

# Berechnung probabilistischer Kenngrößen zur Resource Adequacy in der europäischen Energiewende

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen  
zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der  
Ingenieurwissenschaften genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Philipp Toni Baumanns, M.Sc.  
aus Aachen

Berichter:           Universitätsprofessor Dr.-Ing. Albert Moser  
                          Universitätsprofessor Dr.-Ing. Stefan Nießen

Tag der mündlichen Prüfung:  
25. Juli 2019

# Inhaltsverzeichnis

<b>Verzeichnis der Abkürzungen und Formelzeichen</b>	<b>vii</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1 Resource Adequacy	1
1.2 Unsicherheit der Verfügbarkeit der Ressourcen	4
1.3 Auswirkungen der Energiewende	6
1.3.1 Entwicklungen im thermischen Kraftwerkspark	6
1.3.2 Entwicklung der installierten Leistung dargebotsabhängiger Anlagen zur Stromerzeugung	9
1.3.3 Schlussfolgerungen für diese Arbeit	10
1.4 Stand der Technik	12
1.4.1 Deterministische Kenngrößen zur Versorgungssicherheit	12
1.4.2 Probabilistische Kenngrößen zur Versorgungssicherheit	13
1.5 Ziel der Arbeit	16
<b>2 Analyse des Forschungsgegenstandes</b>	<b>17</b>
2.1 Kenngrößen zur Resource Adequacy	17
2.1.1 Loss of Load Expectation	18
2.1.2 Expected Energy not Served	18
2.1.3 Sicherheitsmargen und Loss of Margin Expectation	18
2.1.4 Value of Lost Load	20
2.1.5 Weitere Kenngrößen von Verteilungen	20
2.2 Risk-Preparedness	22

2.3	Verfügbarkeit der Ressourcen	24
2.3.1	Primärenergie	24
2.3.2	Anlagen zur Stromerzeugung	30
2.3.3	Netzbetriebsmittel	33
2.3.4	Stochastischer Charakter der Nachfrage	34
2.3.5	Stochastische Abhängigkeiten	36
2.4	Deterministischer Zusammenhang zwischen Ressourcen und Versorgungssicherheit	40
2.5	Probabilistischer Zusammenhang zwischen Ressourcen und Versorgungssicherheit	42
2.5.1	Monte-Carlo-Simulationen	43
2.5.2	Markov-Ketten	43
2.5.3	Konvergenz	44
2.5.4	Pseudozufallszahlen	45
2.6	Fazit aus den Analyseergebnissen	46
<b>3</b>	<b>Deterministisches Modell</b>	<b>49</b>
3.1	Überblick über die Eingangsgrößen	49
3.2	Systemmodell	51
3.2.1	Aggregation zu engpassfreien Netzgebieten	52
3.2.2	Aggregation der Einspeisungen von EE-Anlagen und der Nachfrage	53
3.2.3	Aggregation der Kraftwerke und Speicher	53
3.3	Optimierungsaufgabe und Zielfunktion	54
3.4	Freiheitsgrade	55
3.4.1	Aggregierte Kraftwerke	55
3.4.2	Aggregierte Speicher	55
3.4.3	Importe	56
3.4.4	Nachfrageflexibilität	56
3.4.5	Unterdeckung der Nachfrage	57
3.4.6	Unterdeckung von Sicherheitsmargen	57

3.4.7	Abregelung von Erzeugung	57
3.5	Nebenbedingungen	58
3.5.1	Bilanzgleichungen der Nachfragedeckung je engpassfreiem Netzgebiet	58
3.5.2	Technische Grenzen von Kraftwerken	59
3.5.3	Technische Grenzen von Speichern	60
3.5.4	Energierestriktionen	63
3.5.5	Grenzen der Nachfrageflexibilität	63
3.5.6	Technische Grenzen von Netzbetriebsmitteln	64
3.5.7	Sicherheitsmargen	67
3.6	Strafkostenterme und Erweiterung zur multikriteriellen Zielfunktion	67
3.7	Aggregation von Stunden	71
<b>4</b>	<b>Monte-Carlo-Simulation</b>	<b>73</b>
4.1	Vorgehen zur Ermittlung der Kenngrößen	73
4.1.1	Kombination von Wetter- und Ausfalljahren	73
4.1.2	Berechnung der probabilistischen Kenngrößen	75
4.2	Wetterjahre	77
4.2.1	Zeitreihen der Einspeisung aus Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen	78
4.2.2	Hydrologisches Dargebot	78
4.2.3	Zeitreihen der Stromnachfrage	80
4.3	Ausfalljahre	80
4.3.1	Ungeplante Nichtverfügbarkeiten der Anlagen zur Stromerzeugung	81
4.3.2	Ungeplante Nichtverfügbarkeiten der Übertragungskapazitäten	85
4.4	Softwaretechnische Umsetzung	85
4.4.1	Genutzte Programmierumgebung und Softwaretools	85
4.4.2	Parallelisierungskonzept	86

<b>5</b>	<b>Exemplarische Untersuchungen</b>	<b>89</b>
5.1	Basisszenarien und Eingangsdaten	89
5.2	Konvergenzverhalten	94
5.2.1	Vertrauensbereich der probabilistischen Kenngrößen	94
5.2.2	Verfügbarkeit thermischer Kraftwerke	96
5.3	Ergebnis im Basisfall	97
5.3.1	EENS und LOLE im Szenario BASIS2020	97
5.3.2	EENS und LOLE im Szenario BASIS2025	99
5.3.3	Einfluss der Jahreszeiten auf EENS und LOLE	101
5.3.4	Einfluss der Wetterjahre auf EENS	102
5.4	Ergebnis mit Beschränkung von Leistungsflüssen in reduziertem Netzmodell	104
5.4.1	EENS und LOLE im Szenario NETZ2020	104
5.4.2	EENS und LOLE im Szenario NETZ2025	106
5.4.3	Perzentile der Verteilungen von LOLH und ENS	108
5.4.4	LOME für die Szenarien NETZ2020 und NETZ2025	109
5.5	Verknappung von Erdgas	110
5.6	Braunkohleausstieg in Deutschland	113
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>117</b>
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>121</b>
<b>8</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>151</b>
<b>9</b>	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>155</b>
<b>10</b>	<b>Veröffentlichungen</b>	<b>157</b>
<b>11</b>	<b>Betreute studentische Arbeiten</b>	<b>161</b>
<b>A</b>	<b>Anhang</b>	<b>163</b>
A.1	Engpassfreie Netzgebiete	163

A.2	Exemplarische Übergangswahrscheinlichkeiten	164
A.3	Installierte Leistungen im Szenario BASIS2020	165
A.4	Installierte Leistungen im Szenario BASIS2025	166
A.5	Kenndaten zur Nachfrage	167
A.6	EENS für weitere engpassfreie Netzgebiete	168
A.7	LOLE für weitere engpassfreie Netzgebiete	169
A.8	Lebenslauf	170