile an der Verteilung der Einsparungen. Es lässt sich erkennen, dass die wirtschaftlich starken Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen stark unterproportional von Stromunterbrechungen betroffen sind. Wohingegen die

Bundesländer, die einen vergleichsweise geringen Anteil zur nationalen Wertschöpfung beitragen, überproportional stark betroffen sind, siehe Brandenburg, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Saarland oder Sachsen-Anhalt. Der stark überproportionale Anteil an den Stromeinsparungen und somit an den direkten Wertschöpfungsverlusten der erwähnten Bundesländer variiert jedoch von der Minimal- zur Maximalsituation. Hierbei kommt es v.a. in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern zu einem weiteren starken Anstieg des regionalen Anteils an den direkten Wertschöpfungsverlusten. Hingegen bleibt Bremens Anteil konstant und die Anteile des Saarlandes und Sachsen-Anhalts sinken. Wie bereits in den Erklärungen zu der Verteilung der sektoralen Anteilen auf nationaler Ebene in Tabelle 26 können diese Effekte über die jeweiligen sektoralen VoLL-Werte in den Bundesländern sowie anhand der nachgefragten Strommenge der regionalen Sektoren in den betrachteten Zeitspannen erklärt werden. Hierbei gilt, dass die Größe eines regionalen Sektors in den vergleichsweise kleinen Bundesländern ebenfalls vergleichsweise klein ist, was zur Folge hat, dass diese Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen auch vergleichsweise wenig zur direkten nationalen Wertschöpfung beitragen und somit primär abgeschaltet werden.

Nachdem in Tabelle 26 und Tabelle 27 die Ergebnisse für eine 1-stündige Stromunterbrechung und deren Auswirkungen auf die sektorale und regionale Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste erläutert wurden, werden in den folgenden Tabelle 28 und Tabelle 29 die Ergebnisse einer 2-stündigen Stromunterbrechung dargestellt. Dies ist besonders hinsichtlich der Unterscheidung der Ergebnisse von SZ2 und SZ3 interessant, da im Folgenden die Auswirkungen der Implementierung des rolling blackout-Verteilprinzips auf die sektorale und regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste analysiert werden können.

Tabelle 27: Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 1h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen

Bundesland	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-12)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
BW	7,4%	1,7%	1,7%	15,7%	1,1%	2,9%	2,9%	14,2%
BY	23,1%	1,9%	1,9%	18,3%	26,8%	1,3%	1,3%	17,4%
BE	5,8%	6,6%	6,6%	3,7%	0,2%	4,1%	4,1%	4,4%
BB	2,9%	11,2%	11,2%	2,0%	0,0%	15,0%	15,0%	2,4%
HB	1,6%	9,4%	9,4%	1,1%	0,0%	9,6%	9,6%	1,0%
HH	4,2%	7,9%	7,9%	3,5%	0,6%	6,4%	6,4%	3,5%
HE	0,0%	2,5%	2,5%	8,7%	23,9%	3,6%	3,6%	8,6%
MV	1,0%	11,6%	11,6%	1,2%	0,0%	14,6%	14,6%	1,6%
NI	3,3%	3,8%	3,8%	8,6%	18,0%	4,8%	4,8%	8,9%
NW	14,0%	3,2%	3,2%	21,9%	21,9%	1,7%	1,7%	21,2%
RP	5,0%	1,3%	1,3%	4,4%	0,0%	4,0%	4,0%	4,5%
SL	2,5%	10,0%	10,0%	1,2%	0,0%	8,4%	8,4%	1,2%
SN	10,6%	4,2%	4,2%	3,4%	0,9%	3,9%	3,9%	4,0%
ST	4,0%	10,8%	10,8%	1,7%	0,0%	7,8%	7,8%	2,1%
SH	10,5%	6,6%	6,6%	2,7%	6,5%	4,7%	4,7%	3,1%
TH	4,2%	7,2%	7,2%	1,7%	0,3%	7,2%	7,2%	2,1%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 28 zeigt die sektoralen Anteile der Wertschöpfungsverluste einer 2-stündigen partiellen Stromunterbrechung mit einer Versorgungslücke von 2,5 GWh je Stunde auf nationaler Ebene. Außerdem wird wiederum zwischen Minimal- und Maximalsituation unterschieden. Wie bereits in den voranstehenden Tabellen zeigen die Ergebnisse von SZ4 die proportionalen Anteile an der nationalen Wertschöpfung in den betrachteten Zeitperioden. Diese variieren im Vergleich zu der 1-stündigen partiellen Stromunterbrechungen nur geringfügig. Jedoch kann in SZ4 eine Verschiebung der sektoralen Anteile von der Minimal- zur Maximalsituation beobachtet werden. Dabei kommt es vor allem zu einer starken Reduktion des Anteils der Industriesektoren und gleichzeitig zu einem starken Zuwachs der Anteile der GHD-Sektoren. Dieser Zusammenhang wurde bereits in Unterkapitel 4.2 beschrieben und in Abbildung 21 (sowie Abbildung 28 und Abbildung 29 im Anhang) dargestellt.

Der Vergleich der Ergebnisse von SZ2 und SZ3 zeigt sowohl in der Minimal- als auch in der Maximalsituation einen Rückgang der Anteile der Industrie- als auch der Transportsektoren, gleichzeitig nimmt der Anteil der GHD-Sektoren zu. Das Ausmaß der Veränderungen ist in der Minimalsituation jedoch ausgeprägter. Bereits in den Ausführungen zu Tabelle 25 wurden die Differenz der Wertschöpfungsverluste aus SZ3 zu SZ2 als volkswirtschaftliche Kosten der

Implementierung des rolling blackout-Verteilprinzips bezeichnet. Da es in SZ3 nach einer Stunde zu einem Wechsel der betroffenen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen kommt, sind höhere Wertschöpfungsverluste offensichtlich. Über die in Tabelle 28 dargestellten Ergebnisse können die mit den zusätzlichen direkten Wertschöpfungsverlusten verbundenen Veränderungen in der relativen sektoralen Verteilung lokalisiert und somit näher erläutert werden. Diese resultieren aus der Verschiebung der Anteile der Wertschöpfungsverluste von den Industrie- zu den GHD-Sektoren, da in den GHD-Sektoren mit einer kWh Elektrizität eine im Vergleich zu den Industrie- und Transportbereichen vergleichsweise hohe direkte Wertschöpfung erzielt wird. So ist ein Anstieg des Anteils der direkten Wertschöpfungsverluste in den GHD-Sektoren mit einem höheren direkten Wertschöpfungsverlust verbunden.

Tabelle 28: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 2h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen

Wirtschaftszweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
Landwirtschaft	0,8%	0,4%	5,5%	1,6%	0,0%	1,4%	0,4%	0,6%
Industrie	59,0%	57,9%	43,0%	33,6%	71,9%	74,5%	73,1%	12,8%
Transport	1,6%	7,9%	6,2%	2,6%	0,4%	15,1%	11,2%	1,4%
GHD	38,6%	33,7%	45,3%	62,2%	27,7%	9,0%	15,3%	85,2%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 29 stellt die regionalen Anteile der direkten Wertschöpfungsverluste durch eine 2-stündige partielle Stromunterbrechung mit 2,5 GWh je Stunde für die vier Szenarien dar. Außerdem werden für alle Szenarien die Minimal- und die Maximalsituationen wiedergegeben.

In diesem Zusammenhang geben die Ergebnisse aus SZ4 wiederum die regionalen Anteile an der gesamten direkten deutschen Wertschöpfung in den betrachteten Zeitspannen wieder. Die Anteile in den Minimal- und Maximalsituationen ändern sich lediglich im Rundungsbereich im Gegensatz zu den Ergebnissen der Minimal- und Maximalsituationen der Szenarienrechnungen einer 1-stündigen partiellen Stromunterbrechung, siehe Tabelle 27.

Die Tendenz, die in Bezug auf die Ergebnisse aus Tabelle 27 beobachtet wurde, dass wirtschaftlich vergleichsweise starke Bundesländer unterproportional und vergleichsweise schwächere Bundesländer überproportional zur Einsparung der definierten Strommenge in SZ2 und SZ3 beitragen, wird durch die Ergebnisse in Tabelle 29 bestätigt. Dies gilt sowohl für die Minimal- als auch die Maximalsituation. Jedoch fallen diese Effekte für die meisten der erwähnten Bundesländer unter dem rolling blackout-Verteilprinzip in SZ3 geringer aus als unter dem

ausschließlich an ökonomischer Effizienz orientierten Verteilprinzip in SZ2. Konkret bedeutet dies, dass zunächst in SZ2 vermehrt Sektoren aus den vergleichsweise kleinen Bundesländern abgeschaltet werden, das Verteilprinzip in SZ3 jedoch einen Wechsel der betroffenen Sektoren nach einer Stunde herbeiführt, der zu einer geringen Reduktion der überproportionalen Anteile der kleinen Bundesländer an den gesamten direkten Wertschöpfungsverlusten führt. Allerdings verbleiben die Anteile auf einem vergleichsweise hohen Niveau.

Tabelle 29: Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 2h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen

Bundesland	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
BW	7,1%	1,8%	0,6%	15,7%	0,0%	3,0%	1,7%	14,2%
BY	30,1%	2,0%	1,1%	18,3%	22,6%	1,3%	1,4%	17,4%
BE	9,3%	7,1%	5,5%	3,7%	9,1%	4,2%	8,8%	4,4%
BB	2,4%	9,2%	9,5%	2,0%	0,0%	15,6%	10,8%	2,4%
BR	0,0%	8,8%	6,4%	1,1%	0,0%	9,8%	9,8%	1,0%
HH	2,8%	7,4%	6,5%	3,5%	0,0%	6,5%	8,8%	3,4%
HE	7,4%	2,7%	3,5%	8,7%	0,0%	3,6%	5,1%	8,6%
MV	1,4%	12,6%	9,2%	1,2%	0,4%	14,9%	11,1%	1,6%
NI	13,8%	4,0%	2,8%	8,6%	0,0%	4,9%	3,7%	8,9%
NW	15,4%	3,5%	1,1%	21,9%	33,8%	1,7%	2,8%	21,2%
RP	4,5%	1,4%	6,8%	4,4%	14,2%	4,1%	2,6%	4,5%
SL	1,5%	11,0%	9,1%	1,2%	0,0%	8,6%	8,2%	1,2%
SN	1,9%	4,5%	7,7%	3,4%	3,4%	1,5%	7,0%	4,0%
ST	0,0%	10,3%	9,3%	1,7%	0,0%	8,0%	6,7%	2,1%
SH	1,5%	7,1%	7,8%	2,7%	0,0%	4,7%	5,2%	3,1%
TH	0,8%	6,5%	13,1%	1,7%	16,7%	7,4%	6,3%	2,1%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 30 zeigt die prozentuale sektorale Verteilung der aus einer 4-stündigen Stromversorgungslücke der Größenordnung von 2,5 GWh je Stunde resultierenden direkten nationalen Wertschöpfungsverluste für die Szenarien 1 bis 4 sowie die Minimal- und Maximalsituation.

Das besonders Interessante dieser Ergebnisse wird im Vergleich zu den 1-stündigen und 2-stündigen partiellen Stromunterbrechungen, siehe Tabelle 26 und Tabelle 28, deutlich. Zunächst kann festgehalten werden, dass die proportionalen Anteile in SZ4 nur geringfügig von den entsprechenden Anteilen einer 1-stündigen und 2-stündigen partiellen Stromunterbrechung abweichen. Der Vergleich der Entwicklungen der Anteile der Sektoren an den gesamten Wertschöpfungsverlusten zwischen den unterschiedlichen Stromunterbrechungslängen in SZ3 zeigt,

dass der Industrieanteil vor allem in der Maximalsituation in einer 4-stündigen Stromunterbrechung stark abnimmt. Die gleiche Entwicklung kann bei den Transportsektoren festgestellt werden. Gleichzeitig kommt es in den Sektoren des GHD zu einem starken Anstieg der Anteile der Wertschöpfungsverluste. Die Begründung für diese Entwicklung liegt wiederum in der Anwendung des rolling blackout-Verteilprinzips in SZ3. Dabei gilt, je länger die Stromunterbrechung, desto wirkungsvoller ist das rolling blackout-Verteilprinzip, da mit jeder zusätzlichen Stunde der partiellen Stromunterbrechung die Auswahlmöglichkeiten der noch nicht abgeschalteten und damit noch zur Auswahl stehenden Sektoren geringer werden. Dies führt dazu, dass in den späteren Stunden der partiellen Stromunterbrechung auch Sektoren abgeschaltet werden müssen, die einen vergleichsweise hohen Anteil an der direkten nationalen Wertschöpfung haben. Dabei handelt es sich mit zunehmender Stromunterbrechungsdauer um GHD-Sektoren.

Tabelle 30: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 4h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenarioahmen

Wirtschafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-10)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
Landwirtschaft	1,2%	0,4%	4,4%	1,5%	0,0%	1,4%	6,4%	0,6%
Industrie	36,5%	57,8%	41,3%	32,8%	16,1%	73,1%	54,3%	13,0%
Transport	8,4%	7,8%	6,9%	2,6%	0,3%	14,6%	8,3%	1,5%
GHD	53,9%	34,1%	47,5%	63,1%	83,6%	10,9%	31,0%	84,9%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Wie Tabelle 27 und Tabelle 29 zeigt auch Tabelle 31 die regionalen Anteile der direkten Wertschöpfungsverluste aus einer partiellen Stromunterbrechung mit einer Versorgungslücke von 2,5 GWh für die unterschiedlichen Szenarien sowie die Minimal- und Maximalsituationen. Im Gegensatz zu Tabelle 27 und Tabelle 29 werden in Tabelle 31 jedoch keine Ergebnisse einer 1-stündigen bzw. 2-stündigen sondern eine 4-stündigen partielle Stromunterbrechung dargestellt.

Die Ergebnisse in SZ4 weichen wiederum lediglich im Nachkommabereich von den Ergebnissen einer 1-stündigen bzw. 2-stündigen partiellen Stromunterbrechung ab. Es zeigt sich somit, dass die proportionalen Anteile der Bundesländer in den unterschiedlichen Berechnungen konstant sind.

Darüber hinaus bestätigen die in Tabelle 31 dargestellten Ergebnisse die Annahme, dass vergleichsweise schwächere Bundesländer stärker von den Stromverteilungsmechanismen in SZ2 und SZ3 betroffen sind. Dabei setzt sich der bereits in den Ergebnissen der 2-stündigen partiellen Stromunterbrechung beobachtete Trend fort, dass dieser Effekt mit zunehmender Länge der

partiellen Stromunterbrechung im Vergleich zu einer 1-stündigen partiellen Stromunterbrechung abnimmt. Dieser bleibt jedoch auf einem überproportional hohen Niveau.

Tabelle 31: Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste aus 4h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen je Szenariorahmen

Bundesland	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-10)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
BW	35,6%	1,8%	3,7%	15,6%	8,0%	2,9%	2,4%	14,2%
BY	22,7%	2,0%	1,7%	18,2%	41,6%	1,3%	1,1%	17,5%
BE	0,3%	7,2%	6,9%	3,8%	0,0%	4,1%	6,7%	4,4%
BB	2,6%	9,3%	8,0%	2,0%	0,0%	15,6%	8,9%	2,3%
BR	1,1%	9,0%	5,3%	1,1%	0,6%	9,5%	5,2%	1,0%
HH	0,8%	7,5%	6,5%	3,5%	0,0%	6,4%	9,0%	3,4%
HE	10,6%	2,7%	6,1%	8,8%	0,0%	3,5%	3,4%	8,6%
MV	0,6%	12,7%	5,0%	1,2%	0,0%	14,5%	8,0%	1,6%
NI	7,4%	4,0%	4,6%	8,6%	3,7%	4,7%	2,6%	8,9%
NW	5,9%	3,5%	3,4%	21,9%	31,3%	1,7%	2,0%	21,2%
RP	1,6%	1,4%	9,2%	4,4%	3,8%	4,0%	8,0%	4,5%
SL	0,3%	11,4%	5,9%	1,2%	0,0%	8,4%	8,1%	1,2%
SN	3,3%	4,4%	10,2%	3,4%	0,0%	3,8%	4,9%	4,0%
ST	2,7%	9,1%	7,5%	1,8%	0,0%	7,8%	11,0%	2,1%
SH	2,6%	7,1%	8,6%	2,7%	10,8%	4,6%	7,1%	3,1%
TH	1,9%	6,8%	7,5%	1,8%	0,2%	7,2%	11,7%	2,1%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Der Vergleich der einzelnen Szenarien untereinander in Abhängigkeit der Stromunterbrechungsdauer zeigt für die Ergebnisse in SZ3, dass sich die regionalen Anteile mit zunehmender Unterbrechungsdauer an die proportionalen Anteile in SZ4 annähern (dieser Effekt kann auch für die Wirtschaftszweige beobachtet werden). Dieser in den Ergebnissen zu SZ3 zu beobachtende Effekt ist eine logische Folge des rolling blackout-Verteilprinzips. Sobald eine Situation eintritt, in der genau die Menge Strom eingespart wird, dass jede mögliche Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination genau einmal abgeschaltet werden muss, entspricht das Ergebnis aus SZ3 ungefähr dem Ergebnis in SZ4. Ungefähr, aber nicht exakt, weil je nach Länge der Unterbrechung geringfügige Abweichungen möglich sind, die auf die Reihenfolge der Abschaltungen zurückzuführen sind, da jede einzelne Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination in Abhängigkeit der jeweiligen Stunde unterschiedlich hohe Wertschöpfungen erwirtschaftet. In den Ergebnissen in Tabelle 25 wurde für SZ3 in der Minimalsituation mit einer stündlichen Versorgungslücke von 7,5 GWh ein Fall präsentiert, in dem jede mögliche Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination einmal abgeschaltet wurde und danach noch drei Sektoren zum

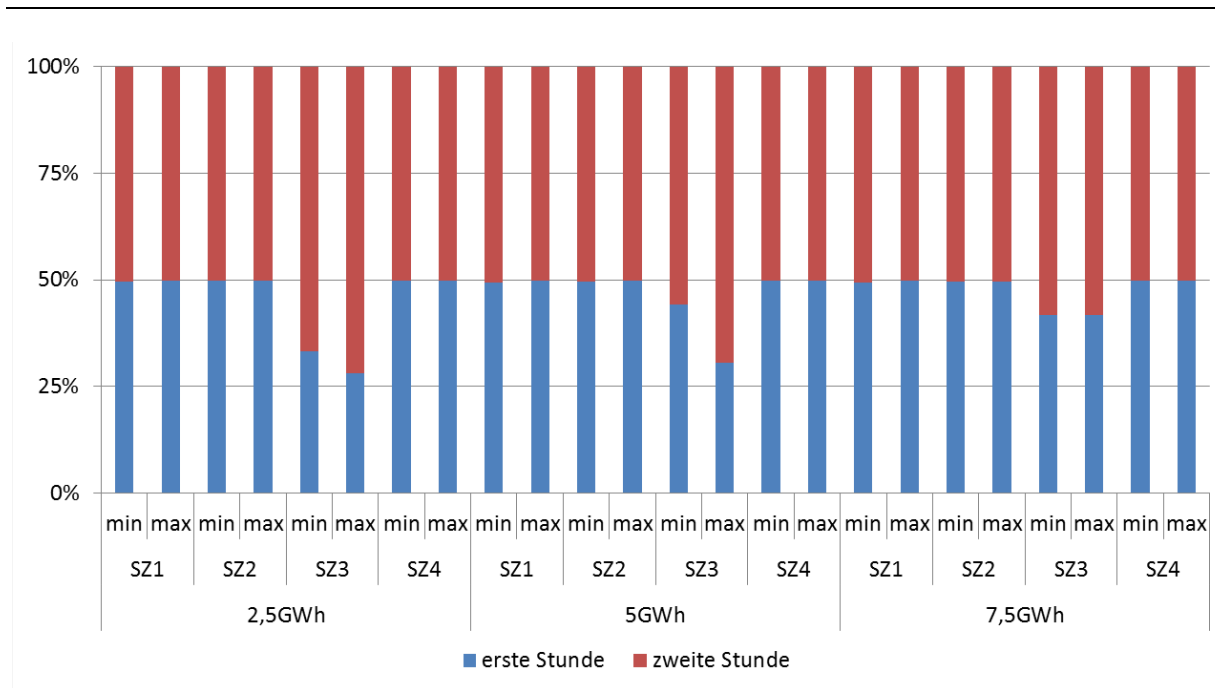
zweiten Mal abgeschaltet werden mussten, um die stündliche Stromversorgungslücke zu schließen. Die prozentualen sektoralen und regionalen Anteile an den nationalen Wertschöpfungsverlusten entsprechen in diesem Fall ungefähr den Ergebnissen aus dem entsprechenden SZ4, siehe Tabelle 60 und Tabelle 61 im Anhang.

Aus den bisherigen Ausführungen zu den prozentualen regionalen und sektoralen Anteilen an den direkten nationalen Wertschöpfungsverlusten konnte vor allem für SZ3 der Trend beobachtet werden, dass sich die Anteile der sektoralen Wertschöpfungsverluste mit zunehmender Länge der partiellen Stromunterbrechungen zwischen den Wirtschaftszweigen von den Industriesektoren zu den GDH-Sektoren verschieben (siehe Tabelle 28 und Tabelle 30). Des Weiteren wird aus Tabelle 25 ersichtlich, dass diese Verschiebungen mit höheren direkten Wertschöpfungsverlusten verbunden sind. Diese Tendenz ist ausgeprägter, je größer die definierte Versorgungslücke und je länger die Dauer der partiellen Stromunterbrechung sind. Um diesen Trend zu überprüfen, werden im Folgenden die stündlichen Anteile an den gesamten direkten Wertschöpfungsverlusten von 2- und 4-stündigen Stromunterbrechungen je Szenario in Abbildung 22 und Abbildung 23 dargestellt. Dabei zeigt Abbildung 22 die relative stündliche Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste einer 2-stündigen Stromunterbrechung für die Minimal- und Maximalsituationen der definierten Versorgungslücken 2,5 GWh, 5 GWh und 7,5 GWh. Abbildung 23 präsentiert diese Ergebnisse für die 4-stündigen Stromunterbrechungen.

Aus Abbildung 22 wird deutlich, dass es in den Szenarien SZ1, SZ2 und SZ4 zwischen den Stunden in den jeweiligen Minimal- und Maximalsituationen lediglich zu geringfügigen Unterschieden kommt. Unabhängig von der angenommenen Versorgungslücke der partiellen Stromunterbrechungen, bleibt das Verhältnis zwischen den Stunden der jeweiligen Minimal- und Maximalsituation bei ca. 1:1. Das Verhältnis beträgt nicht exakt 1:1, weil die nationale Stromnachfrage in den verschiedenen Stunden einer Stromunterbrechung unterschiedlich hoch ist.

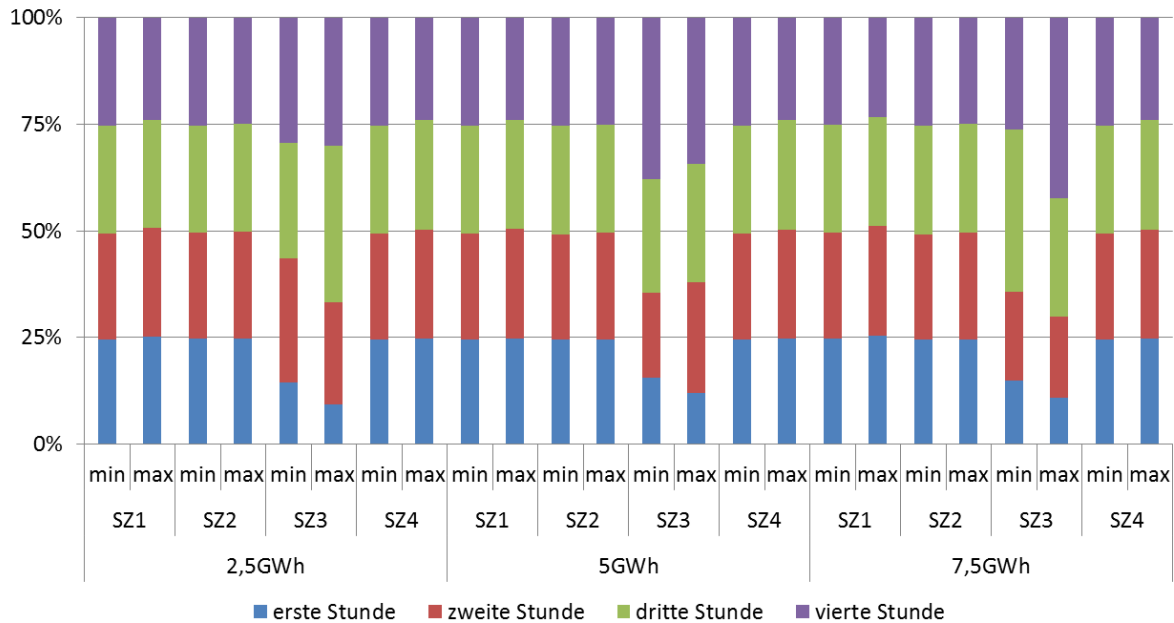
Die Ergebnisse zu SZ3 in Abbildung 22 bestätigen den bisher beobachteten Trend, dass das rolling blackout-Verteilprinzip unterschiedliche stündliche Anteile der Wertschöpfungsverluste zur Folge hat. Durch den Wechsel der betroffenen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen treten in der zweiten Stunde höhere direkte Wertschöpfungsverluste als in der ersten Stunde auf. Dieser Effekt findet in den Maximalsituationen ausgeprägter statt.

Abbildung 22: Stündliche Verteilung der Wertschöpfungsverluste aus 2h Stromunterbrechungen je Szenarioahmen



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Der in Abbildung 22 dargestellte Effekt, dass das rolling blackout-Kriterium in SZ3 Einfluss auf die stündlichen Anteile der direkten Wertschöpfungsverluste hat, kann über die in Abbildung 23 dargestellten Ergebnisse 4-stündiger partieller Stromunterbrechungen bestätigt werden. Dabei kann für SZ3 festgestellt werden, dass mit fortschreitender Dauer der partiellen Stromunterbrechung die stündlichen Anteile an den direkten Wertschöpfungsverlusten zunehmen. Dies gilt für alle angenommenen Versorgungslücken. Dabei unterscheiden sich jedoch die Anteile der Wertschöpfungsverluste zwischen den Minimal- und Maximalsituationen. So hat die erste Stunde in den Minimalsituationen einen höheren Anteil an den direkten Wertschöpfungsverlusten als die erste Stunde in den Maximalsituationen. Für alle anderen Szenariovarianten bleibt das Verhältnis zwischen den einzelnen Stunden ungefähr gleich.

Abbildung 23: Stündliche Verteilung der Wertschöpfungsverluste aus 4h Stromunterbrechungen je Szenariorahmen

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

4.6 Interpretation partieller Stromunterbrechungen

Die Analyse partieller Stromunterbrechungen hat gezeigt, dass die direkten Wertschöpfungsverluste durch mehrere Einflüsse bestimmt werden. Neben der allgemeinen Ausgestaltung des jeweiligen Szenarienrahmens mit unterschiedlichen Startzeitpunkten und Unterbrechungsdauern haben vor allem die jeweiligen angenommenen Stromversorgungslücken sowie die unterschiedlichen Verteilprinzipien für die Szenarien SZ1 bis SZ4 Einfluss auf die resultierenden Wertschöpfungsverluste. Dabei unterscheiden sich die aus den Ergebnissen resultierenden Informationen und Rückschlüsse je nach angewendetem Szenario. Beispielsweise können aus dem random rationing-Szenario zwar Rückschlüsse über mögliche Wertschöpfungsverluste gewonnen werden, jedoch bildet dieses Szenario immer nur einen Einzelfall ab, aus dem kein Muster abgeleitet werden kann, aus dem Rückschlüsse für zukünftige zufällige partielle Stromunterbrechungen gewonnen werden können. Der Grund hierfür liegt darin, dass in SZ1 aus jeder Simulation einer partiellen Stromunterbrechung eine neue, zufällige regionale und sektorale Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste resultiert.

Insgesamt hat die Betrachtung einer ungesteuerten Verteilung der Reststrommenge (SZ1) jedoch gezeigt, dass dies im Vergleich zu einer gezielten Steuerung (SZ2 – SZ4) zu einem tendenziell höherem direkten nationalen Wertschöpfungsverlust führt. In diesem Zusammenhang

bieten die Ergebnisse aus SZ2 Informationen zu den geringstmöglichen direkten Wertschöpfungsverlusten. Dies basiert auf dem in diesem Szenario an ökonomischer Effizienz orientierten Verteilprinzip.

Die Einführung des rolling blackout-Verteilprinzips in SZ3 kann als ein Verteilprinzip angesehen werden, das für ein gewisses Maß an Gleichbehandlung aller industriellen und gewerblichen Stromnutzer sorgt. Dabei wird die Reststrommenge in den einzelnen Stunden jeweils zwar nach ökonomischen Kriterien verteilt, jedoch findet ein stündlicher Wechsel der betroffenen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen statt. Daher kann die Differenz zwischen SZ3 und SZ2 als volkswirtschaftliche Kosten des in SZ3 zusätzlich eingeführten rolling blackout-Verteilprinzips ausgedrückt werden. Dieser Zusammenhang besitzt weitreichende, über das beschriebene Verhältnis hinausgehende Gültigkeit. Neben den ökonomischen Kriterien können auch andere Kriterien (z.B. politisch oder soziale) die Entscheidungsgrundlage für die Verteilung einer gewissen Reststrommenge bilden, siehe Unterkapitel 4.4. Dies würde zu anderen Ergebnissen führen, sowohl was die Anzahl der unterbrochenen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen als auch die Höhe der Wertschöpfungsverluste betrifft. In diesem Zusammenhang drückt die Differenz der Ergebnisse eines bestimmten Verteilprinzips zu den Ergebnissen des an ökonomischer Effizienz orientierten Verteilprinzips in SZ2 die jeweiligen volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Sinne zusätzlicher direkter Wertschöpfungsverluste aus.

Die proportionale Rationierung in SZ4 führt dazu, dass sowohl die regionalen als auch die sektoralen Ergebnisse für die unterschiedlichen Längen der Stromunterbrechungen die prozentualen regionalen und sektoralen Anteile an den direkten nationalen Wertschöpfungsverlusten in diesen Situationen widerspiegeln. Anhand dieser Erkenntnisse lassen sich die Ergebnisse aus den SZ2 und SZ3 in den nationalen Kontext einordnen, sodass über- und unterproportionale sektorale und regionale Anteile an den direkten nationalen Wertschöpfungsverlusten identifiziert werden können.

In diesem Zusammenhang liefern vor allem die Ergebnisse der SZ2 und SZ3 einige interessante Erkenntnisse. So sind vor allem Industrie- und Transportsektoren überproportional von den Rationierungen betroffen, wobei dieser Zusammenhang umgekehrt für die GHD-Sektoren gilt. Außerdem ist eine klare Tendenz zu beobachten, dass vor allem vergleichsweise kleine Bundesländer stark überproportional und große Bundesländer stark unterproportional von den Rationierungen betroffen sind. Diese Effekte sind besonders in den Ergebnissen von SZ2 sichtbar. Wohingegen das Verteilprinzip in SZ3 dafür sorgt, dass sich bei einer ausreichend langen partiellen Stromunterbrechung die Ergebnisse von SZ3 und SZ4 angleichen.

Die Ergebnisse aus SZ2 verursachen aus volkswirtschaftlicher Sicht die geringsten Wertschöpfungsverluste. Dies bedeutet, dass ein Abschaltverfahren, das sich an diesen Ergebnissen orientiert, erheblichen Einfluss auf die wirtschaftlichen Entwicklungen in den einzelnen Bundesländern haben kann, falls eine Abschaltung greift. Da vor allem die vergleichsweise wirtschaftlich schwächeren Bundesländer von den Rationierungen betroffen sind, ist zu erwarten, dass dies direkte Folgen für unternehmerische Investitionstätigkeiten in diesen Bundesländern hätte. Es kann angenommen werden, dass Unternehmen ihre Standortentscheidungen dementsprechend anpassen und eher in anderen Bundesländern investieren würden, es sei denn, es würden ausreichend hohe Kompensationszahlungen geleistet, welche dabei einen umgekehrten Effekt auf die Standortentscheidungen von Unternehmen haben könnten. Dies könnte dazu führen, dass Unternehmen, die eine hohe Substitutionsfähigkeit ihrer Arbeitsschritte besitzen, gerade aufgrund der möglichen Kompensationen in diesen Bundesländern investieren würden. Jedoch existieren die technischen Möglichkeiten einer sektor- und regionsscharfen Abschaltung von Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen nicht in dem Maße, wie sie für die praktische Anwendung von SZ2 benötigt werden, sodass die Schlussfolgerungen und Implikationen für einzelne Bundesländer bislang rein hypothetisch sind. Eine genaue Verortung potentieller direkter Wertschöpfungsverluste unter den unterschiedlichen Verteilprinzipien in SZ1 – SZ4 kann insgesamt einen immensen Informationsmehrwert für vorbereitende Maßnahmen und das Management von Stromunterbrechungen darstellen.

4.7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen für das weiter Vorgehen

Die Analyseergebnisse aus den Unterkapiteln 4.1 bis 4.3, in denen durch die Kombination des VoLL mit individuellen Stromlastprofilen und unter den Annahmen einer makroökonomischen Produktionsfunktion die Zeiträume identifiziert wurden, in denen es für eine 1-, 2- bzw. eine 4-stündige Stromunterbrechung regional, sektoral aber auch national zu den minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverlusten kommt, bildeten die Grundlage für das weitere Vorgehen in Unterkapitel 4.4 bis 4.6.

Aus den Ergebnissen aus Unterkapitel 4.1 bis 4.3 geht ein Korridor hervor, der die Bandbreite der möglichen direkten Wertschöpfungsverluste national, regional und sektoral für die jeweilige Stromunterbrechungsdauer definiert. Aufbauend auf diesen Ergebnissen wurde für die Zeiträume, in denen es in Deutschland zu den jeweils minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverlusten (Minimal- und Maximalsituation) kommt, angenommen, dass in diesen Situationen die Stromnachfrage das Stromangebot übersteigt und daraus unterschiedliche Versorgungslücken resultieren. Für diese partiellen Stromunterbrechungen wurden

verschiedene Szenarien definiert, die auf unterschiedlichen Verteilprinzipien für die Versorgungslücke basieren.

Aufgrund der regional- und sektoraldifferenzierten Datenbasis konnten belastbare individuelle Ergebnisse berechnet werden, deren Aussagekraft als wesentlich höher einzuschätzen ist als in bislang veröffentlichten Studien. Dies kann vor allem damit begründet werden, dass die individuellen Stromlastprofile in der Kombination mit den jeweiligen regionalen und sektoralen VoLL einerseits konzeptionelle Nachteile der Analyse von Wertschöpfungsverlusten mithilfe eines makroökonomischen Ansatzes lösen. Dies betrifft vor allem die Berücksichtigung unterschiedlicher Startzeitpunkte sowie verschiedener Stromunterbrechungslängen (siehe Unterkapitel 2.4.2). Andererseits führt die Anwendung individueller Stromlastprofile als Datenbasis für die Ermittlung von zeitabhängigen direkten Wertschöpfungsverlusten dazu, dass regionale und sektorale Besonderheiten und Abweichungen vom nationalen Mittelwert berücksichtigt werden. Dies äußert sich beispielsweise darin, dass sich die relative Bedeutung der einzelnen Bundesländer bzw. der einzelnen Wirtschaftszweige zwischen den Minimal- und Maximalsituationen verändert (siehe Tabelle 22 bzw. Tabelle 23 sowie Abbildung 19 bzw. Abbildung 20).

Die Ergebnisse der bisherigen makroökonomischen Analyse beziffern dabei den direkten Wertschöpfungsverlust (siehe Tabelle 4 in Unterkapitel 2.3). Indirekte, entlang der Wertschöpfungskette auftretende Wertschöpfungsverluste sowie materielle Schäden an Produktionsanlagen oder Gebäuden wurden nicht betrachtet. Ebenso wenig wurden mögliche positive Effekte einer Stromunterbrechung berücksichtigt, z.B. Aufträge für Unternehmen, die die Stromversorgung wiederherstellen oder Schäden beseitigen. Somit liegt der Schluss nahe, dass die tatsächlich auftretenden Gesamtkosten der betrachteten Stromunterbrechungen gegebenenfalls höher liegen können, wenn sowohl indirekt auftretende Effekte als auch materielle Schäden in die Analyse einbezogen würden.

Zur Durchführung einer ganzheitlichen Analyse können indirekt auftretende Wertschöpfungsverluste über eine Input-Output-Analyse relativ einfach in eine makroökonomische Betrachtung integriert werden, um die gesamten Wertschöpfungsverluste abzubilden. Daher wird im folgenden Kapitel 5 die Multiregionale Input-Output-Tabelle (MRIO) vorgestellt, die die Basis für die Input-Output-Analyse darstellt. Materielle Schäden hingegen bleiben weiterhin von der Analyse exkludiert, da diese über den gewählten makroökonomischen Ansatz nicht erfasst werden.

5 Input-Output-Analyse

Allgemein gilt die Input-Output-Analyse als eine elementare Methode zur ökonomischen Analyse wirtschaftlicher Verflechtungen. Daher ist die Input-Output-Rechnung besonders für die Erfassung und Prognose von Multiplikatoreffekten geeignet [Lauschmann, 1976, S. 183]. Nach Stäglin [2005] handelt es sich bei der Input-Output-Rechnung um „das einzige bisher bekannte System, das die [...] vielfältigen Bezugs- und Lieferverflechtungen einschließlich der möglichen Anstoß-, Mitzieh- und Rückkoppelungseffekte erfasst“ [Stäglin, 2005, S. 261]. Bei der Multiregionalen Input-Output-Analyse handelt es sich um eine in der Ökonomie etablierte und vielseitig genutzte Methode, um beispielsweise die Auswirkungen gesellschaftlicher, ökonomischer oder politischer Prozesse auf Handelsverknüpfungen zwischen unterschiedlichen Regionen zu untersuchen. Die Regionseinteilung kann dabei auch anhand subnationaler Grenzen, wie z.B. Bundesländern, erfolgen [Többen und Kronenberg, 2015, S. 487]. Im Unterschied zu nationalen oder regionalen Input-Output-Tabellen verknüpfen MRIO-Tabellen mehrere Regionen und ermöglichen, so die indirekten inländischen Effekte in intraregionale und interregionale Effekte zu unterteilen [Maier et al., 2006, S. 50]. Auf diese Weise können indirekte Effekte sowohl regional als auch sektoral genau verortet werden.

Daher ist es sinnvoll, die Input-Output-Rechnung als Analyseansatz zur Ermittlung indirekter Wertschöpfungsverluste, die im Rahmen des in Kapitel 4 ermittelten Stromunterbrechungsszenarien ausgelöst werden, heranzuziehen. Dies ermöglicht eine ganzheitliche Betrachtung, die auch weitgehende wirtschaftsstrukturelle Interdependenzen und deren Auswirkungen auf die indirekten Wertschöpfungsverluste miteinbezieht. In diesem Zusammenhang bietet die gewählte lineare Produktionsfunktion den Vorteil der einfachen Integration in die Input-Output-Rechnung (siehe Unterkapitel 2.4.2). Hierzu kann für die 16 Bundesländer auf die von Többen [2017] erstellte Multiregionale Input-Output-Tabelle (MRIO) zurückgegriffen werden.

Das folgende Kapitel 5 gliedert sich wie folgt. Zunächst findet in Unterkapitel 5.1 eine theoretische Diskussion der allgemeinen Funktionsweise der Input-Output-Rechnung statt. Im Zuge dessen werden das statisch offene Mengenmodell dargestellt und dessen Annahmen diskutiert. Unterkapitel 5.2 skizziert den Aufbau und die Funktionsweise der für diese Analyse verwendeten Multiregionalen-Input-Output-Tabelle. In Unterkapitel 5.3 wird zunächst geprüft, ob es zu abweichenden Startzeiten der nationalen und regionalen Minimal- und Maximalsituationen kommt, wenn diese auf Grundlage der gesamten Wertschöpfungsverluste, und nicht wie in Unterkapitel 4.5 lediglich auf der Grundlage der direkten Wertschöpfungsverluste, ermittelt werden. Daran anschließend werden die indirekten Wertschöpfungsverluste der nationalen und

partiellen Stromunterbrechungen sowie deren regionale Verteilung berechnet und analysiert. Dieses Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung.

5.1 Theoretische Grundlagen der Input-Output-Rechnung³⁰

In einer Volkswirtschaft sind Unternehmen über die Wertschöpfungskette sowohl wirtschaftlich als auch technisch miteinander verbunden. Dies geschieht auch über die Grenzen des jeweils eigenen Wirtschaftszweigs hinaus [Praktiknjo, 2013]. Das Ziel der Input-Output-Rechnung ist die detaillierte Darstellung dieser wirtschaftlichen Interdependenzen und Beziehungen von Nachfragern und Anbietern innerhalb eines bestimmten Gebietes in einer Tabelle, der sogenannten Input-Output-Tabelle [Maier et al., 2006, S. 41]. Diese wird jährlich von den statistischen Ämtern erstellt und veröffentlicht. Jeder Produktionsbereich tritt in der Input-Output-Tabelle als Anbieter oder als Nachfrager auf [Miller und Blair, 2009, S. 10f.]. Aus der Aggregation zu Sektoren folgt, dass jeder Produktionsbereich genau ein homogenes Gut herstellt [Bleses, 2007, S. 88]. Die folgende Tabelle 32 zeigt eine vereinfachte Darstellung einer Input-Output-Tabelle.

³⁰ Teile des Kapitels 5.1 sind zusammengefasst aus der Masterarbeit „SCHRÖDER, T. (2012) Beschäftigungseffekte der Offshore-Windenergie in Niedersachsen: Eine regionale Input-Output-Analyse. Institut für Geographie, Universität Bremen“. Die Arbeit ist als Student Research Report online verfügbar [Schröder, 2012].

Tabelle 32: Aufbau einer Input-Output-Tabelle

	Primärer Bereich	Sekundärer Bereich	Tertiärer Bereich	Intermediäre Verwendung	Letzte Verwendung	Exporte	Gesamte letzte Verwendung	Gesamte Verwendung
Primärer Bereich	$z_{1,1}$	$z_{1,2}$	$z_{1,3}$	z_1^D	d_1	e_1	f_1	u_1
Sekundärer Bereich	$z_{2,1}$	$z_{2,2}$	$z_{2,3}$	z_2^D	d_2	e_2	f_2	u_2
Tertiärer Bereich	$z_{3,1}$	$z_{3,2}$	$z_{3,3}$	z_3^D	d_3	e_3	f_3	u_3
Intermediäre Inputs	z_1^U	z_2^U	z_3^U					
Primärinputs	w_1	w_2	w_3					
Produktionswert	x_1	x_2	x_3					
Importe	m_1	m_2	m_3					
Gesamtes Aufkommen	s_1	s_2	s_3					

Quelle: Eigene Darstellung nach [Kronenberg, 2009, S. 43]

Die Input-Output-Tabelle besteht aus drei Quadranten. Die Vorleistungsmatrix (blau hinterlegt), der erste Quadrant, bildet den Kern der Tabelle [Holub und Schnabl, 1994, S. 2]. Dieser bildet die für die jeweiligen Produktionsprozesse benötigten Güter und Dienstleistungen ab. Die in monetären Einheiten dargestellten Transaktionen von Sektor i an Sektor j werden von den Koeffizienten $z_{i,j}$ beschrieben [Holub und Schnabl, 1994, S. 2]. Die Vorleistungsmatrix wird durch die Matrix $\mathbf{Z}$ dargestellt, dessen Zeilen- und Spaltensummen durch $z_i^D = \sum_{j=1}^n z_{ij}$ bzw. $z_j^U = \sum_{i=1}^n z_{ij}$ beschrieben werden [Miller und Blair, 2009, S. 11f.].

Der zweite Quadrant (rot hinterlegt) beinhaltet die letzte Verwendung. Über die Zeilen wird beschrieben, in welchem monetären Umfang Güter von Sektor i an die letzte Verwendung d_i geliefert werden. Diese besteht aus den Kategorien Konsum der privaten Haushalte, Konsum des Staates und privaten Investitionen. Darüber hinaus werden auch die Exporte e_i im zweiten Quadranten verbucht. Die Addition dieser beiden Kategorien und der intermediären Verwendung z_i^D ergibt die gesamte Verwendung [Miller und Blair, 2009, S. 13f.]:

$$u_i \equiv z_i^D + d_i + e_i = z_i^D + f_i \quad (5.1)$$

Der dritte Quadrant (grün hinterlegt) besteht aus dem Produktionswert x_j , der sich aus den Primärinputs w_j bzw. der Bruttowertschöpfung sowie den intermediären Inputs ergibt. Außerdem

werden auch die Importe m_j , die in die Produktion des Gutes j einfließen, im dritten Quadranten verbucht. Das gesamte Güteraufkommen s eines Sektors j ergibt sich somit aus der Addition des intermediären Inputs z_j^U , den Importen m_j und dem Primärinputs w_j . Es gilt demnach:

$$s_j \equiv x_j + m_j = z_j^U + w_j + m_j \quad (5.2)$$

Die Summe der gesamten letzten Verwendung entspricht der Summe des gesamten Aufkommens [Miller und Blair, 2009, S. 13f.]:

$$s_j \equiv u_i \quad \text{wenn } i = j \quad (5.3)$$

5.1.1 Statisch offenes Mengenmodell

Eine Input-Output-Tabelle stellt die Basis für jedes Input-Output-Modell dar [Maier et al., 2006, S. 41]. Dabei kann zwischen einer Vielzahl unterschiedlicher Modellansätze differenziert werden [Holub und Schnabl, 1994, S. 78]. In einem nächsten Schritt wird die Funktionsweise des hier verwendeten statisch offenen Mengenmodells erläutert. Statisch bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Zeit in diesem Modell nicht explizit berücksichtigt wird, [Holub und Schnabl, 1994, S. 91]. Da sich die Input-Output-Tabelle auf ein Kalenderjahr bezieht, umfasst die hier zugrunde liegenden Zeitperiode ein Jahr. Offen ist das Modell, weil ein Teil oder die gesamte Endnachfrage exogen vorgegeben sind [Holub und Schnabl, 1994, S. 91]. Eine zentrale Annahme des statisch offenen Mengenmodells besteht darin, dass sich die Transaktionen in der Verflechtungsmatrix, siehe erster Quadrant in Tabelle 32, in relativen Werten bezogen auf das gesamte Aufkommen eines Sektors s_j darstellen lassen. Dies folgt der einfachen Logik, dass eine Produktionssteigerung eines Gutes einen größeren Bedarf an Vorleistungsprodukten benötigt [Miller und Blair, 2009, S. 15]. Damit wird die Proportionalitätsannahme innerhalb des Modells endogenisiert [Holub und Schnabl, 1994, S. 80]. Auf Basis dieser Annahme können die sogenannten Inputkoeffizienten a_{ij} aus der Division des jeweiligen Feldwertes $z_{i,j}$ durch die entsprechende Spaltensumme s_j ermittelt werden [Miller und Blair, 2009, S. 16]:

$$a_{ij} = \frac{z_{ij}}{s_j} \quad (5.4)$$

a_{ij} drückt somit den relativen Anteil von Gut i im Produktionsbereich j bezogen auf die gesamte Güterproduktion s_j aus. Die folgende Darstellung der Herleitung des statisch offenen Mengenmodells orientiert sich an Miller und Blair [2009, S. 19f.]. Der Output u_i für einen Sektor i folgt aus z_i^D und f_i , siehe (5.1) und da $z_i^D = \sum_{j=1}^n z_{ij}$ ergibt sich:

$$u_i = \sum_{j=1}^n z_{ij} + f_i \quad (5.5)$$

Die Gleichung (5.4) lässt sich nach z_{ij} umstellen und in (5.5) einsetzen. Dies ergibt:

$$u_i = \sum_{j=1}^n a_{ij} s_j + f_i \quad (5.6)$$

In Matrixschreibweise:

$$\mathbf{u} = \mathbf{A}\mathbf{s} + \mathbf{f} \quad (5.7)$$

Da die Aussage der Gleichung (5.3) gilt, folgt:

$$\mathbf{s} = \mathbf{A}\mathbf{s} + \mathbf{f} \quad (5.8)$$

nach $\mathbf{s}$ aufgelöst:

$$\mathbf{s} = (\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}\mathbf{f} \quad (5.9)$$

Der Ausdruck $(\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}$ stellt die Lösung des statisch offenen Mengenmodells dar und bildet dessen Kern. $(\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1}$ wird nach seinem Entwickler, Wassily Leontief, als Leontief-Inverse bezeichnet. Die Werte der Inversen zeigen an, „wie viel der Zeilensektor aufgrund von direkten und indirekten Effekten mehr produzieren muss, damit der Spaltensektor eine Einheit eines Produktes an die Endnachfrage liefern kann“ [Maier et al., 2006, S. 46]. Die Spaltensummen der Leontief-Inversen, die sogenannten Leontief-Multiplikatoren, geben dabei die Höhe der Gesamteffekte aus einer Nachfrageänderung je Sektor an. Das statisch offene Mengenmodell ist daher ein nachfragegetriebenes Modell (demand-driven), mit dem sich die rückwärtsgerichteten Verflechtungen (backward linkages) der betrachteten Wirtschaftseinheit analysieren lassen [Miller und Blair, 2009, S. 555f.]. Durch die Werte der Leontief-Inverse können Verflechtungen zwischen den einzelnen Wirtschaftszweigen dargestellt werden und es kann gezeigt werden, wie stark die einzelnen Wirtschaftszweige auf exogene Nachfrageänderungen reagieren. Das durch eine exogene Nachfrageänderung zusätzlich direkt und indirekt benötigte Güteraufkommen $\Delta \mathbf{s}$ aller in der Input-Output-Tabelle verbuchten Sektoren lässt sich durch die Multiplikation der exogenen Nachfrageänderung $\Delta \mathbf{f}$ mit der inversen Leontief-Matrix berechnen [Holub und Schnabl, 1994, S. 95ff.]:

$$\Delta \mathbf{s} = (\mathbf{I} - \mathbf{A})^{-1} \Delta \mathbf{f} \quad (5.10)$$

Das statisch offene Input-Output-Modell geht allerdings mit einigen Annahmen und Einschränkungen einher, welche im folgenden Unterkapitel 5.1.2 diskutiert werden.

5.1.2 Annahmen und Kritik an der Input-Output-Rechnung und dem statisch offenen Mengenmodell

Sowohl die Konstruktion einer Input-Output-Tabelle als auch das statisch offene Mengenmodell basieren auf Annahmen, die es bei der Einordnung und Interpretation von Analyseergebnissen zu berücksichtigen gilt. Die zugrunde liegenden Annahmen werden an dieser Stelle kurz dargestellt und deren Implikationen diskutiert.

Für die Konstruktion einer Input-Output-Tabelle wird angenommen, dass Produktionsbereiche innerhalb eines Sektors homogene Güter produzieren. Dies kann als Einschränkung der Input-Output-Rechnung angesehen werden. So besteht die vom Statistischen Bundesamt herausgegebene nationale Input-Output-Tabelle aus 72 unterschiedlichen Sektoren [Destatis, 2017b]. Hieraus wird direkt ersichtlich, dass die Unterteilung der Produktionsbereiche nicht prozessscharf ist, sondern durch ein hohes Maß an Aggregation charakterisiert wird. Die Problematik aggregierter Sektoren wurde bereits in Unterkapitel 4.1 anhand des Wirtschaftszweigs *Herstellung von Papier, Pappe u. Waren daraus; Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung v. beispielbaren Ton- Bild u. Datenträgern; Verlagswesen* diskutiert. Allerdings ist ein gewisses Maß an Sektoraggregation in der Erstellung von Input-Output-Tabellen notwendig, um beispielsweise etwaigen Geheimhaltungsverpflichtungen aufgrund zu kleiner Fallzahlen innerhalb eines Sektors vorzubeugen. Auch wenn Aggregationen Übersichtlichkeit bieten, können diese zu Verzerrungen führen und sollten daher in der Input-Output-Rechnung so gering wie möglich gehalten werden [Praktiknjo, 2013, S. 45].

Das statisch offene Mengenmodell basiert ebenfalls auf einigen Annahmen, etwa der linear-limitationalen Produktionsfunktion, die zu einer konstanten Koeffizientenmatrix führt, welche sowohl als Stärke als auch als Schwäche der Input-Output-Rechnung angesehen werden kann. Eine Stärke ist, dass die Annahme der konstanten Koeffizientenmatrix die Beantwortung vieler unterschiedlicher Fragestellungen erlaubt. Die Schwäche besteht darin, dass aufgrund der Annahme des statischen Inputverhältnisses von Vorleistungen keine Substitutionsmöglichkeiten existieren. Darüber hinaus können potentielle Agglomerations- und Skaleneffekte nicht berücksichtigt werden [Maier et al., 2006, S. 48].

Bei der Input-Output-Rechnung handelt es sich um eine zeitabhängige Betrachtung. Weil nur die Zahlungsströme innerhalb eines Jahres die Basis bilden, besitzen die über die Input-Output-Rechnung abgeleiteten Aussagen und Ergebnisse im strengen Sinne nur für den betrachteten Zeitraum Gültigkeit. Diese Annahme impliziert, dass Veränderungen im Zeitverlauf nicht betrachtet werden können [Holub und Schnabl, 1994, S. 91]. Dies hat beispielsweise zur Folge,

dass Entwicklungen innerhalb der zugrunde liegenden Zeitperiode, wie beispielsweise technologischer Fortschritt, nicht berücksichtigt werden können. Die Berücksichtigung der Zeit wird jedoch erst dann relevant, wenn eine dynamische Fragestellung analysiert wird, anhand dessen Prognosen über einen zukünftigen Zustand getroffen werden sollen.

Eine weitere mit der Statik einhergehende Annahme ist, dass die aus einer Nachfrageänderung resultierenden direkten und indirekten Effekte innerhalb des zugrunde liegenden Zeithorizontes realisiert werden, in dem es auch zur Nachfrageänderung gekommen ist [Holub und Schnabl, 1994, S. 91]. Inwieweit dies berücksichtigt werden muss, hängt davon ab, welcher Wirksamkeitszeitraum den berechneten Ergebnissen unterstellt wird.

Außerdem muss angenommen werden, dass weder Ressourcenknappheiten bestehen noch, dass die veränderte Nachfrage aus Lagerbeständen bedient wird. Gleichzeitig werden alle im volkswirtschaftlichen Kreislauf auftretenden Lag-Beziehungen vernachlässigt. Die Produktionsbereiche gleichen ihre Produktionskapazitäten sofort an die neue Nachfragesituation an, ohne dass Neuinvestitionen erforderlich sind [Stäglin und Pischner, 1976, S. 345f.]. Dies kann z.B. zur sofortigen Einstellung oder Entlassung von Vollzeitärbeitskräften führen [Mohr et al., 1999, S. 44].

5.2 Multiregionale Input-Output-Tabelle und -Analyse

Die im folgenden beschriebene Multiregionale Input-Output-Tabelle wurde von Többen [2017] erstellt. Die Struktur der MRIO in der hier verwendeten Version entspricht der Struktur der nationalen Input-Output-Tabelle, siehe Tabelle 32, und besteht somit aus drei Quadranten. Der erste Quadrant entspricht der Vorleistungsmatrix, der zweite Quadrant der Tabelle entspricht den Kategorien der letzten Verwendung und der dritte Quadrant beinhaltet die Primärintputs. Im Unterschied zu einer nationalen Input-Output-Tabelle besteht eine MRIO nicht aus einer Region, sondern aus mehreren miteinander verflochtenen Regionen. Tabelle 33 zeigt eine schematische Darstellung der verwendeten MRIO. Des Weiteren werden die Importe und Exporte in einer MRIO differenziert nach Regionen und Rest of the World (row) ausgewiesen. Neben den sektoralen Verflechtungen weist eine MRIO zusätzlich die regionalen Verflechtungen aus. Dementsprechend weist die Vorleistungsmatrix die gesamten monetären Transaktionen zwischen den Regionen und den Sektoren aus [Maier et al., 2006, S. 51f.]. Auf die gleiche Weise werden die anderen Quadranten der MRIO zusammengefasst und ausgewiesen.

Tabelle 33: Aufbau einer Multiregionalen Input-Output-Tabelle

	Region q	Region r	Region s	Exporte	

Input-Output-Analyse

		1	...	n	1	...	n	1	...	n	Letzte Ver- wen- dung	q	r	s	row	Ge- samte Ver- wen- dung
Region q	1	z_{11}^q	...	z_{n1}^q	z_{11}^{qr}	...	z_{n1}^{qr}	z_{11}^{qs}	...	z_{n1}^{qs}	d_1^q	0	t_1^{qr}	t_1^{qs}	e_1^q	u_1^q
	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
	n	z_{m1}^q	...	z_{mn}^q	z_{m1}^{qr}	...	z_{mn}^{qr}	z_{m1}^{qs}	...	z_{mn}^{qs}	d_m^q	0	t_m^{qr}	t_m^{qs}	e_m^q	u_m^q
Region r	1	z_{11}^{rq}	...	z_{n1}^{rq}	z_{11}^r	...	z_{n1}^r	z_{11}^{rs}	...	z_{n1}^{rs}	d_1^r	t_1^{rq}	0	t_1^{rs}	e_1^r	u_1^r
	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
	n	z_{m1}^{rq}	...	z_{mn}^{rq}	z_{m1}^r	...	z_{mn}^r	z_{m1}^{rs}	...	z_{mn}^{rs}	d_m^r	t_m^{rq}	0	t_m^{rs}	e_m^r	u_m^r
Region s	1	z_{11}^{sq}	...	z_{n1}^{sq}	z_{11}^{sr}	...	z_{n1}^{sr}	z_{11}^s	...	z_{n1}^s	d_1^s	t_1^{sq}	t_1^{sr}	0	e_1^s	u_1^s
	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$	$\vdots$	$\ddots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
	n	z_{m1}^{sq}	...	z_{mn}^{sq}	z_{m1}^{sr}	...	z_{mn}^{sr}	z_{m1}^s	...	z_{mn}^s	d_m^s	t_m^{sq}	t_m^{sr}	0	e_m^s	u_m^s
Primärin- puts	w	w_1^q	...	w_n^q	w_1^r	...	w_n^r	w_1^s	...	w_n^s						
Produkti- onswert	x	x_1^q	...	x_n^q	x_1^r	...	x_n^r	x_1^s	...	x_n^s						
Importe	q	0	...	0	t_1^{qr}	...	t_n^{qr}	t_1^{qs}	...	t_n^{qs}						
	r	t_1^{rq}	...	t_n^{rq}	0	...	0	t_1^{rs}	...	t_n^{rs}						
	s	t_1^{sq}	...	t_n^{sq}	t_1^{sr}	...	t_n^{sr}	0	...	0						
	row	m_1^q	...	m_n^q	m_1^r	...	m_n^r	m_1^s	...	m_n^s						
Gesamtes Aufkom- men		s_1^q	...	s_n^q	s_1^r	...	s_n^r	s_1^s	...	s_n^s						

Quelle: [Többen und Kronenberg, 2015, S. 498]

Die Anwendung des Leontief-Modells für eine MRIO verhält sich analog zu der Funktionsweise des Modells für eine Region, siehe Formeln 5.4 bis 5.10 in Unterkapitel 5.1.1. Der direkte Effekt einer Nachfrageänderung wird somit durch die exogen vorgegebene Nachfrageänderung Δf beschrieben. Da das statisch offene Mengenmodell die direkten und indirekten Effekte einer Nachfrageänderung berechnet, müssen die direkten Effekte abgezogen werden, damit lediglich die indirekten Effekte ausgewiesen werden:

$$\Delta s = (I - A)^{-1} \Delta f - \Delta f \quad (5.11)$$

Die indirekten Effekte lassen sich mithilfe der MRIO in intraregionale Effekte $s^{intrareg}$ und interregionale Effekte $s^{interreg}$ unterteilen, sodass unterschieden werden kann, welcher Teil der indirekten Effekte innerhalb bzw. außerhalb einer Teilregion realisiert wird. Dazu wird der Inputvektor in regionale Inputvektoren Δf^r aufgeteilt. Die intraregionalen Effekte lassen sich dann analog zur Berechnung des indirekten Effektes über die jeweiligen regionalen Leontief-Inversen bestimmen:

$$\Delta \mathbf{s}^{intrareg} = (\mathbf{I}^r - \mathbf{A}^r)^{-1} \Delta \mathbf{f}^r - \Delta \mathbf{f}^r \quad (5.12)$$

Der interregionale Effekt $\mathbf{s}^{interreg}$, also der Teil der indirekten Effekte, der außerhalb der Region r realisiert wird, wird über

$$\Delta \mathbf{s}^{interreg} = \Delta \mathbf{s} - \Delta \mathbf{s}^{intrareg} \quad (5.13)$$

ermittelt. Auf Basis dieses Vorgehens lässt sich im Folgenden bestimmen, welche indirekten Wertschöpfungsverluste aus einer Stromunterbrechung einer bestimmten Länge resultieren und wie sich diese über die deutschen Bundesländer verteilen.

5.3 Multiregionale Input-Output-Analyse von Stromunterbrechungen

In Kapitel 4 wurden die Situationen mit den minimalen und maximalen direkten Wertschöpfungsverlusten für Deutschland sowie für die einzelnen Bundesländer für unterschiedliche Stromunterbrechungsdauern berechnet. Die Bestimmung dieser Minimal- und Maximalsituationen in Unterkapitel 4.2 basiert auf den direkten Wertschöpfungsverlusten, die sich aus der Kombination der Stromlastprofile mit dem jeweiligen VoLL ergeben (siehe Formel 4.2). Die Berechnung der daraus resultierenden indirekten Wertschöpfungsverluste basiert auf der Input-Output-Rechnung und erlaubt neben der Bestimmung der Höhe der gesamten Wertschöpfungsverluste, die aus den Stromunterbrechungen folgen, auch die Analyse der strukturellen regionalen und sektoralen Verteilungen der Wertschöpfungsverluste. In diesem Zusammenhang stellt sich folglich zunächst die Frage, ob sich die in Unterkapitel 4.2 identifizierten Startpunkte der Minimal und Maximalsituationen ändern, wenn neben den direkten auch die indirekten Wertschöpfungsverluste berücksichtigt werden.

Das Unterkapitel 5.3 gliedert sich daher wie folgt: In Unterkapitel 5.3.1 wird zunächst geprüft, ob die Betrachtung der gesamten Wertschöpfungsverluste eine Änderung der in Unterkapitel 4.2 ermittelten und in Tabelle 22 dargestellten Startzeitpunkte der unterschiedlichen Stromunterbrechungslängen zur Folge hat. In Unterkapitel 5.3.2 werden die direkten und indirekten Wertschöpfungsverluste deutschlandweiter Stromunterbrechungen auf ihre regionale und wirtschaftsstrukturelle Verteilung analysiert. In Unterkapitel 5.3.3 wird zunächst geprüft, ob die Verteilung der Reststrommenge bei partiellen Stromunterbrechungen (SZ 1 – SZ4) auf der Grundlage der gesamten Wertschöpfungsverluste zu abweichenden Ergebnissen führt als in Unterkapitel 4.5 ermittelt. Das anschließende Unterkapitel 5.3.4 analysiert die strukturelle Verteilung der Wertschöpfungsverluste partieller Stromunterbrechungen unter Berücksichtigung der indirekten Wertschöpfungsverluste und vergleicht diese mit den Ergebnissen aus Unterkapitel 4.5.

5.3.1 Wertschöpfungsverluste nationaler Stromunterbrechungen

In diesem Unterkapitel wird zunächst geprüft, ob die Betrachtung der gesamten Wertschöpfungsverluste mithilfe der Input-Output-Analyse zu abweichenden Startzeitpunkten der Stromunterbrechungen von den in Unterkapitel 4.2 identifizierten Startzeiten der Minimal- und Maximalsituation führt, welche lediglich auf den direkten Wertschöpfungsverlusten basieren.

In den theoretischen Ausführungen zum Leontief-Modell wurde dargelegt, dass eine Nachfrageänderung unterschiedlich hohe Gesamteffekte in den verschiedenen Wirtschaftszweigen zur Folge hat. Diese werden über die Spaltensummen der Leontief-Inversen ausgedrückt und als Leontief-Multiplikator bezeichnet. Für jede Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination kann somit der Leontief-Multiplikator bestimmt werden. Diese werden in Tabelle 34 dargestellt. Die Höhe des Multiplikators variiert zwischen den Bundesländern, aber auch zwischen den unterschiedlichen Wirtschaftszweigen. Dabei haben die Industriesektoren ($j2 - j16$) tendenziell einen höheren Leontief-Multiplikator als die GHD-Sektoren ($j17 - j21$ und $j25 - j34$). Es kann daher geschlussfolgert werden, dass Nachfrageänderungen je nach regionaler und sektoraler Zusammensetzung zu unterschiedlich hohen indirekten Effekten führen. Für die Analyse von Stromunterbrechungen bedeutet dies, dass die indirekten Wertschöpfungsverluste einer Stromunterbrechung in Abhängigkeit zur Zusammensetzung der Wirtschaftszweige stehen und damit gleichzeitig zeitabhängig sind, da die Zusammensetzung der Wirtschaftszweige wiederum abhängig vom Startzeitpunkt einer Stromunterbrechung ist, siehe beispielsweise Abbildung 21.

Tabelle 34: Leontief-Multiplikator je Bundesland und Wirtschaftszweig, 2011

	BW	BY	BE	BB	BR	HH	HE	MV	NI	NW	RP	SL	SN	ST	SH	TH
j1	1,65	1,70	1,60	1,70	1,56	1,54	1,64	1,69	1,74	1,71	1,52	1,72	1,68	1,63	1,76	1,70
j2	1,56	1,62	1,50	1,58	1,51	1,98	1,60	1,53	1,62	2,00	1,58	2,35	1,50	1,62	1,71	1,55
j3	1,90	1,95	1,91	1,95	1,92	1,95	1,93	1,94	1,96	1,95	1,90	1,93	1,97	1,95	1,96	1,97
j4	1,52	1,56	1,53	1,56	1,55	1,58	1,55	1,56	1,57	1,56	1,54	1,54	1,57	1,57	1,56	1,57
j5	1,78	1,83	1,77	1,83	1,80	1,80	1,81	1,82	1,84	1,84	1,79	1,80	1,85	1,85	1,83	1,85
j6	1,65	1,71	1,70	1,67	1,71	1,77	1,71	1,75	1,71	1,71	1,64	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
j7	1,49	1,50	1,49	1,49	1,50	1,51	1,49	1,00	1,50	1,50	1,49	1,49	1,50	1,50	1,49	1,50
j8	1,55	1,61	1,52	1,62	1,59	1,63	1,58	1,61	1,63	1,62	1,60	1,53	1,62	1,63	1,59	1,63
j9	1,55	1,60	1,55	1,60	1,57	1,61	1,58	1,59	1,60	1,60	1,57	1,57	1,61	1,61	1,60	1,61
j10	1,67	1,73	1,66	1,73	1,71	1,76	1,73	1,74	1,72	1,73	1,68	1,77	1,75	1,76	1,75	1,73
j11	1,56	1,60	1,55	1,62	1,62	1,47	1,60	1,62	1,61	1,62	1,55	1,64	1,65	1,60	1,63	1,63
j12	1,63	1,68	1,63	1,68	1,64	1,69	1,67	1,68	1,69	1,68	1,65	1,65	1,70	1,70	1,69	1,70
j13	1,53	1,58	1,55	1,58	1,55	1,60	1,57	1,59	1,59	1,59	1,56	1,55	1,60	1,60	1,59	1,60
j14	1,76	1,80	1,77	1,80	1,77	1,83	1,78	1,81	1,80	1,80	1,77	1,77	1,81	1,81	1,81	1,82
j15	1,69	1,74	1,68	1,73	1,70	1,74	1,72	1,73	1,75	1,74	1,71	1,70	1,76	1,76	1,74	1,76
j16	1,60	1,67	1,56	1,54	1,73	1,68	1,46	1,54	1,63	1,70	1,50	1,67	1,64	1,71	1,64	1,54
j17	1,66	1,69	1,68	1,71	1,68	1,71	1,68	1,59	1,69	1,69	1,67	1,68	1,71	1,71	1,68	1,76
j18	1,39	1,41	1,39	1,40	1,42	1,44	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,41	1,41	1,40	1,39	1,41
j19	1,55	1,56	1,54	1,55	1,58	1,60	1,55	1,55	1,56	1,56	1,57	1,56	1,56	1,56	1,55	1,57
j20	1,54	1,56	1,55	1,56	1,60	1,61	1,55	1,56	1,56	1,57	1,56	1,62	1,56	1,55	1,55	1,57
j21	1,61	1,62	1,62	1,61	1,63	1,64	1,61	1,62	1,62	1,62	1,61	1,62	1,62	1,61	1,61	1,62
j22	1,70	1,67	1,65	1,67	1,70	1,73	1,60	1,65	1,72	1,68	1,70	1,68	1,69	1,70	1,68	1,76
j23	2,02	2,00	1,98	2,00	2,03	2,05	1,93	1,98	2,04	2,01	2,02	2,00	2,02	2,03	2,01	2,08
j24	1,73	1,72	1,70	1,72	1,74	1,76	1,68	1,71	1,75	1,72	1,74	1,72	1,73	1,00	1,73	1,77
j25	1,86	1,83	1,82	1,84	1,87	1,90	1,76	1,81	1,89	1,84	1,85	1,84	1,85	1,86	1,85	1,92
j26	1,66	1,63	1,62	1,64	1,67	1,71	1,56	1,61	1,69	1,65	1,66	1,65	1,65	1,66	1,65	1,72
j27	1,83	1,91	1,83	1,80	1,80	1,96	1,83	1,81	1,85	1,91	1,81	1,87	1,84	1,80	1,78	1,81
j28	1,27	1,29	1,30	1,30	1,29	1,29	1,28	1,31	1,27	1,28	1,27	1,29	1,31	1,29	1,28	1,29
j29	1,44	1,44	1,46	1,46	1,45	1,45	1,44	1,46	1,44	1,44	1,44	1,45	1,46	1,45	1,44	1,45
j30	1,32	1,35	1,41	1,33	1,35	1,36	1,33	1,35	1,44	1,38	1,38	1,33	1,38	1,31	1,39	1,36
j31	1,28	1,29	1,28	1,28	1,29	1,29	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,29	1,28	1,28	1,29
j32	1,34	1,34	1,36	1,35	1,36	1,36	1,34	1,35	1,35	1,35	1,35	1,33	1,37	1,37	1,34	1,36
j33	1,50	1,51	1,54	1,51	1,53	1,56	1,49	1,51	1,49	1,51	1,59	1,52	1,53	1,51	1,47	1,51
j34	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Aufgrund der besonderen Bedeutung des Startzeitpunktes einer Stromunterbrechung für die regionale Zusammensetzung der Wirtschaftszweige und somit für die resultierende Höhe der indirekten Effekte wird in diesem Teil des Unterkapitels zunächst geprüft, ob die Berechnung der Minimal- und Maximalsituationen auf Basis der Gesamtwertschöpfungsverluste zu abweichenden Startzeiten der Stromunterbrechungen von den in Unterkapitel 4.2 auf der Basis der direkten Wertschöpfungsverluste berechneten Minimal- und Maximalsituationen führt.

Für die Datenbasis aus Kapitel 4, aus der die direkten Wertschöpfungsverluste für die einzelnen Stunden der Typtage je Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombination hervorgehen, werden

mithilfe des Leontief-Modells die Gesamtwertschöpfungsverluste berechnet. Auf dieser Grundlage werden anschließend die Minimal- und Maximalsituationen bestimmt und mit den Zeitspannen aus Tabelle 22 verglichen. Tabelle 35 präsentiert das Ergebnis dieses Vorgehens und gibt die gesamten Wertschöpfungsverluste der Bundesländer sowie Deutschlands für unterschiedliche Stromunterbrechungslängen in der Minimal- und Maximalsituation wider. Ergebnisse, für die aus der Überprüfung keine abweichenden Wertschöpfungsverluste bzw. Startzeiten resultieren, entsprechen somit den in Unterkapitel 4.2 berechneten Minimal- und Maximalsituationen. Abweichende Ergebnisse, bei denen der Startzeitpunkt und somit der resultierende Wertschöpfungsverlust abweicht, werden in einer gesonderten Spalte angezeigt.

Aus den Ergebnissen in Tabelle 35 geht hervor, dass es nur in wenigen Bundesländern und Zeitspannen zu abweichenden Ergebnissen kommt, wenn bei der Identifikation der Minimal- und Maximalsituationen die Gesamtwertschöpfungsverluste als Berechnungsgrundlage dienen. Dabei treten die Abweichungen ausschließlich in den Minimalsituationen auf. Insgesamt betrachtet ist die Anzahl der Abweichungen in Bezug auf die Gesamtzahl der betrachteten Stromunterbrechungen relativ gering. Auch die Höhe der Veränderungen der gesamten Wertschöpfungsverluste ist sehr gering. Beispielsweise sind die resultierenden Veränderungen in den 1-stündigen Stromunterbrechungen in der Minimalsituation in Bremen und in Niedersachsen so gering, dass sie aufgrund der für Tabelle 35 gewählten Darstellung in Mio. € nicht angezeigt werden.

Dieses Ergebnis ist jedoch wenig überraschend, da Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen, die bereits einen großen Anteil an den direkten Wertschöpfungsverlusten in den jeweiligen Situationen besitzen, unter Berücksichtigung der indirekten Effekte eine relative Zunahme des Anteils an den Gesamtwertschöpfungseffekten erfahren. Wohingegen dieser Effekt für Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen mit einem geringen Anteil an den direkten Wertschöpfungsverlusten bedeutet, dass ihr relativer Anteil an den gesamten nationalen Wertschöpfungsverlusten abnimmt.

Auf Basis der Überprüfung der Ergebnisse kann somit festgehalten werden, dass die Betrachtung der gesamten Wertschöpfungsverluste als Berechnungsgrundlage zur Bestimmung der Minimal- und Maximalsituationen in einigen Fällen zu abweichenden Startzeitpunkten führt. Insgesamt werden jedoch die in Unterkapitel 4.2 ermittelten Minimal- und Maximalsituationen bestätigt.

Tabelle 35: Gesamtwertschöpfungsverluste je Region und Zeitspanne in Mio. €

	Minimale Wertschöpfungsverluste in Mio. €						Maximale Wertschöpfungsverluste in Mio. €					
	Gesamte Wertschöpfungsverluste, Zeitspannen aus Tabelle 22			Abweichende Zeitspannen und Wertschöpfungsverluste			Gesamte Wertschöpfungsverluste, Zeitspannen aus Tabelle 22			Abweichende Zeitspannen und Wertschöpfungsverluste		
	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h	1 h	2 h	4 h
BW	29,22	57,36	115,9	28,59 ³¹	-	-	101,67	202,805	396,78	-	-	-
BY	34,02	68,32	138,26	-	-	137,88	126,97	253,27	495,3	-	-	-
BE	6,86	13,69	27,59	-	-	-	32,13	64,02	124,75	-	-	-
BB	3,73	7,45	15,03	-	-	-	17,12	34,22	66,76	-	-	-
HB	2,1	4,22	8,47	2,1 ^{*32}	-	-	7,35	14,63	28,62	-	-	-
HH	6,84	13,85	27,71	-	-	-	25,97	51,67	101,02	-	-	-
HE	16,31	32,84	66,02	-	-	-	61,97	123,43	241,27	-	-	-
MV	2,2	4,42	8,89	-	-	-	11,37	22,71	44,27	-	-	-
NI	16,3	32,69	66,19	16,29*	-	66,03	65,28	130,37	254,77	-	-	-
NW	41,14	82,87	167,8	-	-	-	157,08	307,81	601,55	-	-	-
RP	8,35	17,31	34,78	-	16,78	34,00	33,08	66,06	129,09	-	-	-
SL	2,27	4,58	9,19	-	-	-	8,46	16,89	33,01	-	-	-
SN	6,52	13,15	26,71	-	-	-	29,82	59,63	116,38	-	-	-
ST	3,31	6,67	13,33	-	6,65-	-	15,28	30,65	59,8	-	-	-
SH	5,02	10,04	20,2	-	-	-	22,14	44,16	86,21	-	-	-
TH	3,26	6,65	13,47	-	-	-	15,21	30,35	59,18	-	-	-
DE	187,07	376,45	763,49	-	-	-	729,9	1.452,7	2.838,7	-	-	-

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

³¹ Neue Zeitspannen: BW 1h – Üz-So-13; HB 1h - Üz-So-13; NI 1h - Üz-So-13; RP 2h – So-So-10; ST 2h – So-So-05; BY 4h - Üz-So-10; NI 4h - Üz-So-10; RP 4h – So-So-10³² *= Abweichungen sind im geringen Tausend-€-Bereich, sodass diese in der Tabelle nicht zu erkennen sind.

5.3.2 Strukturelle Analyse nationaler Stromunterbrechungen

In diesem Teil des Unterkapitels 5.3 werden die in den nationalen Minimal- und Maximalsituationen auftretenden Gesamtwertschöpfungsverluste tiefergehend analysiert. Dabei steht neben der Höhe der indirekten Wertschöpfungsverluste vor allem die Struktur der Verteilung der nationalen Wertschöpfungsverluste über die unterschiedlichen Bundesländer, Wirtschaftszweige und Wirkungsebenen im Mittelpunkt der Betrachtung. Dies geschieht auf Basis der Annahme aus Unterkapitel 5.3.1, dass eine unterschiedliche Zusammensetzung der Wirtschaftszweige, wie sie in den jeweiligen Minimal- und Maximalsituationen auftritt (siehe beispielsweise Abbildung 21), ein unterschiedliches Verhältnis von direkten zu indirekten Wertschöpfungsverlusten zur Folge hat.

Zur Prüfung dieser Annahme wird zunächst die relative Verteilung der nationalen Wertschöpfungsverluste über die Bundesländer und die unterschiedlichen Wirkungsebenen betrachtet, siehe Tabelle 36. Daran anschließend wird in Tabelle 37 auf Basis der nationalen Wertschöpfungsverluste analysiert, wie sich die Struktur der Wertschöpfungsverluste auf den unterschiedlichen Wirkungsebenen zwischen den Bundesländern unterscheidet.

Tabelle 36 gibt die relative Verteilung der gesamten Wertschöpfungsverluste, die aus einer 1-stündigen deutschlandweiten Stromunterbrechung resultieren, sowohl für die Minimal- als auch für die Maximalsituation wider³³. Dabei werden die direkten und indirekten Wertschöpfungsverluste differenziert betrachtet, sodass einerseits die direkten Wertschöpfungsverluste in inländische Wertschöpfungsverluste und Exportverluste untergliedert werden. Andererseits werden die indirekten Wertschöpfungsverluste, wie in Unterkapitel 5.2 beschrieben, in intraregionale und interregionale Wertschöpfungsverluste sowie den Exportverlust unterteilt. Die deutschlandweiten Gesamtwertschöpfungsverluste (100%) entsprechen mit 187,07 Mio. € bzw. 729,9 Mio. € den in Tabelle 35 ausgewiesenen Werten.

Die nähere Betrachtung der Wertschöpfungsverluste in den Minimal- und Maximalsituationen für Deutschland ergibt, dass aus einer 1-stündigen Stromunterbrechung 69,2% bzw. 69,3% der gesamten Wertschöpfungsverluste auf die gesamte direkte Wirkungsebene entfallen. Jedoch setzen sich diese gesamten direkten Wertschöpfungsverluste unterschiedlich zusammen. Dabei werden 56,9% bzw. 63,8% des Rückganges der Wertschöpfung auf der direkten inländischen Wirkungsebene realisiert. Dies bedeutet gleichzeitig, dass der Anteil der Exportverluste auf der direkten Wirkungsebene von 12,3% in der Minimalsituation auf 5,5% in der Maximalsituation

³³ Die entsprechenden Tabellen für eine 2- bzw. 4-stündige Stromunterbrechung (Tabelle 62 und Tabelle 63) befinden sich im Anhang.

zurückgeht. Der direkte inländische Wertschöpfungsverlust wiederum induziert indirekte Wertschöpfungsverluste, die 30,8% bzw. 30,7% des gesamten Wertschöpfungsverlustes betragen. Diese setzen sich aus den intraregionalen Wertschöpfungsverlusten sowie den indirekten Exportverlusten zusammen. Da in einer rein nationalen Betrachtung über die verwendete MRIO interregionale Effekte lediglich in Teilregionen, nicht aber in der Gesamtregion auftreten können, bleibt dieses Feld in der nationalen Betrachtung in Tabelle 36 frei.

Darüber hinaus geht aus Tabelle 36 hervor, wie sich die Wertschöpfungsverluste einer 1-stündigen deutschlandweiten Stromunterbrechung über die Bundesländer verteilen. Aus dieser Unterteilung ergibt sich für die Minimalsituation, dass beispielsweise der regionale Anteil der direkten inländischen Wertschöpfungsverluste in Baden-Württemberg 8,2% und der Exportverlust 2,6% des gesamten nationalen Wertschöpfungsverlustes beträgt. Der intraregionale Wertschöpfungsverlust in Höhe von 2,9% des nationalen Wertschöpfungsverlustes beschreibt den Teil des baden-württembergischen indirekten Wertschöpfungsverlustes, der aus den direkten inländischen (baden-württembergischen) Wertschöpfungsverlusten resultiert und in Baden-Württemberg realisiert wird. Wohingegen der interregionale Wertschöpfungsverlust den Teil der Wertschöpfungsverluste beschreibt, der aus den direkten inländischen Wertschöpfungsverlusten in Baden-Württemberg resultiert, aber über Handelsverflechtungen in anderen Bundesländern realisiert wird.

Die Betrachtung der Anteile der Wertschöpfungsverluste in den unterschiedlichen Bundesländern und auf den verschiedenen Wirkungsebenen zeigt sowohl für die Minimal- als auch die Maximalsituation eine zu erwartende Verteilung der Gesamteffekte. Insgesamt treten die höchsten Anteile an den gesamten nationalen Wertschöpfungsverlusten in Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen gefolgt von Hessen und Niedersachsen auf. Diese Ergebnisse sind somit, auch unter Berücksichtigung der indirekten Wertschöpfungsverluste, konsistent zu den Ergebnissen in Unterkapitel 4.2, siehe beispielsweise Abbildung 16.

Der Vergleich der Anteile an den nationalen Wertschöpfungsverlusten von Niedersachsen und Hessen zeigt einen interessanten regionalstrukturellen Effekt. Die Berücksichtigung der indirekten Wertschöpfungsverluste hat große Auswirkungen auf die regionale Zusammensetzung der gesamten nationalen Wertschöpfungsverluste. So haben Hessen und Niedersachsen in der Minimalsituation mit 5,1% bzw. 4,9% einen fast identischen direkten inländischen Anteil an den gesamten nationalen Wertschöpfungsverlusten. Wenn jedoch die weiteren Wirkungsebenen betrachtet werden, resultiert daraus, dass der gesamte Wertschöpfungsverlust Hessens um 1 Prozentpunkt höher liegt als der von Niedersachsen. Anhand dieses Vergleiches wird deutlich,

Input-Output-Analyse

dass der Grad der interregionalen und internationalen Handelsverflechtungen großen Einfluss auf die regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste hat.

Tabelle 36: Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 1h nationaler Stromunterbrechungen - nationale Betrachtung

	Minimalsituation (So-So-10)								Maximalsituation (Wi-Wt-12)							
	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
	Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt		Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt	
BW	8,2	2,6	10,9	2,9	0,5	0,6	4,1	14,9	8,7	1,1	9,8	2,8	0,5	0,6	3,9	13,7
BY	9,9	2,7	12,7	3,8	0,9	0,8	5,5	18,2	10,9	1,2	12,1	3,8	0,9	0,7	5,5	17,5
BE	2,3	0,3	2,5	0,8	0,3	0,1	1,2	3,7	2,9	0,1	3,1	1,0	0,3	0,1	1,4	4,5
BB	1,2	0,1	1,4	0,4	0,2	0,1	0,6	2,0	1,6	0,1	1,6	0,5	0,2	0,1	0,7	2,3
HB	0,6	0,1	0,7	0,3	0,1	0,0	0,4	1,1	0,6	0,1	0,7	0,2	0,1	0,0	0,3	1,0
HH	2,2	0,3	2,4	0,9	0,4	0,2	1,5	4,0	2,2	0,2	2,4	0,8	0,4	0,2	1,4	3,8
HE	5,1	1,0	6,0	2,0	1,0	0,4	3,3	9,4	5,5	0,5	5,9	1,9	0,9	0,3	3,2	9,1
MV	0,8	0,1	0,8	0,2	0,1	0,0	0,3	1,2	1,1	0,0	1,1	0,3	0,1	0,0	0,4	1,5
NI	4,9	1,1	6,0	1,7	0,4	0,3	2,4	8,4	5,7	0,5	6,2	1,8	0,3	0,3	2,5	8,6
NW	12,7	2,5	15,2	5,0	1,1	1,0	7,1	22,2	13,5	1,1	14,7	4,9	1,0	0,9	6,8	21,4
RP	2,7	0,4	3,1	0,9	0,2	0,1	1,2	4,2	3,0	0,2	3,1	0,9	0,2	0,1	1,2	4,3
SL	0,7	0,1	0,8	0,2	0,1	0,1	0,3	1,2	0,7	0,1	0,8	0,2	0,0	0,0	0,3	1,1
SN	2,0	0,3	2,4	0,7	0,2	0,1	1,0	3,4	2,6	0,2	2,8	0,8	0,2	0,1	1,2	4,0
ST	1,0	0,2	1,2	0,3	0,1	0,1	0,5	1,8	1,4	0,1	1,5	0,4	0,2	0,1	0,6	2,1
SH	1,6	0,3	1,9	0,5	0,1	0,1	0,8	2,6	2,0	0,1	2,1	0,6	0,1	0,1	0,9	3,0
TH	1,0	0,2	1,2	0,3	0,1	0,1	0,5	1,7	1,3	0,1	1,4	0,4	0,1	0,1	0,6	2,0
D	56,9	12,3	69,2	26,7	-	4,1	30,8	100,0	63,8	5,5	69,3	26,9	-	3,8	30,7	100,0

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 37: Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 1h nationaler Stromunterbrechungen - regionale Betrachtung ³⁴

	Minimalsituation (So-So-10)								Maximalsituation (Wi-Wt-12)							
	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
	Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt		Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt	
BW	55,1	17,7	72,8	19,5	3,4	4,3	27,2	100,0	63,7	8,0	71,8	20,6	3,5	4,1	28,2	100,0
BY	54,7	15,1	69,8	21,2	4,8	4,2	30,2	100,0	62,2	6,7	68,9	21,9	5,0	4,2	31,1	100,0
BE	60,3	7,5	67,7	21,8	7,5	2,9	32,3	100,0	65,5	3,3	68,8	21,9	6,6	2,7	31,2	100,0
BB	61,4	7,0	68,4	19,7	8,8	3,1	31,6	100,0	67,3	3,1	70,4	19,8	7,0	2,8	29,6	100,0
HB	55,6	9,5	65,1	22,2	8,6	4,1	34,9	100,0	61,9	5,0	66,9	21,6	8,1	3,5	33,1	100,0
HH	54,8	6,8	61,6	23,0	10,7	4,7	38,4	100,0	58,5	4,1	62,6	22,0	11,0	4,4	37,4	100,0
HE	54,4	10,2	64,6	21,4	10,2	3,8	35,4	100,0	60,2	5,0	65,2	21,4	9,7	3,7	34,8	100,0
MV	65,3	6,2	71,5	19,9	6,0	2,7	28,5	100,0	70,7	2,6	73,3	19,5	4,9	2,3	26,7	100,0
NI	58,0	13,1	71,0	20,4	4,4	4,1	29,0	100,0	65,7	5,6	71,3	21,0	4,0	3,7	28,7	100,0
NW	57,0	11,3	68,2	22,6	4,8	4,4	31,8	100,0	63,1	5,3	68,4	22,7	4,7	4,2	31,6	100,0
RP	63,4	8,9	72,3	20,2	4,0	3,5	27,7	100,0	68,2	3,9	72,2	20,6	4,0	3,3	27,8	100,0
SL	58,5	12,3	70,8	19,8	4,7	4,7	29,2	100,0	66,3	5,5	71,8	20,2	4,3	3,8	28,2	100,0
SN	59,9	10,0	69,9	20,7	5,8	3,5	30,1	100,0	66,6	4,2	70,7	21,1	4,9	3,2	29,3	100,0
ST	59,2	9,5	68,7	19,2	8,4	3,7	31,3	100,0	66,4	3,8	70,2	18,9	7,3	3,6	29,8	100,0
SH	60,5	9,8	70,4	20,7	5,4	3,6	29,6	100,0	67,0	4,1	71,1	20,8	4,7	3,4	28,9	100,0
TH	59,8	11,3	71,1	19,6	5,3	4,0	28,9	100,0	67,2	4,5	71,7	20,2	4,4	3,7	28,3	100,0
D	55,1	17,7	72,8	19,5	3,4	4,3	27,2	100,0	63,7	8,0	71,8	20,6	3,5	4,1	28,2	100,0

³⁴ Die entsprechenden Tabellen für eine 2- bzw. 4-stündige Stromunterbrechung (Tabelle 64 und Tabelle 65) befinden sich im Anhang.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Wie Tabelle 36 bildet Tabelle 37 die Wertschöpfungsverluste einer 1-stündigen Stromunterbrechung in Deutschland zur Minimal und Maximalsituation ab. Im Unterschied zu Tabelle 36, die diese Situationen in relativen Anteilen bezogen auf die gesamten nationalen Wertschöpfungsverluste darstellen, bezieht die Darstellung in Tabelle 37 die relativen Anteile auf die jeweiligen gesamten regionalen Wertschöpfungsverluste. Es handelt sich also um eine andere Darstellungsweise der gleichen nationalen Stromunterbrechungssituationen mit dem Ziel, die regionalen Strukturen über die Anteile der Wertschöpfungsverluste auf den unterschiedlichen Wirkungsebenen vergleichen und analysieren zu können. Die Werte für Deutschland sind folglich identisch zu denen in Tabelle 36.

Aus den in Tabelle 36 dargestellten Ergebnissen geht hervor, dass es auf der nationalen Ebene von der Minimal- zur Maximalsituation zu einer starken Zunahme der Anteile der inländischen direkten Wertschöpfungsverluste kommt. Auf Grundlage der Ergebnisse in Tabelle 37 kann diese Beobachtung für alle Bundesländer bestätigt werden, jedoch findet diese Zunahme der Anteile auf einer wesentlich ausgeprägteren Bandbreite statt. In der Minimalsituation variieren die Anteile der direkten inländischen Wertschöpfungsverluste auf einer Bandbreite von etwas mehr als 10 Prozentpunkten zwischen 54,4% in Hessen bis 65,3% in Mecklenburg-Vorpommern. In der Maximalsituation kommt es in jedem Bundesland zu einem starken Anstieg der Anteile der direkten inländischen Wertschöpfungsverluste. Dabei steigt die Bandbreite leicht an und variiert zwischen 58,5% in Hamburg und 70,7% in Mecklenburg-Vorpommern. Entsprechend sinken die gesamten indirekten Anteile je Bundesland.

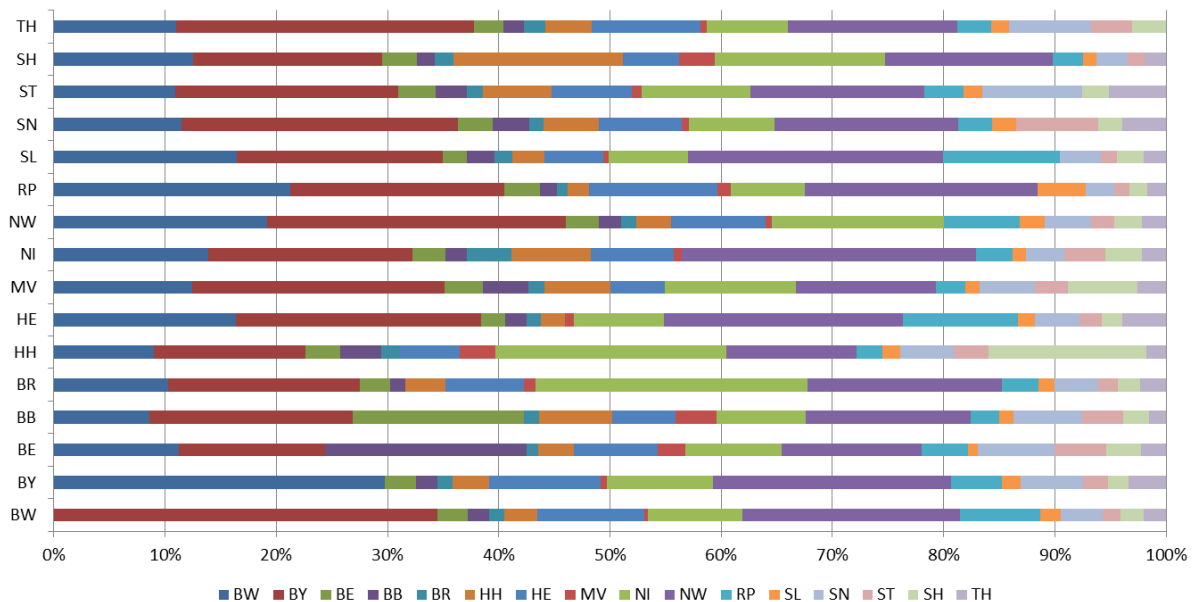
Eine weitere bereits in den Ergebnissen aus Tabelle 36 zu erkennende Beobachtung ist, dass sowohl die direkten als auch die indirekten Exportverluste stark zwischen den Bundesländern schwanken. So hat beispielsweise der gesamte Exportverlust in der Minimalsituation in Baden-Württemberg einen Anteil von ca. 17,7%, wohingegen dieser in Mecklenburg-Vorpommern nur 6,2% beträgt. Diese Variationen finden sich auch in der Maximalsituation, allerdings in einem geringeren Ausmaß.

Ein ähnlicher Trend kann für die intra- und interregionalen Wertschöpfungsverluste ausgemacht werden, welche sich ebenfalls zwischen den Bundesländern unterscheiden. Insgesamt nehmen die intra- und interregionalen Anteile an den Wertschöpfungsverlusten von der Minimal- zu Maximalsituation leicht ab. Aus den Ergebnissen in Tabelle 37 geht somit der Grad der interregionalen Verflechtungen hervor. Dabei kann festgehalten werden, dass der Anteil der interregionalen Wertschöpfungsverluste in allen Bundesländern im Vergleich zu den Wertschöpfungsverlusten auf den anderen Wirkungsebenen relativ gering ist. Die Strukturen der

interregionalen Wertschöpfungsverluste in der Minimal- bzw. der Maximalsituation können hingegen der folgenden Abbildung 24 bzw. Abbildung 25 entnommen werden, welche die prozentuale Verteilung der interregionalen Wertschöpfungsverluste zwischen den Bundesländern abbilden. Der Vergleich der beiden Abbildungen zeigt, dass es auf der interregionalen Wirkungsebene nur relativ geringe regionale Variationen gibt, d.h. dass die interregionalen Verflechtungsstrukturen der einzelnen Bundesländer gegenüber der veränderten Startzeit zwischen Minimal- und Maximalsituation robust sind.

Ferner zeigen die Ergebnisse in den beiden Abbildungen, dass vor allem die wirtschaftlich vergleichsweise starken Bundesländer von den interregionalen Wertschöpfungsverlusten betroffen sind. Dabei beträgt der Anteil der interregionalen Wertschöpfungsverluste von Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen durchgehend mehr als 70%.

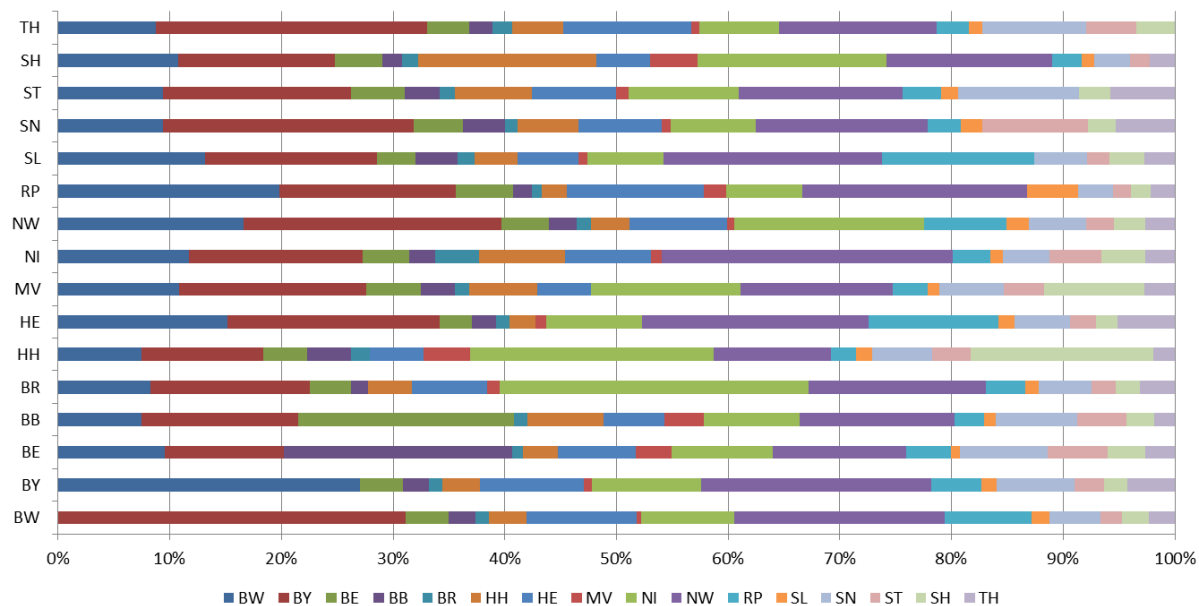
Abbildung 24: Interregionalen Verflechtung während einer 1h Stromunterbrechung (Minimalsituation)³⁵



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

³⁵ Die entsprechenden Abbildungen für eine 2- bzw. 4-stündige Stromunterbrechung (Abbildung 31 und Abbildung 32) befinden sich im Anhang.

Abbildung 25: Interregionalen Verflechtung während einer 1h Stromunterbrechung (Maximalsituation)³⁶



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Aus den Ergebnissen aus Tabelle 37 ergibt sich weiterhin, dass aus den direkten inländischen Wertschöpfungsverlusten der unterschiedlichen Regionen ein höherer Anteil an indirekten Wertschöpfungsverlusten folgt als in der Maximalsituation. Hierzu gibt die folgende Tabelle 38 einen Überblick und weist das Verhältnis von direktem zu indirektem Wertschöpfungsverlust je Region sowie die Differenz zwischen der Minimal- und Maximalsituation aus.

³⁶ Die entsprechenden Abbildungen für eine 2- bzw. 4-stündige Stromunterbrechung (Abbildung 33 und Abbildung 34) befinden sich im Anhang.

Tabelle 38: Verhältnis direkter inländischer Wertschöpfungsverluste zu gesamten Wertschöpfungsverlusten je Region bei 1h Stromausfall³⁷

	Minimalsitua- tion	Maximalsitua- tion	Differenz
BW	1,82	1,57	-0,25
BY	1,83	1,61	-0,22
BE	1,66	1,53	-0,13
BB	1,63	1,49	-0,14
HB	1,80	1,61	-0,18
HH	1,83	1,71	-0,12
HE	1,84	1,66	-0,18
MV	1,53	1,41	-0,12
NI	1,72	1,52	-0,2
NW	1,76	1,58	-0,17
RP	1,58	1,47	-0,11
SL	1,71	1,51	-0,2
SN	1,67	1,50	-0,17
ST	1,69	1,51	-0,18
SH	1,65	1,49	-0,16
TH	1,67	1,49	-0,18
D	1,76	1,57	-0,19

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Das in Tabelle 38 abgebildete Verhältnis gibt an, welcher gesamte Wertschöpfungsverlust von einem Euro direktem inländischen Wertschöpfungsverlust ausgelöst wird. Dabei kann zunächst festgehalten werden, dass das Verhältnis in der Minimalsituation in allen Regionen durchgehend höher ist als in der Maximalsituation.

Darüber hinaus zeigt sich, dass das Verhältnis zwischen den Regionen variiert. Die höchsten gesamten Wertschöpfungsverluste werden in Hessen mit einem Verhältnis von 1,84 ausgelöst, d.h. 1 € direkter inländischer Wertschöpfungsverlust in Hessen führen zu weiteren 0,84 € indirekten Wertschöpfungsverlusten. Wohingegen Mecklenburg-Vorpommern die geringsten indirekten Wertschöpfungsverluste mit einem Verhältnis mit 1,53 auslöst. Die Bandbreite in der Maximalsituation ist mit 1,71 in Hamburg bis 1,41 in Mecklenburg-Vorpommern etwas geringer. Insgesamt kommt es zu einem Rückgang des Verhältnisses auf einer Bandbreite von -0,11 in Rheinland-Pfalz bis -0,25 in Bayern. In diesem Zusammenhang wird angenommen, dass die Variation der Verhältnisse von direkten zu indirekten Wertschöpfungsverlusten eine unmittelbare Folge der unterschiedlichen Zusammensetzungen der Wirtschaftszweige in den Minimal-

³⁷ Die entsprechenden Tabellen für eine 2- bzw. 4-stündige Stromunterbrechung (Tabelle 66 und Tabelle 67) befinden sich im Anhang.

und Maximalsituationen ist, wie sie an unterschiedlichen Stellen in Unterkapitel 4.2 beobachtet werden konnte.

Wie soeben beschrieben, lassen sich in Tabelle 36, Tabelle 37 und Tabelle 38 einige Tendenzen hinsichtlich der variierenden Anteile der Wertschöpfungsverluste auf den unterschiedlichen Wirkungsebenen und zwischen den einzelnen Bundesländern beobachten. Es wurde angenommen, dass die regionale Zusammensetzung der Wirtschaftszweige zu den unterschiedlichen Startzeitpunkten der simulierten Stromunterbrechungen Einfluss auf die Verteilung der Wertschöpfungsverluste je Wirkungsebene hat. Um diese Annahme tiefergehend zu überprüfen, wird die Darstellung in Tabelle 37 um die sektoralen Anteile der Wertschöpfungsverluste je Region erweitert. Diese differenziertere Darstellung erlaubt neben der Darstellung des Umfangs der generellen strukturellen Verflechtung der Bundesländer auch einen Vergleich und die Analyse der regionalen Wirtschaftsstrukturen, siehe Tabelle 39³⁸.

³⁸ Die entsprechenden Tabellen für eine 2- bzw. 4-stündige Stromunterbrechung (Tabelle 68 und Tabelle 69) befinden sich im Anhang.

Tabelle 39: Prozentuale Anteile der regionalen Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig und Wirkungsebene bei 1h nationaler Stromunterbrechung

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
B W	Landwirt.	0,7	0,1	0,7	0,1	0,1	0,0	0,2	0,9	0,3	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,2	0,5
	Industrie	15,2	14,6	29,8	1,8	7,8	1,2	10,8	40,6	6,5	6,2	12,6	1,6	6,1	1,0	8,7	21,3
	Transport	1,1	0,1	1,2	0,5	0,5	0,1	1,1	2,3	0,7	0,1	0,8	0,4	0,4	0,0	0,9	1,6
	GHD	33,2	1,4	34,5	10,4	10,6	0,7	21,7	56,2	53,6	1,4	55,0	9,6	11,3	0,6	21,6	76,6
	Gesamt	50,1	16,1	66,3	12,8	19,0	1,9	33,7	100,0	61,0	7,7	68,7	11,7	18,0	1,7	31,3	100,0
BY	Landwirt.	1,0	0,2	1,3	0,1	0,3	0,0	0,4	1,7	0,4	0,1	0,5	0,1	0,2	0,0	0,3	0,8
	Industrie	12,4	12,0	24,4	1,8	6,6	1,1	9,5	33,8	5,1	4,8	9,9	1,6	5,4	0,9	7,9	17,8
	Transport	1,1	0,1	1,2	0,6	1,0	0,1	1,6	2,8	0,6	0,1	0,7	0,5	0,8	0,1	1,3	2,0
	GHD	35,6	1,5	37,0	12,6	11,2	0,9	24,7	61,7	53,7	1,5	55,2	11,6	11,8	0,8	24,2	79,4
	Gesamt	50,0	13,8	63,9	15,0	19,1	2,1	36,1	100,0	59,8	6,5	66,2	13,8	18,1	1,8	33,8	100,0
BE	Landwirt.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Industrie	7,4	5,2	12,5	1,1	3,2	0,5	4,8	17,3	2,4	1,7	4,1	0,9	2,6	0,4	4,0	8,1
	Transport	2,7	0,4	3,1	0,4	0,8	0,1	1,3	4,4	1,3	0,2	1,4	0,4	0,7	0,1	1,1	2,6
	GHD	47,2	1,6	48,8	12,9	15,8	0,7	29,5	78,2	60,4	1,4	61,8	11,6	15,2	0,6	27,5	89,3
	Gesamt	57,3	7,1	64,4	14,4	19,9	1,3	35,6	100,0	64,1	3,3	67,3	12,9	18,6	1,1	32,7	100,0
BB	Landwirt.	2,3	0,2	2,5	0,2	0,6	0,0	0,7	3,3	0,7	0,1	0,8	0,1	0,4	0,0	0,6	1,3
	Industrie	12,6	4,9	17,5	2,1	7,3	0,6	10,0	27,5	4,4	1,6	6,1	1,8	5,8	0,5	8,1	14,2
	Transport	2,0	0,2	2,2	0,8	0,8	0,1	1,8	3,9	1,0	0,1	1,1	0,6	0,6	0,1	1,3	2,4
	GHD	41,2	1,3	42,5	9,7	12,5	0,6	22,8	65,2	59,6	1,2	60,8	8,5	12,3	0,5	21,3	82,1
	Gesamt	58,0	6,6	64,7	12,8	21,2	1,3	35,3	100,0	65,8	3,0	68,8	11,0	19,1	1,1	31,2	100,0

Input-Output-Analyse

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
HB	Landwirt.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Industrie	12,1	6,0	18,2	1,7	6,2	0,6	8,5	26,6	5,2	2,6	7,7	1,4	4,5	0,5	6,4	14,1
	Transport	1,9	0,7	2,6	1,0	1,2	0,2	2,4	5,0	1,2	0,4	1,6	0,8	0,9	0,1	1,7	3,4
	GHD	37,1	2,0	39,1	14,4	13,8	1,0	29,2	68,3	53,0	1,8	54,8	12,7	14,1	0,9	27,6	82,4
	Gesamt	51,2	8,7	59,9	17,0	21,2	1,8	40,1	100,0	59,4	4,8	64,2	14,8	19,5	1,4	35,8	100,0
HH	Landwirt.	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Industrie	6,7	2,7	9,4	1,5	5,0	0,5	7,0	16,4	2,7	1,1	3,8	1,4	4,5	0,4	6,4	10,2
	Transport	2,0	1,2	3,3	0,8	1,2	0,2	2,2	5,5	1,2	0,7	1,9	0,6	1,0	0,2	1,7	3,6
	GHD	42,2	2,4	44,6	17,2	14,8	1,3	33,4	77,9	52,4	2,2	54,6	15,7	14,7	1,2	31,6	86,1
	Gesamt	51,0	6,4	57,4	19,5	21,0	2,0	42,6	100,0	56,3	4,0	60,3	17,7	20,2	1,8	39,7	100,0
HE	Landwirt.	0,5	0,0	0,5	0,1	0,1	0,0	0,2	0,7	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,2	0,3
	Industrie	9,0	7,3	16,3	1,4	4,0	0,7	6,2	22,5	3,6	2,9	6,5	1,3	3,5	0,6	5,4	12,0
	Transport	1,7	0,3	2,0	0,5	0,6	0,1	1,2	3,3	1,0	0,2	1,2	0,4	0,5	0,1	1,0	2,2
	GHD	39,3	1,8	41,1	15,3	16,1	1,0	32,5	73,6	53,3	1,7	55,0	13,9	15,6	0,9	30,5	85,5
	Gesamt	50,5	9,5	60,0	17,3	20,9	1,8	40,0	100,0	58,1	4,8	62,9	15,7	19,8	1,6	37,1	100,0
M V	Landwirt.	0,6	0,1	0,6	0,1	0,1	0,0	0,2	0,9	1,2	0,1	1,3	0,2	0,6	0,0	0,9	2,2
	Industrie	11,6	8,6	20,2	2,3	7,2	1,2	10,6	30,8	3,1	1,3	4,4	1,1	3,9	0,4	5,4	9,8
	Transport	1,2	0,2	1,4	0,6	0,7	0,1	1,4	2,8	1,1	0,3	1,4	0,3	0,8	0,0	1,2	2,6
	GHD	39,2	1,6	40,8	12,9	11,0	0,8	24,7	65,5	64,1	0,9	65,0	7,5	12,6	0,3	20,5	85,5
	Gesamt	52,6	10,4	63,0	15,9	19,0	2,1	37,0	100,0	69,6	2,5	72,1	9,2	17,9	0,8	27,9	100,0

Input-Output-Analyse

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
NI	Landwirt.	2,2	0,2	2,4	0,2	0,6	0,0	0,8	3,1	0,8	0,1	0,8	0,2	0,4	0,0	0,6	1,4
	Industrie	13,0	10,0	23,1	1,9	7,3	1,0	10,3	33,4	5,0	3,8	8,8	1,7	5,6	0,8	8,1	16,9
	Transport	1,7	0,4	2,1	0,6	0,8	0,1	1,6	3,7	0,9	0,2	1,2	0,5	0,6	0,1	1,2	2,4
	GHD	36,6	1,4	38,1	10,4	10,6	0,7	21,8	59,8	56,8	1,3	58,1	9,3	11,3	0,6	21,2	79,3
	Gesamt	53,5	12,1	65,6	13,2	19,4	1,8	34,4	100,0	63,5	5,4	68,9	11,6	17,9	1,5	31,1	100,0
N W	Landwirt.	0,6	0,1	0,6	0,1	0,1	0,0	0,2	0,9	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,2	0,4
	Industrie	11,6	8,6	20,2	2,3	7,2	1,2	10,6	30,8	4,7	3,5	8,2	2,0	5,8	1,0	8,8	17,0
	Transport	1,2	0,2	1,4	0,6	0,7	0,1	1,4	2,8	0,7	0,1	0,8	0,5	0,6	0,1	1,2	2,0
	GHD	39,2	1,6	40,8	12,9	11,0	0,8	24,7	65,5	55,3	1,5	56,8	11,7	11,4	0,8	23,8	80,6
	Gesamt	52,6	10,4	63,0	15,9	19,0	2,1	37,0	100,0	60,9	5,1	66,0	14,3	17,9	1,9	34,0	100,0
RP	Landwirt.	1,7	0,2	1,9	0,1	0,3	0,0	0,4	2,3	0,6	0,1	0,6	0,1	0,2	0,0	0,4	1,0
	Industrie	20,0	6,9	26,9	1,4	6,7	0,7	8,8	35,7	7,5	2,6	10,1	1,3	5,5	0,6	7,4	17,5
	Transport	1,3	0,1	1,5	0,5	0,6	0,1	1,2	2,7	0,7	0,1	0,8	0,4	0,5	0,0	0,9	1,7
	GHD	37,0	1,2	38,2	9,1	11,5	0,5	21,0	59,3	57,8	1,1	58,9	8,4	11,9	0,5	20,8	79,7
	Gesamt	60,1	8,4	68,5	11,1	19,1	1,3	31,5	100,0	66,7	3,8	70,5	10,3	18,1	1,2	29,5	100,0
SL	Landwirt.	0,3	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,1	0,4	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2
	Industrie	16,4	9,7	26,2	2,0	10,0	1,1	13,2	39,3	6,8	4,0	10,7	1,7	7,0	0,8	9,4	20,1
	Transport	1,7	0,2	1,9	0,5	0,9	0,1	1,4	3,3	1,0	0,1	1,1	0,4	0,7	0,1	1,2	2,3
	GHD	35,2	1,3	36,5	9,9	10,0	0,6	20,5	57,0	56,0	1,2	57,1	8,9	10,9	0,5	20,3	77,4
	Gesamt	53,6	11,2	64,9	12,5	20,9	1,7	35,1	100,0	63,8	5,3	69,1	10,9	18,6	1,4	30,9	100,0

Input-Output-Analyse

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
SN	Landwirt.	1,6	0,0	1,6	0,2	0,3	0,0	0,4	2,0	0,5	0,0	0,5	0,1	0,2	0,0	0,3	0,8
	Industrie	13,9	7,8	21,7	2,1	6,9	0,9	9,9	31,7	4,7	2,7	7,4	1,8	5,3	0,7	7,9	15,3
	Transport	2,2	0,2	2,5	0,6	1,2	0,1	1,9	4,3	1,1	0,1	1,2	0,4	0,8	0,0	1,3	2,5
	GHD	38,5	1,4	39,8	9,8	11,8	0,6	22,2	62,0	58,6	1,3	59,8	8,8	12,3	0,5	21,6	81,4
	Gesamt	56,2	9,4	65,6	12,7	20,2	1,5	34,4	100,0	64,9	4,1	68,9	11,2	18,6	1,3	31,1	100,0
ST	Landwirt.	3,1	0,1	3,3	0,2	0,5	0,0	0,7	4,0	0,9	0,0	1,0	0,2	0,3	0,0	0,5	1,5
	Industrie	13,8	7,2	21,0	2,7	9,2	0,9	12,8	33,8	4,8	2,3	7,1	2,3	7,4	0,8	10,5	17,6
	Transport	2,0	0,2	2,3	0,7	1,2	0,1	2,0	4,2	1,0	0,1	1,1	0,5	0,7	0,1	1,3	2,4
	GHD	36,3	1,3	37,6	9,0	10,7	0,6	20,3	57,9	58,0	1,2	59,2	7,8	10,9	0,5	19,2	78,5
	Gesamt	55,3	8,9	64,2	12,6	21,6	1,6	35,8	100,0	64,7	3,7	68,4	10,8	19,4	1,4	31,6	100,0
SH	Landwirt.	1,7	0,3	2,0	0,2	0,6	0,0	0,8	2,8	0,5	0,1	0,6	0,1	0,4	0,0	0,6	1,2
	Industrie	9,7	7,0	16,7	1,5	5,2	0,7	7,4	24,1	3,4	2,4	5,8	1,4	4,4	0,7	6,4	12,2
	Transport	2,0	0,5	2,5	0,5	1,2	0,1	1,7	4,2	1,0	0,2	1,2	0,4	0,7	0,1	1,2	2,4
	GHD	43,5	1,5	45,0	10,4	12,9	0,6	23,9	68,9	60,4	1,3	61,7	9,3	12,7	0,5	22,5	84,2
	Gesamt	56,9	9,3	66,2	12,5	19,8	1,5	33,8	100,0	65,4	4,0	69,4	11,1	18,2	1,3	30,6	100,0
TH	Landwirt.	2,0	0,0	2,1	0,2	0,5	0,0	0,7	2,8	0,9	0,0	1,0	0,2	0,4	0,0	0,5	1,5
	Industrie	14,7	9,1	23,8	2,0	7,6	1,0	10,7	34,5	5,2	3,2	8,4	1,8	5,8	0,9	8,5	16,9
	Transport	1,8	0,2	2,0	0,6	0,9	0,1	1,5	3,6	0,9	0,1	0,9	0,5	0,6	0,0	1,1	2,0
	GHD	37,3	1,2	38,5	9,1	11,0	0,6	20,7	59,2	58,3	1,1	59,4	8,1	11,6	0,5	20,2	79,6
	Gesamt	55,8	10,5	66,3	12,0	20,0	1,7	33,7	100,0	65,4	4,4	69,8	10,5	18,3	1,4	30,2	100,0

Input-Output-Analyse

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
D	Landwirt.	1,0	0,1	1,1	0,1	0,2	0,0	0,3	1,5	0,4	0,0	0,4	0,1	0,2	0,0	0,3	0,7
	Industrie	12,3	9,5	21,8	1,9	6,6	1,0	9,5	31,3	4,9	3,7	8,5	1,6	5,3	0,8	7,7	16,3
	Transport	1,5	0,3	1,7	0,6	0,8	0,1	1,5	3,2	0,8	0,2	1,0	0,5	0,6	0,1	1,2	2,2
	GHD	37,8	1,5	39,3	12,1	11,9	0,8	24,8	64,1	55,5	1,5	57,0	10,9	12,3	0,7	23,9	80,9
	Gesamt	52,6	11,4	64,0	14,6	19,6	1,9	36,0	100,0	61,6	5,3	66,9	13,1	18,4	1,6	33,1	100,0

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Anhand der in Tabelle 39 dargestellten Ergebnisse lässt sich prüfen, inwieweit die Zusammensetzung der Wirtschaftszweige in den Minimal- und Maximalsituationen die Verteilung der Wertschöpfungsverluste auf den einzelnen Wirkungsebenen beeinflusst.

Es wird deutlich, dass die in Tabelle 37 beobachtete Zunahme des Anteils der direkten inländischen Wertschöpfungsverluste sowie die Abnahme des Anteils der indirekten Wertschöpfungsverluste in den Bundesländern von der Minimal- zur Maximalsituation aus einer Veränderung der sektoralen Anteile in den Regionen resultiert. Diese Entwicklung ist vor allem durch die Veränderungen der Anteile der Wertschöpfungsverluste in den Industrie- und GHD-Sektoren getrieben. Der Einfluss der Landwirtschaft sowie der Transportsektoren ist dabei aufgrund ihres geringen Anteils zu vernachlässigen.

Es zeigt sich, dass der Anteil der Wertschöpfungsverluste der Industriesektoren an den gesamten regionalen Wertschöpfungsverlusten von der nationalen Minimal- zur Maximalsituation in allen Regionen deutlich abnimmt. Dieser Effekt zeigt sich umgekehrt für die GHD-Sektoren. Diese Ergebnisse decken sich mit den bisherigen Erkenntnissen zur sektoralen Zusammensetzung der direkten Wertschöpfungsverluste aus Kapitel 4. Eine nähere Betrachtung der Verteilung der Wertschöpfungsverluste der Industrie- und GHD-Sektoren ergibt, dass in den Industriesektoren ein vergleichsweise hoher Anteil der Wertschöpfungsverluste im Ausland, also über Exportverluste, realisiert wird. Der Exportverlust der GHD-Sektoren ist nur marginal.

Auf der indirekten Wirkungsebene fällt vor allem auf, dass die indirekten Wertschöpfungsverluste der Industrie zum überwiegenden Teil interregional realisiert werden, wohingegen die indirekten Wertschöpfungsverluste der GHD-Sektoren zu ungefähr gleichen Teilen intraregional und interregional auftreten. Diese Beobachtungen sind wiederum unabhängig von der betrachteten Minimal- bzw. Maximalsituation gültig. Insgesamt sind Industriesektoren durch ein hohes Maß an arbeitsteiligen Prozessen entlang der Lieferkette gekennzeichnet. Dabei sind die Vorleistungsgüter mobil, sodass Vorleistungen nicht zwangsläufig in der Nähe des Ortes des nächsten Fertigungsschrittes produziert werden müssen, was zu vergleichsweise niedrigen direkten inländischen Wertschöpfungsverlusten sowie hohen Anteilen an Exportverlusten führen kann. Im Gegensatz hierzu sind Dienstleistungen, die in GHD-Sektoren erbracht werden, in hohem Maße immobil, woraus ein vergleichsweise hoher Anteil der direkten inländischen Wertschöpfungsverluste sowie ein geringer Exportverlust resultiert.

Diese Erklärung führt dazu, dass die Struktur der interregionalen Wertschöpfungsverluste von der Minimal- zur Maximalsituation nur geringfügig variiert (siehe Abbildung 24 und Abbildung

25), da die interregionalen Wertschöpfungseffekte in beiden Situationen in hohem Maße von den Industriesektoren definiert werden.

Auf Grundlage der Ergebnisse in Tabelle 39 kann die Annahme bestätigt werden, dass die regionale Zusammensetzung der Wirtschaftszweige zu den unterschiedlichen Startzeitpunkten der simulierten Stromunterbrechungen sowie die sektorspezifischen Leontief-Multiplikatoren (siehe Tabelle 34) die Verteilung der Wertschöpfungsverluste je Wirkungsebene maßgeblich beeinflussen. Aus dem höheren Anteil an GHD-Sektoren und gleichzeitigem geringeren Anteil an Industriesektoren an den gesamten nationalen Wertschöpfungsverlusten in der Maximalsituation folgt, dass der Anteil der direkten inländischen Wertschöpfungsverluste höher ist als in der Minimalsituation.

Auf Grundlage der Erkenntnisse dieses Unterkapitel können die in Tabelle 38 für die einzelnen Regionen beobachteten geringeren Verhältnisse von direkten inländischen zu den gesamten Wertschöpfungsverlusten in den Maximalsituationen erklärt werden: Da die GHD-Sektoren in der Zusammensetzung der Wirtschaftszweige in der Maximalsituation (siehe Abbildung 21) stark dominierend sind, und die GHD-Sektoren vergleichsweise geringe Leontief-Multiplikatoren (siehe Tabelle 34) besitzen, folgt, dass in der Maximalsituation ein höherer Anteil der Wertschöpfungsverluste bereits auf der direkten inländischen Wirkungsebene realisiert wird.

Dieses Ergebnis unterstreicht noch einmal die Konsistenz der Berechnungen mit der theoretischen Diskussion in Unterkapitel 2.1, dass aus Stromunterbrechungen resultierende Wertschöpfungsverluste hochgradig von der Startzeit, der Region und somit der betroffenen Endnutzerstruktur abhängig sind.

In diesem Unterkapitel 5.3.2 bilden die nationalen Minimal- und Maximalsituationen die Analysegrundlage. Die Verteilung der Wertschöpfungsverluste über die regionalen Strukturen sowie deren Besonderheiten wurden ausführlich diskutiert. Eine gesonderte Betrachtung der einzelnen regionalen Minimal- und Maximalsituationen verspricht vor dem Hintergrund der großen Übereinstimmung der regionalen und der nationalen Minimal- und Maximalsituationen (siehe Tabelle 22 und Tabelle 35) keine neuen Erkenntnisse über strukturelle regionale Effekte. Daher folgt im nächsten Unterkapitel 5.3.3 die Betrachtung der Auswirkungen der Integration der indirekten Effekte auf die Wertschöpfungsverluste für die in Kapitel 4.4 definierten partiellen Stromunterbrechungen.

5.3.3 Wertschöpfungsverluste partieller Stromunterbrechungen

In Unterkapitel 4.5 wurden partielle Stromunterbrechungen für die nationalen Minimal- und Maximalsituationen simuliert. Dabei wurde modellhaft eine Stromversorgungslücke definiert

und die Reststrommenge anhand unterschiedlicher Prinzipien verteilt. Durch dieses Vorgehen und auf Basis der zur Verfügung stehenden Datengrundlage konnte der direkte Wertschöpfungsverlust je Szenariorahmen und Verteilprinzip ermittelt werden. Im Zuge dessen wurde eine Analyse der strukturellen Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste zwischen den Regionen sowie Wirtschaftszweigen durchgeführt. In diesem Zusammenhang konnte gezeigt werden, dass vor allem wirtschaftlich vergleichsweise schwache Bundesländer sowie die Industriesektoren überproportional von den partiellen Stromunterbrechungen betroffen sind.

Das vorliegende Kapitel überprüft die Verteilung der Reststrommenge über die definierten Verteilprinzipien. Dies geschieht jedoch auf der Grundlage der gesamten Wertschöpfungsverluste, d.h. die Verteilung der Reststrommenge in den einzelnen Szenarien findet bereits unter Berücksichtigung der indirekten Wertschöpfungsverluste statt. Diese Überprüfung geschieht analog zu dem Vorgehen in Unterkapitel 5.3.1. Auf der Grundlage der Ergebnisse aus Unterkapitel 5.3.1 ist anzunehmen, dass die durchzuführende Gesamtbetrachtung lediglich zu geringen Abweichungen führen wird. Falls jedoch größere Abweichungen von den in Unterkapitel 4.5 berechneten Wertschöpfungsverlusten partieller Stromunterbrechungen auftreten, steht die Frage im Mittelpunkt, welche Auswirkungen dies auf die Verteilung der Wertschöpfungsverluste auf die Bundesländer und Wirtschaftszweige hat.

Die folgende Tabelle 40 bildet die Ergebnisse dieses Vorgehens ab. Tabelle 40 gibt einerseits die direkten und die gesamten Wertschöpfungsverluste je Szenariovariante wider. Andererseits zeigen die grün hinterlegten Einträge diejenigen Szenariovarianten an, bei denen es zu abweichenden Ergebnissen von den in Unterkapitel 4.5 berechneten Verteilungen kommt (siehe auch Tabelle 25). Insgesamt treten nur in drei Fällen abweichende Stromverteilungen von den in Unterkapitel 4.5 berechneten Stromverteilungen auf, wobei dies lediglich zu geringfügig veränderten Wertschöpfungsverlusten führt (vgl. Tabelle 25). Allerdings wurden die Ergebnisse aus SZ1 von der Überprüfung ausgeschlossen, da das Verteilprinzip „zufällig“ in jeder Berechnung neue zufällige Verteilungen liefert, sodass auf dieser Basis keine strukturellen Einflüsse des Verteilprinzips analysiert werden können. Daher werden in Tabelle 40 lediglich die Werte aus Unterkapitel 4.5 übernommen und die entsprechenden gesamten Wertschöpfungsverluste ausgewiesen.

Im Zusammenhang dieser Überprüfung bestätigt sich die in Unterkapitel 5.3.1 gewonnene Erkenntnis, dass durch die Berücksichtigung der indirekten Effekte Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen, die bereits einen großen Anteil an den direkten nationalen Wertschöpfungsverlusten besitzen, an Gewicht gewinnen. Wohingegen Bundesland-Wirtschaftszweig-

Kombinationen, die einen geringen Anteil an den direkten nationalen Wertschöpfungsverlusten besitzen, an Gewicht verlieren. Dieser strukturelle Effekt wirkt dahingehend, dass die Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungsverluste eher zu einer Verstärkung der Verteileffekte aus Unterkapitel 4.5 als zu einer grundlegenden Neuverteilung der betroffenen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen führt.

Tabelle 40: Direkte und gesamte Wertschöpfungsverluste partieller Stromunterbrechungen in Deutschland

fehlende Strommenge	Szenariorahmen: Unterbrechungsdauer und Startzeitpunkt (Jahreszeit, Wochentag, Stunde am Tag)		SZ1		SZ2		SZ3		SZ4	
			Direkte Wertschöpfungsverluste in Mio. €	Gesamtwertschöpfungsverluste in Mio. €	Direkte Wertschöpfungsverluste in Mio. €	Gesamtwertschöpfungsverluste in Mio. €	Direkte Wertschöpfungsverluste in Mio. €	Gesamtwertschöpfungsverluste in Mio. €	Direkte Wertschöpfungsverluste in Mio. €	Gesamtwertschöpfungsverluste in Mio. €
2,5 GWh	1 h	Min (So-So-10)	9,38	13,56	3,8	5,6	3,8	5,6	12,3	17,77
		Max (Wi-Wt-12)	36,21	53,35	1,76	2,42	1,76	2,42	20,33	29,34
	2 h	Min (So-So-10)	20,95	29,29	7,05	10,44	11,45	17,25	24,71	35,71
		Max (Wi-Wt-11)	13,37	18,62	3,44	4,75	6,1	8,76	40,76	58,81
	4 h	Min (So-So-10)	58,11	81,88	14,06	20,8	26,26	38,98	49,86	72,09
		Max (Wi-Wt-10)	86,85	128,64	7,03	9,66	18,84	28	80,94	116,8
5 GWh	1 h	Min (So-So-10)	25,83	37,5	10,97	17,7	10,97	17,7	24,59	35,54
		Max (Wi-Wt-12)	28,15	38,91	6,16	8,84	6,16	8,84	40,66	58,68
	2 h	Min (So-So-10)	62,76	90,51	23,5	35,47	26,74	39,64	49,42	71,42
		Max (Wi-Wt-11)	65	95,7	11,86	17,12	20,4	30,2	81,52	117,63
	4 h	Min (So-So-10)	109,42	161,5	43,49	69,9	75,56	111,74	99,71	144,18
		Max (Wi-Wt-10)	144,40	203,84	24,66	35,48	53,56	79,54	161,89	233,6
7,5 GWh	1 h	Min (So-So-10)	29,39	41,78	19,84	29,47	19,84	29,74	36,87	53,31
		Max (Wi-Wt-12)	67,52	95,97	13,24	19,85	13,24	19,85	60,99	88,02
	2 h	Min (So-So-10)	78,94	111,36	38,83	57,77	47,45	70,59	74,13	107,14
		Max (Wi-Wt-11)	149,56	219,99	26,9	40,40	32,47	48,22	122,29	176,44
	4 h	Min (So-So-10)	143,87	205,09	77,15	114,76	132,66	191,86	149,57	216,28
		Max (Wi-Wt-10)	319,99	475,4	54,09	81,45	117,35	174,63	242,83	350,4

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

5.3.4 Analyse partieller Stromunterbrechungen

In diesem Teil der Analyse werden die strukturellen Auswirkungen dargestellt, die aus der Berücksichtigung der indirekten Wertschöpfungsverluste resultieren. Dabei werden sowohl die Auswirkungen auf die regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste als auch auf die Wirtschaftszweige auf der nationalen Ebene dargestellt.

Aus dem Unterkapitel 4.5 geht die strukturelle regionale und sektorale Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste unterschiedlicher Szenarien für eine Stromversorgungslücke von 2,5 GWh hervor (siehe Tabelle 26 bis Tabelle 31).

Das vorliegende Unterkapitel vergleicht die direkten regionalen und sektoralen Verteilungen aus Unterkapitel 4.5 mit den gesamten regionalen und sektoralen Verteilungen. Jedoch werden, wie bereits im vorherigen Abschnitt thematisiert, die Ergebnisse aus SZ1 in Abbildung 26 und Abbildung 27 außer Acht gelassen, da dieses Szenario auf einen zufälligen Verteilprinzip basiert und somit keine vergleichbaren strukturellen Rückschlüsse zulässt. Die Hauptaussage, die auf Grundlage der Ergebnisse aus SZ1 getroffen werden kann, ist, dass Stromunterbrechungen ohne eine gesteuerte Abschaltung zu vergleichsweise hohen und unkontrollierten Wertschöpfungsverlusten führen (siehe Tabelle 40).

Die folgende Abbildung 26 zeigt die Veränderung der regionalen Anteile von der regionalen Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste aus Unterkapitel 4.5 zur regionalen Verteilung der gesamten Wertschöpfungsverluste³⁹. Beispielsweise führt die Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungsverluste (siehe SZ2, Minimalsituation 1 h) in Baden-Württemberg zu einer ca. 55 prozentigen Steigerung des regionalen Anteiles an den gesamten Wertschöpfungsverlusten (auf 2,6% der gesamten nationalen Wertschöpfungsverluste) gegenüber dem entsprechenden regionalen Anteil an den direkten Wertschöpfungsverlusten (1,7% siehe Tabelle 27).

Insgesamt zeigen die in Abbildung 26 dargestellten Ergebnisse, dass in Szenariovariante SZ2 und SZ3 vor allem in den wirtschaftlich vergleichsweise starken Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen eine Zunahme der regionalen Anteile an den gesamten Wertschöpfungsverlusten im Gegensatz zu den regionalen Anteilen an den direkten Wertschöpfungsverlusten zu beobachten ist. Diese Tendenz kann mit Einschränkungen auch für Hessen beobachtet werden. Wohingegen die regionalen Anteile in den wirtschaftlich

³⁹ Die entsprechenden Ergebnisse für die 5 GWh und 7,5 GWh partiellen Stromunterbrechungen (Abbildung 34 und Abbildung 35) befinden sich im Anhang.

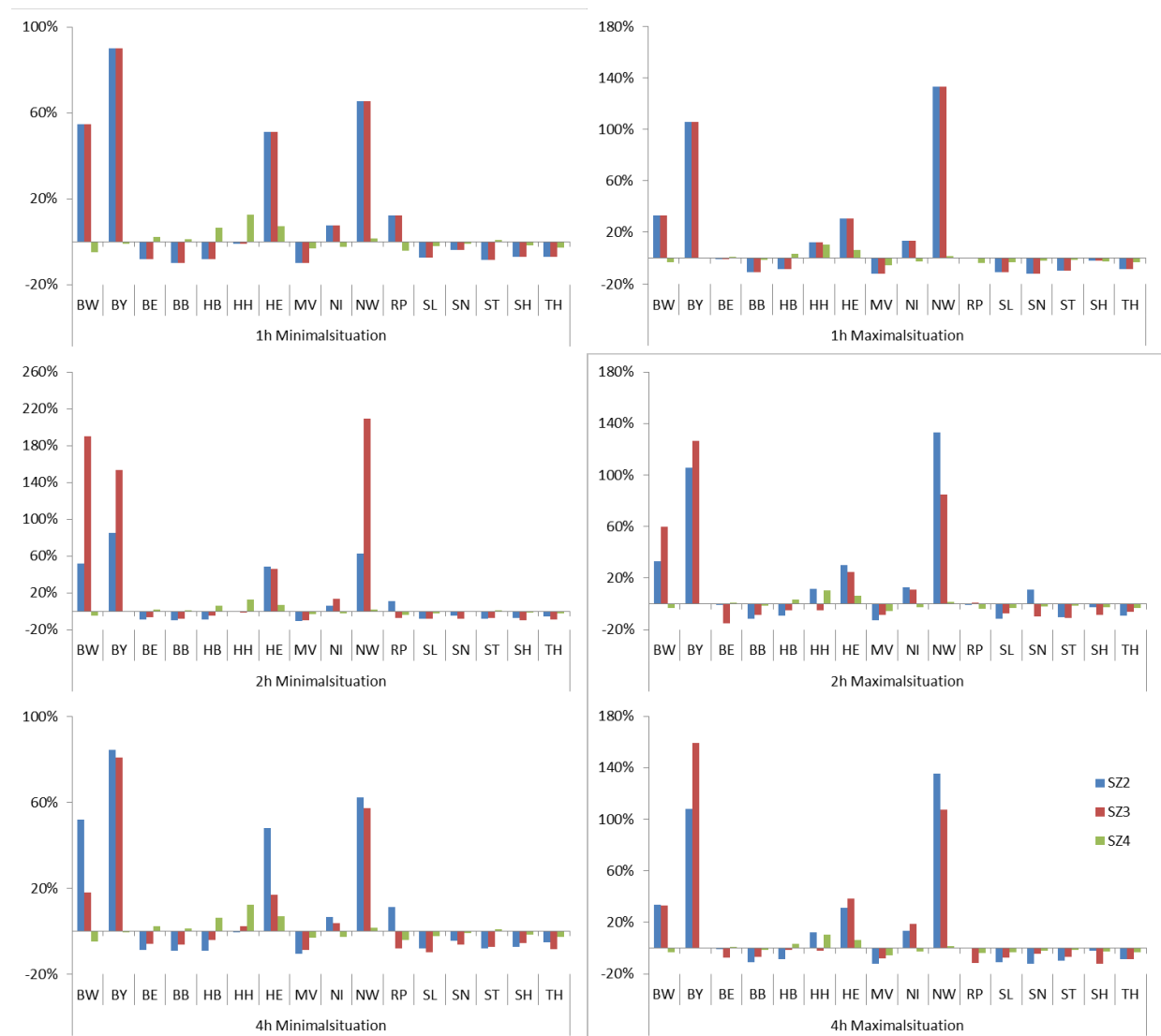
vergleichsweise schwachen Bundesländern tendenziell abnehmen, jedoch in einem sehr geringen Umfang.

Eine Begründung für diese strukturellen Effekte findet sich in den stark unterproportionalen regionalen Anteilen an den direkten Wertschöpfungsverlusten der großen Bundesländer in SZ2 und SZ3 (siehe Tabelle 27, Tabelle 29 und Tabelle 31), sodass bereits eine kleine absolute Änderung zu großen relativen Abweichungen führen kann. Darüber hinaus können die Zunahmen der regionalen Anteile an den Gesamtwertschöpfungsverlusten in den wirtschaftlich vergleichsweise starken Bundesländern gegenüber den regionalen Anteilen der direkten Wertschöpfungsverluste auch über die bereits in Abbildung 24 und Abbildung 25 abgebildete starke interregionale Verknüpfung von Baden-Württemberg, Bayern, Hessen und Nordrhein-Westfalen erklärt werden. Ein hoher Grad an interregionaler Verknüpfung eines Bundeslandes führt in diesem Kontext dazu, dass ein großer Teil der auftretenden indirekten Wertschöpfungsverluste in diesem Bundesland realisiert werden.

Anhand der abgebildeten Ergebnisse wird für SZ2 und SZ3 deutlich, dass die Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungsverluste der ungleichen regionalen Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste (siehe Tabelle 27, Tabelle 29 und Tabelle 31) entgegenwirkt.

Auf Grundlage der dargestellten Ergebnisse sowie den Ausführungen zu Abbildung 26 werden die im Verlauf der Arbeit gewonnenen Erkenntnisse zur strukturellen Verteilung direkter und indirekter Wertschöpfungsverlusten bestätigt.

Abbildung 26: Veränderung regionaler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 2,5 GWh-Stromunterbrechungen⁴⁰



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Die folgende Abbildung 27 zeigt die Veränderung der sektoralen Anteile von der sektoralen Verteilung der direkten Wertschöpfungsverluste auf nationaler Ebene aus Unterkapitel 4.5 zur sektoralen Verteilung der gesamten Wertschöpfungsverluste auf nationaler Ebene.

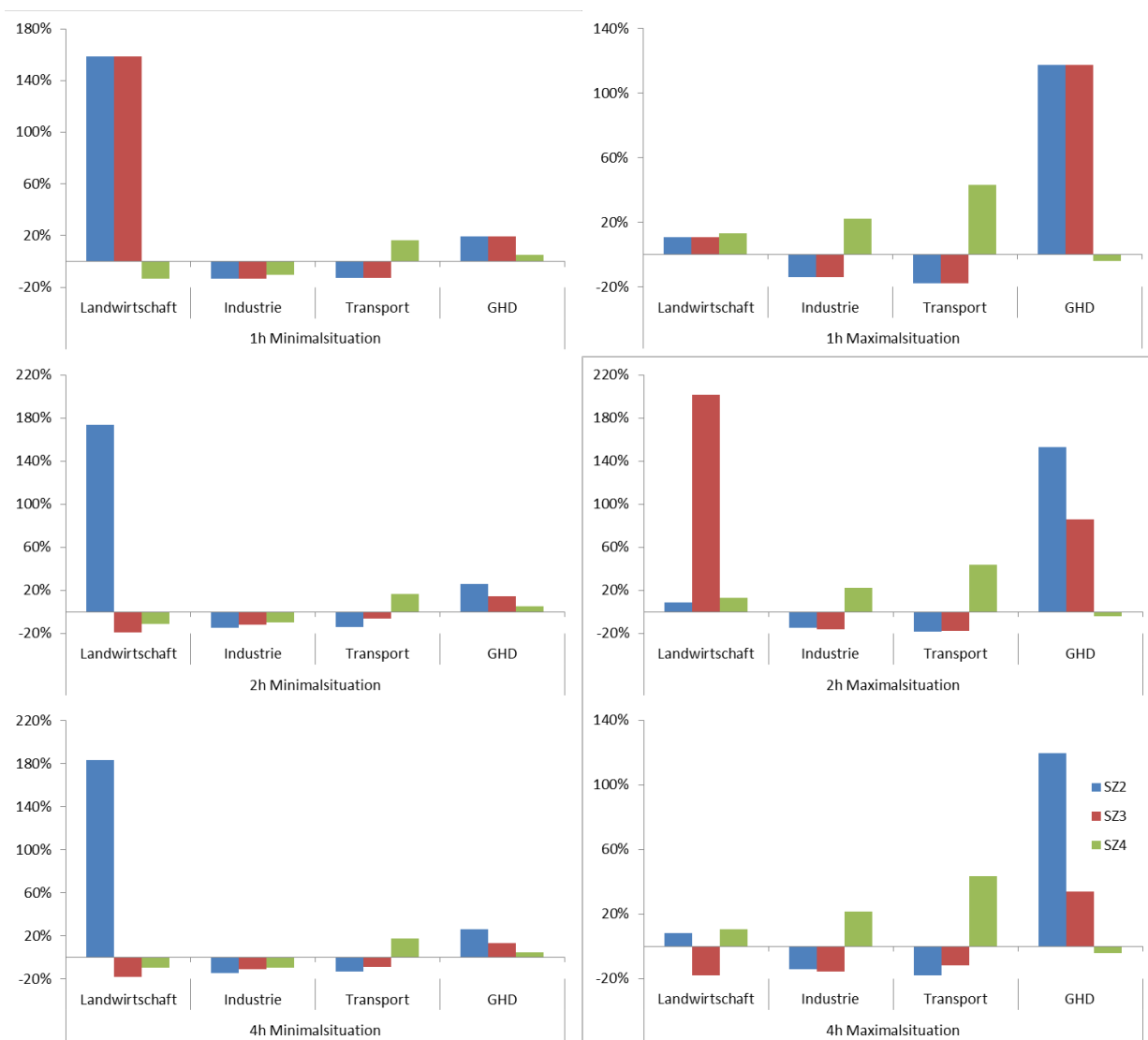
Wie schon in den Ausführungen zu Abbildung 26 erläutert spielt der relative Anteil eines Bundeslandes oder in diesem Fall eines Wirtschaftszweigs an den direkten Wertschöpfungsverlusten (siehe Tabelle 26, Tabelle 28 und Tabelle 30) als Berechnungsbasis eine entscheidende Rolle für die resultierende Veränderung der Anteile an den gesamten Wertschöpfungsverlusten.

⁴⁰ Die entsprechenden Ergebnisse für die 5 GWh und 7,5 GWh partiellen Stromunterbrechungen (Abbildung 36 und Abbildung 37) befinden sich im Anhang.

Dieser Fall, dass kleine relative Anteile an den direkten Wertschöpfungsverlusten zu großen Veränderungen führen, wenn die gesamten Wertschöpfungsverluste betrachtet werden, kann in den Ergebnissen für die Landwirtschaft vor allem in den Minimalsituationen von SZ2 und SZ3 in Abbildung 27 beobachtet werden. Neben dieser Auffälligkeit treten in den Minimalsituationen keine besonders großen Abweichungen in der sektoralen Verteilung auf. Dies bedeutet, dass die spezifische sektorale Zusammensetzung der Wirtschaftszweige in den Minimalsituationen eine vergleichsweise homogene Vorleistungsstruktur besitzt.

Ein differenzierteres Bild ergibt sich, wenn die Maximalsituationen betrachtet werden. Dabei kommt es neben den bereits für die Minimalsituation beschriebenen Effekten für die Landwirtschaft (siehe 2-stündige partielle Stromunterbrechung) in SZ2 und SZ3 zu großen relativen Zuwächsen der GHD-Sektoren an den gesamten Wertschöpfungsverlusten im Vergleich zu den sektoralen Anteilen der direkten Wertschöpfungsverluste. Dabei lässt sich beobachten, dass die Zunahme der relativen sektoralen Anteile des GHD in SZ3 mit zunehmender Unterbrechungsdauer geringer wird. Der Grund für die zeitabhängig geringer werdende Zunahme des Anteils der GHD-Sektoren an den gesamten Wertschöpfungsverlusten liegt an dem SZ3 zugrunde liegenden Verteilprinzip, bei dem nach jeder Stunde die Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen wechseln, um einen rolling blackout zu gewährleisten. Im Zuge dieses Wechsels werden mit zunehmender Stromunterbrechungslänge zunehmend GHD-Sektoren abgeschaltet. Daher besitzen die GHD-Sektoren in langen partiellen Stromunterbrechungen nach SZ3 bereits einen vergleichsweise hohen Anteil an den relativen direkten sektoralen Wertschöpfungsverlusten (1 h: 11,1%; 2 h 15,3% und 4 h 31,0%, siehe Tabelle 26, Tabelle 28 und Tabelle 30), sodass die Zunahme der relativen Anteile an den gesamten Wertschöpfungsverlusten geringer ausfällt.

Abbildung 27: Veränderung sektoraler Wertschöpfungsverluste unter Berücksichtigung indirekter Wertschöpfungsverluste bei partiellen Stromunterbrechungen⁴¹



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

⁴¹ Die entsprechenden Ergebnisse für die 5 GWh und 7,5 GWh partiellen Stromunterbrechungen (Abbildung 36 und Abbildung 37) befinden sich im Anhang.

5.4 Zusammenfassung

Die in Kapitel 5 durchgeführte multiregionale Input-Output-Analyse beantwortet mehrere Fragestellungen.

Zunächst stellte sich die Frage, ob sich die Startzeiten der in Unterkapitel 4.2 identifizierten Minimal- und Maximalsituation ändern, wenn die gesamten Wertschöpfungsverluste betrachtet werden. Hier zeigte die Analyse, dass es zu keinen nennenswerten Abweichungen von den in Unterkapitel 4.2 berechneten Extremsituationen kommt. Im Anschluss wurde eine Analyse der gesamten Wertschöpfungsverluste durchgeführt, in der die auftretenden Wertschöpfungsverluste sowohl nach Region und Wirtschaftszweig als auch nach Wirkungsebene differenziert betrachtet wurden. Durch dieses Vorgehen konnten auf den unterschiedlichen Wirkungsebenen innerhalb der Bundesländer z.T. große Variationen in der Verteilung der Wertschöpfungsverluste identifiziert werden, welche auf regionalökonomische Strukturen zurückzuführen sind. Dieser Analyseschritt bestätigt jedoch die in Kapitel 4 gewonnenen Erkenntnisse, dass die sektorale Zusammensetzung der Stromnachfrage in den Bundesländern in den entsprechenden Zeiträumen der Stromunterbrechungen die Höhe der Wertschöpfungsverluste definiert. Aus dieser Zusammensetzung resultiert wiederum, dass das Verhältnis von direktem zu indirektem Wertschöpfungsverlust variiert, sodass in den Minimalsituationen höhere indirekte Effekte auftreten als in den Maximalsituationen.

Dieses Ergebnis unterstreicht noch einmal die Konsistenz der Berechnungen mit der theoretischen Diskussion in Unterkapitel 2.1, indem aus Stromunterbrechungen resultierende Wertschöpfungsverluste hochgradig von der Startzeit, der Region und somit der betroffenen Endnutzerstruktur abhängig sind.

Weiterhin wurde geprüft, ob die Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungsverluste einen nennenswerten Einfluss auf die Verteilung der zur Verfügung stehenden Elektrizität in partiellen Stromunterbrechungen aus Unterkapitel 4.5 hat. Auch in diesem Analyseschritt hat die Überprüfung der Verteilungen mithilfe der MRIO ergeben, dass es zu keinen bedeutsamen Änderungen der abgeschalteten Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen kommt. In diesem Zusammenhang konnte festgestellt werden, dass Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen, die bereits einen großen Anteil an den direkten Wertschöpfungsverlusten in den jeweiligen Situationen besitzen, unter Berücksichtigung der indirekten Effekte eine relative Zunahme des Anteils an den Gesamtwertschöpfungseffekten erfahren. Gleichzeitig bedeutet dieser Effekt für Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen mit einem geringen Anteil an den direkten Wertschöpfungsverlusten, dass ihr relativer Anteil an den gesamten nationalen

Wertschöpfungsverlusten abnimmt. Dies führt dazu, dass die Berücksichtigung der gesamten Wertschöpfungsverluste eher zu einer Verstärkung der in Kapitel 4 berechneten Verteilungseffekte als zu einer grundlegenden Neuverteilung der betroffenen Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen führt.

6 Fazit

Die vorliegende Dissertation hat das Ziel die potentiellen Wertschöpfungsverluste, die sich aus einer Stromunterbrechung in Deutschland ergeben, zu ermitteln. Um zu analysieren, wie sich die Wertschöpfungsverluste zwischen den Bundesländern verteilen, wurde den unterschiedlichen regionalökonomischen Strukturen in den Bundesländern Rechnung getragen, indem in der Analyse zwischen 34 unterschiedlichen Wirtschaftszweigen der NACE-Klassifikation je Bundesland unterschieden wird.

Eine notwendige Voraussetzung hierfür war zunächst die Entwicklung eines konsistenten methodischen Vorgehens zur Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten aus Stromunterbrechungen mit dem Ziel, einen belastbaren theoretischen Rahmen für die oben genannte Analyse zu definieren.

In diesem Fazit werden zunächst die Kernaussagen der einzelnen Kapitel kurz dargestellt (Unterkapitel 6.1), bevor in Unterkapitel 6.2 bewertet wird, inwiefern die genannten Ziele der Dissertation erreicht wurden. Diese Arbeit endet mit einem Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf (Unterkapitel 6.3).

6.1 Zusammenfassung der Kernergebnisse

6.1.1 Kapitel 2

In Kapitel 2 wurde die Grundlage für das systemische Verständnis von Stromunterbrechungen gelegt. Dazu wurden zunächst die Charakteristiken von Stromunterbrechungen anhand der unterschiedlichen Einflussgrößen herausgearbeitet. Die theoretische Diskussion der Einflussgrößen hat gezeigt, dass deren Kombination die Folgen einer Stromunterbrechung definiert. In diesem Kontext sind die Einflussgrößen *Startzeitpunkt* und *Dauer* sowie die betroffene *Region* und die *Dimension* einer Stromunterbrechung am bedeutendsten. Jede Stromunterbrechung stellt folglich ein individuelles Ereignis dar, das sich aus der jeweiligen Kombination der Einflussgrößen ergibt.

Aus einer ökonomisch-systemischen Betrachtung von Stromversorgungssicherheit ergibt sich ein Optimum, wenn der erwartete Grenzscha-den gleich den marginalen Kosten der Bereitstellung von Stromversorgungssicherheit ist. Die vorliegende Arbeit stellt die Frage nach den Schadenskosten, die sich aus einer Stromunterbrechung in Deutschland ergeben. Dabei muss zwischen unterschiedlichen Kostenkategorien differenziert werden. Einerseits existieren monetäre Kosten, die sich aus direkten und indirekten Wertschöpfungsverlusten zusammensetzen, und andererseits treten materielle Schäden auf, wie Schäden an Maschinen und Produktionsmitteln,

welche in dieser Arbeit nicht betrachtet werden. Um zu evaluieren, wie die Schadenskosten erhoben und monetarisiert werden können, wurde eine umfassende Literaturanalyse durchgeführt. Es hat sich gezeigt, dass die Schadenskosten bzw. die Wertschöpfungsverluste in der Regel über den Value of Lost Load (VoLL) erfasst werden. Gleichzeitig hat die Metastudie ergeben, dass es eine Vielzahl unterschiedlicher methodischer Verfahren zur Ermittlung des VoLL gibt, jedoch kein harmonisiertes Vorgehen zwischen den Studien. Dies ist insofern elementar, als dass

- die Wahl der Methode die Höhe der Schadenskosten beeinflusst, da die Kostenarten unterschiedlich fokussiert werden. Die Metastudie hat ergeben, dass fast ausschließlich Zahlungsbereitschaftsanalysen und makroökonomische Ansätze angewandt werden, wobei erstere sowohl monetäre Kosten als auch materielle Schäden erfassen, letztere hingegen monetäre Kosten im Sinne direkter Wertschöpfungsverluste ermitteln.
- die Ausgestaltung und die Abgrenzungen der Stromunterbrechungsszenarien, also die Berücksichtigung der Einflussgrößen auf eine Stromunterbrechung, zwischen den Studien nicht abgestimmt sind. In diesem Zusammenhang beeinflusst vor allem die Differenzierung in unterschiedliche Wirtschaftszweige die berechneten VoLL-Werte. Aus dem Fehlen eines einheitlichen Vorgehens folgt, dass in den Studien bislang nur Einzelfälle betrachtet werden können und daher keine Vergleiche zwischen diesen, beispielsweise über Jahre oder zwischen Regionen, möglich sind.

In Kapitel 2 findet somit erstmals eine kritische theoretisch-konzeptionelle Diskussion des ökonomischen Indikators für Stromversorgungssicherheit, dem Value of Lost Load, sowie dessen Implikationen auf die praktische Anwendung über eine Literaturanalyse statt.

Der VoLL soll sowohl als Grundlage für Investitionsentscheidungen als auch als ökonomische Entscheidungsgrundlage für die Verteilung von Strommengen während partieller Stromunterbrechungen dienen. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit der Definition eines international und innerstaatlich vergleichbaren Analyserahmens zur Berechnung der Schadenskosten über den VoLL, der dem individuellen Charakter einer Stromunterbrechung gerecht wird aber gleichzeitig eine Systematisierung erlaubt. Dieser Analyserahmen muss daher auch in einer anderen als nationalstaatlichen Betrachtung, beispielsweise auf der Ebene supranationaler Zusammenhänge, Anwendung finden können. Auf Grundlage der Ergebnisse aus der Metastudie präsentiert die vorliegende Arbeit einen zweistufigen makroökonomischen Ansatz, der auf der NACE-Klassifikation basiert und als Vorschlag für ein abgestimmtes methodisches Vorgehen dienen soll. Dabei stellt die NACE-Klassifikation sicher, dass Studienergebnisse grundsätzlich

zwischen unterschiedlichen Regionen sowie zwischen den Berechnungsjahren vergleichbar sind. Der erste Schritt beinhaltet die Berechnung der VoLL-Werte in NACE-Klassifikation für jedes Bundesland. Im zweiten Schritt werden diese Werte mit disaggregierten Stromlastprofilen in der entsprechenden regionalen und sektoralen Tiefe kombiniert. Mithilfe dieses Vorgehens werden erstmals in einer makroökonomischen Anwendung zeitabhängige Analysen von Schadenskosten in einem konsistenten systemischen und methodischen Zusammenhang berechnet. In diesem Kontext können der Startzeitpunkt und die Stromunterbrechungsdauer beliebig variiert werden. Des Weiteren bietet die NACE-Klassifikation grundsätzlich die Möglichkeit der Kombination des gewählten makroökonomischen Ansatzes mit der Input-Output-Rechnung, sodass auch indirekte Wertschöpfungsverluste Berücksichtigung finden können.

6.1.2 Kapitel 3

Kapitel 3 liefert die für die makroökonomische Analyse notwendigen differenzierten Stromlastprofile und beginnt daher mit einer theoretischen Diskussion unterschiedlicher methodischer Herangehensweisen zur Herleitung von Stromlastprofilen. Diese werden in Top-Down- bzw. Bottom-Up-Ansätze sowie Mischformen unterteilt. Darüber hinaus wurde anhand eines Literaturüberblicks gezeigt, dass die drei Disaggregationsdimensionen *regional*, *sektoral* und *temporal* von Bedeutung sind, welche jedoch unterschiedlich in den verschiedenen methodischen Vorgehensweisen berücksichtigt werden. Eine weitere wichtige Erkenntnis des State of the Art zu den unterschiedlichen Disaggregationsansätzen besteht darin, dass sowohl die Top-Down- als auch die Bottom-Up-Ansätze lediglich einen Teil der zur Verfügung stehenden und relevanten energiewirtschaftlichen und energietechnischen Daten und Informationen nutzen und daher ungeeignet scheinen, um tiefgliedrige Stromlastprofile zu berechnen, die regional-ökonomische Charakteristiken widerspiegeln.

In Kapitel 3 wurde daher ein Cross-Entropy-Modell zur Disaggregation von Stromlastprofilen präsentiert. Dieses Modell bietet die Möglichkeit, Stromlastprofile für beliebige regionale, sektorale und/oder temporale Disaggregationen zu berechnen. Dabei können verschiedene Daten bzw. Informationen, die bisher entweder von Top-Down- oder von Bottom-Up-Ansätzen verwendet werden, in das Modell integriert werden, selbst wenn diese potentiell in Konflikt zueinander stehen. Außerdem können Annahmen über den erwarteten Verlauf der Stromlastprofile in das Modell integriert werden. Folglich handelt es sich bei dem hier entwickelten Modell um eine Kombination aus Top-Down- und Bottom-Up-Ansatz. Insgesamt werden durch dieses Vorgehen Lastprofile ermittelt, die die größtmögliche Konsistenz zu den empirischen Daten und die geringste Abweichung von den getroffenen Annahmen besitzen. Die Fähigkeit der

einfachen und transparenten Integration aller verfügbaren relevanten energiewirtschaftlichen Daten stellt einen großen Mehrwert des Modells dar. Ferner konnte anhand der Ergebnisse gezeigt werden, dass der hier gewählte Ansatz zu aussagekräftigeren Resultaten führt als durch die Anwendung von einfachen Top-Down- oder Bottom-Up-Ansätzen. Es wurden somit individuelle Stromlastprofile berechnet, die in besonderem Maße regionale und sektorale Besonderheiten berücksichtigen.

Durch die Möglichkeit der flexiblen Unterteilung der Disaggregationsdimensionen ist das hier entwickelte Modell nicht ausschließlich auf die Bearbeitung der in dieser Arbeit im Fokus stehenden Thematik beschränkt. Besonders die sektorale Unterteilung, basierend auf der NACE-Klassifikation, ermöglicht die Anwendung der Stromlastprofile für eine Reihe weitergehender ökonomischer und technischer Fragestellungen, wie beispielsweise dem kostenoptimalen Einsatz von Batteriespeichern sowohl im gewerblichen als auch im privaten Bereich oder der Planung des Netzausbaus auf der Grundlage regionaldifferenzierter Analysen der Stromnachfrage der unterschiedlichen Endnutzer. Dabei stellt die sektorale Unterteilung sicher, dass dieser Disaggregationsansatz auch im europäischen Kontext Verwendung finden kann. Gleichzeitig ist das Modell evolutionär konzipiert, sodass Erweiterungen oder Updates durch aktuellere, oder zusätzliche Daten möglich sind, ohne dass die Modellstruktur geändert werden muss. Somit kann das hier präsentierte Modell einen Startpunkt für zukünftige Erweiterungen darstellen. Darüber hinaus ist es an keine regionale Einheit gebunden, sodass dieses auch in einem anderen Disaggregationskontext angewendet werden kann.

6.1.3 Kapitel 4

Kapitel 4 wurde insgesamt in drei Teile unterteilt. Dabei wurden zunächst auf der Grundlage des in Kapitel 2 vorgeschlagenen zweistufigen Verfahrens die regional- und sektoraldifferenzierten VoLL berechnet und mit den in Kapitel 3 berechneten Stromlastprofilen kombiniert. Der zweite Teil des Kapitels beschreibt die Ergebnisse dieses Vorgehens, indem Bandbreiten möglicher direkter Wertschöpfungsverluste für 1-, 2- und 4-stündige Stromunterbrechungen berechnet werden. Der dritte Teil analysierte partielle Stromunterbrechungen, in denen unterschiedliche Reststrommengen anhand verschiedener Prinzipien auf die Endnutzer verteilt werden.

Die im ersten Teil von Kapitel 4 erstellte Datengrundlage, bestehend aus regional und sektoral untergliederten VoLL in Kombination mit entsprechenden Stromlastprofilen, bildet eine konsistente und robuste Datenbasis für die Berechnung direkter Wertschöpfungsverluste. Dieses Vorgehen unterscheidet sich dahingehend grundlegend von den bisher verwendeten

makroökonomischen Ansätzen, als dass die berechneten individuellen Lastprofile systemische Konsistenz gewährleisten. Außerdem sorgen die berechneten individuellen Stromlastprofile dafür, dass die bedeutenden Einflussgrößen auf eine Stromunterbrechung *Startzeitpunkt*, *Dauer* und *Region* in die Betrachtung integriert werden und so konzeptionelle Nachteile der makroökonomischen Analysen von Stromunterbrechungen überwunden werden.

Im zweiten Teil der Analyse werden die Zeitpunkte im Jahresverlauf identifiziert, in denen die minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverluste für Stromunterbrechungen von 1, 2 bzw. 4 Stunden in Deutschland, den Bundesländern sowie den Wirtschaftszweigen auftreten. Ein Vergleich der direkten Wertschöpfungsverluste der Bundesländer bzw. der Wirtschaftszweige für die jeweiligen Stromunterbrechungslängen zeigt die Bedeutung der einzelnen Bundesländer bzw. Wirtschaftszweige für die nationale Wertschöpfung in den jeweiligen Situationen. Auch wenn viele der so ermittelten Ergebnisse wenig überraschend erscheinen, wie z.B., dass Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen die höchsten direkten Wertschöpfungsverluste erfahren, lässt das gewählte Vorgehen die Analyse der Höhe der direkten Wertschöpfungsverluste sowie deren Verteilung auf die unterschiedlichen Bundesländer und Wirtschaftszweige zu. Eine genaue Verortung potentieller direkter Wertschöpfungsverluste stellt einen immensen Informationsmehrwert für vorbereitende Maßnahmen und das Management von Stromunterbrechungen dar.

Außerdem wurden in Kapitel 3 für die Situationen, in denen in Deutschland potentiell die minimalen bzw. maximalen direkten Wertschöpfungsverluste auftreten, partielle Stromversorgungslücken angenommen, sodass eine weitere wichtige Einflussgröße auf eine Stromunterbrechung, die *Dimension*, in der Analyse Berücksichtigung findet. Dabei wird die definierte Stromlücke anhand unterschiedlicher Prinzipien geschlossen: Zufällig (Szenario SZ1), nach an ökonomischer Effizienz orientierten Kriterien (Szenario SZ2), Gleichbehandlung aller Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen durch stündlichen Wechsel der betroffenen Endnutzer (Szenario SZ3) und proportional (Szenario SZ4). Die Analyse partieller Stromunterbrechungen hat ergeben, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht die geringsten direkten Wertschöpfungsverluste entstehen, wenn ein ausschließlich an ökonomischer Effizienz orientiertes Verteilprinzip auf der Basis des VoLL als Entscheidungsgrundlage dient (Szenario SZ2). Dies zeigt noch einmal eindrucksvoll die Bedeutung eines abgestimmten und gut definierten Vorgehens zur Ermittlung des VoLL. Zudem zeigt sich in der Simulation partieller Stromunterbrechungen der Mehrwert einer regional- und sektoraldifferenzierten Betrachtung deutlich, da die einzusparende Strommenge und damit das Auftreten der direkten Wertschöpfungsverluste genau verortet werden

kann. Dabei stellte sich heraus, dass die wirtschaftlich vergleichsweise schwachen Bundesländer einen stark überproportionalen Anteil der direkten Wertschöpfungsverluste erfahren, wenn der VoLL die alleinige Entscheidungsgrundlage bildet (Szenario SZ2). In SZ3 wird nach einer Stunde gewechselt, sodass neben dem VoLL als Entscheidungsgrundlage in der jeweiligen Stunde der Stromunterbrechung die Gleichbehandlung aller Wirtschaftszweige in den Bundesländern berücksichtigt wird. Aus den Ergebnissen für SZ3 lassen sich zwei interessante Erkenntnisse gewinnen. Erstens kann die Differenz der direkten Wertschöpfungsverluste in SZ3 zu den Ergebnissen aus SZ2 als volkswirtschaftliche Mehrkosten ausgedrückt werden, die durch die Integration des in SZ3 gültigen Verteilprinzips entstehen. Dieses Ergebnis ist auch für jedes andere Verteilprinzip valide, beispielsweise wenn ethische oder politische Kriterien als Entscheidungsgrundlage dienen würden. Zweitens nähern sich die Ergebnisse aus SZ3 den Ergebnissen aus SZ4 mit zunehmender Dauer der Stromunterbrechung an.

Vor allem die Erkenntnisse aus SZ2 haben wirtschaftspolitische Implikationen. Wenn gezielte Abschaltungen auf Basis des an ökonomischer Effizienz orientierten Verteilprinzips durchgeführt werden, könnte dies einerseits dazu führen, dass weniger Unternehmen in den betroffenen Bundesländern investieren, wenn eine hinreichende Wahrscheinlichkeit einer Stromunterbrechung gegeben ist. Gleichzeitig ist aber auch genau der umgekehrte Effekt denkbar, in dem Unternehmen ganz bewusst in diesen Regionen investieren, um von möglichen Kompensationszahlungen wie über die AbLAV zu profitieren. Eine Voraussetzung hierfür wäre allerdings, dass einzelne Produktionsschritte in diesen Unternehmen kostengünstig und zeitlich flexibel umorganisiert werden können. Allerdings wird vermutet, dass die aktuelle Höhe der Kompensationszahlungen des AbLAV nicht ausreichend hoch ist, um stimulierend zu wirken.

6.1.4 Kapitel 5

Kapitel 5 erweitert die Analyse von Stromunterbrechungen dahingehend, dass neben den direkten auch die indirekten Wertschöpfungsverluste über die Input-Output-Rechnung in die Betrachtung einfließen. Dieser Analyseschritt ist aufgrund der NACE-Klassifikation des in Kapitel 2 entwickelten zweistufigen makroökonomischen Ansatzes möglich und wurde mithilfe der Multiregionalen Input-Output-Analyse für Deutschland durchgeführt. Somit kann die Höhe der indirekten Wertschöpfungsverluste berechnet und regional und sektoral verortet werden.

Zunächst wurde geprüft, ob sich die Startzeiten der Situationen mit den minimalen und maximalen regionalen sowie nationalen Wertschöpfungsverlusten ändern, wenn neben den direkten auch die indirekten Wertschöpfungsverluste in die Berechnung einfließen. Dabei konnte jedoch nur in wenigen Fällen eine geringe Abweichung von den in Kapitel 4 ermittelten Zeiträumen

festgestellt werden. Ähnlich verhält es sich mit dem Einfluss der indirekten Wertschöpfungsverluste auf die Verteilung der definierten Reststrommenge in Situationen partieller Stromunterbrechungen. Hier gilt, dass Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen, die bereits einen großen Anteil an den direkten Wertschöpfungsverlusten in den jeweiligen Situationen besitzen, unter Berücksichtigung der indirekten Effekte eine relative Zunahme des Anteils an den Gesamtwertschöpfungseffekten erfahren. Gleichzeitig bedeutet dieser Effekt für Bundesland-Wirtschaftszweig-Kombinationen mit einem geringen Anteil an den direkten Wertschöpfungsverlusten, dass ihr relativer Anteil an den gesamten nationalen Wertschöpfungsverlusten abnimmt.

Wenn jedoch die Bundesländer unter den Annahmen der jeweiligen Szenarien betrachtet werden, führt die Berücksichtigung der indirekten Wertschöpfungsverluste dazu, dass die wirtschaftlich starken Bundesländer einen Zuwachs der Anteile an den gesamten Wertschöpfungsverlusten erfahren. Dies geschieht erstens, weil diese Bundesländer den höchsten Grad an interregionaler Verflechtung aufweisen, und zweitens, weil diese Bundesländer lediglich einen sehr geringen Anteil an den direkten Wertschöpfungsverlusten aufweisen, sodass bereits ein geringer Zuwachs zu großen relativen Änderungen führt. Trotz dieses Zuwachses bleiben die Anteile von Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen an den gesamten Wertschöpfungsverlusten stark unterproportional in Bezug zu ihrer Wirtschaftskraft.

Ein weiteres nennenswertes Ergebnis besteht darin, dass das Verhältnis von direktem zu indirektem Wertschöpfungsverlust nicht konstant, sondern abhängig von der Startzeit einer Stromunterbrechung ist. Da die sektoralen Anteile je Bundesland an der nationalen Wertschöpfung zwischen den Zeitpunkten variieren, führt dies zu unterschiedlichen Einflüssen der jeweiligen Leontief-Multiplikatoren und somit zu den genannten variierenden Verhältnissen von direktem zu indirektem Wertschöpfungsverlust.

Kapitel 5 erweitert die Analyse somit um zwei wichtige Punkte: Einerseits komplettiert die Berücksichtigung der indirekten Wertschöpfungsverluste die Evaluation der monetären Kosten, die aus einer Stromunterbrechung resultieren. Andererseits zeigt sie sehr anschaulich, dass Stromunterbrechungen in einer Region über interregionale Handelsverknüpfungen auch zu indirekten Wertschöpfungen in Regionen führen, die u.U. nicht direkt von einer Stromunterbrechung betroffen sind.

6.2 Ergebnisse der Arbeit

In Kapitel 2 findet erstmals eine kritische theoretisch-konzeptionelle Diskussion des ökonomischen Indikators für Stromversorgungssicherheit, des Value of Lost Load, sowie der Implikationen auf die praktische Anwendung mittels einer Literaturanalyse statt. Aus dieser kann das erste Ziel dieser Dissertation abgeleitet werden: Die Entwicklung eines konsistenten methodischen Vorgehens zur Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten, die durch Stromunterbrechungen ausgelöst wurden, um so die Vergleichbarkeit von Studienergebnissen sowohl zwischen verschiedenen Jahren als auch zwischen unterschiedlichen Regionen zu gewährleisten.

Die vorliegende Arbeit präsentiert daher einen zweistufigen makroökonomischen Ansatz, der auf der NACE-Klassifikation basiert. Im vorgeschlagenen makroökonomischen Ansatz werden zunächst die VoLL-Werte in NACE-Klassifikation für jedes Bundesland berechnet und im zweiten Schritt mit disaggregierten Stromlastprofilen in der entsprechenden regionalen und sektoralen Tiefe kombiniert.

Der entwickelte Ansatz bedient somit die drei grundlegenden methodischen Einflüsse, die als Gründe für die variierenden Höhen der Schadenskosten identifiziert wurden (siehe Unterkapitel 2.5.2):

1. Die Wahl der Methode,
2. Ausgestaltung des Szenariorahmens der hypothetischen Stromunterbrechung und
3. die Gliederung der Wirtschaftssektoren, sowohl Abgrenzungen als auch Differenzierungstiefe.

Die Wahl des makroökonomischen Ansatzes lässt sich damit begründen, dass durch die Kombination des VoLL und der Stromlastprofile zeitabhängige Analysen möglich werden. Einerseits sind die Daten schnell und kostengünstig von den statistischen Ämtern zu beziehen und liefern daher eine robuste Analysegrundlage. Andererseits können über dieses Vorgehen einfach die *Startzeit*, die *Dauer* und die betroffene *Region* variiert werden, wodurch die Ausgestaltung des Szenariorahmens schnell und variabel an die jeweilige zu analysierende Stromunterbrechung angepasst werden kann. Gleichzeitig wird durch dieses Vorgehen das gewichtigste Gegenargument für die Anwendung makroökonomischer Ansätze im Kontext der Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten aus Stromunterbrechungen haltlos, dass diese keine zeitabhängigen Effekte berücksichtigen können. Schlussendlich stellt die Wahl der NACE-Klassifikation die Vergleichbarkeit von Studienergebnissen mindestens im europäischen Kontext sicher.

Das beschriebene Vorgehen erfüllt demnach die Voraussetzungen, um das erste Ziel der Dissertation, der Entwicklung eines konsistenten methodischen Vorgehens zur Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten, zu erreichen. Gleichzeitig wurde sichergestellt, dass Ergebnisse, die auf Basis dieses Vorgehens ermittelt werden, vergleichbar sind.

Somit liefert das beschriebene Vorgehen eine robuste Analysegrundlage für das zweite Ziel dieser Dissertation, der Berechnung von Wertschöpfungsverlusten, die aus Stromunterbrechungen resultieren. Dabei gewährleisten die berechneten disaggregierten Stromlastprofile systemische Konsistenz, da diese in der Summe das nationale Lastprofil abbilden, sodass berechnete Wertschöpfungsverluste in einen systemischen energieökonomischen Kontext eingeordnet werden können. Dies stellt ein grundlegendes Unterscheidungskriterium zu bisherigen makroökonomischen Ansätzen dar, in denen der VoLL lediglich mit Standardlastprofilen kombiniert wird, und führt daher zu qualitativ hochwertigeren Ergebnissen.

Die regional- und sektoraldifferenzierte Betrachtung, in der zwischen 34 Wirtschaftszweigen für 16 Bundesländer unterschieden wird, ist notwendig, um Wertschöpfungsverluste unterschiedlicher (nationaler) Stromunterbrechungen in den regionalökonomischen Strukturen zu verorten. Gleichzeitig erweitert die Integration der multiregionalen Input-Output-Analyse diese Verortung, indem die indirekten Wertschöpfungsverluste intra- und interregional differenziert dargestellt werden können.

Auch wenn in diesem Kontext einige ermittelte Ergebnisse wenig überraschend erscheinen, wie z.B., dass Baden-Württemberg, Bayern und Nordrhein-Westfalen die höchsten Wertschöpfungsverluste erfahren, lässt das gewählte Vorgehen die Analyse der Höhe der Wertschöpfungsverluste sowie deren Verteilung auf die unterschiedlichen Bundesländer und Wirtschaftszweige zu. Da beispielsweise die regionalen Wirtschaftszweige anhand unterschiedlicher zeitlicher Muster Wertschöpfung erwirtschaften, variieren die potentiellen Wertschöpfungsverluste der Wirtschaftszweige ebenfalls. Somit sind regionale Wertschöpfungsverluste die Folge der regionalökonomischen Prägung in Abhängigkeit vom Startzeitpunkt der Stromunterbrechung.

Die genaue Verortung potentieller Wertschöpfungsverluste stellt einen immensen Informationsmehrwert für vorbereitende Maßnahmen und das Management von Stromunterbrechungen dar. Auf Basis solcher Informationen können in Situationen mit Stromknappheit verfügbare Strommengen nach unterschiedlichen Prinzipien verteilt werden. Hier kann der VoLL ein wichtiges Element für eine Entscheidungsgrundlage liefern, anhand derer eine volkswirtschaftlich kostenoptimale Verteilung gewährleistet wird. Dieses Beispiel unterstreicht noch einmal die

Bedeutung eines gut definierten Vorgehens zur Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten, wie es in dieser Dissertation vorgeschlagen wird.

In Bezug auf die zweite Zielsetzung dieser Dissertation, der Berechnung von Wertschöpfungsverlusten, die aus Stromunterbrechungen resultieren, liefert das beschriebene Vorgehen robuste Ergebnisse. In der theoretischen Betrachtung von Stromunterbrechungen konnten die wichtigsten Einflussgrößen auf eine Stromunterbrechung identifiziert werden. Die Analysen der Wertschöpfungsverluste, die aus Stromunterbrechungen resultieren, bestätigen die Bedeutung dieser Einflussgrößen, indem sowohl der Einfluss der *Dauer*, der *Startzeit*, der *Region* als auch der *Dimension* auf die resultierenden Wertschöpfungsverluste nachgewiesen werden konnte. Darüber hinaus können die berechneten Ergebnisse in einem systemisch-energiewirtschaftlichen Kontext eingeordnet werden und liefern so wichtige Informationen über mögliche Bandbreiten potentieller Wertschöpfungsverluste aus nationalen Stromunterbrechungen unterschiedlicher Länge sowie deren Verteilung über die Bundesländer und Wirtschaftszweige.

6.3 Ausblick, weiterer Forschungsbedarf

Im letzten Teil dieser Arbeit soll ein Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf gegeben werden. Im Folgenden werden Anknüpfungspunkte für weitere Forschung präsentiert.

Berücksichtigung materieller Schäden für eine ganzheitliche Bewertung der Folgen von Stromunterbrechungen:

Aus einer Stromunterbrechung folgen monetäre Kosten und materielle Schäden. In dieser Arbeit wurden lediglich die monetären Kosten berücksichtigt. Materielle Schäden, wie Schäden an Maschinen und Produktionsmitteln, finden aufgrund ihrer hochgradig heterogenen Struktur in dieser Arbeit keine Berücksichtigung. Dieses Vorgehen ist konsistent zu den Vorgehensweisen und Ergebnissen aus der Literatur und offenbart somit direkt großen Forschungsbedarf. Um die Folgen einer Stromunterbrechung ganzheitlich bewerten zu können, sollten auch die anfallenden materiellen Schäden erhoben werden. Hierbei handelt es sich aufgrund der heterogenen Wirtschaftsstruktur sowohl zwischen den Wirtschaftszweigen aber auch innerhalb der Wirtschaftszweige und aufgrund unterschiedlicher Betriebs- und Unternehmensgrößen um eine komplexe Aufgabe. Jedoch würde deren Lösung die Aussagekraft von (ökonomischen) Bewertungen der Folgen von Stromunterbrechungen immens erhöhen.

Erweiterung des VoLL um eine temporale Komponente:

In dieser Dissertation wurde ein Vorschlag präsentiert, mit dessen Hilfe ein harmonisiertes methodisches Vorgehen zur Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten gewährleistet werden kann,

um Studienergebnisse vergleichbar zu gestalten. Dabei konnte gezeigt werden, dass ein gut definierter VoLL eine wichtige Grundlage für die Berechnungen von Wertschöpfungsverlusten ist, aber auch, dass der VoLL ein wichtiges Element für eine Entscheidungsgrundlage für die volkswirtschaftlich optimale Zuteilung von Reststrommengen für partielle Stromunterbrechungen sein kann. Jedoch repräsentiert der VoLL in dieser Arbeit, wie in meisten Studien, einen Jahresmittelwert. Ein Ansatz zur Steigerung der Aussagekraft des VoLL könnte darin bestehen, diesen nicht zwangsläufig als Jahresmittelwert zu betrachten, sondern auch die zeitliche Dimension tiefgliedriger zu berücksichtigen. Beispielsweise könnte dieser „temporale VoLL“ analog zu den Typtagen eingeteilt werden, in denen zwischen Jahreszeiten und Wochentagen unterschieden wird. Darüber hinaus könnte eine Unterteilung in unterschiedliche tageszeitabhängige VoLL-Werte sinnvoll sein. Ein so definierter VoLL könnte jahreszeit-, wochentag- und tageszeitabhängige Schwankungen in der Wertschöpfung erfassen und somit eine noch detailliertere Datenbasis zur Ermittlung von Wertschöpfungsverlusten bereitstellen.

Identifikation eines aussagekräftigen Äquivalents zur BWS zur Ermittlung des VoLL privater Haushalte:

Ein weiteres wichtiges Forschungsfeld in Bezug auf den VoLL besteht darin, ein aussagekräftiges Äquivalent zur BWS zu finden, über das sich der VoLL der privaten Haushalte berechnen lässt. Die Lösung dieses Problems würde eine ganzheitliche Analyse ermöglichen, in der neben den Wirtschaftszweigen auch private Haushalte eingehen. Dies ist v.a. hinsichtlich der Betrachtung partieller Stromunterbrechungen interessant. In dieser Arbeit wurden private Haushalte, aufgrund des Fehlens eines aussagekräftigen Äquivalents zur BWS, von den Rationierungen gänzlich exkludiert. In diesem Zusammenhang wäre es interessant zu analysieren, ob und wie sich die Verteilung der Reststrommenge verändert, wenn private Haushalte, mit einem aussagekräftigen VoLL versehen, in die Analyse integriert würden.

Kalkulation der Loss of Load Probability (LoLP) und dessen Integration in die Ermittlung des optimalen Levels von Stromversorgungssicherheit:

Ein weiterer Forschungszweig von großer Bedeutung findet sich in der Integration der LoLP in die Gesamtbetrachtung zur Ableitung des optimalen Levels von Stromversorgungssicherheit. In einer systemischen Betrachtung sind Kenntnisse über das monetäre Ausmaß von Stromunterbrechungen dahingehend notwendig, um das Verhältnis von technisch sicherer Stromversorgung, kosteneffizienten Investitionen und gesellschaftlichen Anforderungen für das Energiesystem zu ermitteln. Dabei sollten im Optimum die marginalen Schadenskosten, bestehend aus

VoLL multipliziert mit der Ausfallwahrscheinlichkeit (LoLP), gleich den Grenzkosten für die Sicherstellung einer ununterbrochenen Elektrizitätsversorgung sein. Leider stehen keine Informationen zu den Wahrscheinlichkeiten von Stromunterbrechungen für einzelne Zeiträume zur Verfügung. Insgesamt befindet sich die Forschung zur LoLP noch am Anfang. Jedoch würde die Berücksichtigung der LoLP zu aussagekräftigeren Ergebnissen führen, da neben den Schadens- und Investitionskosten die dritte entscheidende Komponente in die Gesamtbetrachtung integriert würde.

Überarbeitung und Anpassung der VDEW-Standardlastprofile an heutige Gegebenheiten:

In Kapitel 3 wurden die VDEW-Standardlastprofile genutzt, um eine erste Schätzung des Stromverbrauchs der Wirtschaftszweige im Jahresverlauf vorzunehmen. Jedoch können einige gewichtige Kritikpunkte an den VDEW-Standardlastprofilen geäußert werden. Dies betrifft die Aktualität der Standardlastprofile, die auf unterschiedlichen Datenquellen aus den Jahren 1981 – 1998 basieren. Es kann daher bemängelt werden, dass die VDEW-Standardlastprofile den zwischenzeitlich stattgefundenen tiefgreifenden technologischen Fortschritt, v.a. die revolutionäre Durchdringung des Arbeitsalltages durch den Computer und der damit verbundenen Digitalisierung der Arbeitswelt in den zurückliegenden zwei Dekaden zu wenig berücksichtigt. Es sind auch die Zuteilungen der Wirtschaftszweige zu den VDEW-Standardlastprofilen zu hinterfragen. Vor diesen Hintergründen ergibt sich die Notwendigkeit eines Updates der VDEW-Standardlastprofile, die den heutigen Gegebenheiten, wie geänderten Ladenöffnungszeiten oder der Digitalisierung, Rechnung tragen.

Berechnung differenzierter Stromlastprofile im Industriebereich:

Im Gegensatz zu den übrigen Wirtschaftszweigen existieren für die Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus keine Informationen, die Rückschlüsse über das Stromverbrauchsmuster im Jahresverlauf zulassen. Die Analyse der Literatur zu den Disaggregationsansätzen hat ergeben, dass es sich in der Forschungslandschaft um eine weit verbreitete Problematik handelt. Dementsprechend sollte es von größerem Interesse sein, individuelle Stromlastprofile für unterschiedliche Wirtschaftszweige bzw. Wirtschaftsprozesse zu erarbeiten. Weitere Forschungsarbeiten könnten beispielsweise den in dieser Arbeit diskutierten Vorschlag aufgreifen und anhand von Umfragen für klar abgegrenzte Wirtschaftszweige Lastprofile ableiten.

Integration differenzierter Stromlastprofile privater Haushalte in die Analyse von Stromunterbrechungen:

Ein interessanter Erweiterungsansatz der Analyse von Stromunterbrechungen stellt die Integration unterschiedlicher Stromlastprofile für private Haushalte dar. Hierbei können die strukturellen Merkmale, wie z.B. Anzahl der Bewohner je Haushalt, die Anzahl der Arbeitnehmer je Haushalt oder das Haushaltseinkommen berücksichtigt werden, da diese Merkmale einen starken Einfluss auf die Stromnutzungsmuster im Verlauf der Typtage haben. In diesem Bereich existieren bereits Ansätze, die versuchen, diese Einflüsse abzubilden. Der Forschungsbedarf ist in diesem Zusammenhang eng mit der Identifikation eines aussagekräftigen Äquivalents zur BWS für die VoLL-Ermittlung privater Haushalte verbunden. Sobald diese Aufgabe gelöst wurde, können stark differenzierte Analysen von Stromunterbrechungskosten privater Haushalte die Gesamtanalyse erweitern.

Erarbeitung eines Allokationsplanes für partielle Stromunterbrechungen:

Die vorliegende Arbeit hat über vier unterschiedliche Szenarien aufzeigen können, dass gezieltes Abschalten von Verbrauchern weniger Wertschöpfungsverluste verursacht als wenn dies zufällig geschieht. Dabei wurden in dieser Arbeit unterschiedliche Verteilmechanismen angenommen. Jedoch orientieren sich diese hauptsächlich an ökonomisch-effizienten Aspekten, so dass die Identifikation eines ökonomisch vertretbaren und sozial gerechten Verteilprinzips, das als Grundlage für Abschaltungen bildet, einen wichtigen Forschungsschwerpunkt darstellt.

Eine andere Möglichkeit, die als Verteilprinzip in Situationen mit Stromknappheit dienen könnte, ist die Einführung eines nach Versorgungssicherheitskriterien gestaffelten Stromtarifs für Stromkunden. Demnach wird nicht ausschließlich die Quantität des bezogenen Stroms bezahlt, sondern auch die Qualität. D.h. es wird eine Abschaltliste auf Grundlage der vertraglich garantierten Stromversorgungssicherheit erstellt. Demnach werden zuerst die Endnutzer mit einem Vertrag, der die geringste Sicherheit garantiert, abgeschaltet. Dies wird stufenweise solange fortgesetzt bis, die Versorgungslücke geschlossen ist. Die Implikationen solcher Mechanismen können von hoher energiesystemischer sowie wirtschafts- und regionalpolitischer Bedeutung sein.

Literaturverzeichnis

- AJODHIA, V. (2006) Regulating beyond price - integrated price-quality regulation for electricity distribution networks. Delft University.
- AJODHIA, V., VAN GEMERT, M. & HAKVOORT, R. (2002) Electricity outage cost valuation: A survey. *Discussion Paper, DTe, The Hague*.
- ALFARES, H. K. & NAZEERUDDIN, M. (2002) Electric load forecasting: Literature survey and classification of methods. *International Journal of Systems Science*, 33:1, 23-34.
- AMT FÜR STATISTIK BERLIN-BRANDENBURG (2014a) *Statistischer Bericht E IV 4 - j/11: Energie- und CO₂-Bilanz für das Land Brandenburg 2011*. Potsdam.
- AMT FÜR STATISTIK BERLIN-BRANDENBURG (2014b) *Statistischer Bericht E IV 4 - j/11: Energie- und CO₂-Bilanz in Berlin 2011*. Berlin.
- ANDERSON, C. W., SANTOS, J. R. & HAIMES, Y. Y. (2007) A risk-based Input–Output methodology for measuring the effects of the august 2003 northeast blackout. *Economic Systems Research*, 19:2, 183-204.
- BAARSMA, B. E. & HOP, J. P. (2009) Pricing power outages in the Netherlands. *Energy*, 34:9, 1378-1386.
- BANTLE, C. (2014) Alles ist im Fluss: Stromaustausch in Europa. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 64:7, 29-32.
- BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK UND DATENVERARBEITUNG (2014) *Energiebilanz Bayern 2011 - Tabelle C: Terajoule*. . München.
- BECKER, G. S. (1965) A theory of the allocation of time. *The Economic Journal*, 75:229, 493-517.
- BEER, M. G. (2012) Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, München, Technischen Universität München.
- BERGER, A. L., PIETRA, V. J. D., PIETRA, S. A. D. (1996) A maximum entropy approach to natural language processing. *Computational Linguistics*, 22:1, 39-71.
- BILLINTON, R., TOLLEFSON, G. & WACKER, G. (1993) Assessment of electric service reliability worth. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 15:2, 95-100.
- BIRKMANN, J., BACH, C., GUHL, S., WITTING, M., WELLE, T. & SCHMUDE, M. (2010) *State of the Art der Forschung zur Verwundbarkeit Kritischer Infrastrukturen am Beispiel Strom/Stromausfall*. Berlin, Forschungsforum Öffentliche Sicherheit.
- BLESES, P. (2007) Input-Output-Rechnung. *Wirtschaft und Statistik*, 1.
- BLIEM, M. (2005) *Eine makroökonomische Bewertung zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz*. Institut für Höhere Studien (IHSK) - Discussion Paper 02/2005, Kärnten.
- BRUCH, M., MÜNCH, V., AICHINGER, M., KUHN, M., WEYMANN, M. & SCHMID, G. (2011) Power blackout risks - risk management options. Emerging risk initiative - Position Paper. *CRO FORUM November 2011*.
- BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ (BMJV) (2005) *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*.

- BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ (BMJV)
(2013) *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung - ResKV).*
- BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ (BMJV)
(2016) Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV). *Bundesgesetzblatt*, 2016:Teil I Nr. 41.
- BUNDESNETZAGENTUR (2010) *Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung.*
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Konsultationen/AbgelaufeneKonsultationen/QualitaetsRegStromNetzzuverlaessigkeitAnreizreg/Eckpunktepapier101220_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- BUNDESNETZAGENTUR (2015) Bedarfsermittlung 2024. Bestätigung
Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024).
https://data.netzausbau.de/2024/NEP/NEP2024_Bestaetigung.pdf.
- BUNDESNETZAGENTUR (2018a) *Abschaltbare Lasten.*
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/AbLaV/AbschaltbareLasten_node.html. 23.02.2018.
- BUNDESNETZAGENTUR (2018b) *Netzentgelt.*
<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html>. 19.03.2018.
- BUNDESNETZAGENTUR (2018c) *Redispatch.*
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch_node.html. 27.01.2018: 2018.
- BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (BDEW)
(2018) *Fakten und Argumente - Redispatch in Deutschland, Auswertung der Transparenzdaten. April 2013 bis einschließlich Januar 2018.*
- BUNDESVERBAND KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG E.V. (2017) *Neue Chancen mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie, effizient produzieren - nachhaltig wirtschaften.*
https://www.bkwk.de/fileadmin/users/bkwk/industrie/Broschuere_KWK_in_der_Industrie.pdf. 2017.04.28.
- BURGHOLZER, B. & AUER, H. (2016) Cost/benefit analysis of transmission grid expansion to enable further integration of renewable electricity generation in Austria. *Renewable Energy*, 97:Supplement C, 189-196.
- CARLSSON, F., MARTINSSON, P. & AKAY, A. (2011) The effect of power outages and cheap talk on willingness to pay to reduce outages. *Energy Economics*, 33:5, 790-798.
- CAVES, D. W., HERRIGES, J. A. & WINDLE, R. J. (1990) *Customer demand for service reliability in the electric power industry: a synthesis of the outage cost literature.*
- CAVES, D. W., HERRIGES, J. A. & WINDLE, R. J. (1992) The cost of electric power interruptions in the industrial sector: estimates derived from interruptible service programs. *Land Economics*, 68:1, 49-61.

- CENTOLELLA, P., FARBER-DEANDA, M., GREENING, L. A. & KIM, T. (2006) Estimates of the value of uninterrupted service for the mid-west independent system operator.
- CHEN, C.-Y. & VELLA, A. (1994) Estimating the economic costs of electricity outages using Input-Output analysis - the case of Taiwan. *Applied Economics*, 26:11, 1061-1069.
- CHOWDHURY, A. A., MIELNIK, T. C., LAWION, L. E., SULLIVAN, M. J. & KATZ, A. (2004) *Reliability worth assessment in electric power delivery systems*. Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE, 6-10 June 2004.
- CONSENTEC & INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT (IAEW) (2012) *Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)*. Aachen, Bonn.
- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER) (2014) Assessment of electricity generation adequacy in European countries. Ref: C13-ESS-32-03 - 3-Mar-2014.
- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER) (2016) *6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply 2016 - annex A to chapter "electricity - continuity of supply"*. Brussels, Council of European Energy Regulators. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/7b028b43-f188-2b86-a89b-f3de2d7f9356>. 24.08.2017.
- DE NOOIJ, M., BIJVOET, C. & KOOPMANS, C. (2003) The demand for supply security. *Research Symposium European Electricity Markets, The Hague, September*.
- DE NOOIJ, M., KOOPMANS, C. & BIJVOET, C. (2007) The value of supply security. The costs of power interruptions: Economic input for damage reduction and investment in networks. *Energy Economics*, 29, 277-295.
- DE NOOIJ, M., LIESHOUT, R. & KOOPMANS, C. (2009) Optimal blackouts: Empirical results on reducing the social cost of electricity outages through efficient regional rationing. *Energy Economics*, 31, 342-347.
- DESTATIS (2008) *Klassifikation der Wirtschaftszweige. Mit Erläuterungen*. Wiesbaden.
- DESTATIS (2013) *Umweltnutzung und Wirtschaft - Tabellen zu den Umweltökonomischen Gesamtrechnungen Teil 2: Energie*. Wiesbaden.
- DESTATIS (2014) *VGR des Bundes - Input-Output-Rechnung - Fachserie 18 Reihe 2 - 2011 (Revision 2014)*. Wiesbaden.
- DESTATIS (2016a) *Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden Tabelle VÖ: Energieverbrauch in GJ (einschl. nichtenergetischen Verbrauch) Berichtszeitraum 2011*. Wiesbaden.
- DESTATIS (2016b) *Erwerbstätige nach Nacht- und Schichtarbeit sowie Wirtschaftsabteilungen - Ergebnisse des Mikrozensus 2011*.
- DESTATIS (2016c) *Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden. Fachserie 4 Reihe 6.4*.

- DESTATIS (2017a) *Abend- und Nachtarbeit*.
https://www.destatis.de/DE/Publikationen/STATmagazin/Arbeitsmarkt/2010_04/Nacharbeit.html. 13.10.2017.
- DESTATIS (2017b) VGR des Bundes - Input-Output-Rechnung - Fachserie 18 Reihe 2 - 2013 (Revision 2014, Stand: August 2016).
- DEUTSCHE BUNDESBANK (2014) *Euro-Referenzkurse der Europäischen Zentralbank - Jahresendstände und -durchschnitte*.
http://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Statistiken/Aussenwirtschaft/Devisen_Euro_Referenzkurs/stat_eurorefj.pdf?__blob=publicationFile. 22.09.2014.
- DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR WIRTSCHAFTLICHE ZUSAMMENARBEIT (2017) *Informationen zur Sicherheitsstromversorgung*. <https://www.dgwz.de/themen/bau-gebaeudetechnik/sicherheitsstromversorgung-klinik-krankenhaus-pflegeheim-medizinische-einrichtung>. 2017.10.26.
- DRUD, A. (1994) CONOPT - A large scale GRG code. *ORSA Journal of Computing*.
- ELSLAND, R., KLINGLER, ANNA-LENA, DINGER, P., OSWALD, Y. & WIETSCHEL, M. (2015) Are current regionalisation approaches sufficient to decompose electricity demand? A German case study. *ENERDAY 2015, 10th Conference on Energy Economics and Technology*.
- ENTSO-E (2017) *Production, consumption, exchange package*. <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/production-consumption-exchange-package>. 22.03.2017.
- EPEX SPOT SE (2016) *EPEX SPOT SE 2016*. Available at: *EEX SPOT History*. European power exchange. Paris. 21.01.2017.
- EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY (2017) Trends and projections in Europe 2017 - Tracking progress towards Europe's climate and energy targets, ISSN 1977-8449. *EEA Report*, 17/2017.
- FEINBERG, E. A. & GENETHLIOU, D. (2005) *Load forecasting*. In CHOW, J. H., WU, F. F. & MONOH, J. A. (Eds.) *Applied mathematics for restructured electric power systems: optimization, control, and computational intelligence*. New York, Springer Science+Business Media.
- FISCHER, D., HÄRTL, A. & WILLE-HAUSMANN, B. (2015) Model for electric load profiles with high time resolution for German households. *Energy and Buildings*, 92, 170-179.
- FISCHER, W., HAKE, J. F., KUCKSHINRICHS, W., SCHRÖDER, T. & VENGHAUS, S. (2016) German energy policy and the way to sustainability: Five controversial issues in the debate on the “Energiewende”. *Energy*, 115, Part 3, 1580-1591.
- FREISTAAT SACHSEN (2013) *Energiebilanzen in Energieeinheiten - Bilanz 2011*. Dresden.
<http://www.energie.sachsen.de/3790.html>.
- FRONTIER ECONOMICS (2008) *Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen*.
- FUEST, K. & DÖRING, P. (2007) *Elektrische Maschinen und Antriebe, Lehr- und Arbeitsbuch für Gleich-, Wechsel- und Drehstrommaschinen sowie Elektronische Antriebstechnik*. Wiesbaden, Vieweg+Teubner.
- GAJOWNICZEK, K. & ZĄBKOWSKI, T. (2014) Short term electricity forecasting using individual smart meter data. *Procedia Computer Science*, 35:Supplement C, 589-597.

- GOBMAIER, T. (2013) Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Synthese zukünftiger Verbraucherlastgänge. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik München, Technische Universität München.
- GOBMAIER, T., MAUCH, W., BEER, M., VON ROON, S., SCHMID, T., MEZGER, T., HABERMANN, J. & HOHLENBURGER, S. (2012) *Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens*. München.
- GOLAN, A., JUDGE, G. G. & MILLER, D. (1996) *Maximum Entropy econometrics: Robust estimation with limited data*, John Wiley & Sons, Chichester, UK.
- GOLAN, A., PERLOFF, J. M., SHEN, E. Z. (2001) Estimating a demand system with nonnegativity constraints: Mexican meat demand *Review of Economics and Statistics*, 83:3, 514-550.
- GOLAN, A. & VOGEL, S. J. (2000) Estimation of non-stationary social accounting matrix coefficients with supply-side information. *Economic Systems Research*, 12:4, 447-471.
- GRANDJEAN, A., ADNOT, J. & BINET, G. (2012) A review and an analysis of the residential electric load curve models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16:9, 6539-6565.
- GROWITSCH, C., MALISCHEK, R., NICK, S. & WETZEL, H. (2013) *The costs of power interruptions in Germany - an assessment in the light of the Energiewende*. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI) - Working Paper 13/07, Köln.
- HAINOUN, A. (2009) Construction of the hourly load curves and detecting the annual peak load of future Syrian electric power demand using bottom-up approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 31:1, 1-12.
- HELTBERG, R., ARNDT, T. C., SEKHAR, N. U. (2000) Fuelwood consumption and forest degradation: A household model for domestic energy substitution in rural India. *Land Economics*, 76:2, 213-232.
- HESSISCHES STATISTISCHES LANDESAMT (2014) *Statistische Berichte, Kennziffer: E IV 6 - j 2011/2011 - Hessische Energiebilanz 2011 und CO2-Bilanz 2011*. Wiesbaden.
- HINZ, F., INGLHAUT, D., FREVEL, T. & MÖST, D. (2014) *Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden, Band 3*. Dresden.
- HOHMEYER, O. H. & BOHM, S. (2015) Trends towards 100% renewable electricity supply in Germany and Europe: a paradigm shift in energy policies. *WIREs Energy and Environment*:4, 74-97.
- HOLMGREN, Å. J. (2007) *A Framework for vulnerability assessment of electric power systems*. In MURRAY, A. & GRUBESIC, T. (Eds.) *Critical infrastructure. reliability and vulnerability*. Berlin, Springer-Verlag.
- HOLUB, H.-W. & SCHNABL, H. (1994) *Input-Output-Rechnung: Input-Output-Analyse*. München, Oldenbourg.
- HONG, T. & FAN, S. (2016) Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. *International Journal of Forecasting*, 32:3, 914-938.
- INFORMATION UND TECHNIK NORDRHEIN-WESTFALEN - GESCHÄFTSBEREICH STATISTIK (2014) *Statistische Berichte Energiebilanz und CO2-Bilanz in Nordrhein-Westfalen 2011*. Düsseldorf.

- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE) (2004) IEEE guide for electric power distribution reliability indices. *IEEE Std 1366-2003 (Revision of IEEE Std 1366-1998)*, 1-50.
- JAYNES, E. T. (1957) Information theory and statistical mechanics. *The Physical Review*, 106:4, 620-630.
- JENSEN, R. C. (1980) The concept of accuracy in regional Input-Output models. *International Regional Science Review*, 5:2, 139-154.
- JENSEN, R. C. & WEST, C. R. (1980) The effect of relative coefficient size on Input-Output multipliers. *Environment and Planning A*, 12:6, 659-670.
- KILLINGER, S., MAINZER, K., MCKENNA, R., KREIFELS, N. & FICHTNER, W. (2015) A regional optimisation of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives. *Energy*, 84, 563-574.
- KIM, C.-S., JO, M. & KOO, Y. (2014) Ex-ante evaluation of economic costs from power grid blackout in South Korea. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 9:3, 796-802.
- KLING, C. L., PHANEUF, D., J. & ZHAO, J. (2012) From Exxon to BP: has some number become better than no number? *Journal of Economic Perspectives*, 26:4, 3-26.
- KNORR, K., ZIMMERMANN, B. K., DIRK, SPECKMANN, M., SPIEKERMANN, R., WIDDEL, M., WUNDERLICH, M., MACKENSEN, R. & ROHRIG, K. (2014) *Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht*. Agentur für Erneuerbare Energien, Berlin.
- KOPSAKANGAS-SAVOLAINEN, M. & SVENTO, R. (2012) *Restructuring of electricity markets. Modern energy markets: Real-time pricing, renewable resources and efficient distribution*. 5-19, London, Springer London.
- KRAUSE, T. & TANRIVERDI, H. (2018a) *EnBW-Tochter - Hacker haben deutschen Energieversorger angegriffen*. <http://www.sueddeutsche.de/digital/enbw-tochter-hacker-haben-deutschen-energieversorger-angegriffen-1.3980625>.
- KRAUSE, T. & TANRIVERDI, H. (2018b) Gegen den Strom. *Süddeutsche Zeitung Magazin*, 4. Mai 2018, Nummer 18, 18-25.
- KRONENBERG, T. (2009) Construction of regional Input-Output tables using nonsurvey methods: the role of cross-hauling. *International Regional Science Review*, 32:1, 40-64.
- KUANG, Y., ZHANG, Y., ZHOU, B., LI, C., CAO, Y., LI, L. & ZENG, L. (2016) A review of renewable energy utilization in islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 504-513.
- KUCKSHINRICHS, W., SCHRÖDER, T., GOTZENS, F. & HEINRICHS, H. (2018) *Abschlussbericht - Verbundvorhaben CoNDyNet, Teilprojekt IV, Systemanalytische Bewertung von Energiesicherheit im Stromnetz. Förderkennzeichen: 03SF0472B*. Forschungszentrum Jülich GmbH.
- KUHN, A. (2010) *Input-Output-Rechnung im Überblick*. Wiesbaden, Statistisches Bundesamt.
- LACOMMARE, K. H. & ETO, J. H. (2006) Cost of power interruptions to electricity consumers in the United States (US). *Energy*, 31:12, 1845-1855.

- LÄNDERARBEITSKREIS ENERGIEBILANZEN (2016) *Zur Methodik der Energiebilanzen - Endenergieverbrauch*. <http://lak-energiebilanzen.de/seiten/energiebilanzenMethodik.cfm>. 13.04.2016.
- LANDESAMT FÜR STATISTIK NIEDERSACHSEN (LSN) (2014) *Niedersächsische Energie- und CO₂-Bilanzen 2011*. Hannover.
- LAUSCHMANN, E. (1976) *Grundlagen einer Theorie der Regionalpolitik*. Hannover, Hermann Schroedel.
- LEAHY, E. & TOL, R. S. J. (2011) An estimate of the Value of Lost Load for Ireland. *Energy Policy*, 39:1514-1520.
- LEUTHOLD, F. (2010) Economic engineering modeling of liberalized electricity markets: Approaches, algorithms, and applications in a European context. Fakultät Wirtschaftswissenschaften, Dresden, Technische Universität Dresden.
- LIJESSEN, M. & VOLLAARD, B. (2004) Capacity spare? A cost-benefit approach to optimal spare in electricity production. *CPB document No. 60, The Hague*.
- LINEARES, P. & REY, L. (2012) *The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals?* Economics for Energy. WP FA5/2012.
- LONDON ECONOMICS (2013a) Estimating the Value of Lost Load - briefing paper prepared for the electric reliability council of Texas, Inc.
- LONDON ECONOMICS (2013b) *The Value of Lost Load (VoLL) for electricity in Great Britain*.
- MACKENSEN, R. (2011) *Herausforderungen und Lösungen für eine regenerative Elektrizitätsversorgung Deutschlands*. In SCHMID, J. (Ed.) *Renewable Energies and Energy Efficiency/Vol. 19*. Kassel, Kassel University
- MAIER, G., TÖDTLING, F. & MICHAELA, T. (2006) *Regional- und Städtökonomik 2, Regionalentwicklung und Regionalpolitik*. Wien, Springer-Verlag.
- MAINZER, K., FATH, K., MCKENNA, R., STENGEL, J., FICHTNER, W. & SCHULTMANN, F. (2014) A high resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany. *Solar Energy*, 105, 1715-731.
- MILLER, R. E. & BLAIR, P. D. (2009) *Input-Output-analysis: foundations and extensions*. New York, Melbourne, Madrid, Cape Town, Singapore, Sao Paulo, Delhi, Cambridge, Cambridge University Press.
- MINISTERIUM FÜR ENERGIE INFRASTRUKTUR UND LANDESENTWICKLUNG DES LANDES MECKLENBURG-VORPOMMERN (2014) *Energie- und CO₂-Bericht 2013 - 2014 mit Energiebilanz und Bilanz energiebedingter CO₂-Emissionen 2011 und 2012*. Schwerin.
- MOHR, M., ZIEGELMANN, A. & UNGER, H. (1999) *Chancen erneuerbarer Energieträger. Mögliche Beiträge und Beschäftigungseffekte*. Berlin, Springer.
- MORAIS, H., SOUSA, T., VALE, Z. & FARIA, P. (2014) Evaluation of the electric vehicle impact in the power demand curve in a smart grid environment. *Energy Conversion and Management*, 82, 268-282.
- MUNASINGHE, M. & GELLERSON, M. (1979) Economic criteria for optimizing power system reliability levels. *The Bell Economic Journal*, 10:1, 353-365.

- MUNASINGHE, M. & SANGHVI, A. P. (1988) Reliability of electricity supply, outage costs and value of service: an overview. *The Energy Journal*, 9:2, 1-18.
- MURATORI, M., SCHUELKE-LEECH, B.-A. & RIZZONI, G. (2014) Role of residential demand response in modern electricity markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 546-553.
- NEW ZEALAND ELECTRICITY AUTHORITY (2013) Investigation into the Value of Lost Load in New Zealand - Report on methodology and key findings.
- OEDING, D. & OSWALD, B. R. (2016) *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8. Auflage. Berlin, Heidelberg, Springer Vieweg.
- OKUYAMA, Y. & SANTOS, J. R. (2014) Disaster impact and Input-Output analysis. *Economic Systems Research*, 26:1, 1-12.
- PESCH, T., ALLELEIN, H. J. & HAKE, J. F. (2014) Impacts of the transformation of the German energy system on the transmission grid. *The European Physical Journal Special Topics*, 223:12, 2561-2575.
- PETERMANN, T., BRADKE, H., LÜLLMANN, A., POETZSCH, M. & RIEHM, U. (2010) *Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften - am Beispiel eines großräumigen Ausfalls der Stromversorgung*. TAB - Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin.
- PETERS, J. C. & HERTEL, T. W. (2016) Matrix balancing with unknown total costs: preserving economic relationships in the electric power sector. *Economic Systems Research*, 28:1, 1-20.
- PHILLIPS, S. J., ANDERSON, R. P. & SCHAPIRE, R. E. (2006) Maximum Entropy modeling of species geographic distributions. *Ecological Modelling*, 190:3, 231-259.
- PIASZECK, S., WENZEL, L. & WOLF, A. (2013) *Regional diversity in the costs of electricity outages: Results for German counties*. Hamburg Institute of International Economics (HWWI) - Research Paper 142.
- PORTNEY, R. P. (1994) The contingent valuation debate: Why economists should care. *Journal of Economic Perspectives*, 8:4, 3-17.
- PRAKTIKNJO, A. J. (2013) Sicherheit der Elektrizitätsversorgung - Das Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Institut für Energietechnik, Fachgebiet Energiesysteme Berlin, Technische Universität Berlin.
- PRAKTIKNJO, A. J. (2014) Stated preferences based estimation of power interruption costs in private households: an example from Germany. *Energy*, 76:0, 82-90.
- PRAKTIKNJO, A. J., HÄHNEL, A. & ERDMANN, G. (2011) Assessing energy supply security: Outage costs in private households. *Energy Policy*, 39, 7825-7833.
- RAMÍREZ, P. & CARTA, J. A. (2006) The use of wind probability distributions derived from the maximum entropy principle in the analysis of wind energy. A case study. *Energy Conversion and Management*, 47:15, 2564-2577.
- RATHA, A., IGGLAND, E. & ANDERSSON, G. (2013) *Value of Lost Load: How much is supply security worth?* Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE, 21-25 July 2013.
- REICHL, J., SCHMIDTHALER, M. & SCHNEIDER, F. (2013) The value of supply security: The costs of power outages to Austrian households, firms and the public sector. *Energy Economics*, 36, 256-261.

- ROBINIUS, M. (2015) Strom- und Gasnetzdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Fakultät für Maschinenwesen, Aachen, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
- ROBINSON, S., CATTANEO, A. & EL-SAID, M. (2001) Updating and estimating a social accounting matrix using cross entropy methods. *Economic Systems Research*, 13:1, 45-64.
- RODRIGUES, J. (2014) A bayesian approach to the balancing of statistical economic data. *Entropy*, 16:3, 1243.
- RÖPKE, L. (2013) The development of renewable energies and supply security: A trade-off analysis. *Energy Policy*, 61, 1011-1021.
- ROSE, A., OLADOSU, G. & SALVINO, D. (2004) *Regional economic impacts of electricity outages in Los Angeles: A computable general equilibrium analysis*. In CREW, M. & SPIEGEL, M. (Eds.) *Obtaining the best from regulation and competition*. 179-210, Dordrecht, Kluwer.
- ROSE, A. & WEI, D. (2013) Estimating the economic consequences of a port shutdown: The special role of resilience. *Economic Systems Research*, 25:2, 212-232.
- SAKSORNCHAI, T., WEI-JEN, L., METHAPRAYOON, K., LIAO, J. & ROSS, R. (2004) *Improve the unit commitment scheduling by using the neural network based short term load forecasting*. Conference, 2004 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical, 1-6 May 2004.
- SANGHVI, A. P. (1982) Economic costs of electricity supply interruptions: US and foreign experience. *Energy Economics*, 4:3, 180-198.
- SCHLANDT, J. (2012) Die Angst vorm Dunkel. *Frankfurter Rundschau* vom 29.09.2012. <http://www.fr-online.de/energie/stromausfaelle-die-angst-vorm-dunkel,1473634,19496664.html>.
- SCHLEICHER-TAPPESE, R. (2012) How renewables will change electricity markets in the next five years. *Energy Policy*, 48:Supplement C, 64-75.
- SCHMIDTHALER, M., REICHL, J. & SCHNEIDER, F. (2012) Der volkswirtschaftlich Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*, 13:4, 308-336.
- SCHRÖDER, T. (2012) Beschäftigungseffekte der Offshore-Windenergie in Niedersachsen: Eine regionale Input-Output-Analyse. *STE Student Research Report*, 04/2012.
- SCHRÖDER, T. & KUCKSHINRICHS, W. (2014) Ökonomische Bewertung von Stromversorgungssicherheit – Synopse methodischer Ansätze und aktueller Studien. *STE Research Report*, 05/2014.
- SCHRÖDER, T. & KUCKSHINRICHS, W. (2015) Value of Lost Load: An efficient economic indicator for power supply security? A literature review. *Frontiers in Energy Research*, 3. Review
- SCHUBERT, D. K. J., VON SELASINSKY, A., MEYER, T., SCHMIDT, A., THUß, S., ERDMANN, N., ERNDT, M. & MÖST, D. (2013) Gefährden Stromausfälle die Energiewende? Einfluss auf Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63:10, 35-39.
- SCHWAB, A. J. (2006) *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. 5. Auflage 2017, Berlin Heidelberg, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

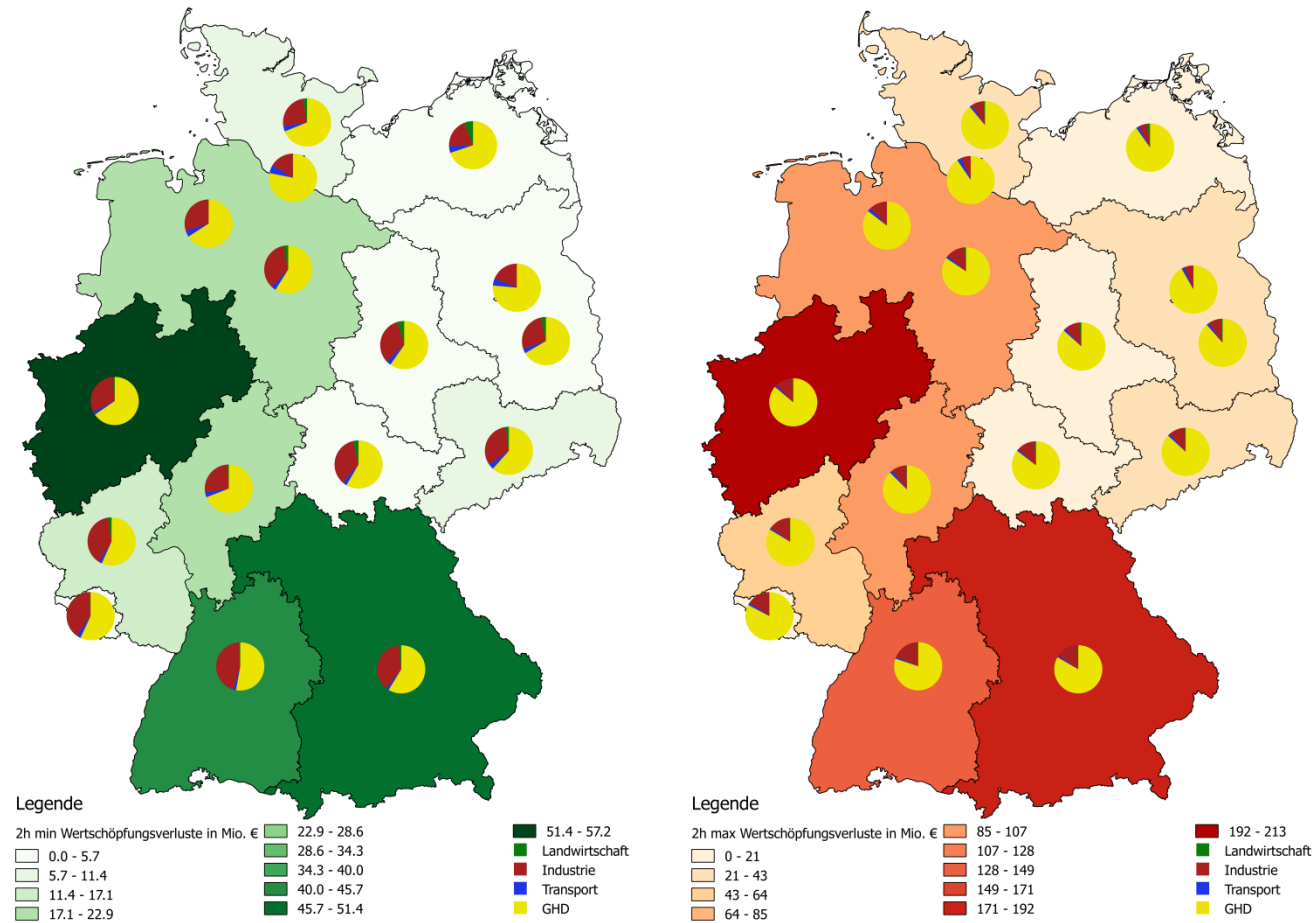
- SERRA, P. & FIERRO, G. (1997) Outage costs in Chilean industry. *Energy Economics*, 19:4, 417-434.
- SHANNON, C. E. (1948) A mathematical theory of communication *The Bell System Technical Journal*, 27, 379-423.
- SHIVAKUMAR, A. (2014) Estimating the socio-economic costs of electricity supply interruptions. *INSIGHT_E, Rapid Response Energy Brief*, November 2014.
- SHIVAKUMAR, A., WELSCH, M., TALLOTIS, C., JAKŠIĆ, D., BARIČEVIĆ, T., HOWELLS, M., GUPTA, S. & ROGNER, H. (2017) Valuing blackouts and lost leisure: Estimating electricity interruption costs for households across the European Union. *Energy Research & Social Science*, 34, 39-48.
- STÄGLIN, R. (2005) *Die Input-Output-Rechnung als Hilfsmittel der Prognose*. In MERTENS, P. R., S. (Ed.) *Prognoserechnung*. 261 - 278, Heidelberg, Physica-Verlag.
- STÄGLIN, R. & PISCHNER, R. (1976) Darstellung des um den Keynes'schen Multiplikator erweiterten offenen statischen Input-Output-Modells. *Mitteilungen aus der Arbeitsmarkt- und Berufsforschung*, 9, 345-349.
- STATISTIK DER BUNDESAGENTUR FÜR ARBEIT (2016) Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte (SvB) am Arbeitsort (AO). *Arbeitsmarkt in Zahlen*.
- STATISTISCHE ÄMTER DER LÄNDER (2015) *Umweltökonomische Gesamtrechnungen der Länder, Band 1 - Indikatoren und Kennzahlen - Tabellen*. Düsseldorf. <http://www.ugrdl.de/veroeffentlichungen.htm>. 2017.03.05.
- STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER - FORSCHUNGSDATENZENTREN (2017) *Schlüsselverzeichnis MIKROZENSUS 2001*. http://www.forschungsdatenzentrum.de/bestand/mikrozensus/gwap_kdfv/2001/fdz_mz_2001_schluesselfverzeichnis.pdf. 17.10.2017.
- STATISTISCHES AMT FÜR HAMBURG UND SCHLESWIG-HOLSTEIN (2013) *Energiebilanz Schleswig-Holstein 2011*. Kiel.
- STATISTISCHES AMT FÜR HAMBURG UND SCHLESWIG-HOLSTEIN (2015) *Energiebilanz und CO2-Bilanzen für Hamburg 2011*. Hamburg.
- STATISTISCHES AMT SAARLAND (2014) *Statistische Berichte - Korrektur E IV 4 - j 2011 - Energiebilanz und CO2 - Bilanz des Saarlandes 2011*. Saarbrücken.
- STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (2013) *Energiebilanz Baden-Württemberg 2011*. Stuttgart <http://lak-energiebilanzen.de/seiten/energiebilanzenLaender.cfm>. 12.04.2016.
- STATISTISCHES LANDESAMT BREMEN (2014) *Energie- und CO2-Bilanzen des Landes Bremen 2011*. Bremen.
- STATISTISCHES LANDESAMT RHEINLAND-PFALZ (2013) *Energiebilanz Rheinland-Pfalz 2011*. Mainz.
- STATISTISCHES LANDESAMT SACHSEN-ANHALT (2014) *Energiebilanz 2011*. Halle (Saale).
- STEENGE, A. E. & BOČKARJOVA, M. (2007) Thinking about imbalances in post-catastrophe economies: An Input-Output based proposition. *Economic Systems Research*, 19:2, 205-223.

- SULLIVAN, M., J., MERCURIO, M., SCHELLENBERG, J. & SULLIVAN, F. (2009) Estimated value of service reliability for electric utility customers in the United States.
- SULLIVAN, M. J. & KEANE, D. M. (1995) *Outage cost estimation guidebook*. San Francisco, Electric Power Research Institute.
- THÜRINGER LANDESAMT FÜR STATISTIK (2013) *Statistischer Bericht E IV - j/11 - Energiebilanz und CO₂-Bilanz Thüringens 2011*. Erfurt.
- TÖBBEN, J. (2017) Effects of energy- and climate policy in Germany: A multiregional analysis. Faculty of Economics and Business, Groningen, The Netherlands, University of Groningen.
- TÖBBEN, J. & KRONENBERG, T. (2015) Construction of multiregional Input-Output tables using the CHARM method. *Economic Systems Research*, 27:4, 487-507.
- TÖBBEN, J. & SCHRÖDER, T. (2018) A maximum entropy approach to the estimation of spatially and sectorally disaggregated electricity load curves. *Applied Energy*, 225, 797-813.
- TOL, R. S. J. (2007) The Value of Lost Load. *ESRI Working Paper*, 214.
- VAN DER WELLE, A. & VAN DER ZWAAN, B. (2007) An overview of selected studies on the Value of Lost Load. *Working Paper, Energy research Centre of the Netherlands (ECN)*, 1-23.
- VELOZA, O. P. & SANTAMARIA, F. (2016) Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidents and review of main causes. *The Electricity Journal*, 29:7, 42-49.
- VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT (VDEW) (1999) Repräsentative VDEW-Lastprofile. *VDEW Materialien*, M-28/99.
- VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT (VDEW) (2000) Zuordnung der VDEW-Lastprofile zum Kundengruppenschlüssel. *VDEW Materialien*, M-24/2000.
- WILLIAMS, N. J., JARAMILLO, P., TANEJA, J. & USTUN, T. S. (2015) Enabling private sector investment in microgrid-based rural electrification in developing countries: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1268-1281.
- WILLIS, H. L. (2002) *Spatial electric load forecasting*. New York, Basel, Marcel Dekker, Inc.
- WILLIS, H. L. & NORTHCOTE-GREEN, J. E. D. (1983) Spatial electric load forecasting: A tutorial review. *Proceedings of the IEEE*, 71:2, 232-253.
- WIRTSCHAFTSKAMMER ÖSTERREICH (2014) *Inflationsraten*. <http://wko.at/statistik/eu/europa-inflationsraten.pdf>. 2014.09.22.
- WOHLAND, J., REYERS, M., MÄRKER, C. & WITTHAUT, D. (2018) Natural wind variability triggered drop in German redispatch volume and costs from 2015 to 2016. *PLOS ONE*, 13:1, e0190707.
- WOJCZYNSKI, E., BILLINTON, R. & WACKER, G. (1984) Interruption cost methodology and results: A Canadian commercial and small industry survey. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-103:2, 437-444.
- WOLF, A. & WENZEL, L. (2014) Regional diversity in the costs of electricity outages: Results for German counties. *Utilities Policy*.

- WOLF, A. & WENZEL, L. (2015) Welfare implications of power rationing: An application to Germany. *Energy*, 84, 53-62.
- WOO, C.-K. & PUPP, R. L. (1992) Costs of service disruptions to electricity consumers. *Energy*, 17:2, 109-126.
- XIANG, Y., LIU, J., LI, R., LI, F., GU, C. & TANG, S. (2016) Economic planning of electric vehicle charging stations considering traffic constraints and load profile templates. *Applied Energy*, 178, 647-659.
- YUSTA, J. M., CORREA, G. J. & LACAL-ARÁNTGUI, R. (2011) Methodologies and applications for critical infrastructure protection: State-of-the-art. *Energy Policy*, 39:10, 6100-6119.
- ZACHARIADIS, T. & POULLIKKAS, A. (2012) The cost of power outages: A case study from Cyprus. *Energy Economics*, 51, 630-641.
- ZHENG, Y., DONG, Z. Y., LUO, F. J., MENG, K., QIU, J. & WONG, K. P. (2014) Optimal allocation of energy storage system for risk mitigation of DISCOs with high renewable penetrations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29:1, 212-220.

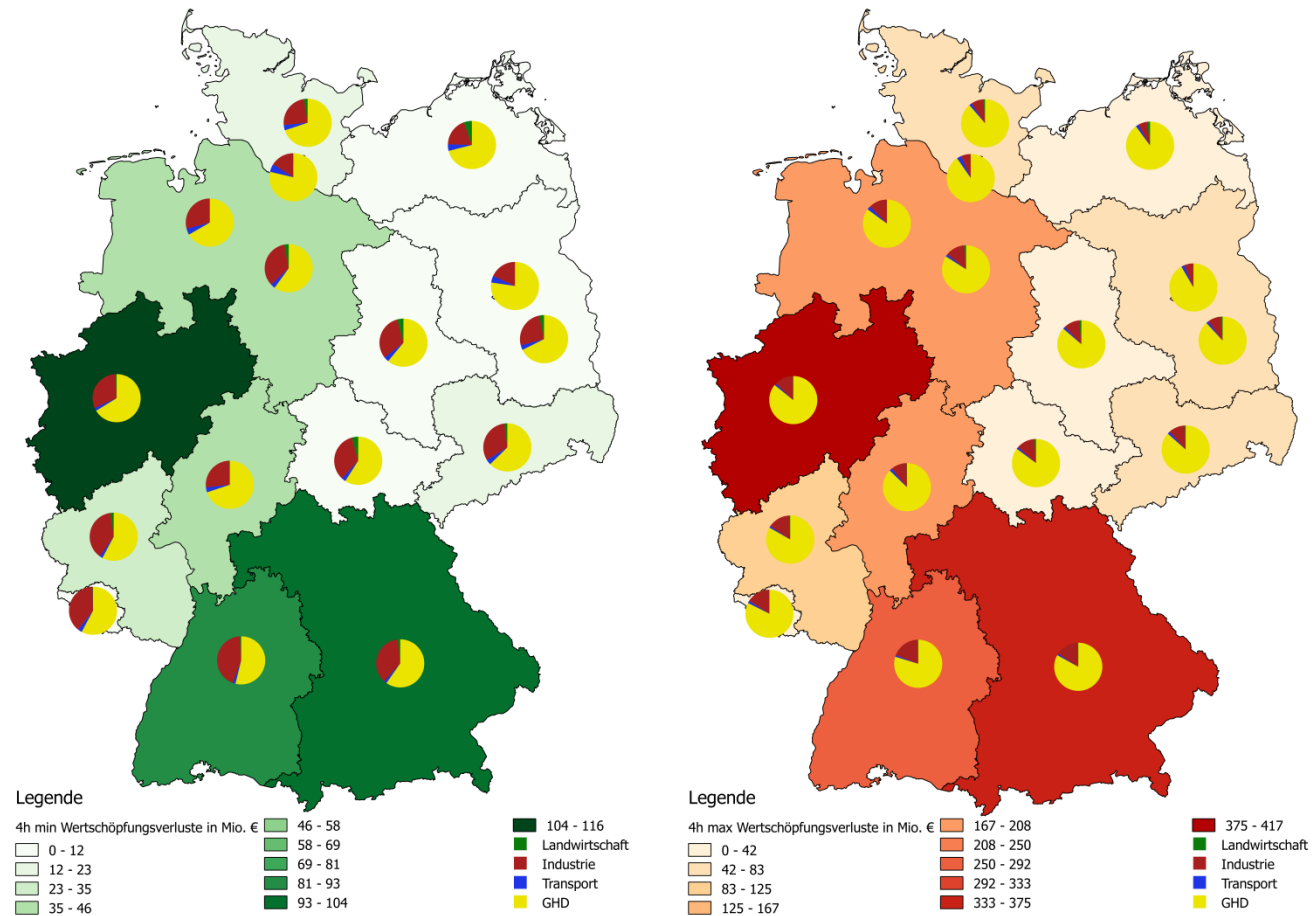
Anhang

Abbildung 28: Minimale und maximalen Wertschöpfungsverluste bei regionaler und sektoraler Unterteilung für 2h Stromunterbrechung



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 29: Minimale und maximalen Wertschöpfungsverluste bei regionaler und sektoraler Unterteilung für 4h Stromunterbrechung



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 41 Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren

NACE- Wirt- schafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
j1	0,0%	0,5%	0,5%	1,7%	0,0%	1,3%	1,3%	0,6%
j2	0,2%	1,8%	1,8%	0,1%	0,0%	7,0%	7,0%	0,0%
j3	5,1%	6,0%	6,0%	1,5%	0,3%	0,0%	0,0%	0,8%
j4	1,8%	4,6%	4,6%	0,5%	0,0%	7,1%	7,1%	0,2%
j5	0,6%	6,0%	6,0%	0,2%	0,0%	7,7%	7,7%	0,1%
j6	2,6%	5,2%	5,2%	0,8%	0,1%	10,1%	10,1%	0,3%
j7	0,0%	1,7%	1,7%	0,0%	0,0%	1,0%	1,0%	0,0%
j8	0,0%	2,9%	2,9%	2,4%	0,0%	5,7%	5,7%	0,9%
j9	0,7%	4,1%	4,1%	1,5%	0,3%	7,4%	7,4%	0,6%
j10	1,2%	5,9%	5,9%	0,8%	0,0%	5,4%	5,4%	0,3%
j11	6,6%	4,6%	4,6%	3,7%	0,2%	2,1%	2,1%	1,4%
j12	0,7%	2,1%	2,1%	5,1%	0,3%	6,5%	6,5%	1,8%
j13	0,0%	3,5%	3,5%	4,4%	0,0%	6,6%	6,6%	1,6%
j14	0,9%	1,8%	1,8%	6,5%	0,0%	2,2%	2,2%	2,4%
j15	0,9%	3,6%	3,6%	2,3%	0,0%	3,8%	3,8%	0,8%
j16	1,7%	0,0%	0,0%	4,4%	0,6%	0,0%	0,0%	1,6%
j17	0,3%	8,0%	8,0%	1,1%	21,9%	0,0%	0,0%	9,4%
j18	2,1%	7,4%	7,4%	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	1,5%
j19	3,5%	1,1%	1,1%	4,4%	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%
j20	5,7%	0,0%	0,0%	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	5,1%
j21	4,4%	4,3%	4,3%	1,8%	0,0%	0,0%	0,0%	1,2%
j22	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	1,2%
j23	0,0%	2,2%	2,2%	0,1%	0,0%	8,7%	8,7%	0,1%
j24	0,6%	2,8%	2,8%	0,3%	0,0%	6,3%	6,3%	0,1%
j25	3,0%	1,4%	1,4%	3,2%	0,9%	0,0%	0,0%	1,8%
j26	0,7%	2,0%	2,0%	4,4%	0,0%	0,0%	0,0%	4,3%
j27	0,9%	1,1%	1,1%	5,7%	6,2%	0,0%	0,0%	2,8%
j28	14,1%	0,0%	0,0%	15,7%	0,0%	0,0%	0,0%	7,8%
j29	0,0%	0,0%	0,0%	8,8%	17,7%	0,0%	0,0%	10,6%
j30	4,6%	1,1%	1,1%	1,6%	44,7%	0,0%	0,0%	13,3%
j31	0,8%	7,7%	7,7%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	8,6%
j32	26,8%	0,0%	0,0%	4,2%	5,7%	0,0%	0,0%	10,3%
j33	7,2%	2,2%	2,2%	3,2%	0,0%	0,0%	0,0%	5,6%
j34	0,0%	2,1%	2,1%	0,1%	1,1%	11,1%	11,1%	0,6%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 42: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren

NACE- Wirt- schafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
j1	0,8%	0,4%	5,5%	1,6%	0,0%	1,4%	0,4%	0,6%
j2	0,0%	1,9%	0,6%	0,1%	0,0%	7,2%	2,0%	0,0%
j3	0,9%	6,5%	5,4%	1,5%	0,0%	0,0%	6,7%	0,8%
j4	1,7%	4,9%	1,5%	0,5%	0,0%	7,3	4,2%	0,2%
j5	0,1%	6,4%	2,0%	0,2%	0,0%	7,9%	5,3%	0,1%
j6	0,3%	5,6%	3,6%	0,8%	0,0%	10,4%	7,7%	0,3%
j7	0,0%	1,8%	0,6%	0,0%	0,0%	1,1%	1,5%	0,0%
j8	1,4%	3,1%	2,1%	2,4%	0,0%	5,9%	3,9%	0,9%
j9	4,1%	4,4%	2,4%	1,5%	0,0%	7,5%	6,5%	0,6%
j10	2,5%	6,3%	4,2%	0,8%	0,0%	5,7%	6,8%	0,3%
j11	0,6%	5,2%	2,6%	3,7%	33,8%	2,1%	6,5%	1,4%
j12	17,2%	2,3%	4,2%	5,0%	24,0%	6,6%	4,9%	1,8%
j13	14,4%	3,8%	3,3%	4,3%	14,2%	6,7%	4,6%	1,6%
j14	6,7%	1,9%	3,0%	6,4%	0,0%	2,2%	4,6%	2,4%
j15	4,3%	3,9%	4,6%	2,3%	0,0%	3,9%	6,2%	0,8%
j16	4,6%	0,0%	3,0%	4,3%	0,0%	0,0%	1,6%	1,6%
j17	0,0%	8,6%	4,9%	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	9,6%
j18	0,3%	8,1%	3,8%	1,2%	0,0%	0,0%	4,1%	1,5%
j19	0,0%	1,2%	4,0%	4,3%	0,0%	0,0%	1,4%	2,3%
j20	5,8%	0,0%	2,8%	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	5,1%
j21	5,6%	3,9%	3,2%	2,1%	3,4%	0,0%	1,8%	1,2%
j22	0,0%	2,6%	3,3%	2,3%	0,0%	0,0%	3,1%	1,2%
j23	0,0%	2,4%	1,5%	0,1%	0,4%	8,8%	3,8%	0,1%
j24	1,6%	3,0%	1,4%	0,2%	0,0%	6,4%	4,3%	0,1%
j25	4,3%	1,4%	4,0%	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%
j26	0,3%	2,2%	2,9%	4,4%	0,0%	0,0%	0,0%	4,3%
j27	0,0%	1,1%	3,2%	5,6%	7,7%	0,0%	1,4%	2,8%
j28	9,2%	0,0%	0,0%	15,4%	0,0%	0,0%	0,0%	7,7%
j29	4,5%	0,0%	0,9%	8,8%	0,0%	0,0%	0,0%	10,6%
j30	0,0%	1,2%	5,5%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	13,4%
j31	0,0%	2,6%	5,0%	1,7%	16,7%	0,0%	0,0%	8,7%
j32	8,6%	0,0%	1,3%	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	10,3%
j33	0,0%	1,2%	3,1%	3,8%	0,0%	0,0%	0,0%	5,4%
j34	0,0%	2,2%	0,7%	0,1%	0,0%	9,0%	6,5%	0,6%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 43: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 2,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren

NACE- Wirt- schafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
j1	1,2%	0,4%	4,4%	1,5%	0,0%	1,4%	6,4%	0,6%
j2	0,0%	1,9%	0,3%	0,1%	0,0%	7,0%	0,6%	0,0%
j3	0,0%	6,7%	3,6%	1,5%	0,0%	0,0%	7,3%	0,8%
j4	0,0%	4,8%	2,2%	0,4%	0,0%	7,1%	3,3%	0,2%
j5	0,2%	6,4%	0,9%	0,2%	0,0%	7,7%	1,7%	0,1%
j6	1,2%	5,5%	3,7%	0,7%	0,7%	10,1%	3,1%	0,3%
j7	0,0%	1,8%	0,2%	0,0%	0,0%	1,0%	0,5%	0,0%
j8	1,2%	3,1%	3,1%	2,3%	0,0%	5,7%	4,5%	0,9%
j9	3,0%	4,4%	2,3%	1,5%	2,1%	7,3%	3,1%	0,6%
j10	0,2%	6,2%	3,0%	0,8%	0,9%	6,1%	4,7%	0,3%
j11	0,0%	5,4%	4,1%	3,6%	5,8%	2,1%	4,1%	1,4%
j12	13,6%	2,2%	3,1%	4,8%	0,0%	6,4%	4,9%	1,9%
j13	0,0%	3,7%	2,7%	4,2%	0,5%	6,5%	3,0%	1,6%
j14	16,2%	1,9%	4,5%	6,2%	1,4%	2,2%	3,8%	2,4%
j15	0,9%	3,8%	3,7%	2,2%	0,0%	3,8%	6,1%	0,9%
j16	0,0%	0,0%	3,8%	4,2%	4,7%	0,0%	3,6%	1,6%
j17	2,5%	9,1%	2,7%	1,2%	40,7%	0,0%	0,0%	9,5%
j18	0,2%	8,3%	3,2%	1,2%	0,0%	0,0%	5,7%	1,5%
j19	0,0%	1,2%	3,7%	4,2%	0,0%	0,0%	5,2%	2,3%
j20	5,2%	0,0%	4,6%	4,6%	0,0%	0,0%	0,0%	5,1%
j21	2,9%	3,0%	3,8%	2,4%	0,0%	0,0%	4,2%	1,1%
j22	8,1%	2,6%	5,0%	2,2%	0,0%	0,0%	4,2%	1,2%
j23	0,0%	2,4%	0,6%	0,1%	0,1%	8,5%	2,2%	0,1%
j24	0,3%	2,8%	1,2%	0,2%	0,1%	6,2%	1,9%	0,1%
j25	4,4%	1,4%	3,9%	3,1%	0,0%	0,0%	4,1%	1,8%
j26	0,2%	2,2%	3,2%	4,4%	0,0%	0,0%	3,1%	4,3%
j27	0,0%	1,1%	2,6%	5,4%	2,4%	0,0%	4,2%	2,8%
j28	18,4%	0,0%	1,4%	15,1%	31,3%	0,0%	0,0%	7,8%
j29	12,5%	0,0%	3,5%	8,8%	0,0%	0,0%	0,0%	10,6%
j30	0,9%	1,3%	4,3%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	13,3%
j31	1,3%	2,8%	3,5%	1,9%	0,0%	0,0%	0,0%	8,6%
j32	0,0%	0,0%	3,9%	4,8%	9,2%	0,0%	0,0%	10,2%
j33	5,2%	1,3%	2,7%	4,3%	0,0%	0,0%	0,0%	5,4%
j34	0,0%	2,3%	0,3%	0,1%	0,0%	10,9%	4,6%	0,6%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 44: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren

NACE- Wirt- schafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
j1	0,4%	5,1%	5,1%	1,7%	0,0%	0,4%	0,4%	0,6%
j2	0,1%	0,6%	0,6%	0,1%	0,0%	2,0%	2,0%	0,0%
j3	1,2%	5,1%	5,1%	1,5%	2,4%	7,6%	7,6%	0,8%
j4	1,3%	1,5%	1,5%	0,5%	0,7%	4,2%	4,2%	0,2%
j5	0,1%	1,9%	1,9%	0,2%	0,3%	5,3%	5,3%	0,1%
j6	0,2%	3,5%	3,5%	0,8%	0,2%	7,6%	7,6%	0,3%
j7	0,0%	0,5%	0,5%	0,0%	0,0%	1,5%	1,5%	0,0%
j8	1,6%	2,1%	2,1%	2,4%	0,0%	3,9%	3,9%	0,9%
j9	2,6%	2,3%	2,3%	1,5%	0,0%	6,4%	6,4%	0,6%
j10	0,3%	4,1%	4,1%	0,8%	0,2%	6,5%	6,5%	0,3%
j11	0,4%	2,4%	2,4%	3,7%	8,3%	6,5%	6,5%	1,4%
j12	1,5%	4,1%	4,1%	5,1%	6,8%	4,9%	4,9%	1,8%
j13	14,9%	3,3%	3,3%	4,4%	3,4%	4,6%	4,6%	1,6%
j14	10,3%	2,9%	2,9%	6,5%	0,4%	4,6%	4,6%	2,4%
j15	1,2%	4,5%	4,5%	2,3%	0,2%	6,2%	6,2%	0,8%
j16	9,1%	2,6%	2,6%	4,4%	3,0%	1,6%	1,6%	1,6%
j17	0,2%	4,7%	4,7%	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	9,4%
j18	1,1%	3,7%	3,7%	1,2%	0,0%	4,1%	4,1%	1,5%
j19	0,0%	4,0%	4,0%	4,4%	2,4%	1,4%	1,4%	2,3%
j20	0,4%	3,6%	3,6%	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	5,1%
j21	2,4%	4,9%	4,9%	1,8%	0,4%	1,8%	1,8%	1,2%
j22	2,8%	3,3%	3,3%	2,3%	3,4%	3,1%	3,1%	1,2%
j23	0,0%	1,4%	1,4%	0,1%	0,0%	3,9%	3,9%	0,1%
j24	0,4%	1,4%	1,4%	0,3%	0,0%	4,3%	4,3%	0,1%
j25	0,4%	3,8%	3,8%	3,2%	0,0%	0,0%	0,0%	1,8%
j26	3,5%	2,8%	2,8%	4,4%	0,0%	0,0%	0,0%	4,3%
j27	12,6%	3,2%	3,2%	5,7%	0,0%	1,4%	1,4%	2,8%
j28	12,7%	0,0%	0,0%	15,7%	12,7%	0,0%	0,0%	7,8%
j29	9,8%	0,9%	0,9%	8,8%	16,4%	0,0%	0,0%	10,6%
j30	0,9%	5,3%	5,3%	1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	13,3%
j31	0,2%	5,5%	5,5%	1,6%	24,0%	0,0%	0,0%	8,6%
j32	0,6%	1,1%	1,1%	4,2%	0,0%	0,0%	0,0%	10,3%
j33	6,9%	3,2%	3,2%	3,2%	14,4%	0,0%	0,0%	5,6%
j34	0,1%	0,7%	0,7%	0,1%	0,2%	6,4%	6,4%	0,6%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 45: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren

Wirtschafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-12)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
Landwirtschaft	0,4%	5,1%	5,1%	1,7%	0,0%	0,4%	0,4%	0,6%
Industrie	44,7%	41,6%	41,6%	34,1%	26,0%	73,3%	73,3%	12,7%
Transport	3,1%	6,1%	6,1%	2,7%	3,4%	11,3%	11,3%	1,5%
GHD	51,8%	47,2%	47,2%	61,4%	70,6%	15,1%	15,1%	85,2%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 46: Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen

Bundes- land	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-12)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
BW	32,2%	0,5%	0,5%	15,7%	7,1%	1,8%	1,8%	14,2%
BY	9,4%	1,1%	1,1%	18,3%	24,0%	1,4%	1,4%	17,4%
BE	2,3%	6,3%	6,3%	3,7%	8,0%	9,7%	9,7%	4,4%
BB	3,9%	10,1%	10,1%	2,0%	0,1%	10,5%	10,5%	2,4%
BR	1,1%	6,2%	6,2%	1,1%	0,0%	9,7%	9,7%	1,0%
HH	1,1%	6,0%	6,0%	3,5%	2,4%	8,7%	8,7%	3,5%
HE	5,6%	3,5%	3,5%	8,7%	1,6%	5,1%	5,1%	8,6%
MV	0,3%	8,7%	8,7%	1,2%	0,0%	11,0%	11,0%	1,6%
NI	2,9%	2,8%	2,8%	8,6%	34,7%	3,7%	3,7%	8,9%
NW	31,9%	1,0%	1,0%	21,9%	9,0%	2,8%	2,8%	21,2%
RP	1,7%	7,4%	7,4%	4,4%	6,8%	2,6%	2,6%	4,5%
SL	1,0%	8,8%	8,8%	1,2%	0,1%	8,1%	8,1%	1,2%
SN	3,8%	8,3%	8,3%	3,4%	1,1%	7,0%	7,0%	4,0%
ST	0,0%	9,0%	9,0%	1,7%	0,6%	6,6%	6,6%	2,1%
SH	1,4%	8,4%	8,4%	2,7%	0,9%	5,2%	5,2%	3,1%
TH	1,5%	12,0%	12,0%	1,7%	3,5%	6,3%	6,3%	2,1%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 47: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren

NACE- Wirt- schafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
j1	1,1%	5,7%	3,7%	1,6%	0,7%	0,4%	6,0%	0,6%
j2	0,0%	0,6%	0,3%	0,1%	0,0%	2,1%	0,6%	0,0%
j3	0,3%	5,2%	3,5%	1,5%	1,0%	6,2%	5,5%	0,8%
j4	0,1%	1,5%	2,2%	0,5%	0,0%	4,3%	4,2%	0,2%
j5	0,2%	1,9%	0,9%	0,2%	0,0%	5,5%	1,6%	0,1%
j6	1,0%	3,5%	3,7%	0,8%	0,1%	7,9%	2,9%	0,3%
j7	0,0%	0,5%	0,2%	0,0%	0,0%	1,5%	0,4%	0,0%
j8	0,4%	2,1%	3,1%	2,4%	3,0%	4,0%	4,6%	0,9%
j9	1,5%	2,3%	2,3%	1,5%	0,0%	6,7%	2,9%	0,6%
j10	1,1%	4,1%	3,0%	0,8%	0,0%	6,7%	4,3%	0,3%
j11	4,7%	2,4%	4,0%	3,7%	0,0%	6,7%	4,8%	1,4%
j12	1,4%	4,1%	3,1%	5,0%	0,7%	5,1%	4,5%	1,8%
j13	5,5%	3,3%	2,7%	4,3%	2,9%	4,7%	2,7%	1,6%
j14	2,6%	2,9%	4,5%	6,4%	0,7%	4,7%	5,7%	2,4%
j15	2,0%	4,5%	3,7%	2,3%	0,8%	6,4%	5,6%	0,8%
j16	2,0%	2,9%	4,0%	4,3%	3,5%	1,6%	3,4%	1,6%
j17	1,3%	4,7%	3,4%	1,1%	5,7%	0,0%	0,0%	9,6%
j18	1,3%	3,7%	3,5%	1,2%	1,3%	2,5%	5,3%	1,5%
j19	10,2%	3,9%	3,7%	4,3%	4,7%	1,5%	4,8%	2,3%
j20	2,2%	2,7%	4,3%	4,5%	1,0%	0,0%	0,0%	5,1%
j21	0,3%	4,8%	2,9%	2,1%	3,3%	3,4%	5,1%	1,2%
j22	0,4%	3,2%	5,0%	2,3%	0,0%	3,2%	3,9%	1,2%
j23	0,4%	1,4%	0,6%	0,1%	0,1%	4,0%	2,0%	0,1%
j24	0,2%	1,4%	1,2%	0,2%	0,0%	4,4%	1,8%	0,1%
j25	3,2%	3,7%	3,7%	3,1%	0,5%	0,0%	6,1%	1,8%
j26	1,9%	2,8%	3,1%	4,4%	2,4%	0,0%	2,9%	4,3%
j27	5,1%	3,2%	2,6%	5,6%	12,1%	1,4%	3,8%	2,8%
j28	17,6%	0,0%	1,4%	15,4%	2,2%	0,0%	0,0%	7,7%
j29	13,7%	0,9%	3,3%	8,8%	1,5%	0,0%	0,0%	10,6%
j30	2,9%	5,3%	4,9%	1,6%	34,8%	0,0%	0,0%	13,4%
j31	0,6%	5,0%	3,1%	1,7%	3,2%	0,0%	0,0%	8,7%
j32	6,4%	1,2%	4,4%	4,5%	10,1%	0,0%	0,0%	10,3%
j33	8,5%	3,7%	3,8%	3,8%	3,5%	0,0%	0,0%	5,4%
j34	0,1%	0,7%	0,3%	0,1%	0,0%	5,0%	4,5%	0,6%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 48: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren

Wirtschafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
Landwirtschaft	1,1%	5,7%	3,7%	1,6%	0,7%	0,4%	6,0%	0,6%
Industrie	22,8%	41,8%	41,1%	33,6%	12,7%	74,3%	53,8%	12,8%
Transport	1,0%	6,0%	6,8%	2,6%	0,1%	11,5%	7,8%	1,4%
GHD	75,1%	46,5%	48,4%	62,2%	86,5%	13,8%	32,5%	85,2%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 49: Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen

Bundes- land	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
BW	13,5%	0,5%	5,7%	15,7%	22,3%	1,8%	2,2%	14,2%
BY	16,8%	1,1%	1,7%	18,3%	4,7%	1,4%	2,1%	17,4%
BE	2,9%	5,4%	6,5%	3,7%	13,6%	8,6%	7,3%	4,4%
BB	1,9%	10,2%	7,5%	2,0%	4,6%	10,9%	9,3%	2,4%
BR	1,6%	6,4%	5,1%	1,1%	1,4%	10,0%	4,8%	1,0%
HH	1,4%	6,1%	6,1%	3,5%	1,4%	7,0%	9,3%	3,4%
HE	13,0%	3,5%	5,9%	8,7%	3,7%	5,3%	3,3%	8,6%
MV	1,0%	8,8%	4,8%	1,2%	2,9%	9,7%	7,4%	1,6%
NI	11,2%	2,8%	4,4%	8,6%	6,6%	3,8%	2,4%	8,9%
NW	14,2%	1,0%	2,5%	21,9%	7,4%	2,9%	1,9%	21,2%
RP	8,6%	6,6%	8,7%	4,4%	15,8%	2,7%	6,9%	4,5%
SL	0,5%	8,9%	5,8%	1,2%	3,3%	8,3%	8,5%	1,2%
SN	5,7%	8,4%	10,7%	3,4%	0,8%	7,2%	4,5%	4,0%
ST	2,0%	9,2%	7,1%	1,7%	6,1%	6,8%	10,2%	2,1%
SH	3,8%	8,5%	9,9%	2,7%	4,6%	5,4%	8,9%	3,1%
TH	2,1%	12,7%	7,4%	1,7%	0,9%	8,1%	10,8%	2,1%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 50: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren

NACE- Wirt- schafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
j1	1,6%	5,5%	2,6%	1,5%	1,8%	0,4%	4,3%	0,6%
j2	0,1%	0,6%	0,1%	0,1%	0,0%	2,0%	0,2%	0,0%
j3	1,7%	5,3%	2,6%	1,5%	0,0%	6,3%	4,8%	0,8%
j4	0,0%	1,4%	0,8%	0,4%	0,0%	4,1%	1,6%	0,2%
j5	0,2%	1,9%	0,3%	0,2%	0,0%	5,3%	0,6%	0,1%
j6	1,9%	3,4%	1,3%	0,7%	0,0%	7,6%	2,7%	0,3%
j7	0,0%	0,5%	0,1%	0,0%	0,0%	1,5%	0,2%	0,0%
j8	0,8%	2,0%	3,2%	2,3%	0,5%	3,8%	3,2%	0,9%
j9	2,3%	2,3%	2,6%	1,5%	0,0%	6,4%	4,1%	0,6%
j10	0,6%	4,0%	1,4%	0,8%	0,6%	6,5%	2,9%	0,3%
j11	0,7%	2,3%	4,1%	3,6%	2,0%	6,4%	4,5%	1,4%
j12	2,9%	4,0%	2,2%	4,8%	0,4%	4,9%	4,5%	1,9%
j13	7,9%	3,2%	3,8%	4,2%	0,0%	4,5%	3,2%	1,6%
j14	1,5%	2,9%	2,8%	6,2%	17,2%	4,5%	3,2%	2,4%
j15	5,7%	4,4%	3,8%	2,2%	0,0%	6,1%	3,3%	0,9%
j16	2,8%	2,9%	5,5%	4,2%	0,0%	1,6%	6,1%	1,6%
j17	1,6%	4,9%	2,0%	1,2%	0,0%	0,0%	1,5%	9,5%
j18	0,8%	3,8%	2,1%	1,2%	0,8%	4,0%	3,7%	1,5%
j19	9,9%	3,9%	4,1%	4,2%	0,0%	1,4%	3,8%	2,3%
j20	10,2%	2,8%	4,7%	4,6%	0,9%	0,0%	4,1%	5,1%
j21	2,7%	4,5%	4,3%	2,4%	0,5%	4,2%	4,2%	1,1%
j22	1,3%	3,5%	3,9%	2,2%	0,3%	3,0%	5,2%	1,2%
j23	0,1%	1,4%	0,2%	0,1%	0,0%	3,8%	0,7%	0,1%
j24	0,0%	1,3%	0,4%	0,2%	0,2%	4,2%	1,3%	0,1%
j25	4,7%	4,6%	5,8%	3,1%	0,0%	0,0%	4,1%	1,8%
j26	0,5%	2,8%	4,4%	4,4%	0,9%	0,0%	2,8%	4,3%
j27	5,2%	3,1%	2,8%	5,4%	3,6%	1,3%	4,7%	2,8%
j28	9,2%	0,0%	6,4%	15,1%	4,0%	0,0%	1,5%	7,8%
j29	13,1%	0,9%	5,3%	8,8%	0,0%	0,0%	2,8%	10,6%
j30	2,8%	5,5%	2,8%	1,6%	22,6%	0,0%	0,9%	13,3%
j31	0,6%	5,4%	3,3%	1,9%	0,0%	0,0%	1,6%	8,6%
j32	2,8%	1,3%	5,4%	4,8%	27,2%	0,0%	0,9%	10,2%
j33	3,8%	3,3%	4,9%	4,3%	16,5%	0,0%	3,8%	5,4%
j34	0,2%	0,7%	0,1%	0,1%	0,0%	6,3%	2,9%	0,6%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 51: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren

Wirtschafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-10)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
Landwirtschaft	1,6%	5,5%	2,6%	1,5%	1,8%	0,4%	4,3%	0,6%
Industrie	28,9%	41,0%	34,5%	32,8%	20,6%	71,5%	45,1%	13,0%
Transport	1,4%	6,2%	4,5%	2,6%	0,5%	11,0%	7,2%	1,5%
GHD	68,1%	47,3%	58,3%	63,1%	77,1%	17,2%	43,4%	84,9%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 52: Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen

Bundes- land	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-10)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
BW	14,5%	0,5%	13,3%	15,6%	27,8%	1,7%	4,2%	14,2%
BY	12,2%	1,1%	9,4%	18,2%	1,8%	1,4%	4,1%	17,5%
BE	1,7%	5,3%	5,4%	3,8%	1,7%	8,2%	6,3%	4,4%
BB	1,4%	10,3%	3,7%	2,0%	6,5%	10,4%	5,5%	2,3%
BR	2,6%	6,4%	1,8%	1,1%	1,2%	9,5%	8,9%	1,0%
HH	3,0%	6,2%	6,1%	3,5%	2,7%	8,7%	4,1%	3,4%
HE	4,8%	3,4%	10,0%	8,8%	0,0%	5,1%	7,5%	8,6%
MV	1,1%	8,9%	2,1%	1,2%	0,0%	10,9%	5,2%	1,6%
NI	16,1%	2,7%	11,6%	8,6%	24,3%	3,6%	8,2%	8,9%
NW	20,5%	1,0%	10,2%	21,9%	18,7%	2,8%	2,5%	21,2%
RP	10,4%	6,7%	7,7%	4,4%	0,4%	2,6%	9,3%	4,5%
SL	1,0%	9,0%	2,0%	1,2%	1,3%	7,9%	7,7%	1,2%
SN	4,4%	8,5%	6,0%	3,4%	1,6%	6,9%	7,8%	4,0%
ST	1,7%	9,2%	3,0%	1,8%	1,1%	7,7%	5,9%	2,1%
SH	2,6%	7,9%	4,7%	2,7%	5,5%	5,1%	7,1%	3,1%
TH	2,0%	12,9%	3,1%	1,8%	5,3%	7,7%	6,1%	2,1%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 53: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren

NACE- Wirt- schafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
j1	10,1%	3,5%	3,5%	4,3%	1,9%	0,0%	0,0%	10,1%
j2	3,6%	3,9%	3,9%	3,2%	2,1%	0,1%	0,1%	5,5%
j3	0,0%	0,4%	0,4%	0,2%	0,1%	3,6%	3,6%	0,7%
j4	0,7%	4,4%	4,4%	1,7%	0,2%	7,6%	7,6%	0,6%
j5	0,0%	0,4%	0,4%	0,1%	0,0%	0,9%	0,9%	0,0%
j6	0,7%	3,7%	3,7%	1,5%	0,7%	6,7%	6,7%	0,8%
j7	1,0%	3,0%	3,0%	0,5%	0,3%	3,2%	3,2%	0,2%
j8	0,0%	1,2%	1,2%	0,2%	0,1%	2,5%	2,5%	0,1%
j9	0,5%	2,6%	2,6%	0,8%	0,2%	4,4%	4,4%	0,3%
j10	0,0%	0,3%	0,3%	0,0%	0,0%	0,7%	0,7%	0,0%
j11	3,3%	3,3%	3,3%	2,4%	0,0%	3,8%	3,8%	0,9%
j12	0,3%	2,1%	2,1%	1,5%	0,0%	3,0%	3,0%	0,6%
j13	1,5%	3,1%	3,1%	0,8%	0,3%	5,3%	5,3%	0,3%
j14	9,6%	3,5%	3,5%	3,7%	2,3%	3,0%	3,0%	1,4%
j15	13,0%	3,3%	3,3%	5,0%	3,0%	5,3%	5,3%	1,8%
j16	5,7%	2,8%	2,8%	4,4%	5,1%	4,2%	4,2%	1,6%
j17	1,3%	4,2%	4,2%	6,5%	9,0%	3,8%	3,8%	2,4%
j18	3,0%	4,1%	4,1%	2,3%	1,8%	5,8%	5,8%	0,8%
j19	3,2%	4,1%	4,1%	4,4%	0,6%	2,6%	2,6%	1,6%
j20	2,5%	3,6%	3,6%	1,1%	1,4%	0,0%	0,0%	9,5%
j21	0,4%	3,6%	3,6%	1,2%	1,8%	5,3%	5,3%	1,5%
j22	8,9%	3,1%	3,1%	4,4%	1,9%	5,8%	5,8%	2,3%
j23	0,6%	2,8%	2,8%	4,5%	3,0%	0,0%	0,0%	5,1%
j24	1,2%	3,6%	3,6%	1,8%	4,7%	3,5%	3,5%	1,2%
j25	0,9%	4,8%	4,8%	2,3%	2,6%	3,5%	3,5%	1,2%
j26	0,1%	0,9%	0,9%	0,1%	0,0%	1,8%	1,8%	0,1%
j27	0,4%	1,7%	1,7%	0,3%	0,0%	2,9%	2,9%	0,1%
j28	7,8%	4,3%	4,3%	3,2%	0,0%	3,0%	3,0%	1,8%
j29	1,3%	2,3%	2,3%	4,4%	3,5%	3,1%	3,1%	4,3%
j30	0,9%	2,7%	2,7%	5,7%	4,3%	4,7%	4,7%	2,8%
j31	7,5%	0,8%	0,8%	15,7%	5,5%	0,0%	0,0%	7,8%
j32	5,8%	3,4%	3,4%	8,7%	25,3%	0,0%	0,0%	10,6%
j33	2,6%	4,5%	4,5%	1,6%	15,7%	0,0%	0,0%	13,3%
j34	1,5%	4,1%	4,1%	1,6%	2,4%	0,0%	0,0%	8,6%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 54: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren

Wirtschafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-12)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
Landwirtschaft	10,1%	3,5%	3,5%	4,3%	1,9%	0,0%	0,0%	10,1%
Industrie	40,0%	38,0%	38,0%	26,0%	14,4%	54,3%	54,3%	14,7%
Transport	10,7%	9,5%	9,5%	10,6%	9,7%	9,3%	9,3%	8,7%
GHD	39,3%	49,0%	49,0%	59,0%	73,9%	36,4%	36,4%	66,5%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 55: Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 1h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen

Bundes- land	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-12)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
BW	14,9%	1,5%	1,5%	15,1%	11,8%	2,1%	2,1%	12,3%
BY	10,4%	1,9%	1,9%	18,1%	20,4%	1,5%	1,5%	16,9%
BE	10,8%	6,0%	6,0%	4,4%	4,4%	5,8%	5,8%	6,3%
BB	3,1%	6,8%	6,8%	2,2%	0,2%	10,5%	10,5%	2,8%
BR	1,0%	5,8%	5,8%	1,2%	2,5%	7,6%	7,6%	1,2%
HH	2,8%	7,1%	7,1%	3,4%	11,8%	4,4%	4,4%	3,1%
HE	11,7%	7,3%	7,3%	8,3%	6,5%	4,1%	4,1%	7,8%
MV	2,6%	5,5%	5,5%	1,7%	0,1%	10,0%	10,0%	2,6%
NI	4,4%	4,0%	4,0%	8,1%	5,1%	3,8%	3,8%	7,7%
NW	18,5%	1,3%	1,3%	20,8%	20,4%	1,3%	1,3%	18,9%
RP	6,9%	8,0%	8,0%	5,8%	1,8%	4,5%	4,5%	7,5%
SL	2,2%	6,3%	6,3%	1,5%	0,9%	8,4%	8,4%	1,7%
SN	4,8%	10,2%	10,2%	3,2%	7,3%	5,3%	5,3%	3,5%
ST	1,4%	9,5%	9,5%	1,9%	0,3%	9,4%	9,4%	2,4%
SH	2,9%	9,5%	9,5%	2,6%	3,0%	6,5%	6,5%	2,8%
TH	1,5%	9,3%	9,3%	1,8%	3,2%	14,7%	14,7%	2,3%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 56: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren

NACE- Wirt- schafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
j1	2,0%	4,2%	4,2%	1,6%	0,2%	7,4%	4,6%	0,6%
j2	0,0%	0,4%	0,1%	0,1%	0,1%	0,9%	0,4%	0,0%
j3	0,1%	3,8%	4,1%	1,5%	0,2%	6,8%	5,1%	0,8%
j4	0,6%	3,0%	1,3%	0,5%	0,0%	3,1%	2,6%	0,2%
j5	0,2%	1,2%	0,5%	0,2%	0,0%	2,4%	1,0%	0,1%
j6	0,5%	2,7%	2,3%	0,8%	0,6%	4,4%	4,4%	0,3%
j7	0,0%	0,3%	0,1%	0,0%	0,1%	0,7%	0,3%	0,0%
j8	2,9%	3,3%	3,4%	2,4%	0,0%	3,5%	4,0%	0,9%
j9	1,0%	2,1%	4,1%	1,5%	0,6%	2,9%	3,7%	0,6%
j10	0,9%	3,1%	2,2%	0,8%	0,0%	5,1%	3,5%	0,3%
j11	1,4%	3,5%	3,5%	3,7%	1,0%	3,0%	4,8%	1,4%
j12	6,1%	3,3%	3,5%	5,0%	0,5%	5,2%	3,6%	1,8%
j13	5,0%	2,8%	2,9%	4,3%	0,6%	4,1%	3,2%	1,6%
j14	7,3%	4,2%	3,4%	6,4%	2,1%	3,7%	5,3%	2,4%
j15	2,7%	4,1%	2,6%	2,3%	0,6%	5,7%	4,4%	0,8%
j16	5,9%	4,1%	4,5%	4,3%	0,6%	2,5%	5,6%	1,6%
j17	1,5%	3,6%	3,1%	1,1%	16,9%	0,0%	0,0%	9,6%
j18	0,4%	3,7%	3,3%	1,2%	0,3%	5,2%	5,0%	1,5%
j19	6,0%	3,1%	3,6%	4,3%	4,7%	5,6%	3,8%	2,3%
j20	4,7%	2,8%	3,5%	4,5%	0,5%	0,0%	1,8%	5,1%
j21	2,5%	4,4%	3,5%	2,1%	0,8%	4,4%	4,7%	1,2%
j22	0,6%	4,8%	5,0%	2,3%	1,4%	4,6%	5,6%	1,2%
j23	0,1%	0,9%	0,4%	0,1%	0,0%	1,8%	1,3%	0,1%
j24	0,1%	1,7%	0,7%	0,2%	0,1%	2,8%	2,2%	0,1%
j25	0,1%	4,3%	4,8%	3,1%	1,7%	2,9%	5,7%	1,8%
j26	6,5%	2,3%	3,9%	4,4%	3,6%	3,0%	3,4%	4,3%
j27	0,9%	2,7%	3,3%	5,6%	7,0%	4,5%	3,3%	2,8%
j28	15,9%	0,8%	2,9%	15,4%	12,5%	0,0%	1,1%	7,7%
j29	6,5%	2,6%	3,9%	8,8%	2,1%	0,0%	0,0%	10,6%
j30	2,5%	4,6%	4,3%	1,6%	4,3%	0,0%	0,0%	13,4%
j31	1,0%	3,6%	3,7%	1,7%	12,9%	0,0%	0,0%	8,7%
j32	8,5%	4,6%	4,1%	4,5%	15,9%	0,0%	0,0%	10,3%
j33	5,6%	3,1%	3,1%	3,8%	8,5%	0,0%	1,7%	5,4%
j34	0,0%	0,4%	0,2%	0,1%	0,0%	3,7%	3,7%	0,6%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 57: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren

Wirtschafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
Landwirtschaft	2,0%	4,2%	4,2%	1,6%	0,2%	7,4%	4,6%	0,6%
Industrie	34,7%	41,9%	38,5%	33,6%	6,9%	54,0%	52,1%	12,8%
Transport	0,8%	7,3%	6,0%	2,6%	1,4%	9,1%	9,1%	1,4%
GHD	62,5%	46,7%	51,3%	62,2%	91,5%	29,4%	34,2%	85,2%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 58: Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 2h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen

Bundes- land	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
BW	19,0%	1,6%	8,0%	15,7%	12,8%	2,0%	3,1%	14,2%
BY	28,3%	2,1%	8,2%	18,3%	15,9%	1,5%	2,1%	17,4%
BE	4,7%	6,1%	7,0%	3,7%	4,9%	6,4%	6,4%	4,4%
BB	1,8%	8,2%	4,2%	2,0%	1,4%	9,8%	7,6%	2,4%
BR	0,5%	5,3%	2,9%	1,1%	0,9%	7,3%	6,6%	1,0%
HH	0,3%	8,3%	6,7%	3,5%	0,3%	4,9%	6,8%	3,4%
HE	6,8%	5,0%	8,0%	8,7%	6,8%	3,3%	4,9%	8,6%
MV	1,6%	6,6%	3,3%	1,2%	1,6%	11,1%	4,6%	1,6%
NI	5,6%	3,1%	10,2%	8,6%	7,0%	3,6%	5,0%	8,9%
NW	15,9%	1,4%	5,8%	21,9%	30,6%	1,3%	3,0%	21,2%
RP	6,0%	8,0%	9,0%	4,4%	2,2%	4,2%	9,2%	4,5%
SL	1,8%	6,9%	3,3%	1,2%	2,3%	8,4%	7,1%	1,2%
SN	2,6%	9,7%	8,0%	3,4%	5,0%	5,3%	11,2%	4,0%
ST	1,5%	9,0%	4,7%	1,7%	4,3%	10,3%	7,1%	2,1%
SH	2,6%	8,6%	6,0%	2,7%	2,4%	7,0%	7,8%	3,1%
TH	0,9%	9,9%	4,7%	1,7%	1,5%	13,6%	7,4%	2,1%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 59: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 34 Sektoren

NACE- Wirt- schafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-11)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
j1	1,1%	4,1%	1,5%	1,5%	0,2%	7,6%	2,6%	0,6%
j2	0,0%	0,4%	0,1%	0,1%	0,0%	0,9%	0,1%	0,0%
j3	1,9%	3,9%	1,5%	1,5%	1,0%	6,6%	3,7%	0,8%
j4	0,2%	3,0%	0,5%	0,4%	0,3%	3,1%	0,7%	0,2%
j5	0,1%	1,2%	0,2%	0,2%	0,0%	2,4%	0,3%	0,1%
j6	0,1%	3,0%	0,8%	0,7%	0,0%	4,3%	1,2%	0,3%
j7	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	0,1%	0,0%
j8	4,8%	3,3%	2,3%	2,3%	0,0%	3,5%	2,6%	0,9%
j9	1,0%	2,1%	1,5%	1,5%	0,6%	2,9%	2,4%	0,6%
j10	0,7%	3,1%	0,8%	0,8%	0,1%	5,1%	1,3%	0,3%
j11	5,7%	3,5%	3,5%	3,6%	0,9%	2,9%	2,8%	1,4%
j12	4,2%	3,2%	4,8%	4,8%	0,6%	5,2%	2,0%	1,9%
j13	0,5%	2,8%	4,2%	4,2%	2,1%	4,1%	2,5%	1,6%
j14	12,0%	4,1%	6,1%	6,2%	0,6%	3,7%	2,6%	2,4%
j15	1,9%	4,1%	2,2%	2,2%	1,6%	5,6%	3,6%	0,9%
j16	3,6%	4,1%	4,2%	4,2%	0,6%	2,5%	4,9%	1,6%
j17	1,0%	3,8%	1,1%	1,2%	17,8%	0,0%	3,2%	9,5%
j18	0,6%	3,8%	1,2%	1,2%	2,5%	5,0%	3,6%	1,5%
j19	3,9%	3,1%	4,7%	4,2%	1,0%	5,5%	4,0%	2,3%
j20	5,0%	3,0%	4,6%	4,6%	5,2%	0,0%	5,8%	5,1%
j21	2,0%	4,2%	2,3%	2,4%	0,7%	4,2%	4,0%	1,1%
j22	0,4%	4,8%	2,2%	2,2%	0,1%	4,5%	4,2%	1,2%
j23	0,0%	0,9%	0,1%	0,1%	0,0%	1,7%	0,3%	0,1%
j24	0,7%	1,6%	0,2%	0,2%	0,0%	2,7%	0,6%	0,1%
j25	3,8%	4,3%	3,1%	3,1%	0,7%	2,9%	5,2%	1,8%
j26	3,5%	2,3%	4,4%	4,4%	5,2%	2,9%	4,4%	4,3%
j27	4,2%	2,7%	5,3%	5,4%	4,2%	5,7%	3,8%	2,8%
j28	19,2%	0,8%	14,9%	15,1%	1,7%	0,0%	3,5%	7,8%
j29	9,9%	2,7%	8,9%	8,8%	0,0%	0,0%	4,3%	10,6%
j30	1,6%	4,9%	1,5%	1,6%	45,6%	0,0%	1,1%	13,3%
j31	2,0%	4,0%	1,8%	1,9%	0,0%	0,0%	5,5%	8,6%
j32	1,7%	4,1%	4,9%	4,8%	2,5%	0,0%	4,6%	10,2%
j33	2,7%	2,6%	4,4%	4,3%	3,4%	0,0%	5,9%	5,4%
j34	0,1%	0,4%	0,1%	0,1%	0,7%	3,6%	2,6%	0,6%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 60: Relative sektorale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen: 4 Sektoren

Wirtschafts- zweig	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-10)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
Landwirtschaft	1,1%	4,1%	1,5%	1,5%	0,2%	7,6%	2,6%	0,6%
Industrie	36,7%	42,0%	32,6%	32,8%	8,4%	53,6%	30,9%	13,0%
Transport	1,0%	7,3%	2,6%	2,6%	0,1%	9,0%	5,1%	1,5%
GHD	61,1%	46,6%	63,3%	63,1%	91,2%	29,8%	61,4%	84,9%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 61: Relative regionale Verteilung direkter Wertschöpfungsverluste, 4h partiellen 7,5 GWh Stromunterbrechungen Szenariorahmen

Bundes- land	Startzeitpunkt							
	Minimalsituation (So-So-10)				Maximalsituation (Wi-Wt-10)			
	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4	SZ1	SZ2	SZ3	SZ4
BW	21,1%	1,6%	15,6%	15,6%	6,5%	2,0%	6,9%	14,2%
BY	16,7%	2,3%	18,4%	18,2%	24,6%	1,5%	6,8%	17,5%
BE	3,7%	5,4%	3,7%	3,8%	8,4%	6,3%	3,4%	4,4%
BB	3,3%	7,6%	1,9%	2,0%	0,8%	9,6%	6,5%	2,3%
BR	0,7%	5,5%	1,0%	1,1%	0,5%	7,2%	4,2%	1,0%
HH	1,7%	7,6%	3,4%	3,5%	1,9%	4,8%	7,9%	3,4%
HE	8,1%	5,1%	8,8%	8,8%	8,0%	3,3%	7,7%	8,6%
MV	2,0%	6,8%	1,2%	1,2%	3,4%	10,9%	4,9%	1,6%
NI	10,9%	3,2%	8,6%	8,6%	9,6%	3,6%	9,0%	8,9%
NW	19,1%	1,4%	22,5%	21,9%	23,0%	1,3%	5,2%	21,2%
RP	2,1%	8,2%	4,3%	4,4%	3,1%	4,3%	7,5%	4,5%
SL	2,5%	7,1%	1,2%	1,2%	1,9%	9,5%	4,8%	1,2%
SN	4,7%	9,9%	3,4%	3,4%	2,7%	5,3%	5,8%	4,0%
ST	0,9%	9,3%	1,7%	1,8%	0,8%	10,1%	5,8%	2,1%
SH	0,5%	8,7%	2,6%	2,7%	1,6%	7,0%	6,4%	3,1%
TH	2,0%	10,3%	1,7%	1,8%	3,3%	13,3%	7,0%	2,1%

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 62: Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 2h nationaler Stromunterbrechungen - nationale Betrachtung

	Minimalsituation (So-So-10)								Maximalsituation (Wi-Wt-12)							
	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
	Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt		Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt	
BW	8,2	2,6	10,8	2,9	0,5	0,6	4,0	14,9	8,7	1,1	9,8	2,8	0,5	0,6	3,9	13,7
BY	9,9	2,7	12,6	3,8	0,9	0,8	5,5	18,1	10,9	1,2	12,1	3,8	0,9	0,7	5,4	17,5
BE	2,3	0,3	2,6	0,8	0,3	0,1	1,2	3,8	2,9	0,1	3,1	1,0	0,3	0,1	1,4	4,4
BB	1,2	0,1	1,4	0,4	0,2	0,1	0,6	2,0	1,6	0,1	1,6	0,5	0,2	0,1	0,7	2,3
HB	0,6	0,1	0,7	0,3	0,1	0,0	0,4	1,1	0,6	0,1	0,7	0,2	0,1	0,0	0,3	1,0
HH	2,2	0,3	2,4	0,9	0,4	0,2	1,5	4,0	2,2	0,2	2,4	0,8	0,4	0,2	1,4	3,8
HE	5,1	0,9	6,1	2,0	1,0	0,4	3,3	9,4	5,5	0,5	5,9	1,9	0,9	0,3	3,2	9,1
MV	0,8	0,1	0,8	0,2	0,1	0,0	0,3	1,2	1,1	0,0	1,1	0,3	0,1	0,0	0,4	1,5
NI	4,9	1,1	6,0	1,7	0,4	0,3	2,4	8,4	5,7	0,5	6,2	1,8	0,3	0,3	2,5	8,6
NW	12,7	2,5	15,2	5,0	1,1	1,0	7,1	22,2	13,6	1,1	14,7	4,9	1,0	0,9	6,8	21,5
RP	2,7	0,4	3,1	0,9	0,2	0,1	1,2	4,2	3,0	0,2	3,1	0,9	0,2	0,1	1,2	4,4
SL	0,7	0,1	0,8	0,2	0,1	0,1	0,3	1,2	0,7	0,1	0,8	0,2	0,0	0,0	0,3	1,1
SN	2,0	0,3	2,4	0,7	0,2	0,1	1,0	3,4	2,6	0,2	2,8	0,8	0,2	0,1	1,2	4,0
ST	1,0	0,2	1,2	0,3	0,1	0,1	0,5	1,8	1,4	0,1	1,5	0,4	0,2	0,1	0,6	2,1
SH	1,6	0,3	1,9	0,6	0,1	0,1	0,8	2,7	2,0	0,1	2,1	0,6	0,1	0,1	0,9	3,0
TH	1,0	0,2	1,2	0,3	0,1	0,1	0,5	1,7	1,3	0,1	1,4	0,4	0,1	0,1	0,6	2,0
D	57,1	12,1	69,2	26,8		4,1	30,8	100,0	63,8	5,5	69,3	26,8		3,8	30,7	100,0

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 63: Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 4h nationaler Stromunterbrechungen - nationale Betrachtung

	Minimalsituation (So-So-10)								Maximalsituation (Wi-Wt-12)							
	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
	Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt		Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt	
BW	8,2	2,5	10,8	2,9	0,5	0,6	4,0	14,8	8,7	1,1	9,8	2,8	0,5	0,6	3,9	13,7
BY	10,0	2,6	12,6	3,9	0,9	0,8	5,5	18,1	10,9	1,2	12,1	3,8	0,9	0,7	5,4	17,5
BE	2,3	0,3	2,6	0,8	0,3	0,1	1,2	3,8	2,9	0,1	3,1	1,0	0,3	0,1	1,4	4,4
BB	1,2	0,1	1,4	0,4	0,2	0,1	0,6	2,0	1,6	0,1	1,6	0,5	0,2	0,1	0,7	2,3
HB	0,6	0,1	0,7	0,3	0,1	0,0	0,4	1,1	0,6	0,1	0,7	0,2	0,1	0,0	0,3	1,0
HH	2,2	0,3	2,4	0,9	0,4	0,2	1,5	4,0	2,2	0,2	2,4	0,8	0,4	0,2	1,4	3,8
HE	5,1	0,9	6,1	2,0	0,9	0,4	3,3	9,4	5,5	0,5	5,9	1,9	0,9	0,3	3,2	9,1
MV	0,8	0,1	0,9	0,2	0,1	0,0	0,3	1,2	1,0	0,0	1,1	0,3	0,1	0,0	0,4	1,5
NI	4,9	1,1	6,0	1,7	0,4	0,3	2,4	8,4	5,7	0,5	6,2	1,8	0,3	0,3	2,5	8,6
NW	12,7	2,4	15,2	5,0	1,1	1,0	7,1	22,2	13,5	1,1	14,7	4,9	1,0	0,9	6,8	21,5
RP	2,7	0,4	3,0	0,9	0,2	0,1	1,2	4,2	3,0	0,2	3,1	0,9	0,2	0,1	1,2	4,4
SL	0,7	0,1	0,8	0,2	0,1	0,1	0,3	1,2	0,7	0,1	0,8	0,2	0,0	0,0	0,3	1,1
SN	2,1	0,3	2,4	0,7	0,2	0,1	1,0	3,4	2,6	0,2	2,8	0,8	0,2	0,1	1,2	4,0
ST	1,1	0,2	1,2	0,3	0,1	0,1	0,6	1,8	1,4	0,1	1,5	0,4	0,2	0,1	0,6	2,1
SH	1,6	0,3	1,9	0,6	0,1	0,1	0,8	2,7	2,0	0,1	2,1	0,6	0,1	0,1	0,9	3,0
TH	1,0	0,2	1,2	0,3	0,1	0,1	0,5	1,7	1,3	0,1	1,4	0,4	0,1	0,1	0,6	2,0
D	57,3	11,9	69,2	26,8		4,0	30,8	100,0	63,7	5,6	69,3	21,4	5,4	3,9	30,7	100,0

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 64: Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 2h nationaler Stromunterbrechungen - regionale Betrachtung

	Minimalsituation (So-So-10)								Maximalsituation (Wi-Wt-12)							
	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
	Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt		Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt	
BW	55,3	17,5	72,8	19,5	3,4	4,3	27,2	100,0	63,7	8,0	71,8	20,6	3,5	4,1	28,2	100,0
BY	54,9	14,9	69,8	21,2	4,8	4,2	30,2	100,0	62,2	6,7	68,9	21,9	5,0	4,2	31,1	100,0
BE	60,4	7,3	67,7	21,9	7,5	2,9	32,3	100,0	65,5	3,3	68,8	21,9	6,6	2,7	31,2	100,0
BB	61,5	6,9	68,4	19,7	8,7	3,1	31,6	100,0	67,3	3,0	70,4	19,8	7,0	2,8	29,6	100,0
HB	55,7	9,4	65,1	22,2	8,6	4,1	34,9	100,0	62,0	4,9	66,9	21,5	8,1	3,5	33,1	100,0
HH	54,8	6,7	61,6	23,0	10,7	4,7	38,4	100,0	58,5	4,1	62,6	22,0	11,0	4,4	37,4	100,0
HE	54,6	10,1	64,6	21,4	10,2	3,7	35,4	100,0	60,2	5,0	65,2	21,4	9,8	3,7	34,8	100,0
MV	65,4	6,1	71,5	19,9	6,0	2,7	28,5	100,0	70,8	2,6	73,3	19,5	4,9	2,3	26,7	100,0
NI	58,1	12,9	71,1	20,4	4,4	4,1	28,9	100,0	65,7	5,6	71,3	21,0	4,0	3,7	28,7	100,0
NW	57,1	11,1	68,2	22,6	4,8	4,4	31,8	100,0	63,2	5,2	68,4	22,7	4,7	4,2	31,6	100,0
RP	63,5	8,7	72,2	20,3	4,0	3,5	27,8	100,0	68,3	3,9	72,2	20,5	4,0	3,3	27,8	100,0
SL	58,7	12,1	70,8	19,8	4,7	4,7	29,2	100,0	66,3	5,5	71,8	20,1	4,3	3,8	28,2	100,0
SN	60,0	9,9	69,9	20,7	5,8	3,5	30,1	100,0	66,6	4,2	70,7	21,1	4,9	3,2	29,3	100,0
ST	59,4	9,4	68,7	19,2	8,4	3,7	31,3	100,0	66,5	3,8	70,2	18,9	7,3	3,6	29,8	100,0
SH	60,7	9,7	70,4	20,7	5,3	3,6	29,6	100,0	67,1	4,1	71,1	20,8	4,7	3,4	28,9	100,0
TH	60,1	11,0	71,1	19,7	5,3	4,0	28,9	100,0	67,2	4,5	71,7	20,2	4,4	3,7	28,3	100,0
D	57,1	12,1	69,2	26,8	0,0	4,1	30,8	100,0	63,8	5,5	69,3	26,8	0,0	3,8	30,7	100,0

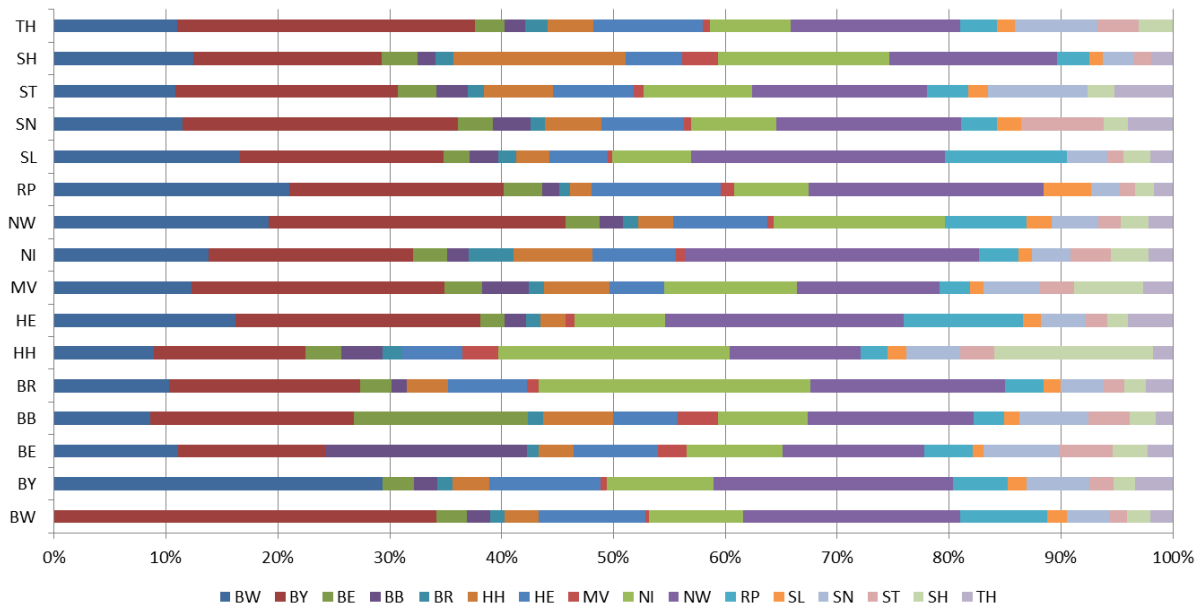
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 65: Relative regionale Verteilung der Wertschöpfungsverluste 4h nationaler Stromunterbrechungen - regionale Betrachtung

	Minimalsituation (So-So-10)								Maximalsituation (Wi-Wt-12)							
	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wertschöpfungs- verlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
	Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt		Inland	Export (row)	Ge- samt	Intra- regio- nal	Inter- regio- nal	Export (row)	Ge- samt	
BW	55,6	17,2	72,7	19,6	3,4	4,3	27,3	100,0	63,6	8,2	71,8	20,6	3,5	4,1	28,2	100,0
BY	55,1	14,6	69,7	21,3	4,8	4,2	30,3	100,0	62,1	6,8	68,9	21,9	5,0	4,2	31,1	100,0
BE	60,6	7,1	67,7	22,0	7,4	2,9	32,3	100,0	65,4	3,4	68,8	21,9	6,6	2,7	31,2	100,0
BB	61,7	6,8	68,5	19,7	8,7	3,1	31,5	100,0	67,3	3,1	70,4	19,8	7,0	2,9	29,6	100,0
HB	55,9	9,2	65,1	22,2	8,5	4,1	34,9	100,0	61,9	5,0	66,9	21,5	8,1	3,5	33,1	100,0
HH	55,0	6,6	61,6	23,0	10,7	4,7	38,4	100,0	58,4	4,2	62,6	22,0	11,0	4,4	37,4	100,0
HE	54,8	9,9	64,6	21,5	10,1	3,7	35,4	100,0	60,1	5,1	65,2	21,4	9,8	3,7	34,8	100,0
MV	65,5	5,9	71,4	19,9	6,0	2,7	28,6	100,0	70,7	2,6	73,3	19,5	4,9	2,3	26,7	100,0
NI	58,4	12,7	71,0	20,4	4,4	4,1	29,0	100,0	65,6	5,7	71,3	21,0	4,0	3,7	28,7	100,0
NW	57,3	10,9	68,2	22,6	4,8	4,4	31,8	100,0	63,1	5,3	68,4	22,7	4,7	4,2	31,6	100,0
RP	63,6	8,6	72,2	20,4	4,0	3,4	27,8	100,0	68,2	4,0	72,2	20,5	4,0	3,3	27,8	100,0
SL	58,9	11,9	70,8	19,9	4,7	4,6	29,2	100,0	66,2	5,6	71,8	20,1	4,3	3,8	28,2	100,0
SN	60,3	9,7	69,9	20,8	5,8	3,5	30,1	100,0	66,5	4,2	70,7	21,1	4,9	3,3	29,3	100,0
ST	59,6	9,1	68,7	19,2	8,4	3,7	31,3	100,0	66,4	3,8	70,2	18,9	7,3	3,6	29,8	100,0
SH	61,0	9,4	70,4	20,8	5,3	3,6	29,6	100,0	67,0	4,1	71,1	20,8	4,7	3,4	28,9	100,0
TH	60,4	10,7	71,1	19,8	5,2	3,9	28,9	100,0	67,1	4,6	71,7	20,2	4,4	3,7	28,3	100,0
D	57,3	11,9	69,2	26,8	0,0	4,0	30,8	100,0	63,7	5,6	69,3	21,4	5,4	3,9	30,7	100,0

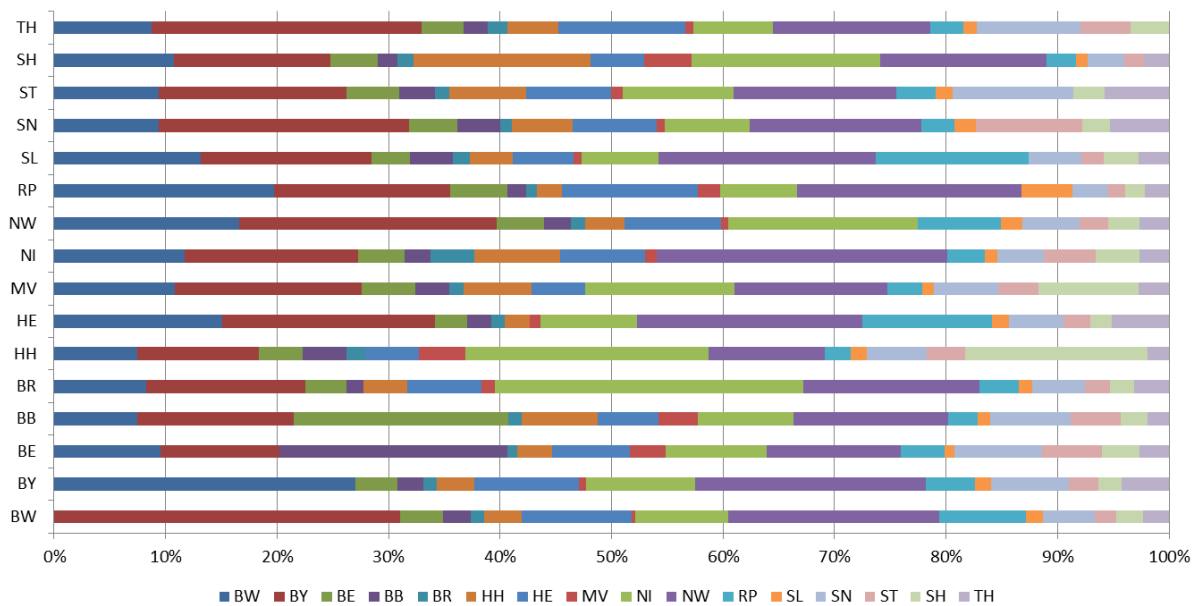
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 30: Interregionalen Verflechtung während einer 2h Stromunterbrechung (Minimalsituation)



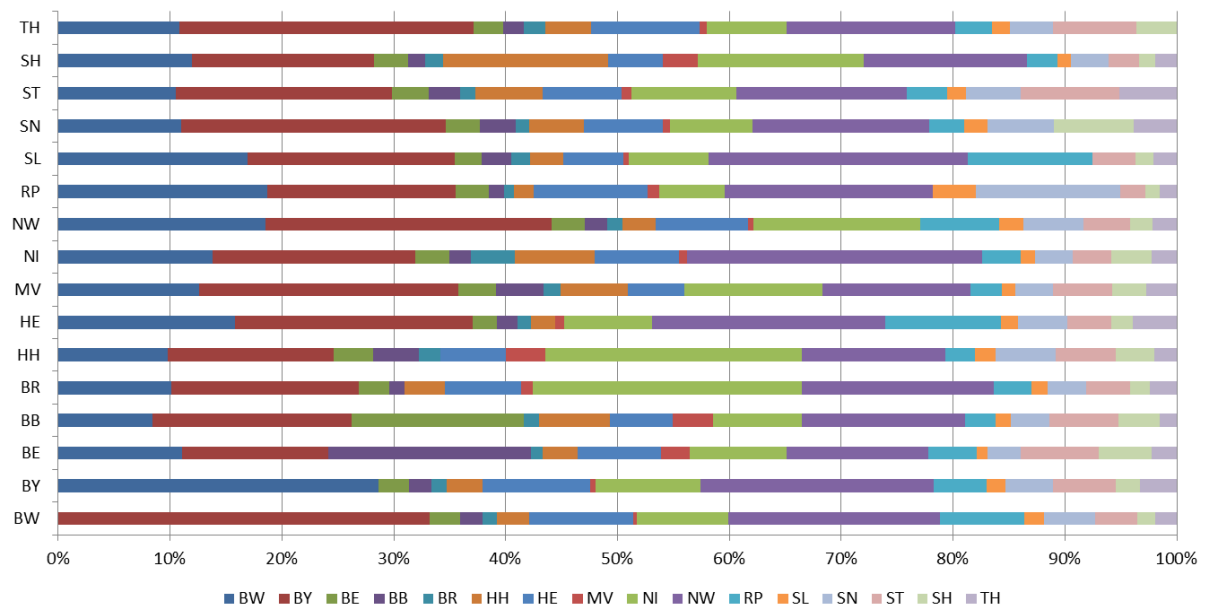
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 31: Interregionalen Verflechtung während einer 2h Stromunterbrechung (Maximalsituation)



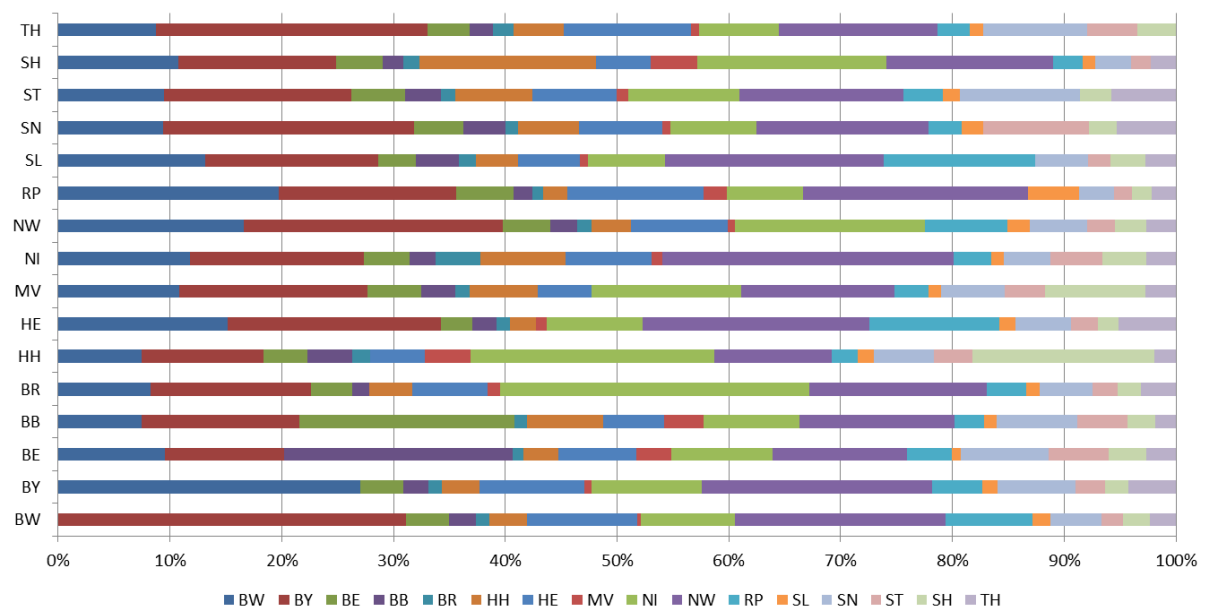
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 32: Interregionalen Verflechtung während einer 4h Stromunterbrechung (Minimalsituation)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 33: Interregionalen Verflechtung während einer 4h Stromunterbrechung (Maximalsituation)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 66: Verhältnis direkter inländischer Wertschöpfungsverluste zu gesamten Wertschöpfungsverlusten je Region, bei 2h Stromausfall

	Minimalsitua- tion	Maximalsitua- tion	Differenz
BW	1,81	1,57	-0,24
BY	1,82	1,61	-0,22
BE	1,65	1,53	-0,13
BB	1,63	1,49	-0,14
HB	1,79	1,61	-0,18
HH	1,82	1,71	-0,11
HE	1,83	1,66	-0,17
MV	1,53	1,41	-0,12
NI	1,72	1,52	-0,2
NW	1,75	1,58	-0,17
RP	1,58	1,47	-0,11
SL	1,70	1,51	-0,2
SN	1,67	1,50	-0,16
ST	1,68	1,50	-0,18
SH	1,65	1,49	-0,16
TH	1,66	1,49	-0,18
D	1,75	1,57	-0,19

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 67: Verhältnis direkter inländischer Wertschöpfungsverluste zu gesamten Wertschöpfungsverlusten je Region, bei 2h Stromausfall

	Minimalsitua- tion	Maximalsitua- tion	Differenz
BW	1,80	1,57	-0,23
BY	1,81	1,61	-0,20
BE	1,65	1,53	-0,12
BB	1,62	1,49	-0,13
HB	1,79	1,62	-0,17
HH	1,82	1,71	-0,11
HE	1,82	1,66	-0,16
MV	1,53	1,41	-0,11
NI	1,71	1,52	-0,19
NW	1,74	1,59	-0,16
RP	1,57	1,47	-0,11
SL	1,70	1,51	-0,19
SN	1,66	1,50	-0,16
ST	1,68	1,51	-0,17
SH	1,64	1,49	-0,15
TH	1,66	1,49	-0,17
D	1,75	1,57	-0,18

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Anhang

Tabelle 68: Prozentuale Anteile der regionalen Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig und Wirkungsebene bei 2h nationaler Stromunterbrechung

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
B W	Landwirt.	0,7	0,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,2	0,9	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,5
	Industrie	16,5	15,9	32,4	2,9	1,4	3,1	7,4	39,7	6,8	6,4	13,2	2,8	1,4	3,0	7,2	20,4
	Transport	1,2	0,1	1,3	0,7	0,1	0,1	0,9	2,2	0,7	0,1	0,8	0,6	0,1	0,1	0,8	1,6
	GHD	36,9	1,5	38,4	15,8	1,8	1,1	18,8	57,2	56,0	1,5	57,5	17,1	1,9	1,1	20,1	77,6
	Gesamt	55,3	17,5	72,8	19,5	3,4	4,3	27,2	100,0	63,7	8,0	71,8	20,6	3,5	4,1	28,2	100,0
BY	Landwirt.	1,0	0,2	1,2	0,2	0,1	0,1	0,4	1,6	0,4	0,1	0,5	0,2	0,1	0,1	0,3	0,8
	Industrie	13,3	12,9	26,3	2,7	1,3	2,7	6,7	33,0	5,3	5,0	10,3	2,7	1,4	2,7	6,8	17,1
	Transport	1,1	0,1	1,3	0,8	0,4	0,2	1,4	2,6	0,6	0,1	0,7	0,7	0,4	0,2	1,2	1,9
	GHD	39,4	1,6	41,0	17,4	3,0	1,3	21,8	62,8	55,9	1,6	57,4	18,3	3,2	1,3	22,7	80,2
	Gesamt	54,9	14,9	69,8	21,2	4,8	4,2	30,2	100,0	62,2	6,7	68,9	21,9	5,0	4,2	31,1	100,0
BE	Landwirt.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Industrie	7,5	5,3	12,8	1,8	0,8	1,3	4,0	16,8	2,5	1,7	4,2	1,7	0,7	1,3	3,7	7,9
	Transport	2,8	0,4	3,1	0,7	0,3	0,2	1,2	4,3	1,3	0,2	1,5	0,6	0,3	0,2	1,1	2,5
	GHD	50,1	1,7	51,8	19,4	6,3	1,4	27,1	78,9	61,8	1,4	63,2	19,5	5,6	1,3	26,4	89,5
	Gesamt	60,4	7,3	67,7	21,9	7,5	2,9	32,3	100,0	65,5	3,3	68,8	21,9	6,6	2,7	31,2	100,0
BB	Landwirt.	2,2	0,2	2,4	0,3	0,3	0,0	0,7	3,1	0,7	0,1	0,8	0,2	0,3	0,0	0,5	1,3
	Industrie	13,1	5,1	18,2	3,4	3,1	1,7	8,2	26,4	4,5	1,7	6,2	3,2	2,6	1,7	7,5	13,7
	Transport	2,0	0,2	2,2	0,9	0,5	0,2	1,6	3,8	1,0	0,1	1,2	0,7	0,3	0,2	1,2	2,3
	GHD	44,2	1,4	45,6	15,1	4,8	1,2	21,1	66,7	61,0	1,2	62,2	15,7	3,8	1,0	20,5	82,7
	Gesamt	61,5	6,9	68,4	19,7	8,7	3,1	31,6	100,0	67,3	3,0	70,4	19,8	7,0	2,8	29,6	100,0

Anhang

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
HB	Landwirt.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Industrie	13,0	6,4	19,4	2,5	1,9	1,9	6,3	25,7	5,4	2,7	8,1	2,2	1,7	1,6	5,4	13,5
	Transport	2,1	0,7	2,8	1,2	0,4	0,4	2,0	4,8	1,2	0,4	1,7	0,8	0,4	0,3	1,6	3,2
	GHD	40,7	2,2	42,8	18,5	6,2	1,8	26,5	69,3	55,3	1,8	57,2	18,5	6,0	1,6	26,0	83,2
	Gesamt	55,7	9,4	65,1	22,2	8,6	4,1	34,9	100,0	62,0	4,9	66,9	21,5	8,1	3,5	33,1	100,0
HH	Landwirt.	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Industrie	7,1	2,9	10,0	1,9	1,9	2,0	5,8	15,8	2,8	1,2	4,0	1,9	2,1	1,9	5,8	9,8
	Transport	2,2	1,3	3,4	0,9	0,4	0,6	1,9	5,3	1,2	0,7	1,9	0,7	0,4	0,5	1,6	3,5
	GHD	45,5	2,6	48,1	20,2	8,3	2,2	30,7	78,8	54,4	2,3	56,7	19,4	8,5	2,0	29,9	86,6
	Gesamt	54,8	6,7	61,6	23,0	10,7	4,7	38,4	100,0	58,5	4,1	62,6	22,0	11,0	4,4	37,4	100,0
HE	Landwirt.	0,5	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,2	0,7	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3
	Industrie	9,6	7,7	17,3	2,1	0,9	1,7	4,7	22,0	3,8	3,0	6,8	2,1	1,0	1,8	4,9	11,6
	Transport	1,8	0,3	2,2	0,6	0,3	0,2	1,0	3,2	1,0	0,2	1,2	0,5	0,3	0,2	1,0	2,2
	GHD	42,7	1,9	44,7	18,7	8,9	1,9	29,5	74,1	55,2	1,8	57,0	18,7	8,4	1,7	28,8	85,9
	Gesamt	54,6	10,1	64,6	21,4	10,2	3,7	35,4	100,0	60,2	5,0	65,2	21,4	9,8	3,7	34,8	100,0
M V	Landwirt.	0,6	0,1	0,6	0,1	0,0	0,0	0,2	0,8	1,3	0,1	1,3	0,3	0,4	0,0	0,8	2,1
	Industrie	12,3	9,2	21,5	3,2	1,9	2,9	8,0	29,5	3,2	1,3	4,5	2,4	1,3	1,4	5,0	9,5
	Transport	1,3	0,2	1,5	0,9	0,2	0,2	1,2	2,7	1,1	0,3	1,4	0,6	0,3	0,2	1,1	2,4
	GHD	42,9	1,7	44,6	18,4	2,6	1,3	22,3	67,0	65,2	1,0	66,1	16,2	2,9	0,6	19,8	85,9
	Gesamt	57,1	11,1	68,2	22,6	4,8	4,4	31,8	100,0	70,8	2,6	73,3	19,5	4,9	2,3	26,7	100,0

Anhang

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
NI	Landwirt.	2,1	0,2	2,3	0,3	0,3	0,1	0,7	3,0	0,8	0,1	0,9	0,3	0,2	0,0	0,5	1,4
	Industrie	13,9	10,7	24,7	3,1	1,8	2,6	7,6	32,2	5,2	3,9	9,1	3,0	1,6	2,4	7,0	16,1
	Transport	1,8	0,4	2,2	0,9	0,2	0,3	1,3	3,6	1,0	0,2	1,2	0,7	0,2	0,2	1,1	2,3
	GHD	40,3	1,6	41,9	16,1	2,2	1,1	19,4	61,2	58,8	1,4	60,2	17,0	1,9	1,1	20,0	80,2
	Gesamt	58,1	12,9	71,1	20,4	4,4	4,1	28,9	100,0	65,7	5,6	71,3	21,0	4,0	3,7	28,7	100,0
N W	Landwirt.	0,6	0,1	0,6	0,1	0,0	0,0	0,2	0,8	0,2	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,4
	Industrie	12,3	9,2	21,5	3,2	1,9	2,9	8,0	29,5	4,9	3,6	8,5	3,1	1,8	2,8	7,7	16,2
	Transport	1,3	0,2	1,5	0,9	0,2	0,2	1,2	2,7	0,7	0,1	0,8	0,8	0,2	0,2	1,1	1,9
	GHD	42,9	1,7	44,6	18,4	2,6	1,3	22,3	67,0	57,3	1,5	58,9	18,7	2,6	1,2	22,6	81,4
	Gesamt	57,1	11,1	68,2	22,6	4,8	4,4	31,8	100,0	63,2	5,2	68,4	22,7	4,7	4,2	31,6	100,0
RP	Landwirt.	1,6	0,2	1,8	0,3	0,1	0,0	0,4	2,1	0,6	0,1	0,7	0,2	0,1	0,0	0,3	1,0
	Industrie	20,8	7,2	28,0	3,1	1,5	2,3	6,9	34,9	7,7	2,7	10,4	2,9	1,6	2,3	6,7	17,0
	Transport	1,4	0,1	1,5	0,8	0,2	0,1	1,1	2,6	0,7	0,1	0,8	0,6	0,1	0,1	0,9	1,7
	GHD	39,7	1,3	40,9	16,2	2,3	1,0	19,4	60,4	59,2	1,1	60,3	16,8	2,3	0,9	20,0	80,3
	Gesamt	63,5	8,7	72,2	20,3	4,0	3,5	27,8	100,0	68,3	3,9	72,2	20,5	4,0	3,3	27,8	100,0
SL	Landwirt.	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2
	Industrie	17,7	10,5	28,2	3,1	2,5	3,5	9,1	37,3	7,0	4,1	11,1	2,9	2,1	2,7	7,7	18,9
	Transport	1,8	0,2	2,0	0,8	0,2	0,2	1,2	3,3	1,0	0,1	1,1	0,7	0,2	0,2	1,1	2,2
	GHD	38,9	1,4	40,3	15,8	2,0	1,0	18,8	59,1	58,2	1,2	59,4	16,5	1,9	0,9	19,4	78,8
	Gesamt	58,7	12,1	70,8	19,8	4,7	4,7	29,2	100,0	66,3	5,5	71,8	20,1	4,3	3,8	28,2	100,0

Anhang

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
SN	Landwirt.	1,5	0,0	1,5	0,3	0,1	0,0	0,4	1,9	0,5	0,0	0,5	0,2	0,1	0,0	0,3	0,8
	Industrie	14,6	8,2	22,8	3,5	1,9	2,3	7,7	30,5	4,9	2,8	7,6	3,4	1,5	2,2	7,1	14,7
	Transport	2,3	0,2	2,6	0,9	0,6	0,2	1,6	4,2	1,1	0,1	1,2	0,7	0,4	0,1	1,2	2,4
	GHD	41,6	1,5	43,1	16,1	3,2	1,0	20,3	63,4	60,1	1,3	61,4	16,8	2,9	0,9	20,7	82,1
	Gesamt	60,0	9,9	69,9	20,7	5,8	3,5	30,1	100,0	66,6	4,2	70,7	21,1	4,9	3,2	29,3	100,0
ST	Landwirt.	3,0	0,1	3,1	0,5	0,2	0,0	0,7	3,8	1,0	0,0	1,0	0,3	0,2	0,0	0,5	1,5
	Industrie	14,6	7,6	22,2	4,0	4,0	2,4	10,4	32,6	4,9	2,4	7,3	3,7	3,4	2,5	9,6	16,9
	Transport	2,1	0,3	2,4	0,9	0,6	0,2	1,7	4,1	1,0	0,1	1,1	0,6	0,4	0,1	1,2	2,3
	GHD	39,7	1,4	41,1	13,8	3,6	1,0	18,4	59,5	59,6	1,2	60,9	14,3	3,2	0,9	18,4	79,3
	Gesamt	59,4	9,4	68,7	19,2	8,4	3,7	31,3	100,0	66,5	3,8	70,2	18,9	7,3	3,6	29,8	100,0
SH	Landwirt.	1,6	0,3	1,9	0,3	0,3	0,1	0,7	2,6	0,6	0,1	0,7	0,2	0,2	0,1	0,5	1,2
	Industrie	10,1	7,3	17,4	2,7	1,2	2,1	5,9	23,3	3,5	2,5	6,0	2,7	1,1	2,1	5,8	11,8
	Transport	2,1	0,5	2,6	0,8	0,3	0,3	1,4	4,0	1,0	0,2	1,2	0,6	0,2	0,2	1,1	2,3
	GHD	46,9	1,6	48,5	17,0	3,6	1,1	21,6	70,1	62,0	1,3	63,3	17,3	3,1	1,0	21,4	84,7
	Gesamt	60,7	9,7	70,4	20,7	5,3	3,6	29,6	100,0	67,1	4,1	71,1	20,8	4,7	3,4	28,9	100,0
TH	Landwirt.	2,6	0,0	2,7	0,4	0,2	0,0	0,7	3,3	0,8	0,0	0,9	0,3	0,2	0,0	0,5	1,3
	Industrie	15,4	9,5	24,8	3,4	1,9	2,8	8,1	32,9	5,4	3,3	8,7	3,4	1,5	2,7	7,6	16,2
	Transport	1,9	0,2	2,1	0,9	0,3	0,1	1,3	3,4	0,9	0,1	1,0	0,7	0,2	0,1	1,0	1,9
	GHD	40,2	1,3	41,5	15,0	2,8	1,0	18,8	60,3	60,1	1,1	61,2	15,9	2,5	0,9	19,3	80,5
	Gesamt	60,1	11,0	71,1	19,7	5,3	4,0	28,9	100,0	67,2	4,5	71,7	20,2	4,4	3,7	28,3	100,0

Anhang

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
D	Landwirt.	1,0	0,1	1,1	0,2	0,1	0,0	0,3	1,4	0,4	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,3	0,7
	Industrie	13,1	10,1	23,3	2,9	1,6	2,5	7,0	30,2	5,0	3,8	8,8	2,8	1,5	2,4	6,8	15,6
	Transport	1,6	0,3	1,8	0,8	0,3	0,2	1,3	3,1	0,8	0,2	1,0	0,7	0,3	0,2	1,1	2,1
	GHD	41,4	1,6	43,0	17,3	3,6	1,3	22,3	65,3	57,5	1,5	59,0	17,8	3,5	1,2	22,6	81,6
	Gesamt	57,1	12,1	69,2	21,1	5,6	4,1	30,8	100,0	63,8	5,5	69,3	21,4	5,4	3,8	30,7	100,0

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Tabelle 69: Prozentuale Anteile der regionalen Wertschöpfungsverluste je Wirtschaftszweig und Wirkungsebene bei 4h nationaler Stromunterbrechung

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
B W	Landwirt.	0,6	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,2	0,9	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,5
	Industrie	16,2	15,5	31,7	2,9	1,4	3,1	7,4	39,0	6,9	6,6	13,4	2,8	1,4	3,0	7,2	20,6
	Transport	1,2	0,1	1,3	0,7	0,1	0,1	0,9	2,2	0,7	0,1	0,8	0,6	0,1	0,1	0,8	1,6
	GHD	37,6	1,5	39,1	15,9	1,8	1,1	18,8	58,0	55,7	1,5	57,2	17,1	1,9	1,1	20,1	77,3
	Gesamt	55,6	17,2	72,7	19,6	3,4	4,3	27,3	100,0	63,6	8,2	71,8	20,6	3,5	4,1	28,2	100,0
BY	Landwirt.	1,0	0,2	1,2	0,2	0,1	0,1	0,4	1,5	0,4	0,1	0,5	0,2	0,1	0,1	0,3	0,9
	Industrie	13,0	12,6	25,7	2,8	1,3	2,6	6,7	32,4	5,4	5,1	10,5	2,7	1,4	2,7	6,8	17,3
	Transport	1,1	0,1	1,2	0,8	0,4	0,2	1,3	2,6	0,6	0,1	0,7	0,7	0,4	0,2	1,2	1,9
	GHD	40,0	1,6	41,6	17,5	3,0	1,3	21,9	63,5	55,6	1,6	57,2	18,3	3,2	1,3	22,7	79,9
	Gesamt	55,1	14,6	69,7	21,3	4,8	4,2	30,3	100,0	62,1	6,8	68,9	21,9	5,0	4,2	31,1	100,0
BE	Landwirt.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Industrie	7,3	5,1	12,4	1,8	0,8	1,3	3,9	16,3	2,5	1,8	4,3	1,7	0,7	1,3	3,7	8,0
	Transport	2,7	0,4	3,0	0,7	0,3	0,2	1,1	4,2	1,3	0,2	1,5	0,6	0,3	0,2	1,1	2,5
	GHD	50,7	1,7	52,4	19,5	6,2	1,4	27,1	79,5	61,6	1,4	63,1	19,5	5,6	1,3	26,4	89,4
	Gesamt	60,6	7,1	67,7	22,0	7,4	2,9	32,3	100,0	65,4	3,4	68,8	21,9	6,6	2,7	31,2	100,0
BB	Landwirt.	2,1	0,2	2,2	0,3	0,3	0,0	0,7	2,9	0,8	0,1	0,8	0,2	0,3	0,0	0,5	1,4
	Industrie	12,8	5,0	17,8	3,4	3,1	1,7	8,2	25,9	4,6	1,7	6,3	3,2	2,6	1,7	7,5	13,8
	Transport	2,0	0,2	2,2	0,9	0,5	0,2	1,5	3,7	1,0	0,1	1,2	0,7	0,3	0,2	1,2	2,4
	GHD	44,9	1,4	46,3	15,2	4,8	1,2	21,1	67,4	60,8	1,2	62,0	15,7	3,8	1,0	20,5	82,5
	Gesamt	61,7	6,8	68,5	19,7	8,7	3,1	31,5	100,0	67,3	3,1	70,4	19,8	7,0	2,9	29,6	100,0

Anhang

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
HB	Landwirt.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Industrie	12,7	6,3	18,9	2,5	1,9	1,9	6,3	25,2	5,5	2,7	8,2	2,2	1,7	1,6	5,4	13,7
	Transport	2,0	0,7	2,7	1,1	0,4	0,4	2,0	4,8	1,2	0,4	1,7	0,9	0,4	0,3	1,6	3,3
	GHD	41,2	2,2	43,4	18,5	6,2	1,7	26,5	69,9	55,1	1,8	57,0	18,5	6,0	1,6	26,0	83,0
	Gesamt	55,9	9,2	65,1	22,2	8,5	4,1	34,9	100,0	61,9	5,0	66,9	21,5	8,1	3,5	33,1	100,0
HH	Landwirt.	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
	Industrie	6,9	2,8	9,7	1,9	1,9	2,0	5,8	15,5	2,9	1,2	4,0	1,9	2,1	1,9	5,8	9,9
	Transport	2,1	1,3	3,3	0,9	0,4	0,6	1,9	5,2	1,2	0,7	1,9	0,7	0,4	0,5	1,6	3,5
	GHD	45,9	2,6	48,4	20,2	8,3	2,2	30,7	79,1	54,3	2,3	56,6	19,4	8,5	2,0	30,0	86,5
	Gesamt	55,0	6,6	61,6	23,0	10,7	4,7	38,4	100,0	58,4	4,2	62,6	22,0	11,0	4,4	37,4	100,0
HE	Landwirt.	0,4	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,2	0,6	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4
	Industrie	9,3	7,5	16,9	2,1	0,9	1,7	4,7	21,6	3,8	3,0	6,9	2,1	1,0	1,8	4,9	11,7
	Transport	1,8	0,3	2,1	0,5	0,3	0,2	1,0	3,2	1,0	0,2	1,2	0,5	0,3	0,2	1,0	2,2
	GHD	43,2	1,9	45,2	18,8	8,8	1,9	29,5	74,6	55,1	1,8	56,9	18,7	8,4	1,7	28,8	85,7
	Gesamt	54,8	9,9	64,6	21,5	10,1	3,7	35,4	100,0	60,1	5,1	65,2	21,4	9,8	3,7	34,8	100,0
M V	Landwirt.	0,5	0,1	0,6	0,1	0,0	0,0	0,2	0,8	1,3	0,1	1,4	0,3	0,4	0,0	0,8	2,2
	Industrie	12,1	9,0	21,0	3,2	1,9	2,9	8,0	29,0	3,3	1,3	4,6	2,4	1,3	1,4	5,1	9,6
	Transport	1,3	0,2	1,4	0,9	0,2	0,2	1,2	2,7	1,1	0,3	1,4	0,6	0,3	0,2	1,1	2,5
	GHD	43,5	1,7	45,2	18,4	2,6	1,3	22,4	67,6	65,0	1,0	65,9	16,2	2,9	0,6	19,8	85,7
	Gesamt	57,3	10,9	68,2	22,6	4,8	4,4	31,8	100,0	70,7	2,6	73,3	19,5	4,9	2,3	26,7	100,0

Anhang

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
NI	Landwirt.	2,0	0,2	2,1	0,3	0,3	0,1	0,7	2,8	0,8	0,1	0,9	0,3	0,2	0,0	0,5	1,5
	Industrie	13,6	10,5	24,1	3,1	1,8	2,6	7,5	31,6	5,3	4,0	9,3	3,0	1,6	2,4	7,0	16,3
	Transport	1,8	0,4	2,2	0,9	0,2	0,3	1,3	3,5	1,0	0,2	1,2	0,7	0,2	0,2	1,1	2,3
	GHD	41,0	1,6	42,6	16,1	2,2	1,1	19,4	62,0	58,5	1,4	59,9	17,0	2,0	1,1	20,0	79,9
	Gesamt	58,4	12,7	71,0	20,4	4,4	4,1	29,0	100,0	65,6	5,7	71,3	21,0	4,0	3,7	28,7	100,0
N W	Landwirt.	0,5	0,1	0,6	0,1	0,0	0,0	0,2	0,8	0,2	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,4
	Industrie	12,1	9,0	21,0	3,2	1,9	2,9	8,0	29,0	5,0	3,7	8,6	3,1	1,8	2,8	7,7	16,4
	Transport	1,3	0,2	1,4	0,9	0,2	0,2	1,2	2,7	0,7	0,1	0,8	0,8	0,2	0,2	1,1	1,9
	GHD	43,5	1,7	45,2	18,4	2,6	1,3	22,4	67,6	57,1	1,5	58,7	18,7	2,6	1,2	22,6	81,2
	Gesamt	57,3	10,9	68,2	22,6	4,8	4,4	31,8	100,0	63,1	5,3	68,4	22,7	4,7	4,2	31,6	100,0
RP	Landwirt.	1,5	0,1	1,7	0,3	0,1	0,0	0,4	2,0	0,6	0,1	0,7	0,2	0,1	0,0	0,3	1,0
	Industrie	20,3	7,0	27,3	3,0	1,5	2,3	6,9	34,2	7,9	2,7	10,6	2,9	1,6	2,3	6,7	17,2
	Transport	1,4	0,1	1,5	0,8	0,2	0,1	1,1	2,5	0,7	0,1	0,8	0,6	0,1	0,1	0,9	1,7
	GHD	40,4	1,3	41,7	16,3	2,3	1,0	19,5	61,2	59,0	1,1	60,1	16,8	2,3	0,9	20,0	80,0
	Gesamt	63,6	8,6	72,2	20,4	4,0	3,4	27,8	100,0	68,2	4,0	72,2	20,5	4,0	3,3	27,8	100,0
SL	Landwirt.	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2
	Industrie	17,3	10,3	27,6	3,1	2,5	3,5	9,0	36,7	7,2	4,2	11,4	2,9	2,1	2,7	7,7	19,1
	Transport	1,8	0,2	2,0	0,8	0,2	0,2	1,2	3,2	1,0	0,1	1,2	0,7	0,2	0,2	1,1	2,2
	GHD	39,5	1,4	40,9	15,9	2,0	1,0	18,9	59,8	57,9	1,2	59,1	16,5	1,9	0,9	19,4	78,5
	Gesamt	58,9	11,9	70,8	19,9	4,7	4,6	29,2	100,0	66,2	5,6	71,8	20,1	4,3	3,8	28,2	100,0

Anhang

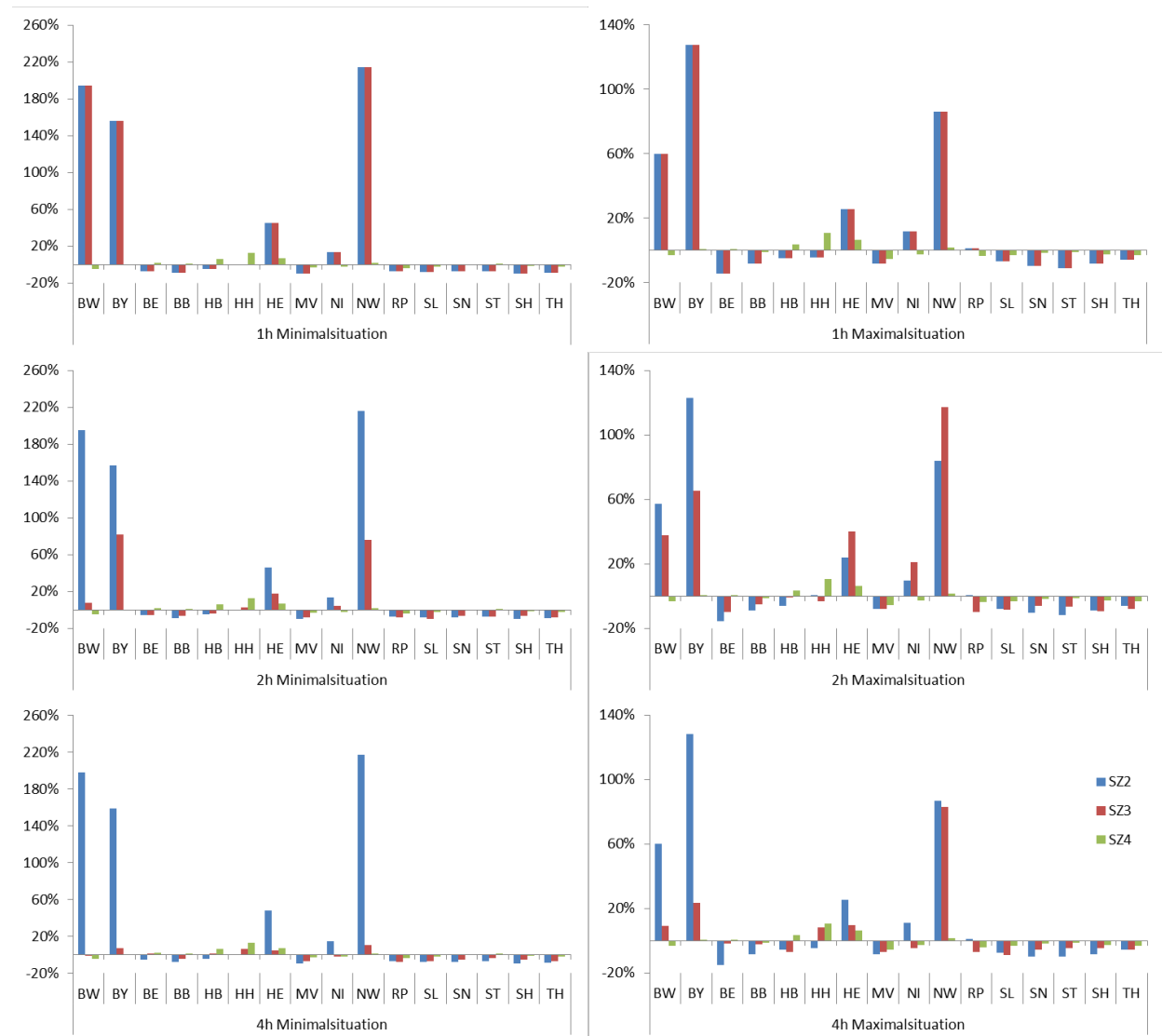
	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
SN	Landwirt.	1,4	0,0	1,4	0,3	0,1	0,0	0,4	1,8	0,5	0,0	0,5	0,2	0,1	0,0	0,3	0,8
	Industrie	14,2	8,0	22,2	3,5	1,9	2,3	7,7	29,9	5,0	2,8	7,8	3,4	1,5	2,2	7,1	14,9
	Transport	2,3	0,2	2,5	0,9	0,6	0,2	1,6	4,1	1,1	0,1	1,2	0,7	0,4	0,1	1,2	2,4
	GHD	42,4	1,5	43,8	16,1	3,2	1,0	20,4	64,2	59,9	1,3	61,2	16,8	2,9	0,9	20,7	81,9
	Gesamt	60,3	9,7	69,9	20,8	5,8	3,5	30,1	100,0	66,5	4,2	70,7	21,1	4,9	3,3	29,3	100,0
ST	Landwirt.	2,8	0,1	2,9	0,5	0,2	0,0	0,7	3,6	1,0	0,0	1,1	0,3	0,2	0,0	0,5	1,6
	Industrie	14,2	7,3	21,6	4,0	4,0	2,4	10,4	31,9	5,0	2,4	7,4	3,7	3,4	2,5	9,6	17,0
	Transport	2,1	0,2	2,3	0,9	0,6	0,2	1,7	4,0	1,0	0,1	1,1	0,6	0,4	0,1	1,2	2,4
	GHD	40,5	1,4	42,0	13,9	3,6	1,0	18,5	60,5	59,4	1,2	60,6	14,3	3,2	0,9	18,4	79,0
	Gesamt	59,6	9,1	68,7	19,2	8,4	3,7	31,3	100,0	66,4	3,8	70,2	18,9	7,3	3,6	29,8	100,0
SH	Landwirt.	1,5	0,3	1,8	0,3	0,3	0,1	0,7	2,5	0,6	0,1	0,7	0,2	0,2	0,1	0,5	1,2
	Industrie	9,8	7,1	16,9	2,7	1,2	2,0	5,9	22,8	3,6	2,5	6,1	2,7	1,1	2,1	5,8	11,9
	Transport	2,0	0,5	2,5	0,8	0,3	0,3	1,4	3,9	1,0	0,2	1,3	0,6	0,2	0,2	1,1	2,3
	GHD	47,6	1,6	49,2	17,0	3,6	1,1	21,7	70,8	61,8	1,3	63,1	17,3	3,2	1,0	21,4	84,5
	Gesamt	61,0	9,4	70,4	20,8	5,3	3,6	29,6	100,0	67,0	4,1	71,1	20,8	4,7	3,4	28,9	100,0
TH	Landwirt.	3,0	0,1	3,1	0,4	0,2	0,0	0,7	3,7	0,8	0,0	0,9	0,3	0,2	0,0	0,5	1,3
	Industrie	14,9	9,2	24,0	3,4	1,9	2,8	8,1	32,1	5,5	3,3	8,9	3,4	1,5	2,7	7,6	16,4
	Transport	1,8	0,2	2,0	0,9	0,3	0,1	1,3	3,3	0,9	0,1	1,0	0,7	0,2	0,1	1,0	2,0
	GHD	40,7	1,3	42,0	15,1	2,8	1,0	18,9	60,8	59,9	1,1	61,0	15,9	2,5	0,9	19,3	80,3
	Gesamt	60,4	10,7	71,1	19,8	5,2	3,9	28,9	100,0	67,1	4,6	71,7	20,2	4,4	3,7	28,3	100,0

Anhang

	Wirt- schafts- zweig	Minimalsituation								Maximalsituation							
		Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt	Direkter Wert-schöp- fungsverlust			Indirekter Wertschöpfungsverlust				Ge- samt
		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt		Inland	Ex- port	Ge- samt	In- trare- gional	In- terre- gional	Ex- port	Ge- samt	
D	Landwirt.	0,9	0,1	1,0	0,2	0,1	0,0	0,3	1,3	0,4	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,3	0,7
	Industrie	12,8	9,9	22,7	2,8	1,6	2,5	7,0	29,7	5,1	3,9	9,0	2,8	1,5	2,4	6,8	15,8
	Transport	1,5	0,3	1,8	0,8	0,3	0,2	1,3	3,0	0,9	0,2	1,0	0,7	0,3	0,2	1,1	2,1
	GHD	42,0	1,7	43,6	17,4	3,6	1,3	22,3	66,0	57,3	1,5	58,8	17,8	3,5	1,2	22,6	81,4
	Gesamt	57,3	11,9	69,2	21,2	5,6	4,0	30,8	100,0	63,7	5,6	69,3	21,4	5,4	3,9	30,7	100,0

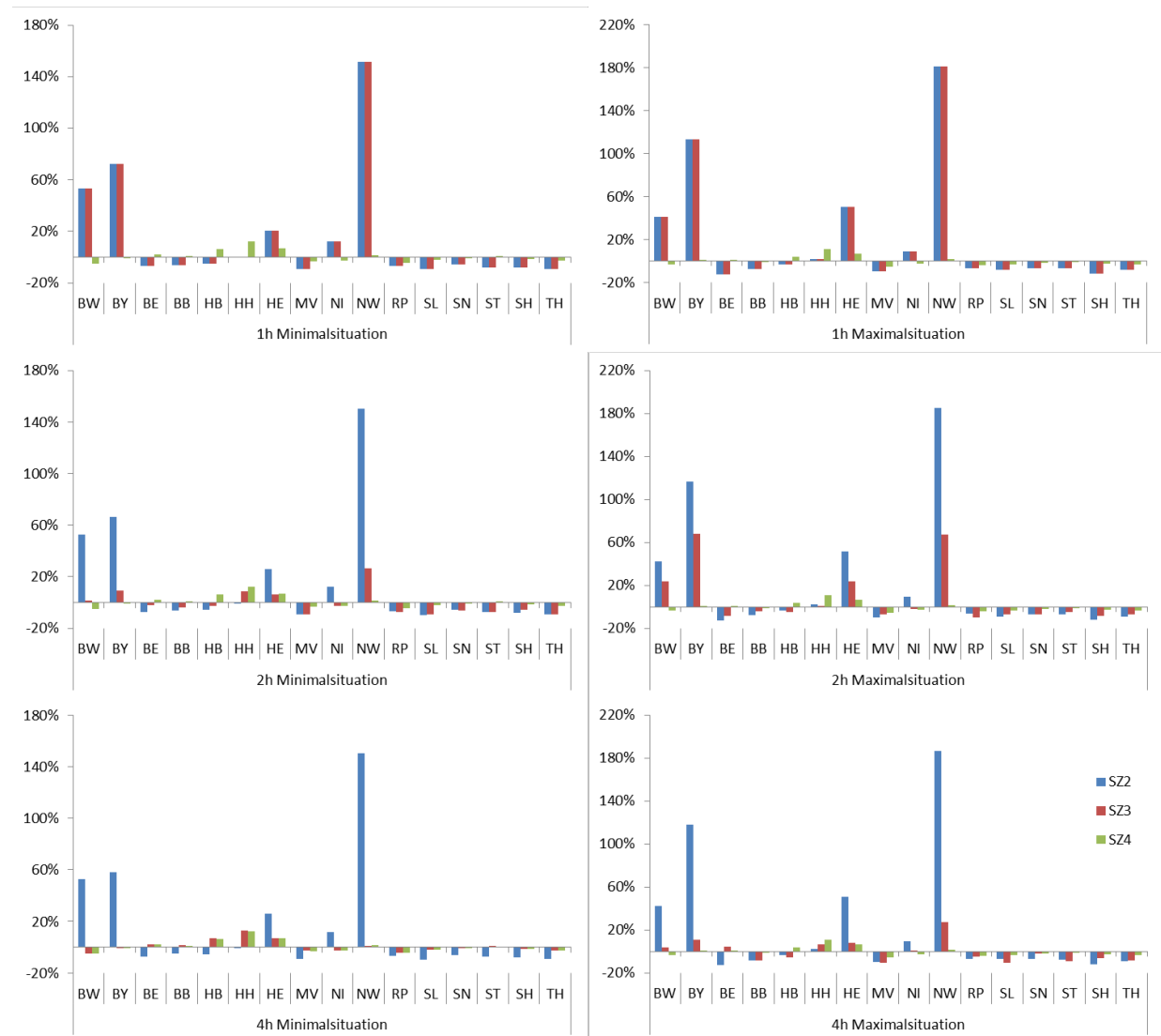
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 34: Veränderung regionaler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 5 GWh-Stromunterbrechungen



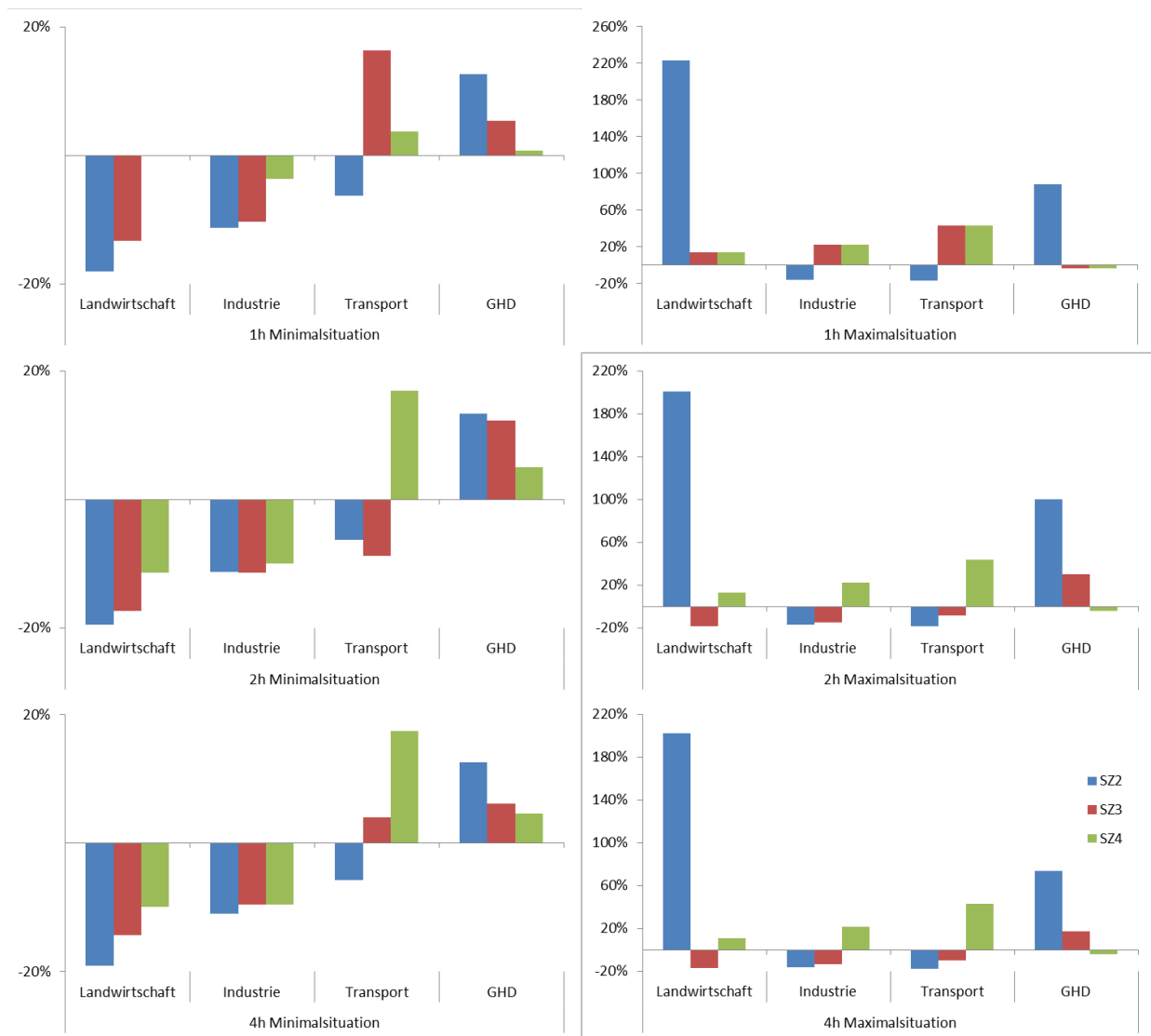
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 35: Veränderung regionaler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 7,5 GWh-Stromunterbrechungen



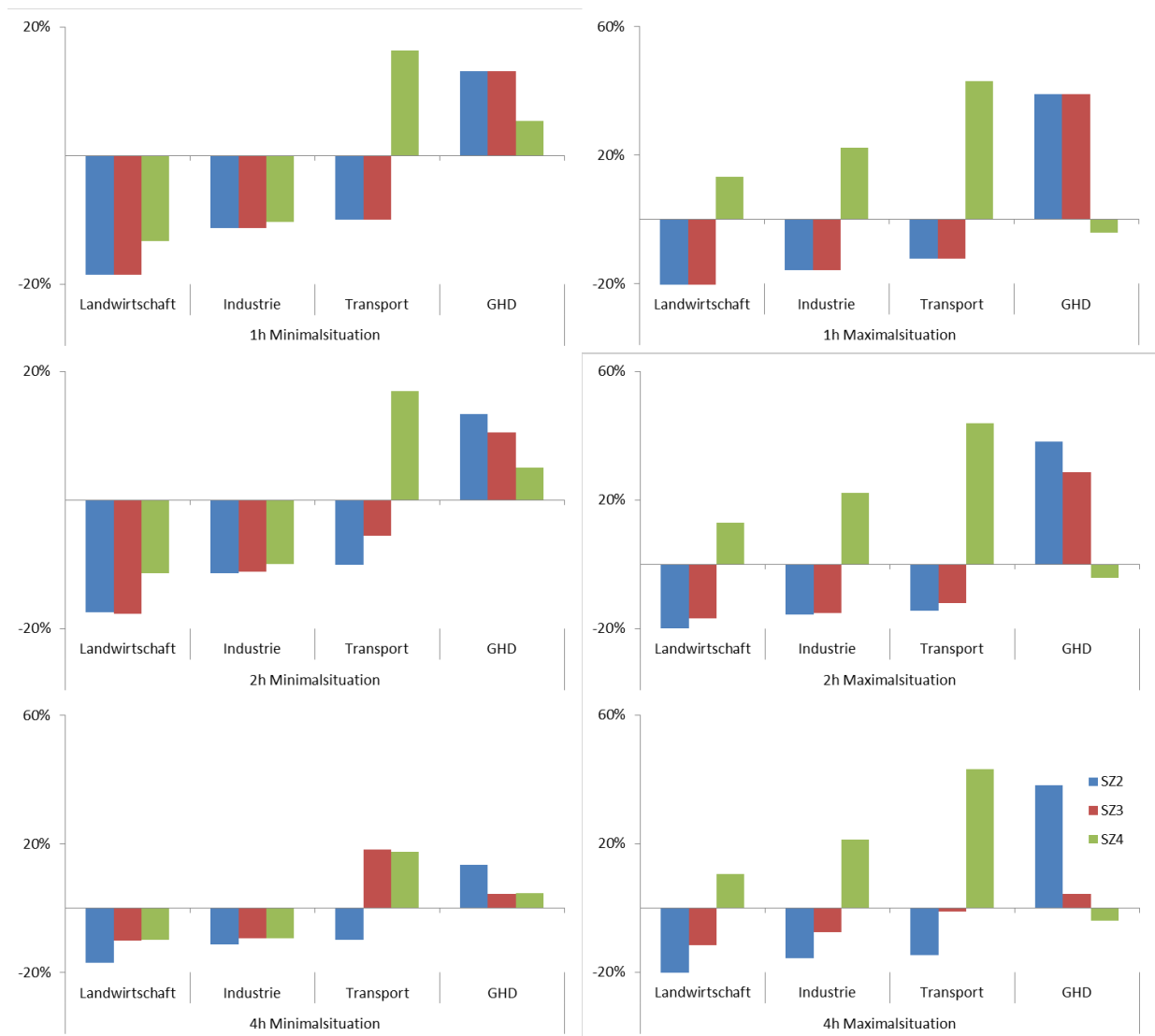
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 36: Veränderung sektoraler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 5 GWh-Stromunterbrechungen



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Abbildung 37: Veränderung sektoraler Anteile von direkten zu gesamten Wertschöpfungsverlusten bei partiellen 7,5 GWh-Stromunterbrechungen



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung