

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	VII
Abstract	IX
Inhaltsverzeichnis	XI
Abbildungsverzeichnis	XV
Tabellenverzeichnis	XXI
Formelzeichenverzeichnis	XXIII
Symbolverzeichnis	XXV
1 Einleitung	1
1.1 Problemstellung und Zielsetzung	3
1.2 Aufbau der Arbeit.....	7
2 Methodik und Rahmenbedingungen	9
2.1 Definition des Untersuchungsrahmens.....	9
2.1.1 Elektrische Elektrizitätserzeugung im Jahr 2030 in Deutschland	9
2.1.2 Nutzung von Erzeugungsüberschüssen.....	12
2.2 Methodik.....	17
2.2.1 Funktionsweise der Simulationsmodule	18
2.2.2 Stochastische Simulation mit Oracle Crystal Ball	21
2.2.3 Vergleich von KEEP2030 mit anderen Strommarktmodellen	23
2.3 Erzeugungs- und Nachfrageganglinien im Elektrizitätssystem.....	25
2.3.1 Onshore-Windenergie	25
2.3.2 Offshore-Windenergie.....	27
2.3.3 Photovoltaik	29
2.3.4 Skalierung von Ganglinien.....	31
2.3.5 Grundlast	34
2.3.6 Nachfrage	35
2.3.7 Berechnung der Netto-Residuallast.....	36
2.4 Power-to-Gas Technologien.....	38
2.4.1 Stand der Technik der Wasserelektrolyse	38
2.4.1.1 Alkalische Elektrolyse	45
2.4.1.2 PEM-Elektrolyse.....	50
2.4.2 Stand der Technik der Methanisierung	58

2.4.3	Installierte Leistung der Power-to-Gas Anlagen	62
2.4.4	Modellierung von Power-to-Gas Anlagen.....	64
2.5	Distributionsinfrastruktur.....	66
2.5.1	Szenarioübergreifende Methodik	67
2.5.1.1	Geographische Verteilung der Wasserstofftankstellen	67
2.5.1.2	Wasserstoffnachfrage durch PKW	69
2.5.1.3	Kompression von Wasserstoff	70
2.5.2	Szenarien zur Verteilung der Power-to-Gas Anlagen	70
2.5.2.1	Infrastruktur im Szenario „H ₂ -Zentral“.....	71
2.5.2.2	Distributionsmodell für das Szenario „H ₂ -Zentral“	73
2.5.2.3	Infrastruktur in den dezentralen Szenarien.....	77
3	Parametrierung des KEEP2030-Modells	79
3.1	Elektrizitätssystem	79
3.1.1	Onshore-Windenergie.....	79
3.1.2	Offshore-Windenergie.....	81
3.1.3	Photovoltaik.....	83
3.1.4	Nachfrage.....	85
3.1.5	Grundlastkraftwerke	87
3.1.6	Flexibilitätsstufe	89
3.1.7	Flexibilitätsfaktor.....	94
3.1.8	Datenjahre.....	96
3.1.9	Monetäre Wertigkeit von Überschussstrom	98
3.2	Power-to-Gas-Anlagen und Distributionsinfrastrukturen.....	98
3.2.1	Elektrolyse	99
3.2.1.1	Technologieentwicklung bis 2030	100
3.2.1.2	Ökonomie im Jahr 2030	101
3.2.2	Infrastruktur im Szenario „H ₂ -Zentral“	103
3.2.3	Infrastruktur im Szenario „H ₂ -Dezentral“	107
3.2.4	Methanisierung	108
3.2.5	Infrastruktur im Szenario „SNG-Dezentral“	109
3.3	Übersicht der stochastisch variierten Parameter	109
4	Ergebnisse der Simulation und deren Analyse	111
4.1	Ergebnisse der Elektrizitätssystems simulation.....	111
4.1.1	Zeitliche Charakteristik der Modellzeitreihen	111
4.1.2	Evaluation der überschüssigen Elektrizitätsmengen	117

4.2 Ergebnisse zur Energiewandlung	122
4.2.1 Sensitivität der umgewandelten Elektrizitätsmenge	126
4.2.2 Ausnutzungsgrad der Netto-Überschüsse	128
4.3 Ergebnisse zu den resultierenden Kraftstoffkosten	129
4.3.1 Gesamtkostenanalyse der Infrastrukturszenarien	130
4.3.2 Zusammensetzung der Gesamtkosten im Szenario „H ₂ -Zentral“	132
4.3.3 Spezifische Kosten des Systems „H ₂ -Zentral“	136
4.3.4 Kraftstoffkosten frei Tankstelle im Szenario „H ₂ -Zentral“	142
4.4 Markteinführungsstrategien und Ausblick	147
4.5 Evaluation der Ergebnisse	152
5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	159
Literaturverzeichnis	167
Anhang	193
A.1 Berechnung der normierten Ganglinie für Offshore-Wind	193
A.2 Validierung des Berechnungsverfahrens der Offshore-Ganglinie	202
A.3 Skalierung von Einspeisezeitreihen	206
A.4 Detailaspekte der Infrastruktur im Szenario „H ₂ -Zentral“	208
A.5 Verfügbarkeit von Kurzzeitstromspeichern im KEEP2030-Modell	219
A.6 Bestimmung der Mindestlaufzeit von PtG-Anlagen	222
A.7 Herleitung der maximalen Transportdistanz	223
A.8 Analyse der Szenarien mit maximalen spezifischen Transportkosten	226