

Masterthesis

Name:	Vorname:
Hastedt	Andreas
Studiengang:	vorgelegt am:
Erneuerbare Energien	11.04.2014
Erstprüfer/in:	Zweitprüfer/in:
Prof. Dr. Michael Gille	Dipl. Ing. Hans Schäfers
Thema: Regionale Energieversorgung mit erneuerbaren Energien mittels eines Hybridkraftwerks unter Einbeziehung von erneuerbarem Methan (EE-Methan) als Energiespeicher – eine ökonomische Betrachtung für den Landkreis Harburg	

Zusammenfassung

Thema der Masterthesis

Regionale Energieversorgung mit erneuerbaren Energien mittels eines Hybridkraftwerks unter Einbeziehung von erneuerbarem Methan (EE-Methan) als Energiespeicher – eine ökonomische Betrachtung für den Landkreis Harburg

Stichworte

Power-To-Gas, erneuerbares Methan, Hybridkraftwerk, Energiespeicher, regionale Energieversorgung, biologische Methanisierung, Wasserelektrolyse

Zusammenfassung

In der vorgelegten Masterthesis wurde untersucht, ob eine ausgewählte Region (Landkreis Harburg) mittels eines Hybridkraftwerks in Zukunft zu 100% mit erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs von Energieangebot und Energienachfrage versorgt werden kann. In diesem Zusammenhang stand besonders die Frage der Stromspeicherung mit Hilfe des Power-To-Gas (PTG)-Verfahrens im Mittelpunkt der Betrachtungen.

Das Ergebnis lässt sich folgendermaßen zusammenfassen:

Eine 100%-ige Energieversorgung mit Strom, Wärme und Kraftstoff aus erneuerbaren Energieträgern ist nicht möglich.

Eine 100%-ige Stromversorgung aus erneuerbaren Energien auch unter besonderer Berücksichtigung des exakten Abgleich von Stromangebot und Stromnachfrage zur Erhaltung der Netzfrequenz ist mit Hilfe des PTG-Verfahrens regional möglich.

Eine 100%-ige Stromversorgung aus erneuerbaren Energien setzt vor allem einen deutlichen Ausbau der Windenergie in der Region LK Harburg voraus.

Auf Sicht des Jahres 2030 können mit Hilfe des PTG-Verfahrens durchaus marktkonforme Strompreise erzielt werden.

Ein mögliches Hybridkraftwerk könnte als regionales Kraftwerk von Bürgern und Wirtschaft eingerichtet und betrieben werden, muss aber trotzdem zur Sicherstellung einer stabilen Netzfrequenz in die bestehenden Stromversorgungssysteme für Regelleistung und Regelenergie integriert werden. Eine Verbindung zu anderen Regionen ist der tatsächlichen Autarkie vorzuziehen.

Damit das System Hybridkraftwerk mit Nutzung von PTG tatsächlich erfolgreich betrieben werden kann, müssen die Investitionskosten für Wasserelektrolyseure wenigstens um 30% sinken. Außerdem ist es unerlässlich, dass das Verfahren der biologischen Methanisierung in die Praxis Einzug hält und zuverlässig und kostengünstig funktioniert. Landwirtschaftliche Biogasanlagen in der Region sollten hier Versuchsprojekte anstreben.

Eine Realisierung des aufgezeigten Projekts Hybridkraftwerk im LK Harburg wird ohne eine entsprechende Einbindung der Landwirtschaft in alle Pläne und Umsetzungen nicht möglich sein. Dies sollte unbedingt berücksichtigt werden.

Abstract

Title of the masterthesis

Regionally energy supply with renewable energy resources using a hybrid power station and renewable methan as energy storage - an economic analysis of the district Harburg

Keywords

Power-To-Gas, renewable methan, hybrid power station, energy storage, regionally energy supply, biological methanisation, water electrolysis

Abstract

The following masterthesis is a research about the issue, if a certain area (district Harburg) could be supplied by a hybrid power station with 100% renewable resources in due consideration of the chronological sequence from energy supply and demand. Especially the question of saving the power with the help of Power-To-Gas (PTG)-System is focused in this examination.

The result is summarized in the following:

A hundred per cent energy supply with power, heat and fuel out of renewable resources is not possible.

A hundred per cent power supply out of renewable resources in due consideration of the exact balance from supply and demand for the sustainment of power frequency with the help of Power-To-Gas-System is regionally possible.

A hundred per cent power supply out of renewable resources requires a clearly extension of wind power in the region "District Harburg".

In view of the year 2030, it is possible with the help of Power-To-Gas to aim market compliant electricity tariffs.

A possible hybrid power station could be established and operated as a regional power station by the citizens and economy. But it still has to contribute to a safeguarding of stable power frequency, which is integrated in the existing power supply system for controlling power range and balancing energy. A connection to other regions should be more preferred than autarchy.

The hybrid power station could be used successfully with the Power-To-Gas-System, if the investment costs for water electrolysis could be reduced by 30 per cent. Additionally it is irremissibly that the method of biological methanation could work out properly and cheaply in real. Agricultural biogas plants should work as test objects in this region.

An implementation of the project hybrid power station in district Harburg will not be possible without integration of agriculture in all plans. This should be considered in any case.

Regionale Energieversorgung mit erneuerbaren Energien mittels eines Hybridkraftwerks unter Einbeziehung von erneuerbarem Methan (EE-Methan) als Energiespeicher – eine ökonomische Betrachtung für den Landkreis Harburg

Masterthesis
im Studiengang
Erneuerbare Energien

vorgelegt von
Dipl. Ing. agr. (FH)
Andreas Hastedt
Beekstrasse 3
21228 Harmstorf

Harmstorf, den 10.04.2014

Inhaltsverzeichnis	Seite
Inhaltsverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	11
Abkürzungen, Formelzeichen, Indizes, Einheiten	15
1. Einleitung	18
2. Vorgehensweise	19
3. Grundlagen der Stromversorgung	20
3.1. Technische Grundlagen	20
3.1.1. Primärregelung	20
3.1.2. Sekundärregelung	21
3.1.3. Minutenreserve	21
3.2. Ökonomische Grundlagen	23
3.3. Strommarkt	24
3.3.1. Terminmarkt	24
3.3.2. Spotmarkt	24
3.4. Bilanzkreismanagement	25
3.4.1. Bilanzkreise und EEG	25
3.5. Direktvermarktung von EEG-Anlagen	25
4. Problembeschreibung	27
4.1. Optimierung des Energiesystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien	27
4.2. Das Erdgasnetz in Deutschland - ein Speicher für regenerativen Strom	29
4.3. Power-To-Gas – zukunftsreicher Lösungsansatz	29
4.4. Handlungsempfehlungen	30
5. Möglichkeiten der Stromspeicherung	31
5.1. Pumpspeicherkraftwerk	31
5.2. Druckluftspeicherkraftwerk	32
5.3. Batteriespeicherkraftwerk	33
5.4. Magnetische Speicher	34
5.5. Schwungrad	34
5.6. Übersicht Stromspeicher	34
5.7. Power-To-Gas als Speichertechnologie für EE-Methan	35
5.8. Power-To-Gas-Anlagen in Deutschland	37
5.9. Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien	37
6. Technischer Ablauf Power-To-Gas	39
6.1. Wasserelektrolyse	39
6.2. Methanisierung	40
6.2.1. Katalytische Methanisierung	41
6.2.2. Biologische Methanisierung	41
6.2.3. CO ₂ -Quellen für die Methanisierung	42
6.3. Speicherung von EE-Methan	43
6.3.1. Röhrenspeicher	43
6.4. Rückverstromung von EE-Methan	44
6.4.1. Gasturbinen-/GuD-Kraftwerk	44
6.4.2. Blockheizkraftwerk	45
6.5. Einbindung Power-To-Gas Anlagen	46

	Seite
7. Energienachfrage Landkreis Harburg	47
7.1. Entwicklung Endenergieverbrauch bis 2010	47
7.2. Entwicklung Stromverbrauch	47
7.3. Entwicklung Wärmeverbrauch	51
7.4. Entwicklung Kraftstoffverbrauch	51
8. Energieangebot aus erneuerbaren Energien im Landkreis Harburg	53
8.1. Stromangebot aus erneuerbaren Energien	53
8.1.1. Stromangebot aus Sonnenenergie	53
8.1.2. Stromangebot aus Biomasse	54
8.1.3. Stromangebot aus Windenergie	55
8.1.4. Zusammenfassung Stromangebot und Bewertung	56
8.2. Wärmeangebot aus erneuerbaren Energien	59
8.2.1. Wärmeangebot aus Sonnenenergie	59
8.2.2. Wärmeangebot aus Biomasse	59
8.2.3. Wärmeangebot aus Geothermie	60
8.2.4. Zusammenfassung Wärmeangebot und Bewertung	60
8.3. Kraftstoffangebot	61
9. Abgleich Energienachfrage und Energieangebot Landkreis Harburg	62
9.1. Zeitlicher Abgleich Stromnachfrage und Stromangebot	62
9.2. Energetischer Abgleich Stromnachfrage und Stromangebot	64
10. Notwendige Speichermengen	66
10.1. PV-Eigenstromerzeugung	66
10.2. Produktion von EE-Methan	67
10.3. Rückverstromung mit BHKW, Gasturbine und GuD-Kraftwerk	67
10.4. Absatz eventueller Überschussmengen	68
10.5. Ergebnis der Berechnungen für die Residuallast	68
10.6. Ergebnis der Berechnungen für Speichermengen	69
11. Technische Einrichtung eines Hybridkraftwerks	73
11.1. Jahresdauerlinien Elektrolyse/Methanisierung (PTG) und Rückverstromung (GTP)	74
11.2. Energieversorgungszenarien Landkreis Harburg	76
11.2.1. Szenario 1 „Energie semiautark“	78
11.2.2. Szenario 2 „Strom autark“	79
11.2.3. Szenario 3 „Regionenverbund“	81
11.2.4. Zusammenfassung Energieversorgungszenarien	84
11.3. Dimensionierung Hybridkraftwerk	84
11.3.1. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	84
11.3.2. Einbindung und Dimensionierung von Biogasanlagen	84
11.3.3. Dimensionierung Power-To-Gas	90
11.3.3.1. Leistung Elektrolyseur – Leistung Stromanschluss	91
11.3.3.2. Wassermenge und Wasseranschluss	93
11.3.3.3. Wasserstoffspeicher	94
11.3.3.4. Biologische Methanisierung	96
11.3.3.5. Zusätzliche CO ₂ -Gewinnung aus BHKW-Abgasen Szenario 1	97
11.3.3.6. Zusätzliche biologische Methanisierung Szenario 1	97
11.3.3.7. Gasaufbereitung und Gaseinspeisung	97
11.3.3.8. Zusammenfassung Kenndaten Power-To-Gas Standorte LK Harburg	99
11.3.3.9. Verbrauchsmengen Strom und Wärme	101
11.3.4. EE-Methanspeicher	102
11.3.5. Rückverstromung EE-Methan	105
11.3.6. Bewertung aller energetischen Aufwendungen und Umwandlungsverluste	106

	Seite
12. Betriebswirtschaftliche Analyse	109
12.1. Kosten für EE-Strom	109
12.1.1. Stromgestehungskosten Photovoltaik	109
12.1.2. Stromgestehungskosten Windkraft	109
12.1.3. Stromgestehungskosten Biogas	109
12.1.4. Gemittelte Stromgestehungskosten	110
12.1.5. Zuordnung Stromgestehungskosten	111
12.2. Kosten Power-To-Gas (PTG) und Gas-To-Power (GTP)	111
12.2.1. Kosten Elektrolyse	112
12.2.2. Kosten Wasserstoffspeicher	113
12.2.3. Kosten Biologische Methanisierung	113
12.2.4. Kosten zusätzliche CO ₂ -Gewinnung aus BHKW-Abgasen Szenario 1	114
12.2.5. Kosten CO ₂ -Speicher	114
12.2.6. Kosten zusätzliche Biologische Methanisierung Szenario 1	115
12.2.7. Kosten Gasaufbereitung und Gaseinspeisung	115
12.3. Kosten EE-Methanspeicher	116
12.4. Kosten Rückverstromung EE-Methan	117
12.5. Kosten für Leitungen	118
12.5.1. Kosten für Stromleitungen	118
12.5.2. Kosten für Gasstichleitungen	118
12.6. Kosten für Steuerung und EDV	119
12.7. Kosten für Planung, Engineering und Bau	119
12.8. Grundstückskosten	119
12.9. Gesamtkosten	120
12.9.1. Alternativrechnung Szenario 1	123
12.10. Sensitivitätsanalyse	124
12.10.1. Sensitivitätsanalyse Szenario 1 „Energie semiautark“	124
12.10.2. Sensitivitätsanalyse Szenario 2 „Strom autark“	126
12.10.3. Sensitivitätsanalyse Szenario 3 „Regionenverbund“	126
12.10.4. Zusammenfassung Sensitivitätsanalyse	127
12.11. Zusammensetzung Stromgestehungskosten 2030	127
12.12. Kalkulation Strompreis Verbraucher	132
12.13. Zusatzerlöse	136
13. Regionale Energieversorgung mit PTG/GTP im Kontext der Strom- und Gasversorgung	137
13.1. Regelenergie	137
13.2. Bilanzkreis	137
13.3. Strommarkt	138
13.4. EEG	139
13.5. Steuern und Abgaben	139
13.6. Genehmigungsrecht	140
13.7. Gasnetzzugang	140
14. Diskussion und Ausblick	141
14.1. Datengrundlage	141
14.2. Zusätzliche Aspekte der EE-Versorgung	141
14.3. Kapazitäten der EE-Stromerzeugung LK Harburg	142
14.4. Einbindung Biogasanlagen	143
14.5. Technische Entwicklungen	143
14.6. Einbindung in die Stromversorgung und den Strommarkt	144
14.7. Organisation Hybridkraftwerk	144
15. Quellenverzeichnis	146
16. Anhang	154

Abbildungsverzeichnis	Seite
Abbildung 1: Übersicht Regelleistungs- und Regelenergiearten Stromversorgung	22
Abbildung 2: Kostenzuordnung für Vorhaltung und Nutzung von Regelenergie	23
Abbildung 3: Stromeinspeisung durch fluktuierende Energieträger und Stromabnahme im Zeitalter einer 100%-igen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien innerhalb eines Tages	27
Abbildung 4: Typische Systemgrößen für verschiedene Speichertechnologien Stand 2013	38
Abbildung 5: Typische Systemgrößen für verschiedene Speichertechnologien Stand 2030	38
Abbildung 6: Integration von PTG in ein regeneratives Energieversorgungskonzept	39
Abbildung 7: Entwicklung Endenergieverbrauch LK Harburg 1990-2010	47
Abbildung 8: Stromverbrauch LK Harburg 2010 und Reduktionspotential: Szenarien bis 2030	48
Abbildung 9: Potentieller Tageslastgang Strom 29.11.2030 LK Harburg	50
Abbildung 10: Potentieller Wochenlastgang Strom 48. KW (26.11.-2.12.) 2030 LK Harburg	50
Abbildung 11: Wärmeverbrauch LK Harburg 2010 und Reduktionspotential: Szenarien bis 2030	51
Abbildung 12: Potentielles zeitliches Stromangebot PVA 24. KW (10.6.-16.6.) und 48. KW (26.11.-2.12.) 2030 LK Harburg	54
Abbildung 13: Potentielles zeitliches Stromangebot WEA 24. KW (10.6.-16.6.) und 48. KW (26.11.-2.12.) 2030 LK Harburg	56
Abbildung 14: Stromerzeugung aus EE im LK Harburg 2010 und 2030 in MWh	57
Abbildung 15: Potentielles zeitliches Stromangebot aus EE 24. KW (10.6.-16.6.) 2030 LK Harburg	57
Abbildung 16: Potentielles zeitliches Stromangebot aus EE 48. KW (26.11.-2.12.) 2030 LK Harburg	58
Abbildung 17: Potentielle Tageswerte Stromproduktion EE LK Harburg 1.7.2012 – 30.6.2013	58
Abbildung 18: Wärmeangebot aus EE im LK Harburg 2010 und 2030 in MWh	60
Abbildung 19: Potentieller zeitlicher Verlauf Wärmeangebot aus EE 27.KW 2030 – 26.KW 2031	60
Abbildung 20: Potentielle zeitliche Stromnachfrage, zeitliches Stromangebot EE und Saldo LK Harburg 24. KW 2031	62
Abbildung 21: Potentielle zeitliche Stromnachfrage, zeitliches Stromangebot EE und Saldo LK Harburg 48. KW 2030	63
Abbildung 22: Residuallast Stromerzeugung und Stromverbrauch LK Harburg 2030 ohne PV-Eigenstromerzeugung	64

	Seite
Abbildung 23: Residuallast Stromerzeugung und Stromverbrauch LK Harburg 2030 mit PV-Eigenstromerzeugung	68
Abbildung 24: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031	70
Abbildung 25: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 bei Abgabe von Übermengen für Wärme und/oder Kraftstoffverwertung	71
Abbildung 26: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 bei Abgabe von Übermengen für Wärme und/oder Kraftstoffverwertung und Speicherfüllung zu Beginn des Betrachtungszeitraumes	72
Abbildung 27: Aufbau eines Hybridkraftwerks	73
Abbildung 28: Jahresdauerlinie Elektrolyse und Methanisierung (PTG) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg	75
Abbildung 29: Jahresdauerlinie Rückverstromung (GTP) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg	75
Abbildung 30: Jahresdauerlinie Elektrolyse und Methanisierung (PTG) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 1 „Energie Semiautark“	79
Abbildung 31: Jahresdauerlinie Rückverstromung (GTP) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 1 „Energie Semiautark“	79
Abbildung 32: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 2 „Strom autark“ und Speicherfüllung zu Beginn des Betrachtungszeitraumes	80
Abbildung 33: Jahresdauerlinie Elektrolyse und Methanisierung (PTG) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 2 „Strom autark“	80
Abbildung 34: Jahresdauerlinie Rückverstromung (GTP) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 2 „Strom autark“	81
Abbildung 35: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 3 „Regionenverbund“ und Speicherfüllung zu Beginn des Betrachtungszeitraumes	82
Abbildung 36: Jahresdauerlinie Elektrolyse und Methanisierung (PTG) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 3 „Regionenverbund“	82
Abbildung 37: Stromexportmengen als Tageswerte 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 3 „Regionenverbund“	83
Abbildung 38: Jahresdauerlinie Rückverstromung (GTP) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 3 „Regionenverbund“	83
Abbildung 39: Lage der Biogasanlagen, Windparks, 110 KV-Stromnetze, Gasnetze > 30 bar und potentieller GTP-Standorte im LK Harburg 2030	85
Abbildung 40: Schematische Darstellung einer Biogasanlage mit biologischem PTG-Konzept	87
Abbildung 41: Verlauf Füllstand Wasserstoffspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 1	94

	Seite
Abbildung 42: Verlauf Füllstand Wasserstoffspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 2	95
Abbildung 43: Verlauf Füllstand Wasserstoffspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 3	95
Abbildung 44: Stromverarbeitungskosten PTG/GTP-Verfahren LK Harburg 2013 Szenario 1 - 3	121
Abbildung 45: Zusammensetzung Stromgestehungskosten Szenario 1-3 2013 LK Harburg 2013	122
Abbildung 46: Sensitivitätsbetrachtung Stromgestehungskosten Szenario 1 2013 LK Harburg	125
Abbildung 47: Sensitivitätsbetrachtung EE-Methangestehungskosten Szenario 1 2013 LK Harburg	125
Abbildung 48: Sensitivitätsbetrachtung Stromgestehungskosten Szenario 2 2013 LK Harburg	126
Abbildung 49: Sensitivitätsbetrachtung Stromgestehungskosten Szenario 3 2013 LK Harburg	126
Abbildung 50: Stromverarbeitungskosten PTG/GTP-Verfahren LK Harburg 2030 Szenario 1 – 3	129
Abbildung 51: Zusammensetzung Stromgestehungskosten LK Harburg 2030 Szenario 1-3	131
Abbildung 52: Zusammensetzung Stromverkaufspreis LK Harburg 2013 und 2030 mit 100% Anteil EE-Strom	136
Abbildung 53: Stromproduktion und Sportmarktpreise Deutschland März 2013	138

Tabellenverzeichnis	Seite
Tabelle 1: Übersicht Regelleistungs- und Regelenergiearten Stromversorgung	22
Tabelle 2: EEX Terminmarktprodukte	24
Tabelle 3: Kenndaten von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie	34
Tabelle 4: Wirkungsgrade PTG je nach Stromverwendung	36
Tabelle 5: Übersicht Elektrolyseverfahren	40
Tabelle 6: Energienachfrage und Energieangebot EE Landkreis Harburg 2030	62
Tabelle 7: Stromnachfrage und Stromangebot aus EE LK Harburg 24. und 48.KW 2030	65
Tabelle 8: Energienachfrage und Energieangebot EE Landkreis Harburg 2030 mit Anteil 50% PV-Eigenversorgung	67
Tabelle 9: Kenndaten Stromversorgung aus EE LK Harburg 2030	77
Tabelle 10: Produktionskapazitäten Stromversorgung aus EE LK Harburg 2030	78
Tabelle 11: Leistungs- und Mengendaten Energieversorgung aus EE LK Harburg 2030	84
Tabelle 12: Gasproduktion PTG und notwendige CO ₂ -Menge LK Harburg 2030 in Abhängigkeit des jeweiligen Energieversorgungsszenarios	86
Tabelle 13: Ermittlung der möglichen CO ₂ -Menge aus der Biogasproduktion anhand einer Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 1 MW	86
Tabelle 14: Leistungs- und Produktionsdaten für EE-Methan in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 1	88
Tabelle 15: Leistungs- und Produktionsdaten für EE-Methan in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 2	89
Tabelle 16: Leistungs- und Produktionsdaten für EE-Methan in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 3	90
Tabelle 17: Parameter für die Wasserstoffproduktion und biologische Methanisierung bei Integration in ein PTG-Konzept	90
Tabelle 18: Leistungs- und Produktionsdaten für Wasserstoff in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 1	91
Tabelle 19: Leistungs- und Produktionsdaten für Wasserstoff in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 2	92
Tabelle 20: Leistungs- und Produktionsdaten für Wasserstoff in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 3	93

	Seite
Tabelle 21: H ₂ -Speicherung und Speicherverluste LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 alle Szenarien	96
Tabelle 22: Brenntechnische Kenndaten gemäß DVGW-Arbeitsblatt 260 für Gase der 2. Gasfamilie (methanreiche Gase)	98
Tabelle 23: Kenndaten PTG-Standorte Landkreis Harburg Szenario 1	99
Tabelle 24: Kenndaten PTG-Standorte Landkreis Harburg Szenario 2	100
Tabelle 25: Kenndaten PTG-Standorte Landkreis Harburg Szenario 3	101
Tabelle 26: Wärmebedarf Elektrolyseur PTG Standort Ardestorf bei maximaler Last Szenario 1	101
Tabelle 27: Stromverbrauch Gasverdichter für Gaseinspeisung LK Harburg 2030	102
Tabelle 28: Kenndaten EE-Methanspeicher PTG Standorte ohne Gasnetzanschluss LK Harburg 2030 Szenario 1	104
Tabelle 29: Kenndaten EE-Methanspeicher PTG Standorte ohne Gasnetzanschluss LK Harburg 2030 Szenario 2	104
Tabelle 30: Kenndaten EE-Methanspeicher PTG Standorte ohne Gasnetzanschluss LK Harburg 2030 Szenario 3	105
Tabelle 31: Notwendige elektrische Leistung für GTP-Rückverstromung LK Harburg 2030	106
Tabelle 32: Energieaufwendungen und Umwandlungsverluste in % von Stromerzeugung, Stromverbrauch und Gaserzeugung LK Harburg 2030	107
Tabelle 33: Stromgestehungskosten EE, Landkreis Harburg 2013 und 2030	110
Tabelle 34: Gemittelte EE-Stromgestehungskosten EE, Landkreis Harburg 2013 und 2030	110
Tabelle 35: Stromproduktion aus EE und Verbrauch, Landkreis Harburg 2013 und 2030	111
Tabelle 36: Gesamtkosten Alkalischer Druckelektrolyseur LK Harburg 2013 Szenario 1 bis 3	112
Tabelle 37: Gesamtkosten H ₂ -Speicher LK Harburg 2013 Szenario 1 bis 3	113
Tabelle 38: Gesamtkosten biologische Methanisierung LK Harburg 2013 Szenario 1 bis 3	113
Tabelle 39: Gesamtkosten CO ₂ -Abscheidung aus BHKW Abgas LK Harburg 2013 Szenario 1	114
Tabelle 40: Gesamtkosten CO ₂ -Speicher LK Harburg 2013 Szenario 1	115
Tabelle 41: Gesamtkosten biologische Methanisierung LK Harburg Szenario 1 2013	115
Tabelle 42: Gesamtkosten Gaseinspeisung LK Harburg Szenario 1-3 2013	116
Tabelle 43: Gesamtkosten EE-Methanspeicherung LK Harburg Szenario 1-3 2013	116

	Seite
Tabelle 44: Gesamtkosten Rückverstromung EE-Methan LK Harburg Szenario 1-3 2013	117
Tabelle 45: Kosten für Stromleitungen Landkreis Harburg Szenario 1-3 2013	118
Tabelle 46: Kosten für Gasleitungen Landkreis Harburg Szenario 1-3 2013	118
Tabelle 47: Kosten für Steuerung Hybridkraftwerk Landkreis Harburg Szenario 1-3 2013	119
Tabelle 48: Pauschale Planungs-, Bau- und Engineeringkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013	119
Tabelle 49: Grundstückskosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013	120
Tabelle 50: Stromverarbeitungskosten PTG/GTP-Verfahren LK Harburg 2013	120
Tabelle 51: Gesamtkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013	121
Tabelle 52: Stromgestehungskosten PTG/GTP Gesamtverfahren + EE-Erzeugung LK Harburg 2013	122
Tabelle 53: Stromkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013 mit Gutschrift EE-Methan Szenario 1	123
Tabelle 54: Gesamtkosten EE-Methan LK Harburg 2013 Szenario 1	124
Tabelle 55: Änderung Kostenparameter PTG/GTP LK Harburg 2013 zu 2030	127
Tabelle 56: Stromverarbeitungskosten PTG/GTP-Verfahren LK Harburg 2030	129
Tabelle 57: Gesamtkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2030	130
Tabelle 58: Stromgestehungskosten PTG/GTP Gesamtverfahren + EE-Erzeugung LK Harburg 2030	130
Tabelle 59: Vergleich Gesamtkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013 zu 2030	131
Tabelle 60: Stromkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2030 mit Gutschrift EE-Methan Szenario 1	132
Tabelle 61: Gesamtkosten EE-Methan LK Harburg 2030 Szenario 1	132
Tabelle 62: Strompreis und Strompreiszusammensetzung für ein Standardlastprofil LK Harburg 2013 Anbieter Landenergie im Netzgebiet EWE, FIX-Tarif 2017, Stand 12.3.2014	133
Tabelle 63: Kalkulation Stromverkaufspreis 2013 und 2030 LK Harburg mit 100% Strom aus EE und Speicherung per PTG/GTP-Verfahren	135
Tabelle 64: Einspeisung EE-Strom, Verbrauch, Direktverbrauch, Gasproduktion PTG, Gasverbrauch GTP, Gasvermarktung und Speicherfüllstand 48. KW (26.11.2030 bis 2.12.2030) LK Harburg	154
Tabelle 65: Einspeisung EE-Strom, Verbrauch, Direktverbrauch, Gasproduktion PTG, Gasverbrauch GTP, Gasvermarktung und Speicherfüllstand 24. KW (10.06.2031 bis 16.06.2031) LK Harburg	155

	Seite
Tabelle 66: Flächenbedarf Hybridkraftwerk LK Harburg Szenario 1	156
Tabelle 67: Flächenbedarf Hybridkraftwerk LK Harburg Szenario 2	157
Tabelle 68: Flächenbedarf Hybridkraftwerk LK Harburg Szenario 3	158
Tabelle 69: Gesamtkosten Alkalischer Druckelektrolyseur LK Harburg 2030 Szenario 1 bis 3	159
Tabelle 70: Gesamtkosten H ₂ -Speicher LK Harburg 2030 Szenario 1 bis 3	159
Tabelle 71: Gesamtkosten biologische Methanisierung LK Harburg 2030 Szenario 1 bis 3	159
Tabelle 72: Gesamtkosten CO ₂ -Abscheidung aus BHKW Abgas LK Harburg 2030 Szenario 1	160
Tabelle 73: Gesamtkosten CO ₂ -Speicher LK Harburg 2030 Szenario 1	160
Tabelle 74: Gesamtkosten biologische Methanisierung LK Harburg Szenario 1 2030	160
Tabelle 75: Gesamtkosten Gaseinspeisung LK Harburg Szenario 1-3 2030	161
Tabelle 76: Gesamtkosten EE-Methanspeicherung LK Harburg Szenario 1-3 2030	161
Tabelle 77: Gesamtkosten Rückverstromung EE-Methan LK Harburg Szenario 1-3 2030	162
Tabelle 78: Kosten für Stromleitungen Landkreis Harburg Szenario 1-3 2030	162
Tabelle 79: Kosten für Gasleitungen Landkreis Harburg Szenario 1-3 2030	163
Tabelle 80: Kosten für Steuerung Hybridkraftwerk Landkreis Harburg Szenario 1-3 2030	163
Tabelle 81: Pauschale Planungs-, Bau- und Engineeringkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2030	163
Tabelle 82: Grundstückskosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2030	163

Abkürzungen, Formelzeichen, Indizes, Einheiten

Abkürzungen und Formelzeichen

B.A.U.M.	Bundesdeutscher Arbeitskreis für umweltbewusstes Management
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
CAES	Compressed Air Energy Storage
CCS	Carbon Capture Storage
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
DE	Deutschland
DENA	Deutsche Energie Agentur
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Methan	Erneuerbare-Energie-Methan
EEX	European Energy Exchange
E-KFZ	Elektrofahrzeug
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
EWE	Elbe-Weser-Energie
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GTP	Gas To Power
GuD	Gas- und Dampfturbine
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
IK	Investitionskosten
KFZ	Kraftfahrzeug
KOH	Kaliumhydroxid
KW	Kalenderwoche
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LK	Landkreis
LKH	Landkreis Harburg
LCOE	Levelized Costs of Electricity
Mio	Millionen
MOL	Merit-Order-Liste
MR	Momentanreserve
Mrd	Milliarden
MRL	Minutenreserveleistung
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung
NRV	Netzregelverbund
O ₂	Sauerstoff
OTC	over the counter
Phelix	Physical Electricity Index
PRL	Primärregelleistung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk

PTG	Power-To-Gas
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
RROP	Regionales Raumordnungsprogramm
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
Y ₂ O ₃	Yttriumoxid
ZrO ₂	Zirconiumoxid

Indizes

a,b,c,d	Platzhalter
el.	elektrisch
g	gasförmig
ΔH°	Reaktionsenthalpie Elektrolyse
ΔH_R	Reaktionsenthalpie Methanisierung
i	Laufindex
l	flüssig
η	Wirkungsgrad
P	Leistung
p	Prozentsatz
t	Zeit
th.	Thermisch
W	Arbeit, Energie

Einheiten

A	Ampere
a	Jahr
bar	bar Druck
d	Tag
°C	Grad Celsius
cm	Zentimeter
cm ²	Quadratcentimeter
ct	Eurocent
€	Euro
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunden
Hz	Hertz
K	Kelvin
kg	Kilogramm
KJ	Kilojoule
km	Kilometer
km ²	Quadratkilometer
KV	Kilovolt

KW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunde
KWp	Kilowatt Peak
l	Liter
m	Meter
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
min	Minuten
MJ	Megajoule
mol	Mol
ms	Millisekunden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
Nm ³	Normkubikmeter
%	Prozent
s	Sekunden
Stck	Stück
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden
V	Volt
Vol.%	Volumenprozent
W	Watt
Wh	Wattstunden

1. Einleitung

In Deutschland ist im Frühjahr 2011 der Ausstieg aus der Stromerzeugung mittels Kernenergie beschlossen worden. Außerdem verfolgt die Politik längerfristig den Ausstieg aus der Stromerzeugung über fossile Primärenergieträger wie Kohle, Öl und Erdgas. Der Grund dafür sind die ständig ansteigenden Kohlendioxid(CO₂)-Konzentrationen in der Erdatmosphäre aufgrund derer man eine massive Veränderung des weltweiten Klimas mit entsprechenden negativen Veränderungen ableitet.

Parallel zum Ausstieg aus der Kernenergie und der Reduzierung der Stromgewinnung aus fossilen Energieträgern gilt es, eine Energieversorgung aus erneuerbaren Energien (EE) zu installieren. Primärenergieträger sind dabei Wind, Sonne, Biomasse und die Geothermie. Diese Art der Energiegewinnung findet praktisch überall in den Regionen statt, d.h. die Energieversorgung ist in Zukunft fast überall sichtbar.

Auch der Landkreis (LK) LK Harburg setzt sich in Politik und Verwaltung mit dieser Thematik auseinander.

Landwirte werden im Zusammenhang mit dieser „Energiewende“ zunehmend Energiewirte - so auch im LK Harburg. Einige sind Betreiber von Biogasanlagen, viele betreiben Photovoltaikanlagen und etliche haben Land für Windparks verpachtet oder sind daran beteiligt, manche wollen selbst in Windparks investieren.

In Zukunft wird es allerdings nicht mehr genügen, Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien einfach nur zu produzieren und, über das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) abgesichert, einzuspeisen. Wie bei der konventionellen Strom- und Wärmeerzeugung, müssen auch die erneuerbaren Energieträger Strom und Wärme verbrauchsgerecht bereit gestellt werden, wenn sie die Säule der Energiewirtschaft in Deutschland werden sollen. Da aber vor allem das Stromangebot aus erneuerbaren Energien stark fluktuierend ist, bedarf es der zeitweisen Zwischenspeicherung.

Die in der Stromwirtschaft hauptsächlich vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke können in Norddeutschland wegen geringer Höhenunterschiede kaum installiert werden. Im LK Harburg ist kein Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerks möglich. Es stellt sich daher die Frage, ob erneuerbares Methan (EE-Methan) in Zukunft eine bedeutende Rolle bei der Energiespeicherung übernehmen kann.

Anlagen zur Produktion von EE-Methan (Elektrolyse und Methansynthese) könnten möglicherweise regional mit Wind- und Solaranlagen gekoppelt werden und deren überschüssigen Strom verwenden. Außerdem bietet es sich an, diese Anlagen an Standorten von Biogasanlagen zu installieren, da dort CO₂ aus dem Rohbiogas bereitgestellt werden kann und außerdem in Gasspeicher und Blockheizkraftwerke (BHKW) für Spitzenlasten investiert werden könnte. Alternativ wäre auch die Gaseinspeisung denkbar.

Landwirte im LK Harburg könnten über diesen Weg ihre produzierte Energie in Form von Strom und Wärme bedarfsgerecht regional bereitstellen. Dazu müssten alle regenerativen Energieerzeugungsanlagen in ein Gesamtversorgungssystem mit den entsprechenden Produktionsanlagen für EE-Methan, den notwendigen Speichern und dem Gas- und Stromnetz eingebunden und gesteuert werden. In seiner Gesamtheit würde man dann von einem Hybridkraftwerk sprechen. Grundsätzlich lassen sich über solch ein Hybridkraftwerk auch Prozesswärme und Wärme zu Heizzwecken sowie Treibstoffe für Kraftfahrzeuge regional bereitstellen.

Ziel dieser Masterthesis ist es, zu untersuchen, unter welchen technischen und ökonomischen Bedingungen ein solches Konzept umsetzbar wäre. Es ist zu klären, ob die angebotenen Energiemengen aus Wind, Sonne und Biomasse die Region LK Harburg zu 100% mit Strom, Wärme und Kraftstoff versorgen könnten.

2. Vorgehensweise

Der LK Harburg hat im Jahr 2011 B.A.U.M.-Consult den Auftrag erteilt, ein Energiekonzept für die Region zu erstellen, welches darlegt, wie die Energieversorgung bis zum Jahr 2030 auf Basis der erneuerbaren Energien aussehen könnte. [1] Dieses Konzept soll eine Grundlage der vorliegenden Arbeit sein.

Allerdings stehen diese Daten nur bilanziell zur Verfügung, d.h. es wurden nur Energiemengen als Jahresezeugung und -verbrauch ermittelt. Das Problem der zeitlichen Verschiebung von Stromangebot und -nachfrage bei einer 100% - igen Energieversorgung aus Wind, Sonne und Biomasse wurde hier nicht berücksichtigt. Das Problem ist aber wegen der notwendigen Stromnetzstabilität nicht zu vernachlässigen. Für den Wärmebereich gilt Ähnliches für den Treibstoff gilt das weniger.

Es wäre also zusätzlich anhand von zeitlichen Stromeinspeisedaten der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen im LK Harburg und den zeitlichen Stromverbrauchsdaten (Lastdaten) im LK Harburg zu ermitteln, welche Differenzen sich ergeben und wie diese mit Hilfe von Stromspeichern, vor allem über EE-Methan, ausgeglichen werden könnten.

Leider stehen exakte Datenquellen für die Region LK Harburg nicht zur Verfügung. Die beiden großen Verteilnetzbetreiber EWE und Avacon verfügen nicht über entsprechend räumlich abgegrenzte Daten. Daher werden bundesweite Daten aus der Stromversorgung als Bewertungsgrundlage heran gezogen. Diese Daten für Gesamtdeutschland wurden von der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig besorgt und auf die Region LK Harburg herunter gebrochen.

Nachdem Stromangebot und -nachfrage zeitlich miteinander abgeglichen worden sind, wird aufgrund des Befundes ermittelt, welche Speichermenge als EE- Methan notwendig wäre und ob das vorhandene Gasnetz als Speicher dafür ausreichen würde, bzw. welcher Bedarf an Gasspeichern sich ergibt.

Daran schließt sich die Frage, wie Elektrolyse, Methansynthese, Gasspeicher und BHKW bzw. Gas – und Dampfturbinenkraftwerke (GuD-Kraftwerke) für ein sinnvolles Einspeise- und Lastmanagement dimensioniert werden müssten.

Nach Klärung dieser technischen Fragen findet eine ökonomische Bewertung statt, anhand derer dann eine Handlungsempfehlung für den Landkreis Harburg und die Land/Energiewirte gegeben werden soll.

3. Grundlagen der Stromversorgung

3.1. Technische Grundlagen

Die ständige Verfügbarkeit von elektrischer Energie ist für unsere industrialisierte Gesellschaft unverzichtbar. Damit diese Versorgung funktioniert, muss zwischen Stromerzeugung und -verbrauch ein permanentes Leistungsgleichgewicht bestehen. Ist das nicht der Fall, kommt es zu einem Absinken oder Ansteigen der Sollfrequenz von 50 Hz im Stromnetz. Eine starke Abweichung der Sollfrequenz führt im schlimmsten Fall zum Zusammenbruch des Netzes. Damit das nicht geschieht, gibt es in Deutschland einen 5-Stufen-Plan, in dem geregelt ist, wie im Falle von Frequenzabweichungen technisch vorzugehen ist. [2]

Ein Leistungsungleichgewicht kann durch Produktionsausfall eines Kraftwerks oder den Ausfall eines Verbrauchers entstehen. Dann muss dem System entweder Energie zugeführt oder entzogen werden. Im Zeitalter der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird es zunehmend zu solchen Situationen kommen, denn die fluktuierenden Primärenergieträger Wind und Sonne stellen den Strom nicht immer dann bereit, wenn er benötigt wird, bzw. stellen manchmal auch mehr Strom bereit, als notwendig ist.

Die Haltung der Netzfrequenz wird in Deutschland von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) Amprion, 50Hz, Tennet und EnBW Transnet gemeinsam geregelt. Jeder ÜNB ist für seine Regelzone allein verantwortlich. Gemeinsam wird allerdings die benötigte Regelleistung und Regelenergie über öffentliche Ausschreibungen beschafft. [3]

3.1.1. Primärregelung

Kommt es zu einem Leistungsungleichgewicht im Stromnetz, kann zunächst über die Momentanreserve (MR) die Frequenz zumindest teilweise gehalten werden. Unter der Momentanreserve versteht man die rotierenden Massen innerhalb des Gesamtsystems. Diese können durch die ÜNB frequenzabhängig beschleunigt oder abgebremst werden. Innerhalb von 30 Sekunden greift dann die Primärregelung, d.h. die per Ausschreibung bereitgestellte Regelleistung wird automatisch frequenzabhängig voll aktiviert. Je nachdem, ob ein Leistungsunterschuss oder – überschuss besteht, muss positive oder negative Regelenergie aktiviert werden.

Die Primärregelleistung (PRL) wird von allen ÜNB des Verbundnetzes der Regionalgruppe Kontinentaleuropa der ENTSO-E vorgehalten. Die ENTSO-E ist der Verband der europäischen ÜNB. Die vorzuhaltende Primärregelleistung entspricht der Leistung, die benötigt wird, um einen Ausfall der beiden größten Kraftwerksblöcke innerhalb der Regionalgruppe ausgleichen zu können (3GW). [4]

Die Beschaffung von Primärregelleistung wird von den ÜNB gemeinsam über wöchentliche Ausschreibungen via Internetplattform www.regelleistung.net für die Folgewoche organisiert. Die Anbieter von Regelleistung geben Angebote über Höhe und Preis der angebotenen Leistung ab und zwar sowohl für positive wie negative Regelleistung. Die Angebote werden in aufsteigender Höhe sortiert und Zuschläge soweit für die günstigsten Anbieter erteilt, bis die erforderliche Leistungsbereitstellung erreicht ist. [5] Ein Abruf der Regelleistung erfolgt dann automatisch durch frequenzabhängige Systeme.

Alle Anbieter von Primärregelleistung müssen eine Präqualifikation nachweisen. Wichtige Voraussetzungen sind eine Aktivierungszeit von maximal 30 Sekunden, eine gesicherte Leistungsabgabe, bzw. – aufnahme von mindestens 15 Minuten und eine Mindestleistung von +/- 1 MW. [6] Primärregelleistung wird in Deutschland fast ausschließlich über Dampfkraftwerke (Kohle-, Atom- oder GuD), die sich im Netzbetrieb befinden, bereitgestellt. [7] Eine Vergütung erfolgt nur für die bereitgestellte Leistung, nicht für die abgerufene Arbeit.

3.1.2. Sekundärregelung

Hält eine Störung der Netzfrequenz länger an, so wird die Primärregelung spätestens nach 30 Sekunden von der Sekundärregelung (SRL) abgelöst, damit die Primärregelleistung möglichst schnell wieder für einen neuen Bedarfsfall zur Verfügung steht. Diese Ablösung dauert etwa 5 Minuten, bis die Sekundärregelleistung in vollem Umfang zur Verfügung steht. Die Sekundärregelung greift aber nur noch innerhalb der Regelzone eines ÜNB. Der Abruf der Sekundärregelleistung und –energie erfolgt analog zur Primärregelung über eine frequenzabhängige Regelung. [6]

Auch hier wird die Beschaffung über wöchentliche Ausschreibungen via Internetplattform www.regelleistung.net für die Folgewoche organisiert. Die vier in Deutschland tätigen ÜNB haben sich dazu in einem Netzregelverbund (NRV) zusammengeschlossen, um die gegenläufige Aktivierung von Regelenergie zu verhindern, d.h. man tauscht nach Möglichkeit zunächst positive und negative Regelenergie miteinander aus, bevor die gemeinsam beschaffte Sekundärregelenergie abgerufen wird.

Im Gegensatz zur Ausschreibung für Primärregelleistung und Primärregelenergie geben hier die Anbieter neben der Höhe der angebotenen positiven und negativen Leistung einen Leistungspreis und auch einen Arbeitspreis für positive und negative Regelenergie an. Die Sekundärregelleistung und -energie wird für zwei Zeitkorridore abgegeben: Montag bis Freitag von 8-20 Uhr und alle übrigen Zeiten. [6]

Auch für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und –energie müssen die Anbieter eine Präqualifikation nachweisen. Wichtigste Voraussetzungen sind eine Aktivierungszeit von maximal 5 Minuten, eine gesicherte Leistungsabgabe, bzw. –aufnahme von mindestens 4 Stunden und eine Mindestleistung von +/- 5 MW. [6] Die Mindestleistung kann auch durch mehrere Anlagen gepoolt werden, wenn sich diese innerhalb einer Regelzone befinden.

Die Vorhaltung der Leistung wird in gleicher Weise vergütet wie bei der Primärregelleistung. Die Angebote werden in aufsteigender Höhe sortiert und Zuschläge soweit für die günstigsten Anbieter erteilt, bis die erforderliche Leistungsbereitstellung erreicht ist. Entsprechend werden die Anbieter bei Abruf dann auch bezahlt. Der Abruf der Sekundärregelenergie erfolgt dann aber entsprechend der Reihenfolge der abgegebenen Arbeitspreise für den jeweiligen Zeitkorridor. Durch diese Reihenfolge entsteht die sogenannte Merit-Order-Liste (MOL). Die MOL für positive Sekundärregelenergie entsteht durch eine aufsteigende Sortierung der Arbeitspreise. Die Anbieter mit den niedrigsten Arbeitspreisen haben die größten Chancen, dass ihre vorgehaltene Leistung auch abgerufen wird und sie die gelieferte Arbeit zusätzlich bezahlt bekommen. Wird negative Sekundärregelleistung in Anspruch genommen, zahlt der Anbieter dem ÜNB einen positiven Arbeitspreis für die abgenommene Energie.

Manchmal geben die Anbieter aber auch negative Arbeitspreise ab, d.h. sie bekommen im Falle der Energieabnahme noch eine zusätzliche Vergütung vom ÜNB. Die MOL für negative Sekundärregelleistung entsteht demnach durch eine absteigende Sortierung der Arbeitspreise. Anbieter mit den höchsten Arbeitspreisen haben also in diesem Fall die meisten Chancen, dass ihre vorgehaltene negative Leistung in Anspruch genommen wird.[6]

Sekundärregelleistung wird in Deutschland durch Dampfkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke geliefert. Dampfkraftwerke müssen sich dabei im Netzbetrieb befinden. [7]

3.1.3. Minutenreserve

Auch die Sekundärregelleistung muss nach einer Störung im Stromnetz möglichst bald wieder freigestellt werden, um für einen eventuellen neuen Störfall wieder bereitzustehen. Innerhalb von 15 Minuten sollte daher die Minutenreserveleistung (MRL) aktiviert sein. Diese Minutenreserveleistung

dient außerdem zum Ausgleich sehr großer Leistungsungleichgewichte. Ihr Abruf erfolgt ebenfalls automatisch über die ÜNB.

Nach Abruf durch den ÜNB muss der Anbieter die geforderte Leistung innerhalb von 15 Minuten erbringen können und nach Beendigung des Abrufs innerhalb von 15 Minuten wieder zurückfahren. Die Mindestangebotsgröße beträgt 5 MW, eine Poolung von Anlagen ist möglich, auch in verschiedenen Regelzonen. [6] Die Erbringung der Minutenreserveleistung erfolgt nach einem Fahrplan, welcher in 15-Minutenblöcke eingeteilt ist.

Die Beschaffung der Minutenreserveleistung erfolgt analog zur Beschaffung der Sekundärregelleistung, jedoch täglich für den Folgetag. Es werden für jeden Tag sechs vierstündige Zeitkorridore ausgeschrieben. Die Sortierung der Angebote und damit Erteilung der Zuschläge erfolgt nach dem gleichen Prinzip wie bei der Sekundärregelung über MOL-Listen. [6]

Minutenreserveleistungen werden durch Dampfkraftwerke, hydraulische Kraftwerke und Gasturbinenkraftwerke erbracht. [7]

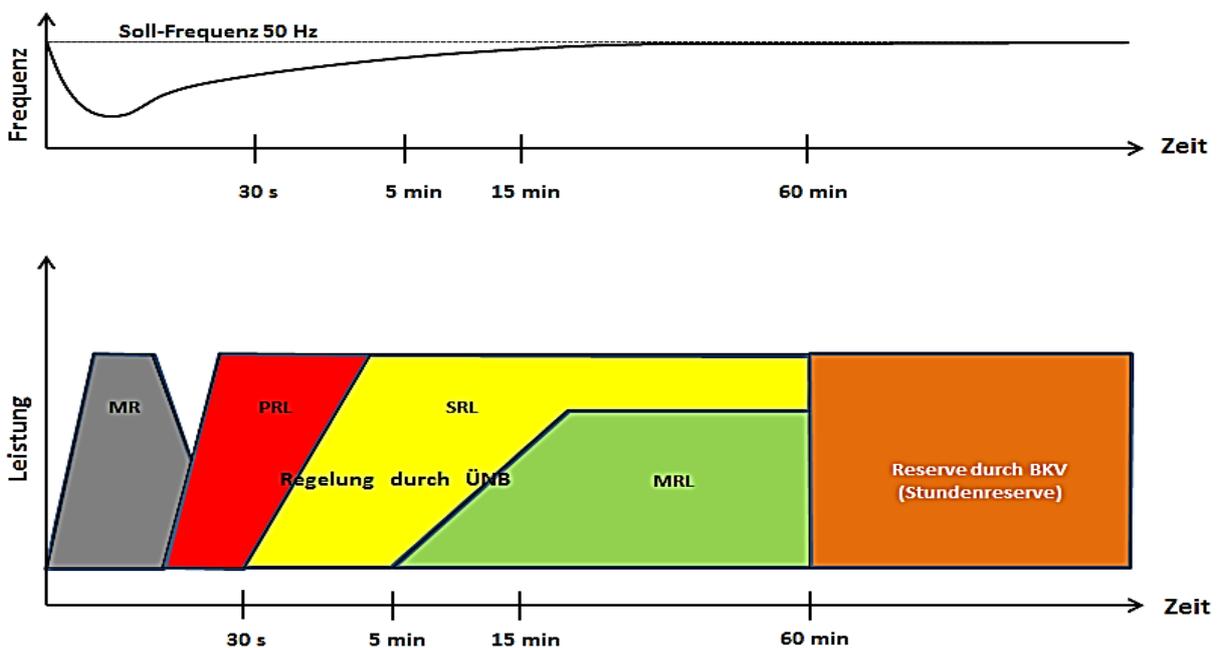
Dauert eine Störung länger als eine Stunde, wird der Bilanzkreisverantwortliche (BKV), in dessen Bereich die Störung aufgetreten ist zur Aktivierung seiner Stundenreserve aufgefordert.

Die nachfolgende Graphik zeigt das Zusammenwirken der Regelenergiearten mit der Netzfrequenz:

Tabelle 1: Übersicht Regelleistungs- und Regelenergiearten Stromversorgung [Eigene Darstellung]

	Primärregelung	Sekundärregelung	Minutenreserve
Leistungsblock min.	1 MW	5 MW (Pooling möglich)	5 MW (Pooling möglich)
Aktivierungszeit bis P max.	30 s	5 min	15 min
Abzusichernde Arbeitszeit	15 min	4 h	4 h
Ausschreibungszeitraum	1 Woche	1 Woche	1 Tag
Ausschreibungshäufigkeit	Wöchentlich	Wöchentlich	täglich
Vergütung	Leistung	Leistung + Arbeit	Leistung + Arbeit

Abbildung 1: Zeitlicher Einsatz der unterschiedlichen Regelleistungsarten [6] , Eigene Darstellung



3.2. Ökonomische Grundlagen

Der im vorherigen Abschnitt beschriebene Mechanismus der Regelleistungsbereitstellung kommt immer dann zum Tragen, wenn im Stromnetz ein Leistungsungleichgewicht herrscht. Neben technischen Ursachen kann dafür aber auch eine fehlerhafte Abstimmung von Erzeugungsleistung und Verbraucherleistung die Ursache sein.

Die deutschen Regelzonen sind in viele Bilanzkreise (BK) unterteilt. Alle Erzeuger und Verbraucher sind einem Bilanzkreis zugeordnet. Damit ist allerdings weniger eine räumliche Zuordnung gemeint. Die Bilanzkreise werden üblicherweise Stromanbietern, Stromhändlern oder Energieversorgungsunternehmen zugeordnet. In jedem Bilanzkreis gibt es einen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Dieser hat nach §4 StromNZV die Aufgabe, für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisung und Entnahme in seinem Bilanzkreis innerhalb jeder Viertelstunde zu sorgen. [8] Außerdem trägt er die wirtschaftliche Verantwortung als Schnittstelle zwischen Netznutzer und ÜNB für Abweichungen in seinem Bilanzkreis.

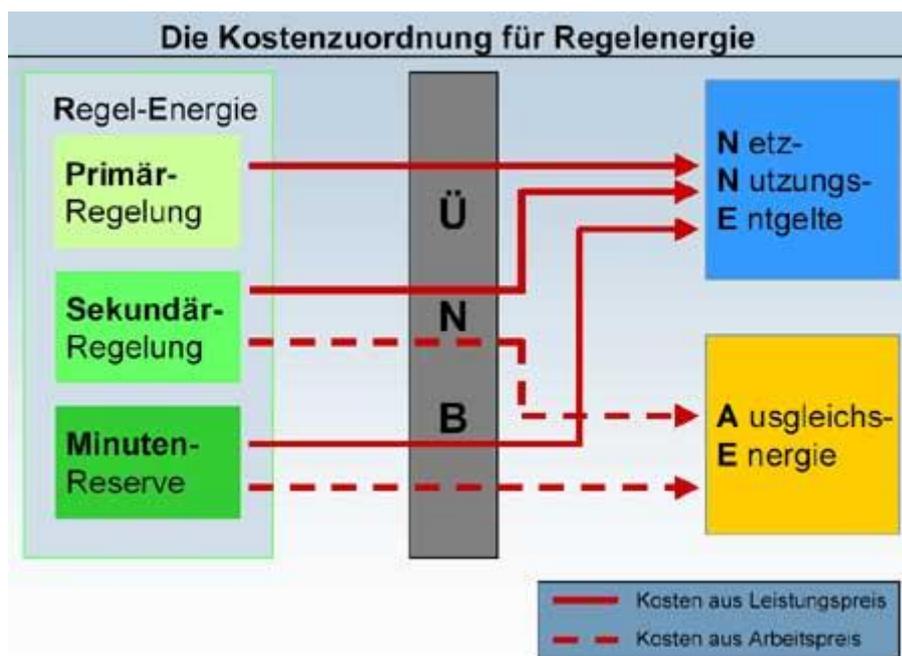
Für jeden Tag hat der BKV einen ausgeglichenen Fahrplan bis auf die Viertelstunde genau zu erstellen und einen Tag vorher beim ÜNB anzumelden. Dabei kann auch der Austausch mit anderen Bilanzkreisen festgelegt werden.

Am Liefertag kann der BKV seinen Fahrplan auch immer noch anpassen, um auf kurzfristige Änderungen zu reagieren. Gelingt ihm das jedoch nicht oder nur teilweise, kommt es zur sogenannten Bilanzkreisabweichung. Diese Abweichung muss physikalisch durch die Regelenergie ausgeglichen werden. Man bezeichnet daher diese Energie abrechnungstechnisch auch als Ausgleichsenergie.

Der ÜNB, der diese Ausgleichsenergie bereitgestellt hat, stellt diese dem BKV in Rechnung. Berechnet wird aber nur die SRL und MRL. Die Vorhaltung der PRL gilt als Systemdienstleistung und wird über die Netznutzungsentgelte abgerechnet. [9]

Die nachstehende Abbildung zeigt schematisch die Kostenzuordnung und Abrechnung für Regel- und Ausgleichsenergie.

Abbildung 2: Kostenzuordnung für Vorhaltung und Nutzung von Regelenergie [10]



3.3. Strommarkt

Strom kann in Deutschland in einem liberalisierten Markt vermarktet, gehandelt und beschafft werden. Es handelt sich sozusagen um eine Handelsware, die dem freien Wettbewerb von Angebot und Nachfrage unterliegt. Eine gewisse Markt- und Preistransparenz bietet hierfür die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig. Geschäfte kommen entweder dort zustande oder direkt zwischen Marktpartnern bilateral (OTC-over the counter).

Strom kann sowohl als Terminprodukt als auch als Spotmarktprodukt gehandelt werden, insofern unterscheidet sich dieses Geschehen nicht von anderen Börsen, bzw. Warenterminbörsen. [11]

3.3.1. Terminmarkt

Der Terminmarkt für Strom bildet die Grundlage für den Strombezug eines Stromanbieters (der gleichzeitig auch Bilanzkreisverantwortlicher ist), eines Stromhändlers oder auch eines Unternehmens, das den Strom selbst einkauft. Die Marktteilnehmer sichern sich langfristig gegen Preisschwankungen in der Zukunft ab. Es gibt verschiedene Produkte mit Laufzeiten von einer Woche, einem Monat, einem Quartal oder einem Jahr. Alle Produkte werden als Base- und Peak-Produkte gehandelt. Damit werden die unterschiedlichen Tageszeiten beschrieben. Base-Produkte bilden den Tageszeitraum von 0-24 Uhr ab, Peak-Produkte von 8-20 Uhr. Die Handelszeiträume reichen von einer Woche bis 6 Jahren. [11][12]

Die Preise für alle Produkte des Terminmarktes werden auf der Website der EEX permanent veröffentlicht.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die handelbaren Produkte:

Tabelle 2: EEX Terminmarktprodukte [12]

	Phelix Week Future	Phelix month future	Phelix quartal future	Phelix year future
Lieferzeit	1 Woche	1 Monat	3 Monate	1 Jahr
Handelszeitraum	Aktuelle Woche und 4 folgende Wochen	Aktueller Monat und 9 folgende Monate	11 zukünftige Quartale	6 zukünftige Jahre

3.3.2. Spotmarkt

Wie bereits ausgeführt, ist der Stromanbieter als Bilanzkreisverantwortlicher dafür verantwortlich, dass Stromeinspeisung und Stromentnahme für seinen Bilanzkreis immer nahezu deckungsgleich sind. Da seine Kunden in der Regel unterschiedliche Lastprofile aufweisen – also individuell zu verschiedenen Zeiten des Jahres oder Tages unterschiedliche Mengen an elektrischer Energie benötigen- kann er sich dafür über den Terminmarkt so weit wie möglich die entsprechenden Produkte im Voraus beschaffen.

Allerdings kommt es auch bei vielen Kunden immer wieder zu Abweichungen von diesem Lastprofil, dafür gibt es unterschiedliche Gründe. Es wird dann mehr oder weniger Strom benötigt. Um möglichst wenig Regel – und Ausgleichsenergie über den ÜNB anfordern zu müssen, kann der BKV die fehlenden oder überschüssigen Mengen über den Spotmarkt an der EEX oder EPEX (European Power Exchange) kaufen, bzw. verkaufen. Dafür hat er zwei Möglichkeiten: die Day-Ahead-Auktionen und den Intraday-Handel.

Day-Ahead-Auktionen finden an jedem Tag der Woche um 12.00 Uhr statt. Hier kann Strom für jede Stunde des folgenden Tages gehandelt werden.

Der Intraday-Handel an der EPEX bietet eine noch kurzfristigere Möglichkeit zur Anpassung von Stromlieferung und –abnahme durch die Marktteilnehmer. Strom kann für Einzel- oder Viertelstunden gehandelt werden und zwar bis 45 Minuten vor Lieferung.

Die Preise für alle Produkte des Spotmarktes werden auf den Websites der EEX und EPEX permanent veröffentlicht. [11] [12]

3.4. Bilanzkreismanagement

Stromanbieter sind jeden Tag dafür verantwortlich, dass ihr Bilanzkreis ausgeglichen ist. Aus den vorliegenden Lastprofilen seiner Kunden und den dafür eingekauften Produkten am Termin – und Spotmarkt hat er langfristig, mittelfristig und kurzfristig seine Fahrpläne zu erstellen und dem ÜNB mitzuteilen. Außerdem kann er am Tag des Geschehens immer noch selbst Korrekturen vornehmen, wenn es notwendig ist.

Da alle Lastgänge jedoch auf Prognosen beruhen, kommt es im tagtäglichen Betrieb immer wieder zu Bilanzkreisabweichungen, die die ÜNB dann, wie beschrieben, ausgleichen müssen.

Die für Regel- und Ausgleichsenergie aus der SRL und MRL entstehenden Kosten muss der Stromhändler als gleichfalls BKV in seinen Strompreis im Vorhinein einkalkulieren, er trägt dafür das wirtschaftliche Risiko.

3.4.1. Bilanzkreise und EEG

Die Stromeinspeisung von Anlagen innerhalb einer Regelzone, die nach dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) vergütet werden, wird in speziellen EEG-Bilanzkreisen zusammengefasst. Verantwortlich für diese Bilanzkreise sind seit 2010 die ÜNB. Sie müssen einen täglichen Fahrplan für die Einspeisung aus EE-Anlagen erstellen.

Die eingespeisten Mengen müssen über den Spotmarkt in Day-Ahead-Auktionen und im Intraday-Handel verkauft werden. Untertägige Fahrplanabweichungen werden über den Intraday-Handel ebenfalls ausgeglichen. Der aus den EE-Anlagen eingespeiste Strom wird also zu Marktpreisen verkauft, d.h. dass diese Anlagen einen unmittelbaren Einfluss auf die tägliche Preisbildung am Spotmarkt haben. Im Extremfall kann es dazu kommen, dass damit an der Strombörse negative Strompreise am Spotmarkt entstehen. [13] Dies war beispielsweise am ersten und zweiten Weihnachtstag 2012 der Fall. Zu Weihnachten wird in Deutschland wenig Strom verbraucht, da die Industrie in vielen Fällen ihre Produktion unterbricht. Gleichzeitig zog aber ein Sturmtief über Deutschland, so dass die Stromeinspeisung aus Windenergieanlagen erheblich anstieg. Ähnliche Situationen hat es auch schon im Sommer 2012 an Sonntagen gegeben. Dann wird üblicherweise wenig Strom verbraucht, aber die Photovoltaikanlagen (PVA) produzieren trotzdem viel Strom.

Die ÜNB tragen aber kein wirtschaftliches Risiko für die Preisdifferenzen zwischen der Zahlender Vergütung für die Betreiber von EE-Anlagen und den zu erzielenden Erlösen am Spotmarkt. Diese Differenz wird über die EEG-Umlage auf die Stromlieferanten und von dort weiter auf die Verbraucher abgewälzt. [14]

3.5. Direktvermarktung von EEG-Anlagen

Neben dem EEG-Vergütungsmodell, bei dem Betreibern von EE-Anlagen ein gesetzlich festgelegter Vergütungssatz gezahlt wird, kann dieser Strom auch direkt in Eigenregie vermarktet werden und zwar

a) im Marktprämienmodell: Die Höhe der jeweiligen Marktprämie ergibt sich als Differenz zwischen der für jede Energieform festgelegten Vergütung für Energie aus Wind, Sonne usw. und dem monatlich ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis für Strom. Dieser wird bei Wind- und PV-Strom um einen

Wertigkeitsfaktor korrigiert, der den jeweiligen Marktwert an der Börse widerspiegelt. Dieser Strom wird an der EPEX gehandelt. Darüber hinaus werden mit einer zusätzlichen anlagenspezifischen Managementprämie u. a. die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern ausgeglichen. [15] Die gesamte Prämie wird von dem Netzbetreiber kalendermonatlich und rückwirkend gezahlt.

b) als Grünstromprivileg: Betreiber, die ihren Strom direkt an Stromhändler oder andere Großabnehmer vermarkten, werden von der EEG-Umlage befreit. Der vereinbarte Preis fällt also niedriger aus.

c) als Direktvermarktung ohne Vergünstigungen oder Prämien ohne die gesetzlichen Einschränkungen, die bei den beiden anderen Modellen gelten.

Direkt ab seiner Einführung im Januar 2012 erfuhr das Marktprämienmodell eine starke Nutzung durch Anlagenbetreiber und Drittvermarkter. Im März 2013 wurde in Deutschland bereits eine Gesamtleistung von 30.229 MW über das Marktprämienmodell vermarktet. Am beliebtesten war das Modell bei Wind-Anlagenbetreibern (24.337 MW), gefolgt von Photovoltaik-Anlagenbetreibern (2.854 MW) und Biomasse-Anlagenbetreibern (2.242 MW). [16]

4. Problembeschreibung

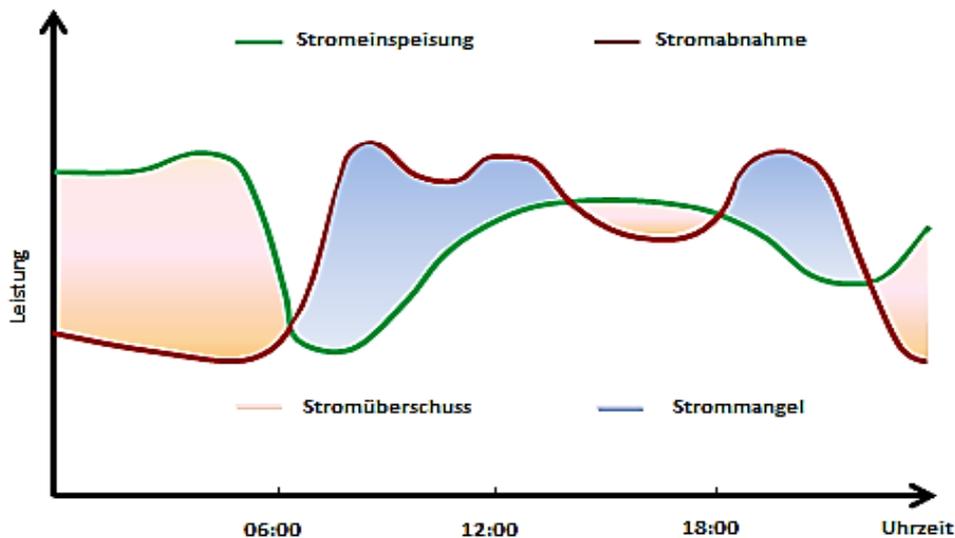
4.1. Optimierung des Energiesystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien

Die vorhergehenden Ausführungen über die technischen und ökonomischen Grundlagen der Strombeschaffung haben gezeigt, wie kompliziert die Zusammenhänge zwischen physischer Erzeugung und Abnahme auf der einen Seite und des Ein- und Verkaufs auf der anderen Seite sind.

Bis zur Jahrtausendwende war die Situation noch eine andere: Zum einen waren Erzeugung, Verteilung und Vermarktung in einer Hand, zum anderen wurde elektrische Energie nur über fossile Kraftwerke bereitgestellt, deren Fahrweise sich einzig und allein an dem Bedarf der Abnahmeseite orientierte. Inzwischen ist der Strommarkt liberalisiert - was die Akteure nicht unbedingt vor erhebliche Probleme stellt - , vor allem aber nimmt die Einspeisung aus EE-Anlagen kontinuierlich zu. Diese haben aber, mit Ausnahme der Biomasse, die Eigenschaft, dass sie den Strom nicht immer dann produzieren, wenn er gebraucht wird sondern je nach Wetterlage mehr oder weniger Menge produzieren. Man spricht in diesen Zusammenhang bei Wind- und Sonnenenergie auch von fluktuierenden Energieträgern.

Man ist anzunehmen, dass die Ungleichgewichte im Stromnetz mit einem steigenden Anteil von EE-Anlagen zunehmen. Die folgende Abbildung zeigt ein Beispiel für einen 24-Stunden-Tag bei einer 100% igen Versorgung mit EE-Strom.

Abbildung 3: Stromeinspeisung durch fluktuierende Energieträger und Stromabnahme im Zeitalter einer 100%- igen Stromversorgung aus erneuerbaren Energien innerhalb eines Tages [Eigene Darstellung]



Die rote Linie zeigt die Verbrauchslinie (das Lastprofil) an. Die Leistung schwankt im Laufe des Tages. In der Nacht ist in aller Regel die Leistungsanforderung geringer als am Tag. Das Angebot an Strom wird bestimmt durch das Angebot an Sonnen- und Windenergie. Zeitweise ist damit zu viel Strom im Netz, hier z.B. in der Nacht, zeitweise auch zu wenig. Die aufgezeigte Situation wird in der Zukunft immer öfter vorkommen. Dabei handelt es sich hier lediglich beispielhaft um einen Tag. Denkbar sind aber auch Szenarien, in denen eine Über- oder Unterdeckung mit elektrischer Energie sich über mehrere Tage oder, im Extremfall, Wochen hinzieht.

Die Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung unter den hier aufgezeigten Bedingungen ist eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Ziel muss es sein, dass Deutschland in Zukunft bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten

Volkswirtschaften der Welt wird. Ein hohes Maß an Versorgungssicherheit, ein wirksamer Klima- und Umweltschutz sowie eine wirtschaftliche und bezahlbare Energieversorgung sind zugleich zentrale Voraussetzungen, dass Deutschland auch langfristig ein wettbewerbsfähiger Industriestandort bleibt.

Eine wesentliche Herausforderung zur Gewährleistung des erfolgreichen Ausbaus der Nutzung erneuerbarer Energien ist deren technisch und wirtschaftlich tragfähige Integration in das Energiesystem, das dafür zielgerichteter, nachhaltiger Anpassungen bedarf. Das zukünftige Energiesystem muss flexibel auf Schwankungen zwischen Stromangebot und -nachfrage reagieren können.

Die Verfügbarkeit flexibler Kraftwerke unter Berücksichtigung netzgeographischer Anforderungen als zentrale und dezentrale Stromerzeuger, der Ausbau der Stromnetze sowie ein an die Veränderungen angepasstes intelligentes Stromnetz einschließlich einer Flexibilisierung der Nachfrageseite unter Einsatz steuerbarer Lasten müssen die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in geeigneter Art und Weise unterstützen. Darüber hinaus werden zukünftig Technologien und Systemlösungen zur Energiespeicherung in ausreichendem Umfang benötigt, um:

- überschüssigen Strom bei Bedarf mit gesicherter Leistung aufnehmen und die Energie speichern zu können,
- Strom aus gespeicherten Quellen gesichert zur Verfügung zu stellen,
- flexibel Regelenergie bereitzustellen,
- weitere Systemdienstleistungen zur Stabilisierung der Stromnetze zu erbringen und
- eine übergreifende Optimierung des Energiesystems unter Einbeziehung der Sektoren Strom- und Wärmeversorgung sowie Verkehr (Mobilität) zu ermöglichen.

Besondere Bedeutung kommt der Entwicklung und Implementierung wirtschaftlich tragfähiger Technologien zur Langzeitspeicherung für die Überbrückung längerfristiger, dargebotsabhängiger Schwankungen in der Stromerzeugung zu. Es besteht bereits heute Handlungsbedarf, im Hinblick auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien geeignete Speichertechnologien (weiter-) zu entwickeln und wirtschaftlich attraktiv zu gestalten. Hierfür bedarf auch es der Weiterentwicklung bzw. Anpassung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, um die wirtschaftliche Erbringung von Systemleistungen durch Energiespeicher zukünftig im Wettbewerb zu ermöglichen.

Das Umweltbundesamt hat im Jahr 2010 in einer umfassenden Studie dargestellt, wie eine 100%- ige Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2050 technisch aussehen könnte. [17]

Dabei wurden drei Szenarien unterschieden:

- a) Regionenverbund: Alle Regionen Deutschlands nutzen ihre Potentiale der erneuerbaren Energien weitgehend aus. Es findet ein deutschlandweiter Stromaustausch statt. Importe aus Nachbarstaaten gibt es nur um geringen Umfang.
- b) International-Großtechnik: Alle Regionen Europas nutzen die Potentiale der erneuerbaren Energien aus und tauschen Strommengen über ein interkontinentales Stromnetz, verbunden mit Speicherkraftwerken, aus.
- c) Lokal-Autark: Kleinräumige, dezentrale Strukturen werden autark mit Strom versorgt. Dafür werden die lokal verfügbaren Potentiale der erneuerbaren Energien möglichst weitgehend genutzt. Alle Möglichkeiten zur Effizienzspeicherung werden genutzt. Strom wird nicht importiert. Es handelt sich dabei im Grunde um ein Inselnetz.

In der vorliegenden Arbeit wird der LK Harburg als lokal-autarkes Gebiet der Variante c) betrachtet und dann die Frage gestellt, ob diese Variante technisch und wirtschaftlich möglich ist oder ob eher ein Regionenverbund der Variante a) notwendig wäre.

4.2. Das Erdgasnetz in Deutschland – ein Speicher für regenerativen Strom

Die Bundesregierung strebt in ihrem Energiekonzept 2010 einen Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in Höhe von 80 Prozent bis 2050 an. [18] Für entsprechende EE-Anteile im Stromsektor in Deutschland wird gemäß aktueller Untersuchungen eine Speicherkapazität von 80-210 TWh_{el.} erforderlich [19], während heute eine Speicherkapazität in Höhe von lediglich rund 0,04 TWh_{el.} im deutschen Stromsystem verfügbar ist. [20] Darüber hinaus begrenzt bereits heute die Kapazität der Stromnetze in Deutschland die zügige Systemintegration der erneuerbaren Energien. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der langwierigen Prozesse zum Ausbau der Stromnetze werden mittel- und langfristig ergänzende Strategien und Technikkonzepte zur Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien benötigt, die den unabweislich erforderlichen Netzausbau in geeigneter Weise flankieren können. Einen Baustein auf dem Weg in das Energiezeitalter nach 2020 stellt die Speicherung von Strom im Erdgasnetz mit Hilfe des Konzepts EE-Methan, auch genannt Power-to-Gas (PTG), dar. In Regionen mit hohem Anteil an Windenergie und geringer Last besteht bereits heute entsprechender Bedarf zur Integration von überschüssigem Windstrom.

Der Energieträger Gas kann ein Problemlöser für das Energiesystem der Zukunft sein und durch die Systemlösung EE-Methan, bzw. PTG dazu beitragen, die Stromnetze im Kontext des angestrebten Ausbaus der erneuerbaren Energien zu entlasten, ersetzt jedoch den geplanten und dringend benötigten Netzausbau in keiner Weise. Für Erdgas stehen jetzt schon große Speicherkapazitäten zur Verfügung: durch das Erdgasnetz, aber auch durch bestehende Erdgasspeicher in Deutschland. Specht gibt die Kapazität mit 217 TWh_{th.} an. [20] Erweiterungen bzw. Neubauten sind angekündigt. In flexiblen Gaskraftwerken kann dann eine effiziente und bedarfsgerechte Stromerzeugung erfolgen.

Angesichts der bereits heute existierenden Gasspeicher- und -transportinfrastruktur kann die Speicherung von Strom im Erdgasnetz langfristig eine wichtige Option für die Integration großer Strommengen aus fluktuierender Erzeugung darstellen und somit einen relevanten Beitrag zu einer gesamtwirtschaftlichen Optimierung des Energiesystems unter Erreichung der CO₂-Minderungsziele leisten. Gas ist damit eine wichtige Säule für eine stabile, zukunftsfähige Energieversorgung.

4.3. Power-To-Gas (PTG) – ein zukunftsreicher Lösungsansatz

Mit Hilfe der Systemlösung PTG wird regenerativ erzeugter Strom mit Hilfe der Wasserelektrolyse zunächst in Wasserstoff (H₂) umgewandelt. Dieser kann direkt oder als EE-Methan über den weiteren Schritt der Methanisierung in das Erdgasnetz eingespeist und so gespeichert werden.

PTG kann wesentliche Beiträge zur Optimierung des Energiesystems mit hohem Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erbringen. Dies trägt in der Gesamtheit dazu bei, die Versorgungssicherheit und eine hohe Versorgungsqualität in Deutschland zu gewährleisten durch:

- Glättung der Residuallast für konventionelle Kraftwerke durch energetisch sinnvolle Nutzung und Speicherung überschüssigen regenerativen Stroms im Erdgasnetz,
- Zusammenbringen dargebotsabhängiger Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien mit dem Energieverbrauch,
- Nutzung zusätzlicher Integrationspfade für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als Komplementär zum Aus- und Umbau der Stromnetze.

Die Systemlösung PTG verfolgt die Zielsetzung, das bestehende Erdgasnetz als Großspeicher für den Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland technisch sowie langfristig auch wirtschaftlich nutzbar zu machen. PTG kann ein wichtiges Element in einem zukunftsfähigen Energiesystem sein. Es ist aber nicht die einzige Lösung: Das unter technisch-wirtschaftlich Gesichtspunkten optimierte Zusammenwirken der verfügbaren Speichertechnologien (z.B. Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher, Batterien und Wasserstoffspeicher) für die verschiedenen

Speicheraufgaben wie Kurzzeit- und Langzeitspeicherung in Verbindung mit einem forcierten Ausbau der Stromnetze ist für einen erfolgreichen Weg in das Zeitalter der regenerativen Energienutzung notwendig. Für die Langzeitspeicherung von Strom aus EE in Deutschland kommen nach dem heutigen Stand der Technik nur chemische Energieträger wie z.B. Wasserstoff (H_2) und EE-Methan infrage. Das Potenzial an Pumpspeichern hingegen als Langzeitspeicher ist mit Blick auf die Ausbauziele der Windenergie begrenzt und wird den immensen zukünftigen Speicherbedarf technisch und wirtschaftlich nicht decken können.

H_2 kann dem Erdgas innerhalb zulässiger Grenzen beigemischt werden, wobei die Herausforderung darin besteht, trotz volatiler Speicherleistung eine gleichbleibende Qualität im Gasnetz zu erreichen. EE-Methan stellt ein Austauschgas dar, dessen Qualität identisch mit dem Gas im Netz ist und ohne Einschränkungen überall in das Netz eingespeist werden kann. Die Nutzung des EE-Methans unterliegt den gleichen Bedingungen wie herkömmliches fossiles Erdgas. Das heißt, das synthetisch erzeugte Erdgas kann bei Bedarf in Klein- und Großkraftwerken wieder rückverstromt werden oder aber als Treibstoff im Kraftfahrzeugverkehr und zur Wärmeversorgung zum Einsatz kommen. Die Herausforderung besteht in der technischen und wirtschaftlich tragfähigen Umsetzung. Die Herstellungs- und Nutzungskette für H_2 und EE-Methan in den vielfältigen Anwendungsprozessen sollte technisch und ökonomisch so effizient wie möglich erfolgen.

Beide Optionen – die Einspeisung von H_2 und von EE-Methan in das vorhandene Erdgasnetz – sind parallel weiterzuverfolgen. Zielsetzung muss es sein, das Konzept PTG im Hinblick auf die Steigerung der Energie- und Kosteneffizienz weiterzuentwickeln, so dass der Einsatz entsprechender Lösungen unter Nutzung von Transport- und Verteilnetzebenen im deutschen Erdgasnetz oder in existierenden H_2 -Pipelinesystemen in direkter Nähe der Standorte der regenerativen Stromerzeugung möglich wird.

4.4. Handlungsempfehlungen

Im Hinblick auf die zu lösende Fragestellung der Technologieentwicklung stehen insbesondere laut der Deutschen Energieagentur (DENA) die nachfolgenden Aspekte im Fokus:[21]

- „Für die Langzeitspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland kommen nach dem heutigen Stand der Technik nur chemische Energieträger wie z.B. H_2 und synthetisches Erdgas (CH_4) infrage.
- Beide Optionen – die Einspeisung von H_2 und von synthetischem CH_4 (EE-Methan) in das vorhandene Erdgasnetz – sind parallel weiterzuverfolgen.
- Derzeit ist ein maximaler Volumenanteil von 5 Prozent H_2 im Erdgasnetz regelkonform. Aktuelle Forschungsergebnisse deuten darauf hin, dass dieser Anteil mittelfristig auf bis zu 15 Prozent erhöht werden könnte. Die Erforschung und Festlegung unbedenklicher Grenzwerte für die Beimischung von H_2 in das Erdgasnetz, v.a. unter Berücksichtigung eines einheitlichen Qualitätsstandards als Grundlage für optimierte Anwendungstechnologien und den Gasnetzbetrieb, sind für die Implementierung von EE-Methan, bzw. PTG notwendig.
- Der Fokus für die weitere Forschung und Entwicklung muss auf die Aspekte Systemeinbindung („System EEErzeuger, Wasserelektrolyseure, Gas- und Stromnetz“), Dynamik, Senkung der Investitionskosten, Lebensdauer und Effizienzsteigerung der entsprechenden Anlagen gelegt werden.
- Langzeittests für die Methanisierung werden benötigt. Dabei sollte eine Modularisierung der benötigten Anlagen vorangetrieben werden und eine Schnittstellendefinition der Kernkomponenten und aller Anlagensubsysteme erfolgen.
- Die Normierung und Zulassung elektrolytischer Wasserstoff-Erzeugungsanlagen sowie von Methanisierungsanlagen sind erforderlich, um eine Inbetriebnahme und Erprobung an konkreten Standorten im deutschen Energiesystem zu ermöglichen. Um eine ökonomisch tragfähige Erschließung der Systemlösung PTG zu ermöglichen, bedarf es der Gewährleistung geeigneter Rahmenbedingungen“.

5. Möglichkeiten der Stromspeicherung

Grundsatz: Bei der Speicherung von Energie, egal in welcher Form, gilt immer der 2. Hauptsatz der Thermodynamik. Das bedeutet, dass sich lediglich ein Teil der gespeicherten Energie in nutzbare Arbeit umformen lässt (Exergie). Ein anderer Teil lässt sich nicht in Arbeit umwandeln (Anergie) und ist damit nicht mehr nutzbar (in diesem Fall als Strom).

Elektrische Energie selbst kann man nicht unmittelbar speichern, weil es sich beim elektrischen Strom um die Bewegung von Elektronen handelt. Man muss die Energie immer in andere Energiearten umwandeln und bei Bedarf zurückwandeln. Jede Wandlung ist mehr oder weniger verlustbehaftet und der Speicher verliert im Laufe der Zeit selbst Energie. Die Summe aller Einzelverluste kann erheblich sein und das Verfahren unwirtschaftlich machen.

Die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens steht bei der Energiespeicherung meist im Vordergrund, also die Investitions- und Betriebskosten der Anlage und der Gesamtwirkungsgrad, der die Verluste bei Umwandlung und Speicherung umfasst.

Allerdings geht es heute nicht mehr nur um ökonomische Fragen sondern auch um die Frage der Umweltverträglichkeit, sowohl was den Nutzen als auch den Schaden einer Speichertechnologie angeht, die im Hinblick auf den vermehrten Einsatz von Wind- und Sonnenstrom notwendig wird.

Im Folgenden werden einige Speichermöglichkeiten für Strom vorgestellt und hinsichtlich ihrer Technik, Ökonomie und politisch/gesellschaftlichen Akzeptanz bewertet.

5.1. Pumpspeicherkraftwerk

Ein Pumpspeicherkraftwerk ist eine besondere Form eines Speicherkraftwerkes und dient der Speicherung von elektrischer Energie durch Umwandlung in potentielle Energie von Wasser. Ein Pumpspeicherwerk ist kein Kraftwerk im herkömmlichen Sinn, weil es keinen Strom erzeugt, sondern immer Strom, wegen der mit der Zwischenspeicherung verbundenen Wirkungsgradverluste, verbraucht. Es ist ein zur Netzregelung notwendiger Stromverbraucher.

Zu Zeiten, in denen ein "Überschuss" an elektrischer Energie vorhanden ist (in der Regel nachts), wird Wasser über Pumpen durch Rohrleitungen in ein hochgelegenes Speicherbecken (Oberbecken) gepumpt. Dieses Becken ist entweder natürlichen Ursprungs oder entsteht durch Aufstauen durch eine Staumauer oder einen Staudamm. Es gibt Oberbecken, die ausschließlich durch Wasserpumpen gefüllt werden und solche, die auch durch natürlichen Zufluss gespeist werden.

Die Höhe der Speicherkapazität ist grundsätzlich abhängig von der speicherbaren Wassermenge und dem nutzbaren Höhenunterschied zwischen Oberbecken und der Turbine. Auch verrohrte Strecken unterhalb der Turbine bis zum Auslauf sind für die Turbine nutzbar. Bei reinen Pumpspeicherwerken ist die Speicherkapazität meist so ausgelegt, dass die Generatoren ca. 4 bis 8 Stunden unter Vollast Strom produzieren können.

Kennzeichen eines Pumpspeicherkraftwerkes ist der reversible Anlagenbetrieb. Eine Turbine, ein Motor-Generator und eine Pumpe sind auf einer Welle montiert und bilden eine Einheit, die zwei Betriebsarten hat: bei Strombedarf arbeitet der Motor-Generator als Generator und liefert, von der Turbine angetrieben, elektrischen Strom. Das Wasser fließt dabei vom Ober- ins Unterbecken und liefert die Antriebsleistung. Bei Überschuss an elektrischer Leistung im Stromnetz arbeitet der Motorgenerator als Elektromotor und treibt die Pumpe an, welche das Wasser wieder in das Oberbecken pumpt. Die Fähigkeit der Pumpspeicherkraftwerke, sowohl Energie aufzunehmen als auch abzugeben wird zur Regelung des Stromnetzes genutzt. In Deutschland ist eine Pumpspeicherleistung von etwa 6 GW installiert. [22] Die Kraftwerke sind für eine Stromlieferung von täglich 4–8 Stunden ausgelegt. Daraus ergibt sich eine Gesamtspeicherkapazität von etwa 40 GWh.

Die Leistung steht bei Bedarf innerhalb von Minuten zur Verfügung und kann in einem weiten Bereich flexibel geregelt werden. Dies ist ein Vorteil gegenüber konventionellen thermischen Kraftwerken, deren Leistung sich nur im Bereich von mehreren Stunden anpassen lässt. Diese Regelenergie wird sowohl zum Abfangen von Bedarfsspitzen als auch zum Abfangen plötzlicher Verbrauchseinbrüche eingesetzt.

Bei niedrigem allgemeinen Energiebedarf und folglich niedrigen Strompreisen fungiert der Generator als stromverbrauchender Motor und pumpt Wasser in das Oberbecken. Mit diesem Wasser wird in Spitzenzeiten des Stromverbrauchs Strom produziert, der notwendig ist, um die Stromversorgung nicht kollabieren zu lassen und entsprechend teuer verkauft wird. Wenige Minuten nach der Anforderung von der Verteilerzentrale kann so ein Speicherkraftwerk stundenlang volle Leistung abgeben. Kein anderes Speicherverfahren kann auch nur annähernd mit den Leistungsgradienten eines Pumpspeicherkraftwerks konkurrieren.

Pumpspeicherkraftwerke nehmen in der Regel täglich eine gleich bleibende Strommenge für den Pumpbetrieb ab. Ihre Existenz sichert dadurch auch einen Teil der wirtschaftlichen Risiken thermischer Kraftwerke ab, die so auch nachts praktisch nicht benötigten Strom ins Netz einspeisen können.

Auch durch den weiteren Anstieg der sehr unregelmäßigen Stromproduktion aus Windenergie wird mit einer steigenden Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken gerechnet, da Windenergie zumeist starken zeitlichen Schwankungen unterliegt und deshalb Speichermöglichkeiten benötigt. Problematisch ist, dass zwischen den optimalen Gebieten der Windkraftwerke an der Küste und den Standorten möglicher Pumpspeicherwerke in den Mittelgebirgen einige 100 km liegen, die zurzeit nicht durch leistungsstarke Fernleitungstrassen überbrückt sind.

Grundsätzlich wird in jedem Pumpspeicherkraftwerk mehr Strom zum Hochpumpen benötigt als beim Herunterfließen wieder zurück gewonnen werden kann. Sie sind jedoch zurzeit das großtechnische Verfahren mit dem höchsten Wirkungsgrad, elektrische Energie bei Schwankungen der Nachfrage und des Angebotes zwischen zu speichern. Bei modernen Werken werden zwischen 75 % und 83 % der zugeführten elektrischen Energie wieder zurück gewonnen. [23] Hinzu kommen noch geringe Leitungsverluste für Hin- und Rücktransport der elektrischen Energie.

5.2. Druckluftspeicherkraftwerk

Druckluftspeicherkraftwerke oder Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerke werden auch kurz Luftspeicher-Kraftwerke oder nach der englischen Bezeichnung Compressed Air Energy Storage, abgekürzt CAES-Kraftwerke, genannt. Weltweit werden bislang nur zwei Kraftwerke dieses Typs betrieben, in Deutschland und in den USA.

Ein Druckluftspeicherwerk ist wie das Pumpspeicherkraftwerk kein Kraftwerk im herkömmlichen Sinn, weil bei der Einspeicherung der Druckluft mehr Energie aufgewandt werden muss, als bei der Entspannung frei wird, so dass brutto Energie "verbraucht" wird. Es ist ein zur Netzregelung verwendeter Energiespeicher.

Ein Druckluftspeicherkraftwerk ist prinzipiell ein Gasturbinenkraftwerk, das Spitzenlastenergie bereitstellt. Im Unterschied zu einem für den gleichen Einsatzzweck entwickelten Pumpspeicherkraftwerk nutzt ein Druckluftspeicherkraftwerk die Energie, die in komprimierter Luft steckt. In Schwachlastzeiten wird mit einem elektrisch angetriebenen Verdichter Druckluft in einer unterirdischen Kaverne gespeichert. In Zeiten einer hohen Energienachfrage bei Spitzenlast wird die Druckluft in eine Gasturbine geleitet, die wegen des fehlenden Verdichters ihre volle Leistung an den angekuppelten Generator abgeben kann. Da bei Expansion der Luft wieder Wärme zugeführt werden muss, um eine Vereisung der Turbinen zu vermeiden, wird immer eine Kombination aus Druckluftspeicher und Gasturbinenkraftwerk verwendet. [24] [25]

Ein wesentliches Merkmal eines Druckluftspeicherkraftwerkes – wie auch von anderen Spitzenlast- und Speicherkraftwerken – ist der, dass es sehr schnell ohne fremde Energie gestartet werden kann. Innerhalb von sechs Minuten steht z. B. im Kraftwerk Huntorf der EON eine Leistung von 290 MW zur Verfügung. Diese kann über zwei Stunden abgegeben werden. [26]

Der Wirkungsgrad eines Druckluftspeicherkraftwerkes kann sehr unterschiedlich ausfallen, da zwei verschiedene Inputfaktoren, Gas und Strom, benötigt werden. Diese können nicht ohne weiteres gleichgesetzt werden. Es gibt zwei Auslegungsextreme:

Bei vergleichsweise hohen Gaspreisen könnte man die in der Kaverne komprimierte Luft völlig ohne zusätzliche Zuführung von Wärme aus Gas verstromen. Die Nutzungsgradberechnung dieses Kraftwerks wäre vergleichbar mit der eines Pumpspeicherkraftwerkes. Der Wirkungsgrad liegt aufgrund hoher Verluste, resultierend aus der ungenutzten Verdichtungswärme, deutlich unter 40%.

Bei sehr geringen Gaspreisen könnte man den Kavernendruck senken, um wertvolle elektrische Energie für die Verdichtung einzusparen. Durch die Verbrennung von mehr Gas kann man dieses Defizit durch höhere Turbineneintrittstemperaturen in Grenzen ausgleichen. Allerdings widerspricht das zu einem gewissen Maße dem eigentlichen Verwendungszweck eines Speicherkraftwerks, nämlich Energie zu speichern. [27]

Reale Druckluftspeicherkraftwerke bewegen sich aus technischen Gründen zwischen diesen beiden Extremen. Um 1 kWh elektrischer Energie zu erzeugen, müssen 0,8 kWhel. Energie und 1,6 kWh Gas aufgebracht werden. Daraus folgt ein Wirkungsgrad von 42 %. [28]

Druckluftspeicherkraftwerke könnten in Zukunft eine größere Bedeutung bekommen. Sie können prinzipiell wie Pumpspeicherkraftwerke benutzt werden.

Druckluftspeicher benötigen ausgehöhlte, luftdichte Salzstöcke und sind deshalb ebenso wie Pumpspeicherkraftwerke an geologisch geeignete Standorte gebunden. An der deutschen Nordseeküste gibt es viele Salzstöcke, die ausgespült werden könnten, um dadurch Kavernen für Druckluftspeicheranlagen zu schaffen. Damit könnten sie den Energiespeicherbedarf decken, der bei weiterem Zubau an Windkraftanlagen auftreten wird. [29]

Dabei verspricht man sich angesichts des Ausbaus der Windenergie im kommenden Jahrzehnt vom breiten Einsatz von Speichern eine Verstetigung der schwankenden „dargebotsabhängigen Energieformen“ wie Wind- und Sonnenenergie. Fehlende Windenergie könnte aus den Speichern ergänzt werden, und die kurzzeitigen, aber sehr hohen Produktionsspitzen könnten in die Speicher eingespeist werden, was die Netzverträglichkeit der Windenergie erhöht. Günstig ist dabei, dass sich in der Nähe der gegenwärtigen (Küstenbereich) und künftigen (Nord- und Ostsee) Produktionsschwerpunkte der Windstromproduktion viele geologisch geeignete Stätten befinden.

Die deutlich höheren Nutzungsgrade von Pumpspeicherkraftwerken von etwa 80 % können aber von Druckluftspeicherkraftwerken aus physikalischen Gründen wohl nie erreicht werden. Dennoch bestehen derzeit Bestrebungen sowohl in Deutschland als auch in den USA zum Neubau jeweils mehrerer neuer Druckluftspeicherkraftwerke in Salzstockkavernen als auch in den Hohlräumen stillgelegter Bergwerke.

5.3. Batteriespeicherkraftwerk

Ein Batteriespeicherkraftwerk ist eine Form von Speicherkraftwerk welches zur Energiespeicherung Akkumulatoren auf elektrochemischer Basis verwendet. Im Gegensatz zu üblichen Speicherkraftwerken, wie den Pumpspeicherkraftwerken mit Leistungen bis über 1000 MW, bewegen sich die Leistungen von Batterie-Speicherkraftwerken im Bereich von einigen KW bis in den unteren MW-Bereich - die größten realisierten Anlagen erreichen Leistungen bis zu 36 MW. [30][31]

Batteriespeichersysteme gehören zur Gruppe der chemischen Energiespeicher. Die in einem bestimmten Stoff gebundene innere Energie wird während einer chemischen Reaktion mit einem anderen chemischen Stoff freigesetzt. Die Wirkungsgrade für Batteriespeicher werden allgemein mit 70-80 % angegeben. [24][32]

Batteriespeicherkraftwerke dienen, wie alle Speicherkraftwerke, primär zur Abdeckung von Spitzenlast und in Netzen mit ungenügender Regelleistung auch der Netzstabilisierung. Batteriespeicherkraftwerke im Ausmaß von einigen KWh Arbeitsleistung werden zumeist im privaten Bereich im Zusammenspiel mit ähnlich dimensionierten Photovoltaikanlagen betrieben, um Ertragsüberschüsse tagsüber in ertragsärmere bzw. ertragslose Zeiten am Abend bzw. in der Nacht mitzunehmen.

Der Vorteil von Batterie-Speicherkraftwerken sind die für energietechnische Systeme extrem kurzen Regelzeiten und Startzeiten im Bereich von 20 ms auf Vollast, da keine mechanisch zu bewegenden Massen vorhanden sind. [24] [25] [32] Damit können diese Kraftwerke nicht nur zur Abdeckung von Spitzenleistung im Minutenbereich dienen, sondern auch zur Dämpfung von kurzfristigen Oszillationen im Sekundenbereich. Daher finden sich Anwendungen primär in jenen Regionen, wo elektrische Energienetze an ihrer Kapazitätsgrenze betrieben werden und in der Netzstabilität gefährdet sind. Weitere Anwendung sind Inselnetze, welche nicht mit Nachbarnetzen elektrische Energie kurzfristig austauschen können. Der Nachteil sind die als Verschleißteil ausgelegten Akkumulatoren und die damit verbundenen Kosten, welche diese Systeme oft unwirtschaftlich werden lassen. Die Lade/Entladezyklen sind auf einige 100 bis zu 1000 Zyklen limitiert.

5.4. Magnetische Speicher

Die Gruppe der magnetischen Stromspeicher wird hier nicht weiter beschrieben, da diese vermutlich für den großtechnischen Einsatz in naher Zukunft nicht zur Verfügung stehen. [24]

5.5. Schwungrad

Schwungräder sind mechanische Energiespeicher. Das Schwungrad wird mittels elektrischer Energie auf hohe Drehzahlen beschleunigt, dabei wird die Energie kinetisch gespeichert. Durch Abbremsen der Schwunghasse wird die Energie wieder in Strom zurückverwandelt. Schwungräder ermöglichen eine sehr kurzfristige und kurzzeitige Speicherung von hohen Energiemengen. Benutzt werden sie meist zur Ausgleiche von Spitzenlasten, Glätten von Leistungsspitzen, Rekuperation bei Elektrofahrzeugen und auch als USV-Anlagen in Krankenhäusern und Industrieanlagen. [33]

5.6. Übersicht Stromspeicher

Tabelle 3: Kenndaten von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie [24][32]

	PSKW	CAES	Batterie	Magnet	Schwungrad
Leistung	50 – 2000 MW	100 - 300 MW	< 70 MW	< 10 MW	< 15 MW
Kapazität	500-40000 MWh	500-3000 MWh	< 40 MWh	< 70 MWh	5-10 KWh
Entladedauer	> 5 h	> 5 h	> 0,3 h	1 – 20 s	10 – 30 s
Energiedichte	0,3-1,4 Wh/kg	20-50 Wh/kg	30-350 Wh/kg	< 1,4 Wh/kg	5-130 Wh/kg
Leistungsdichte	0,1-0,2 W/kg	2-12 W/kg	30-2500 W/kg	1000-10000 W/kg	200-1800 W/kg
Nutzungsdauer	> 50 a	40 a	500-40000 Zyklen	ca. 1 Mio Zyklen	ca. 1 Mio Zyklen
Wirkungsgrad	80%	35-60%	70-80%	90%	85-90%
Investitionskosten	600 -1250 €/KW	650 €/KW	1200-1500 €/KW	250 €/KW	650 €/KW

5.7. PTG als Speichertechnologie für EE-Methan

Nach Vorstellung der bestehenden Speichertechnologien im vorhergehenden Kapitel wird deutlich, dass alle diese Technologien zwar grundsätzlich funktionieren und ihre technische und wirtschaftliche Berechtigung haben, dass sie aber nicht das Problem der langfristigen Speicherung von Energie, bzw. Strom lösen können. Angesichts eines durchschnittlichen Tagesstromverbrauchs in Deutschland von ca. 1,5 TWh sind selbst die Kapazitäten in PSKW mit maximal 40 GWh nur ein „Tropfen auf den heißen Stein“. Eine Langzeitspeicherung von Energie über mehrere Tage oder gar Wochen, wie sie bei einer Versorgung mit 100 % durch erneuerbare Energien notwendig wäre, ist damit nicht gewährleistet.

Genau an dieser Stelle findet sich der Ansatz für Power-To-Gas (PTG) als Technologie für die Produktion von EE-Methan und dessen Speicherung im schon vorhandenen Gasnetz.

Als EE-Methan wird ein Brenngas bezeichnet, welches unter dem Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) hergestellt wird. Je nach Art der eingesetzten erneuerbaren Energie wird ein solches Gas auch Wind- oder Solargas genannt.

Ausgangsmaterialien für die Herstellung des Gases sind Wasser und Kohlendioxid (CO_2), welche in Zeiten überschüssiger erneuerbarer Energie u.a. zur Netzstabilisierung mittels Wasserelektrolyse in H_2 und anschließend per Methanisierung in Methan (CH_4) umgewandelt werden. Mögliche CO_2 -Quellen sind mit fossilen und biogenen Energieträgern befeuerte Kraftwerke, Industrieprozesse und eine Direktabscheidung aus der Umgebungsluft.

Dem synthetisch hergestellten Methangas (EE-Methan) wird auf Grund seiner Speicherfähigkeit eine besondere Rolle im Bereich der regenerativen Energien zugeschrieben. Wie synthetisches Erdgas kann es in das bereits vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden und ermöglicht so die Speicherung und den Transport der Energie zum Verbraucher und kann so das elektrische Netz entlasten.

H_2 wird durch Elektrolyse von Wasser erzeugt und möglichst direkt in das Gasnetz eingespeist oder in Großspeichern wie Salzkavernen zwischengespeichert. Die derzeit zulässige Obergrenze für die H_2 -Konzentration im deutschen Erdgasnetz beträgt allerdings nur 5 Volumenprozent, so dass dessen Produktion und Aufnahme in das Gasnetz begrenzt ist. [34] Alternativ kann H_2 zusammen mit CO_2 in CH_4 umgewandelt werden, das bis zu 100 % in das Gasnetz eingespeist oder in Gasspeichern gelagert werden kann. Die zur Elektrolyse benötigte elektrische Energie wird mittels einer Windkraftanlage oder durch Solarzellen erzeugt.

Nach dem heutigen Stand der Technik und aus Gründen der Effizienz ist aber in jedem PTG-System zunächst einmal die Erzeugung von H_2 und dessen direkter Nutzung soweit wie möglich vorzuziehen. Erst nach Ausschöpfung der entsprechenden Möglichkeiten sollte die Methanisierung als zweiter Schritt folgen.

Als Quelle für das CO_2 , das bei der anschließenden Methanisierung durch H_2 zu CH_4 reduziert wird, können beispielsweise Industrieabgase verwendet werden, aus denen das CO_2 abgetrennt wird. Zwei Verbundeffekte ergeben sich jedoch bei der Kombination mit einer Biogasanlage. Zum einen kann der Einspeisepunkt in das Erdgasnetz gemeinsam genutzt werden, zum anderen enthält Rohbiogas neben CH_4 als Hauptbestandteil erhebliche Mengen CO_2 . Letzteres müsste vor der Einspeisung abgetrennt werden. Dieser Schritt kann durch Methanisierung eingespart werden. Das schon vorhandene CH_4 stört dabei nicht, wohl aber Spuren von Schwefelwasserstoff, die für diese Nutzung abgetrennt werden müssen, etwa durch Aktivkohle. [35]

Während H_2 als EE-Gas lediglich der Elektrolyse bedarf, laufen die meisten Verfahren zur EE-Gas-Produktion in Form von CH_4 chemisch ab und erfordern eine hohe Temperatur, Druck, CO_2 -Konzentration und -reinheit. Es gibt auch die Möglichkeit, die Methansynthese in Bioreaktoren mithilfe

von Archaeen durchzuführen. Durch die hohe Selektivität der Mikroorganismen kann auch bei niedrigeren Konzentrationen methanisiert werden. [36]

Ein neues, noch in der Entwicklung sich befindendes Verfahren, verlegt die Methanisierung in den Fermenter einer Biogasanlage und nutzt dafür die vorhandenen Mikroorganismen. Die überschüssigen CO₂-Mengen entstehen, weil die Mikroorganismen zu wenig H₂ vorfinden. Wenn per Elektrolyse direkt im Fermenter H₂ erzeugt wird, kann so eine Methanausbeute von bis zu 95 Prozent erreicht werden und die anfallende Abwärme kann auch noch genutzt werden. [37]

Eine große Bedeutung bei der Nutzung von EE-Gas wird der Möglichkeit der Speicherung des Wasserstoff-/ Methangases in dem bereits vorhandenen Erdgasnetz zugerechnet. Die Speicherkapazität des Erdgasnetzes einschließlich der Erdgasspeicher in Deutschland wurde im April 2010 von der Fraunhofer-Gesellschaft mit über 200 TWh angegeben wurde, was einem Verbrauch von mehreren Monaten entspricht. [38]

Die deutschen Pumpspeicherkraftwerke haben eine Kapazität von 0,04 TWh und sind für eine Nutzungsdauer im Stundenbereich ausgelegt. Zwar haben Pumpspeicherkraftwerke einen deutlich höheren Wirkungsgrad, die Wirtschaftlichkeit wird aber auch durch die erheblichen Investitionskosten und den Flächenverbrauch bestimmt. Die installierte Leistung wird ausgebaut, kann aber in Deutschland aufgrund topographischer wie auch politischer Gründe nicht in die Größenordnung der Speicherkapazität des Erdgasnetzes kommen. Großes Potential für Speicherkapazitäten existiert dagegen in Nordeuropa. In Norwegen gibt es z.B. für Speicherwasserkraftwerke nutzbare Reservoirs mit einer potentiellen Speicherkapazität von insgesamt etwa 84 TWh, in Schweden von ca. 34 TWh. [39] Diese Speicherkapazität liegt in einer ähnlichen Größe, wie die Speicherkapazität des deutschen Gasnetzes.

Bedingt durch die mehrfache Umwandlung in verschiedene Energieformen treten im dem Gesamtverfahren PTG auch erhebliche Wirkungsgradverluste auf. Diese sind, gemessen an den Wirkungsgraden von Pumpspeicherkraftwerken nicht unerheblich. Während man über den Wirkungsgrad von Strom zu H₂ mit ca. 75% schon relativ genaue Angaben machen kann, ist das bei der Methanisierung schwieriger. Hier finden sich in der Literatur die unterschiedlichsten Angaben.

Über die biologische Methanisierung erhofft man sich in Zukunft eine deutliche Verbesserung des Wirkungsgrades bis zu 80-83%. [40][41] Diese Form der Methanisierung befindet sich allerdings noch im Forschungsstadium. Der großtechnische Einsatz ist erst in etlichen Jahren zu erwarten.

Nachfolgend findet sich eine Aufstellung über die Wirkungsgrade von PTG.

Tabelle 4: Wirkungsgrade PTG je nach Stromverwendung [42]

Weg	Wirkungsgrad	Anmerkung
Strom zu Gas		
Wasserstoff	54 - 72 %	mit 200 bar komprimiert
Methan (SNG)	49 - 64 %	
Wasserstoff	57 - 73 %	mit 80 bar komprimiert
Methan (SNG)	50 - 64 %	
Wasserstoff	64 - 77 %	ohne Kompression
Methan (SNG)	51 - 65 %	
Strom zu Gas zu Strom		
Wasserstoff	34 - 44 %	mit 80 bar komprimiert und zu 60 % verstromt
Methan (SNG)	30 - 38 %	
Strom zu Gas zu Strom & Wärme (KWK)		
Wasserstoff	48 - 62 %	mit 80 bar komprimiert

Die chemische Energie des EE-Gases kann bei Bedarf in elektrische Energie umgewandelt werden.

Das so gewonnene Gas lässt sich damit für viele Anwendungen einsetzen. Es kann in Brennstoffzellenfahrzeugen oder auch zum Antrieb von Gasfahrzeugen, zum Kochen oder Heizen eingesetzt sowie in unterschiedlichen Arten von Gaskraftwerken und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen rückverstromt werden. Die EE-Gas-Technologie verbindet somit Märkte für Strom, Wärme und Mobilität miteinander. [43]

Mit EE-Gas können sehr hohe Leistungen transportiert werden. Große Erdgasleitungen können Leistungen von 70 GW_{th} transportieren, eine Hochspannungsleitung bestehend aus einem 380-kV-Doppelsystem hingegen nur etwa 3,5 GW_{el}. [44]

Die wichtigste Anwendung von EE-Gas in Form von EE-Wasserstoff wird voraussichtlich die Mobilität in Form von Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge sein. Dies erklärt sich aus folgenden Gründen:

Die Nutzung von EE-Wasserstoff in der Mobilität erzielt mit ca. 50 % den höchsten Wirkungsgrad und den besten wirtschaftlichen Effekt – letzteres insbesondere, weil Brennstoffzellenfahrzeuge nur etwa 10–20 KWh Energie (ca. 0,35–0,7 kg H₂) auf 100 km benötigen. [45][46] Während Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren etwa 50–150 KWh Primärenergie auf 100 km benötigen, verbrauchen Brennstoffzellenfahrzeuge damit auch unter Berücksichtigung der Umwandlungsverluste zu H₂ nur ca. 30 KWh primären Wind- oder Solarstromes. Bei Einsatz von Windstrom im Wert von ca. 0,10 €/KWh sind Windwasserstoffpreise von ca. 8 €/kg erzielbar, was etwa 0,27 €/KWh entspricht. Somit sind Treibstoffkosten von 8 bis 16 € pro 100 km erzielbar, was mit heutigen Kosten vergleichbar ist.

EE-Gas ist damit sowohl Treibstoff als auch Energiespeicher und Regelenergie in einer Welt mit immer mehr erneuerbaren Energien.

Es gilt allerdings sehr kritisch zu hinterfragen, ob ein Wirkungsgrad von 50% für Brennstoffzellenfahrzeuge wirklich erreichbar ist. Unter Wissenschaftlern werden auch Maximalwerte von 20-30% diskutiert.

5.8. Power-To-Gas-Anlagen in Deutschland

Eine Übersicht der PTG-Demonstrationsanlagen in Deutschland gibt eine vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) herausgegebene Karte mit Stand August 2013. <http://www.dvgw-innovation.de/presse/power-to-gas-landkarte/> [47]

5.9. Einsatzbereiche verschiedener Speichertechnologien

In den Ausführungen zur Speichertechnik wurde deutlich, dass diese sehr unterschiedliche Einsatzbereiche haben. Im Nachfolgenden sind diese Einsatzbereiche in Abhängigkeit von installierter Leistung, installierter Speicherkapazität und Entladungsdauer dargestellt und zwar so, wie sie sich heute darstellen und wie es im Jahr 2030 in etwa aussehen könnte.

Es wird deutlich, dass mit Fortentwicklung der Wasserstofftechnologie der Einsatzbereich der langfristigen Speicher deutlich erweitert wird. Hier hinein gehört auch die PTG-Technologie, die durch Nutzung von Erdgasspeichern und Gasnetz die Möglichkeiten noch zusätzlich erweitern kann.

Die beiden nachfolgenden Abbildungen geben einen Überblick über die typischen Systemgrößen der verschiedenen Speicherarten nach Leistung und Entladedauer im Jahr 2013 und voraussichtlich 2030:

Abbildung 4: Typische Systemgrößen für verschiedene Speichertechnologien Stand 2013 [48]

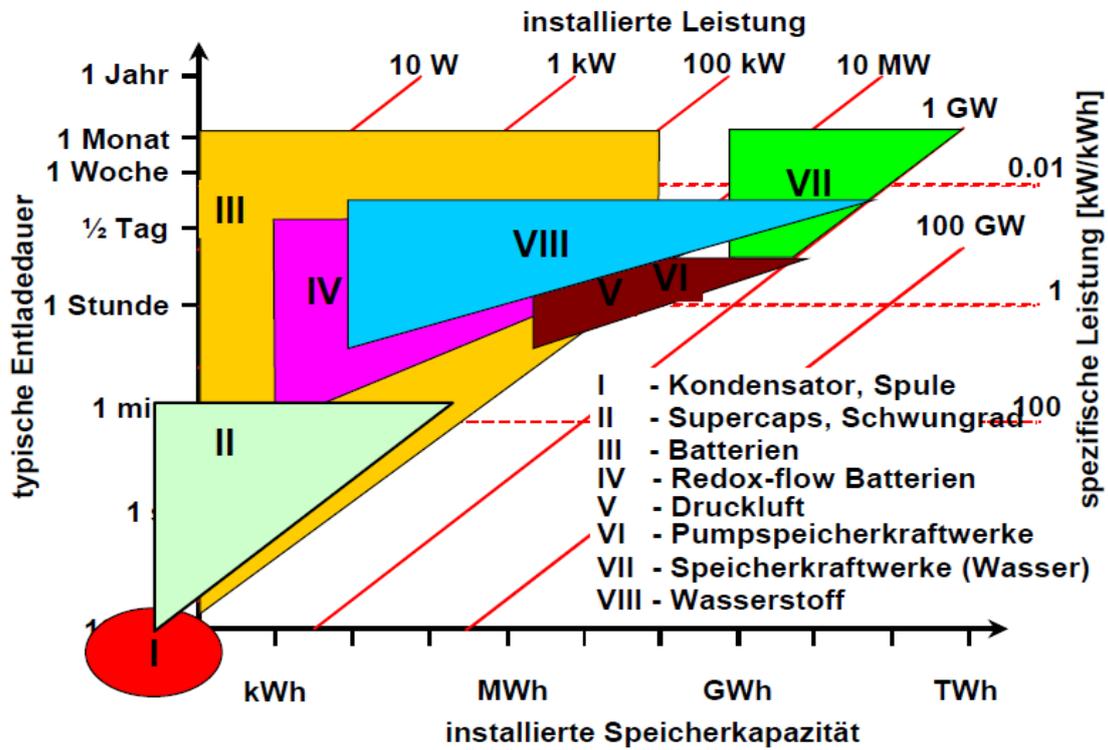
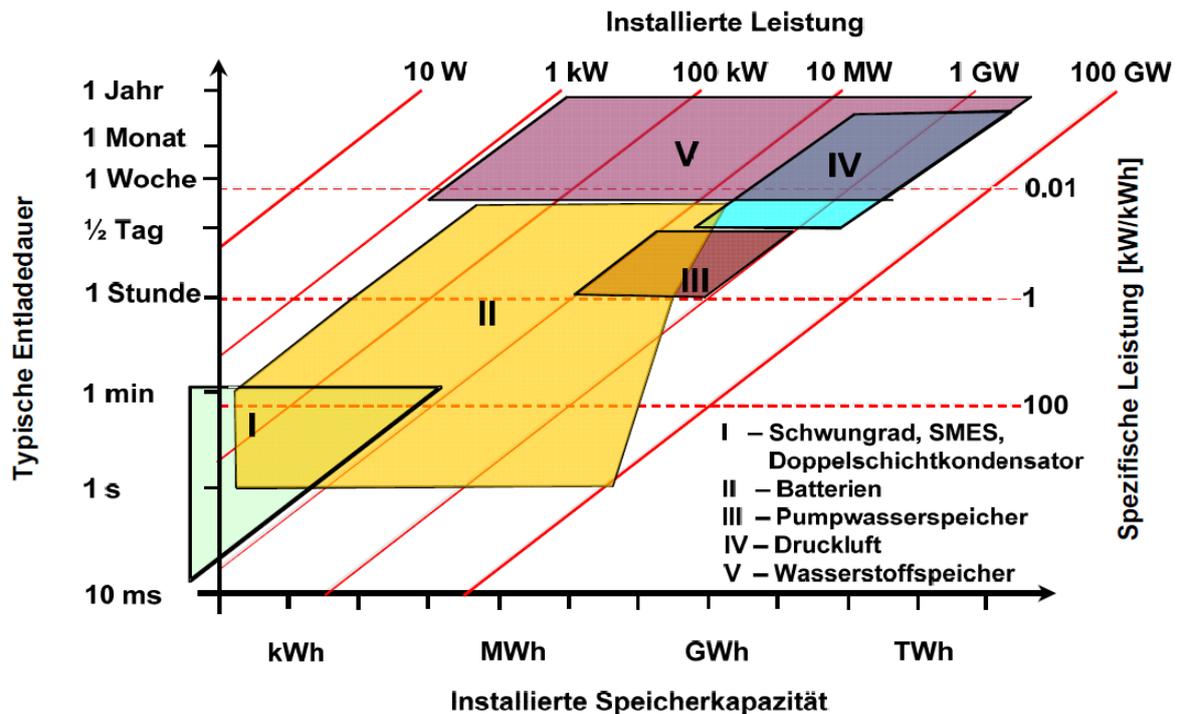


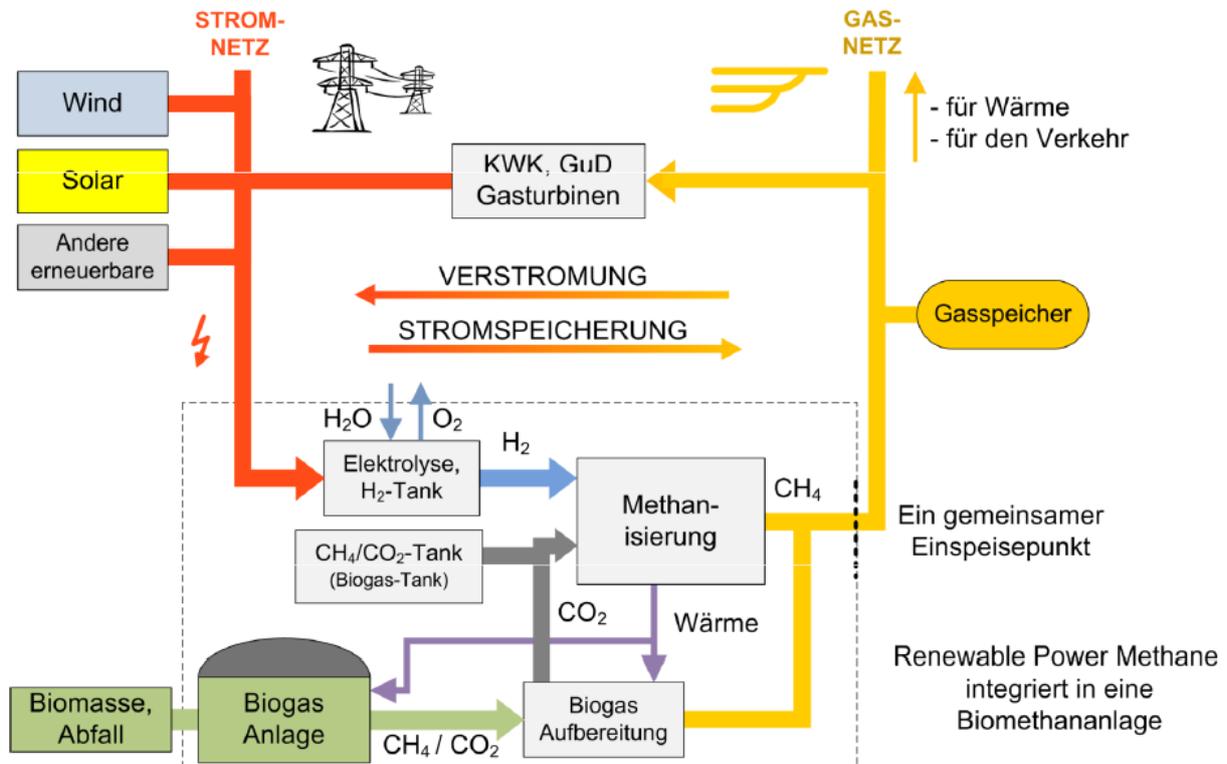
Abbildung 5: Typische Systemgrößen für verschiedene Speichertechnologien Stand 2030 [49]



6. Technischer Ablauf Power-To-Gas

Die nachfolgende Abbildung zeigt schematisch die Entstehung und Verwendung von EE-Gas in einem zukünftigen regenerativen Energieversorgungssystem:

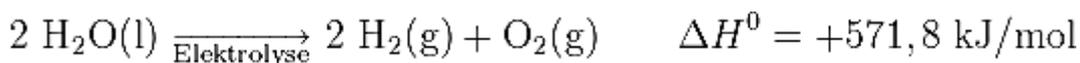
Abbildung 6: Integration von PTG in ein regeneratives Energieversorgungskonzept [35]



6.1. Wasserelektrolyse

Unter Wasserelektrolyse als Kern des PTG-Konzepts versteht man die Zerlegung von Wasser in Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) mit Hilfe eines elektrischen Gleichstroms. Die wichtigste Anwendung dieser Elektrolyse ist die Gewinnung von H_2 , die allerdings bisher technisch nur genutzt wird, wenn günstige elektrische Energie zur Verfügung steht, da andernfalls andere Herstellungsmethoden günstiger sind, z. B. ausgehend von Erdöl oder Kohle. Wenn diese Rohstoffe und Energieträger knapp werden, könnte die Wasserelektrolyse im Rahmen der Wasserstoffwirtschaft, die H_2 als Energieträger nutzt, bedeutsam werden.

Die Elektrolyse von Wasser besteht aus zwei Teilreaktionen, die an den beiden Elektroden (Kathoden- und Anodenräumen) ablaufen. Das Gesamt-Reaktionsschema dieser Redoxreaktion lautet:



Die Elektroden tauchen in Wasser ein, welches durch die Zugabe von etwas Säure, bevorzugt Schwefelsäure, oder Lauge besser leitend gemacht wird. Auch die Verwendung von Kochsalz als Elektrolyt ist möglich, wobei allerdings je nach Elektroden und Stromdichte neben oder anstatt Sauerstoff auch Chlor entsteht. Großtechnisch wird bei der Wasserelektrolyse ein hoch konzentriertes wässriges Kaliumhydroxid (KOH)-Lösung verwendet. Das Wasser wird durch elektrischen Strom in H_2 und O_2 gespalten. Die freiwerdende Energiemenge in Form von Wasserstoff beträgt 571,8 kJ/mol. [50]

Für die Energiewirtschaft kann man ungefähr mit folgenden Werten rechnen:

9 Liter Wasser (H₂O) liefern 1 kg Wasserstoff (H₂). Dafür ist ein Energieaufwand von 50 KWh Strom notwendig. Der Wasserstoff wiederum enthält etwa 33,3 KWh an chemischer Energie. [51] Damit beträgt der Wirkungsgrad ca. 67%.

Mehrere Anlagenhersteller bieten allerdings große alkalische Elektrolysegeräte mit einem noch höheren Wirkungsgrad – über 80 % – an. Da die Elektrolytkonzentration und die Temperatur einer Elektrolytlösung großen Einfluss auf den Zellwiderstand und somit auf die Energiekosten haben, wird bei modernen Anlagen eine 25–30 %ige Kaliumhydroxid-Lösung verwendet, die Temperatur liegt bei ca. 70–90 °C. Die Stromdichte liegt bei ca. 0,15–0,5 A/cm², die Spannung bei ca. 1,90 V. Zur Herstellung von 1 m³ H₂ (bei Umgebungsdruck) wird bei modernen Anlagen eine elektrische Energie von 4,3–4,9 KWh benötigt. Druckelektrolyseure von Lurgi haben eine Leistung von 760 m³/h H₂ bei ca. 3,5 MW (Stackleistung) und ca. 4,5 MW Eingangsleistung AC. [52]

Aktuell unterscheidet man zwischen drei relevanten Verfahrensvarianten bei der Elektrolyse:

- a) Alkalische Elektrolyse: Diese Technik ist aktuell am weitesten entwickelt und verbreitet
- b) Membranelektrolyse: Kaum verbreitete Technik, Einsatz im niedrigen Leistungsbereich
- c) Hochtemperaturelektrolyse: Technik wird nur im Forschungsbereich eingesetzt

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über den Stand der Technik:

Tabelle 5: Übersicht Elektrolyseverfahren [53] [54]

	Alkalische Elektrolyse	Membranelektrolyse	Hochtemperaturelektrolyse
Temperaturbereich	40 – 90 °C	20 – 100 °C	800 – 1000 °C
Elektrolyt	Base	Säure	ZrO ₂ / Y ₂ O ₃
Elektr. Ausgangsleistung	5 KW – 3,5 MW	< 150 KW	< 10 KW
Lebensdauer	< 90000 h	< 20000 h	3500 h
Vorteile	Bewährte Großtechnologie	Lastverhalten sehr gut	Energiebedarf geringer
Nachteile	Hoher Wartungsaufwand	Hohe Investitionskosten	Lastverhalten sehr träge

Da bislang im praktischen Großbetrieb nur alkalische Elektrolyseure eingesetzt werden, sollen diese auch Grundlage einer regionalen Technik im LK Harburg sein und damit auch deren ökonomischen Rahmenbedingungen im Kapitel Betriebswirtschaft kalkuliert werden.

6.2. Methanisierung

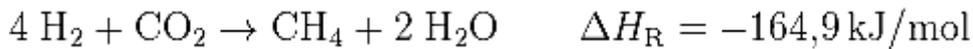
Wie zuvor beschrieben, ist die Einspeisung von H₂ ins Erdgasnetz örtlich und zeitlich nicht unbegrenzt möglich. Daher ist auch die weitere Umwandlungsstufe von H₂ zu EE-Methan als Gegenstand der Weiterentwicklung des Energiesystems zu betrachten. Zur Herstellung von EE-Methan aus H₂ und Kohlendioxid (CO₂) durch Methanisierung sollten vorrangig biogene, effizient erschließbare Kohlenstoffquellen (z.B. CO₂ aus Biogas, Biomassevergasung oder aus Brauereien, Ethanol-Industrie oder aus Klärgasen) herangezogen werden. Aber auch die Kombination mit CO₂ aus konventionellen Kraftwerken kann eine zukünftige Option zu CO₂-Minderung im Energiesystem darstellen. Das synthetische Methan kann wie fossiles Methan in das Erdgasnetz aufgenommen werden, muss jedoch abhängig von der jeweiligen Prozessführung noch gereinigt werden.

Es besteht momentan noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf bezüglich der wirtschaftlichen Potentiale der Methanisierung. Während die Wasserelektrolyse im großtechnischen Bereich bereits heute Anwendung findet, steckt die Methanisierung sozusagen noch in den „Kinderschuhen“.

Außerdem sind die Systemauslegung und die Integration der Methanisierung in das zukünftige Energiesystem unter Optimierung der Einbindung der Elektrolysetechniken zu erforschen. Auch sind schrittweise die geeigneten Anlagengrößen zu skalieren. Langzeittests für die Methanisierung und Katalysatorstandfestigkeit werden benötigt. Dabei sollte eine Modularisierung der benötigten Anlagen vorangetrieben werden.

Die Methanisierung wird durch eine chemische Reaktion beschrieben, bei der Kohlendioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂) in Methan (CH₄) und Wasser (H₂O) umgewandelt wird.

Die Reaktion wird durch folgende Reaktionsgleichung beschrieben: [50]



Man unterscheidet heute grundsätzlich zwei Verfahren der Methanisierung und zwar:

- a) die katalytische Methanisierung und
- b) die biologische Methanisierung

6.2.1. Katalytische Methanisierung

Die katalytische Methanisierung beruht auf dem sogenannten Sabatier-Prozess, benannt nach dem Nobelpreisträger Paul Sabatier, der diese 1902 entdeckt hatte.

In den 1970er Jahren wurden bereits industrielle Konzepte zur Methanisierung entwickelt. Es ging dabei um Methanherzeugung aus der Kohlevergasung. Diese Verfahren könnten auch noch heute angewendet werden.

Die Methanisierung sollte üblicherweise im Temperaturbereich von ca. 400 °C stattfinden. [55] Die Reaktion selbst findet erst ab einer Temperatur von 350 °C statt, die entstehende Reaktionswärme ist aber deutlich höher. Man muss die Reaktionswärme abführen, weil sonst die Katalysatoren beschädigt werden können und weil sich bei hohen Temperaturen das Reaktionsgleichgewicht auf die Seite der Edukte CO₂ und H₂ verschiebt. Es kommt also darauf an, den Temperaturbereich von 350-400 °C möglichst konstant zu halten. [55] Genau das ist aber bis heute das Problem der Methanisierung und allen Verfahren, die entwickelt wurden, gemein.

Leider haben alle Verfahren, egal ob 2-Phasen oder 3-Phasen-Systeme auch noch einige andere Probleme. Zu diesen zählen die hohen Ansprüche an die Reinheit der zugeführten Gase, da Schwefelverbindungen und Sauerstoff die Katalysatoren beschädigen können. [56] Außerdem werden seltenen Elemente für die Herstellung der Katalysatoren benötigt und die Konversionsverluste liegen bei 20-25% [57]

Ein wesentliches Problem besteht aber auch darin, dass das hohe Temperaturniveau für die Reaktion von 400 °C auch im „Standby Modus“ zu halten ist, also in Zeiten, in denen kein Stromüberschuss verarbeitet werden muss, damit im Falle eines kurzfristig auftretenden Stromüberschusses das Verfahren auch sofort gestartet werden kann. Es ist also ein zusätzlicher, nicht unerheblicher Energieaufwand nötig. [40]. Hier stellt sich also die Frage nach der Wirtschaftlichkeit.

6.2.2. Biologische Methanisierung

Im Gegensatz zur katalytischen Methanisierung werden bei der biologischen Methanisierung biologische Stoffwechselprozesse von Bakterien und Archaeen, welche im mesophilen (20-45 °C) oder thermophilen (45-80 °C) Temperaturbereich stattfinden, genutzt. Bei dieser Art der Methanisierung wird H₂ zusammen mit CO₂ zu CH₄ umgewandelt, wobei die Umwandlung nach der gleichen Reaktionsgleichung wie bei der katalytischen Methanisierung stattfindet.

Verfahren zur biologischen Methanisierung befinden sich noch im absoluten Forschungsstadium. Drei Verfahren können hier unterschieden werden:

Im ersten Verfahren wird ein eigenständiger Methanisierungsreaktor, welcher thermophile Archeabakterien in Reinkultur enthält, mit H_2 und CO_2 beschickt. Die Bakterien benötigen nur diese Gase und einige Mineralien. [58]

Im zweiten Verfahren wird in Biogasanlagen die Methanausbeute durch zusätzlich zugeführten H_2 erhöht. [41] Dabei werden Bakterien genutzt, die bereits im Reaktor vorhanden sind. Das im Biogas auch vorhandene CO_2 kann mit Hilfe des H_2 zusätzlich methanisiert werden.

Im dritten Verfahren der „in situ Methanisierung“ werden die Elektroden direkt in den Biogasfermenter gesetzt und in Zeiten von Überschussstrom wird der notwendige Wasserstoff direkt im Fermenter erzeugt und reagiert unmittelbar mit dem CO_2 zu Methan.

Die Vorteile der biologischen Methanisierung liegen in der sehr flexiblen Prozessführung mit niedrigen Temperaturniveaus und sehr kurzen Reaktionszeiten < 45 s. Die Verfahren reagieren nur wenig auf Verunreinigungen der eingesetzten Gasströme. Nur Sauerstoff darf nicht enthalten sein, da der biologische Prozess ein anaerober ist. Die Wirkungsgrade aller drei Verfahren werden mit 70-83% angegeben. [40][41]

Eine Herausforderung bleibt die Erforschung der Stoffwechselzusammenhänge der Mikroorganismen. Diese muss man verstehen, um ein System zu entwickeln, das kontrollierbar ist und den hohen technischen Ansprüchen an eine sichere Energieversorgung genügt.

6.2.3. Kohlendioxid (CO_2)-Quellen für die Methanisierung

Unabhängig von der Art der Methanisierung ist ein existenzieller Baustein des PTG-Systems das Vorhandensein von CO_2 -Quellen. Dies mag auf den ersten Blick verwirrend sein, macht man doch dieses Gas in der Hauptsache für den Klimawandel verantwortlich. Man sollte also davon ausgehen, dass genügend CO_2 vorhanden ist.

Allerdings ist es technisch sehr aufwendig, das CO_2 aus der Atmosphäre zu absorbieren. Egal, welche Verfahren man nutzt, es wird zusätzlich Energie benötigt und das senkt den Wirkungsgrad des Gesamtverfahrens. [57]

CO_2 könnte aus fossilen und industriellen Quellen gewonnen werden, beispielsweise durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern in Kraftwerken oder innerhalb von Industrieprozessen wie der Zement- oder Stahlherstellung. Zu beachten ist jedoch, dass das bei den fossilen Verbrennungsprozessen entstehende CO_2 nicht klimaneutral ist und damit das bei der Methanisierung entstehende Methan eben auch nicht.

Es bieten sich nur biogene CO_2 -Quellen an. Mögliche Quellen sind Biogasanlagen, Bioethanolanlagen und Kläranlagen. Vor allem Biogasanlagen sind in Deutschland mittlerweile weit verbreitet. Im Biogas sind neben 50-60% Methan auch etwa 35-40% CO_2 vorhanden. [59] Dieses lässt sich für die Methanisierung nutzen. Besonders bei Anlagen mit einer Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz macht das Sinn, weil das Biogas vor der Einspeisung sowieso gereinigt werden muss. Man könnte also den Prozess der Biogasreinigung mit dem der Methanisierung verbinden.

Wird das Biogas in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) verstromt, kann man vor der Verbrennung das CO_2 abtrennen und außerdem das CO_2 aus dem Abgasstrom des BHKW zusätzlich nutzen.

Ein Einsatz der Methanisierung in Biogasanlagen macht auch deshalb Sinn, weil, wie oben beschrieben, der Einsatz der biologischen Methanisierung unter Umständen eine sinnvolle wirtschaftliche und flexiblere Lösung sein kann.

Da im LK Harburg keine fossilen Kraftwerke und auch kaum Industrie vorhanden sind, die CO₂ bereitstellen könne, dafür aber etliche Biogasanlagen, soll in den folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Einsatz von PTG-Anlagen in unmittelbarer Nähe zu diesen Biogasanlagen mit biologischer Methanisierung kalkuliert werden.

6.3. Speicherung von EE-Methan

EE-Methan kann, wie herkömmliches Erdgas gespeichert werden. Speichermengen von Erdgas in den Größenordnungen von einigen 100 Mio. bis zu mehreren Mrd. Kubikmetern, die für den Ausgleich saisonaler Bedarfsschwankungen benötigt werden, können wirtschaftlich nur in Erdgasuntertagespeichern vorgehalten werden. Vorrangig kommen dafür in Deutschland zwei Verfahren zur Anwendung. Bei der Kavernenspeicherung werden riesige Hohlräume in geeigneten Salzformationen durch Aussolung hergestellt, also die kontrollierte Lösung des Salzes in Wasser. Bei der Porenspeicherung werden die nur wenige Mikrometer großen Porenräume von Sedimentgesteinen genutzt. Meist werden ehemalige Erdgaslagerstätten zur Zwischenspeicherung genutzt, wie für das aus der Nordsee stammende Gas mit Zwischenspeicherung in niedersächsischen Erdgasfeldern.

Untergrundspeicher sind im LK Harburg nicht vorhanden.

6.3.1. Röhrenspeicher

Zahlreiche Kommunen nutzen zum Ausgleich von Bedarfsschwankungen unterirdische Röhrenspeicher, in denen das Erdgas mit bis zu 100 bar Druck in parallel angeordneten Röhren in geringer Tiefe gelagert wird.

Röhrenspeicher sind mittelgroße Erdgasspeicher für den Ausgleich von Bedarfsschwankungen: Sie werden vor allem zum Abdecken von täglichen Abnahmespitzen verwendet, da sie über hohe Aus- und Einspeiseleistungen verfügen. Aufgrund ihres eher geringen Volumens (im Normalfall weniger als eine Million Kubikmeter) sind sie für den Ausgleich von saisonalen Schwankungen nur bedingt geeignet.

Erdgas-Röhrenspeicher zählen zu den Obertagespeichern, obwohl sie sich in rund zwei Meter Tiefe befinden. Sie bestehen aus Stahl- oder Eisenröhren mit bis zu 1,6 m Durchmesser, die parallel in geringer Tiefe verlegt und mit Drücken von 50 bis 100 bar betrieben werden. Oft werden sie auf dem Gelände von Industrieanlagen errichtet. [60]

Die Verlegung unter der Erde mindert große Temperaturschwankungen (Tag/Nacht), die in der (feuchten) Umgebung zu starkem Kondenswasser-Niederschlag auf der Eisenoberfläche führen. Solche Temperaturunterschiede im Speicher können auch durch Druckänderungen des Gases entstehen – insbesondere beim Befüllen (Komprimierung = Erwärmung) oder Entleeren (bei Entspannung = Abkühlung). Da nasses Eisen rostet und auch Lackierung nicht dauerhaft schützt, werden die Rohre außen „kathodisch“ vor Korrosion geschützt. Dabei wird eine „Opferanode“ neben den Röhren eingegraben und mit dem Pluspol einer Gleichspannung verbunden, der Minuspol hingegen mit den Röhren verbunden. Die Korrosion wird dadurch auf die Anode umgelenkt. [61]

Die wichtigste Funktion von Erdgas-Röhrenspeichern ist heutzutage die Spitzenkappung. Haushalte verbrauchen am Morgen und am Abend mehr Gas als tagsüber oder in der Nacht, und an kalten Tagen kommt es zu besonders hohen Verbrauchsspitzen. Da das Gas von den Produktionsfeldern aber in einem relativ konstanten Strom angeliefert wird, braucht es entsprechende Vorhalteinrichtungen, um auf diese Bedarfsschwankungen zu reagieren und um Spitzengas zur Verfügung stellen zu können.

Schwankungen in der Nachfrage können grundsätzlich mit unterschiedlichen Gasspeichern ausgeglichen werden. Für Tagesschwankungen eignen sich kleine, flexible Behälter wie

Röhrenspeicher gut. Speicherdienstleister sind durch den Einsatz von Röhrenspeichern in der Lage, Stadtwerken und Kraftwerken zu einem vergleichmäßigten Gasbezug zu verhelfen und damit ihre Gasbezugskosten zu senken:

Die Überschüsse an Bezugsleistung aus dem Vollversorgungsvertrag des Kunden werden in den lastschwachen Nacht- und Mittagsstunden zur Wiederbefüllung des Speichers genutzt. Die Lastspitzen am Morgen und am Abend danach werden durch Gas aus dem Speicher gekappt. Durch diesen Ausgleich innerhalb eines Tages kann ein oberirdischer Speicher trotz seiner geringen Aufnahmekapazität eine Leistung erbringen, die der eines sehr viel größeren Untertagespeichers adäquat ist.

Da im LK Harburg keinerlei Untergrundspeicher für Erdgas zur Verfügung stehen, werden im Rahmen dieser Arbeit, die sich mit regionalen Gegebenheiten beschäftigt, neben dem vorhandenen Gasnetz Röhrenspeicher mit in die Systembetrachtung einbezogen und entsprechend mengenmäßig und ökonomisch kalkuliert.

6.4. Rückverstromung von EE-Methan

Zur Rückverstromung von EE-Methan (Gas-to-Power oder GTP) bestehen grundsätzlich zwei technische Möglichkeiten:

6.4.1. Gasturbinen-/GuD-Kraftwerk

Ein Gasturbinenkraftwerk ist ein Kraftwerk zur Stromerzeugung, das mit Erdölprodukten oder mit brennbaren Gasen wie beispielsweise Erdgas betrieben wird. Diese Gase sind der Brennstoff für eine Gasturbine, die ihrerseits einen angekoppelten Generator antreibt.

Gaskraftwerke zeichnen sich durch relativ niedrige Investitionskosten aus. Sie haben aber im Vergleich zu Kohlekraftwerken höhere Betriebskosten. Diese resultieren aus einem etwas geringen Wirkungsgrad und vor allem höheren spezifischen Energiepreisen des üblicherweise verwendeten Erdgases gegenüber denen der Kohle. Die Abgase der Turbine besitzen beim Verlassen der Turbine noch eine hohe Temperatur, sie können daher zur Beheizung eines Dampfkessels im Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD-Kraftwerk) verwendet werden. [62]

Die Anfahrzeit eines Gasturbinenkraftwerks vom Stillstand auf Vollast ist sehr kurz. [63] Solche Anlagen werden daher vor allem zum Abdecken von Lastspitzen im Stromnetz eingesetzt. Ausgeführte Gasturbinenkraftwerke haben je Einheit eine Leistung von bis zu 340 MW.

Vorteile eines Gasturbinenkraftwerkes sind die Fähigkeit zum Schwarzstart und der schnelle Anlauf innerhalb von sieben Minuten. [62][63]

Man unterscheidet bei Gasturbinenkraftwerken zwischen der schweren Bauart (Heavy Duty) und der leichten Bauart (Aeroderivate). Gasturbinen des letzteren Typs sind abgeleitet aus Strahltriebwerken für Luftfahrzeuge.

Bei der schweren Bauart haben die Turbinen eine Leistung ab ca. 50 MW bis über 340 MW und sind besonders für den stationären Dauerbetrieb in großen Kraftwerken geeignet. Bei diesem Gasturbinentyp ist eine möglichst lange Lebensdauer ein wichtiges Auslegungskriterium. [64]

Kraftwerke leichter Bauart haben Turbinen mit einer Leistung von 100 kW bis 40 MW, sind meist Aeroderivate und werden bevorzugt in Industriekraftwerken eingesetzt. Hier sind diese Turbinen oft Bestandteil einer Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bzw. einer GuD-Anlage. Auch als Notstromaggregat verwendet man sie, da ihre Startzeit nur wenige Minuten beträgt. [65]

Große Gasturbinen, die in Kraftwerken für die Stromerzeugung eingesetzt werden, haben einen Wirkungsgrad von ca. 39 %. Durch die Kopplung von großen Gasturbinen mit Dampfturbinen zum GuD-Kraftwerk lassen sich Kraftwerke realisieren, die Strom mit Wirkungsgraden von ca. 60 % erzeugen. [62]

6.4.2. Blockheizkraftwerk

Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) ist eine modular aufgebaute Anlage zur Gewinnung elektrischer Energie und Wärme, die vorzugsweise am Ort des Wärmeverbrauchs betrieben wird, aber auch Nutzwärme in ein Nahwärmenetz einspeisen kann. Sie setzt dazu das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung ein.

Als Antrieb für den Stromerzeuger können Verbrennungsmotoren, d. h. Diesel- oder Gasmotoren, aber auch Gasturbinen verwendet werden.

Der höhere Gesamtnutzungsgrad gegenüber der herkömmlichen Kombination von lokaler Heizung und zentralem Kraftwerk resultiert daraus, dass die Abwärme der Stromerzeugung direkt am Ort der Entstehung genutzt wird. Der Wirkungsgrad der Stromerzeugung liegt dabei, abhängig von der Anlagengröße, zwischen 25 % und 50 %. Durch die ortsnahe Nutzung der Abwärme wird die eingesetzte Primärenergie aber zu 80 % bis über 90 % genutzt. BHKW können so bis zu 40 % Primärenergie einsparen.

BHKW gibt es in allen Größenordnungen und Leistungsklassen zwischen 5 KW und 5 MW. Üblich in der Energieversorgung sind die höheren Leistungen in Heizkraftwerken. Seit einigen Jahren werden aber, bedingt durch das EEG, auch immer mehr Mini- oder Mikro-BHKW mit Leistungen unterhalb von 15 KW in Einzel- oder Mehrfamilienhäusern eingesetzt.

Im Idealfall des BHKW-Einsatzes in der Industrie oder im Einzelhausbereich ist der Netzbezug abgedeckt, so dass eine Überproduktion ins Stromnetz eingespeist werden kann. Die Wärme dient zu Heizzwecken und für die Warmwasserbereitung.

Wenn sich die Leistungsabgabe des BHKW nach dem lokalen Wärmebedarf richtet, handelt es sich um ein *wärmegeführtes* BHKW. Durch Regelung der Heizleistung werden in modular aufgebauten Anlagen einzelne Aggregate je nach Bedarf ab- oder zugeschaltet. Der erzeugte Strom solcher Anlagen wird, soweit es geht, selbst verbraucht, der Überschuss wird in das öffentliche Netz gespeist und entsprechend verrechnet. [66]

Bei einem *stromgeführten* BHKW richtet sich die Leistungsabgabe nach dem Strombedarf. Die in diesem Zeitraum nicht nutzbare Wärme wird in einem Wärmespeicher für eine spätere Nutzung zwischengepuffert oder über einen Notkühler als Abwärme an die Umgebung abgegeben, obwohl das den Wirkungsgrad reduziert. Diese Betriebsart findet sich zum einen häufig in Inselnetzen, das heißt vom öffentlichen Netz getrennten Stromnetzen. Zum anderen werden BHKW, die mit nachwachsenden Rohstoffen betrieben werden, in Deutschland in der Regel stromgeführt betrieben, da es durch die höheren Einspeisetarife für den produzierten Strom durch das EEG gewinnbringender ist, ein Maximum an Elektrizität zu produzieren. Die Verwertung der dabei anfallenden Wärme wurde bisher häufig vernachlässigt und ist nur in Ausnahmesituationen zur Gänze möglich. [66]

Wird das Leistungsniveau von einer zentralen Stelle für mehrere Anlagen vorgegeben, spricht man von einem *netzgeführten* BHKW. Die Zentrale optimiert dabei systemübergreifend die Einsatzplanung der dezentralen KWK-Aggregate anhand wirtschaftlicher Randbedingungen. Die Netzführung ist die Kernidee eines virtuellen Kraftwerks. Wie bei der Stromführung muss zur zeitlichen Entkoppelung von Wärmeerzeugung und -last ein Speicher eingebunden sein. [66]

6.5. Einbindung PTG-Anlagen

Sollen PTG-Anlagen in eine lokale Energie-, bzw. Stromversorgung eingebunden werden, stellt sich die Frage nach dem idealen Standort und der netztechnischen Einbindung.

Die Wahl des Standorts für die Wasserelektrolyse im PTG-Konzept muss sich an der Betriebsstrategie des Anlagenbetreibers orientieren. Es muss eine Stromquelle mit entsprechender Angebots- und Mengencharakteristik verfügbar sein, außerdem Absatz- und Vertriebsmöglichkeiten für die erzeugten Produkte und eine entsprechende Infrastruktur, bestehend aus Strom- und Gasnetz sowie eventuell Gasspeicher. Soll der erzeugte Wasserstoff direkt ins Erdgasnetz eingespeist werden, so ist die Aufnahmefähigkeit des örtlichen Erdgasnetzes für H₂ von entscheidender Bedeutung. [67]

Wird auch eine Methanisierung vorgesehen, so sind Standorte zu wählen, die nahe von regenerativen CO₂-Quellen gelegen sind. Das sind vor allem Biogasanlagen oder Bioethanolanlagen. Andere CO₂-Quellen z.B. aus Kraftwerken oder Industrieanlagen sind auch denkbar, entsprechen aber eigentlich dem regenerativen Charakter. [67]

Es gibt auch die Möglichkeit der direkten stofflichen Nutzung als Kraftstoff über Tankstellen. Dafür wäre aber vorher ein entsprechend wirtschaftlich tragfähiges Geschäftsmodell zu entwickeln.

Wenn immer möglich, sollte man auch die bei der Elektrolyse, bzw. Methanisierung anfallende Wärme verwerten. Das würde den Wirkungsgrad des Gesamtsystems deutlich erhöhen.

Die Nähe zu erneuerbaren Stromerzeugern ist ebenfalls ein wesentliches Kriterium. Standorte in unmittelbarer Nähe zu Einspeisepunkten im Stromnetz, an denen große Leistungen aus fluktuierender Stromerzeugung eingespeist werden und deren räumliche Nähe zugleich eine geringe Last auf der Nachfrageseite bedingt, sind zu definieren. [67]

Anhand der genannten Standortkriterien wird bereits deutlich, dass vermutlich nicht alle Bedingungen an jedem Standort erfüllbar sind. Es kommt also darauf an, unter den Bedingungen einer Region das energiewirtschaftliche Optimum zu finden.

In der vorliegenden Arbeit wird die Region LK Harburg betrachtet. In den weiteren Ausführungen der Kapitel 11 wird die Standortsuche genauer erläutert.

7. Energienachfrage Landkreis Harburg

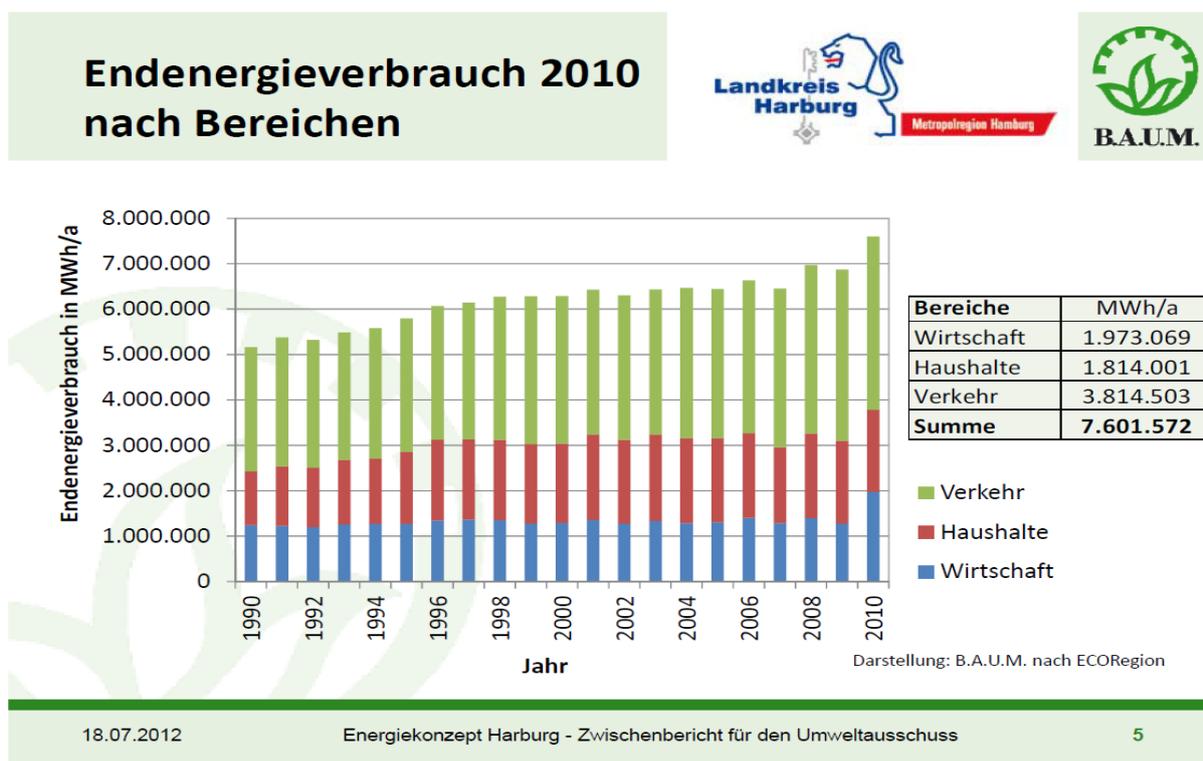
B.A.U.M. Consult, Hamburg hat im Jahr 2012 mit der Erarbeitung eines Energiekonzeptes für den Landkreis Harburg begonnen. Ziel dieses Konzeptes ist die Darstellung einer 100%-igen Energieversorgung des Landkreis Harburg mit Erneuerbaren Energien mit Beteiligung der Öffentlichkeit bei der Umsetzung. [1]

Im Rahmen dieses Konzeptes wird zunächst der Gesamtenergieverbrauch auf Basis des Jahres 2010 dargestellt und verschiedene Szenarien für die Zukunft gerechnet. Unterschieden wird dabei auch nach den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr. Die nachstehend aufgeführten Daten werden für diese Arbeit auf der Nachfrageseite verwendet. Der Bereich Verkehr wird im weiteren Verlauf wenig berücksichtigt.

7.1. Entwicklung Endenergieverbrauch bis 2010

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im LK Harburg in den Jahren 1990-2010. Erkennbar ist insgesamt ein Anstieg des Verbrauchs auf ca. 7,6 TWh, 50% davon entfallen auf den Verkehr. Dieser war auch hauptverantwortlich für den Verbrauchsanstieg der letzten Jahre, zuletzt aber auch die heimische Wirtschaft.

Abbildung 7: Entwicklung Endenergieverbrauch LK Harburg 1990-2010 [68]

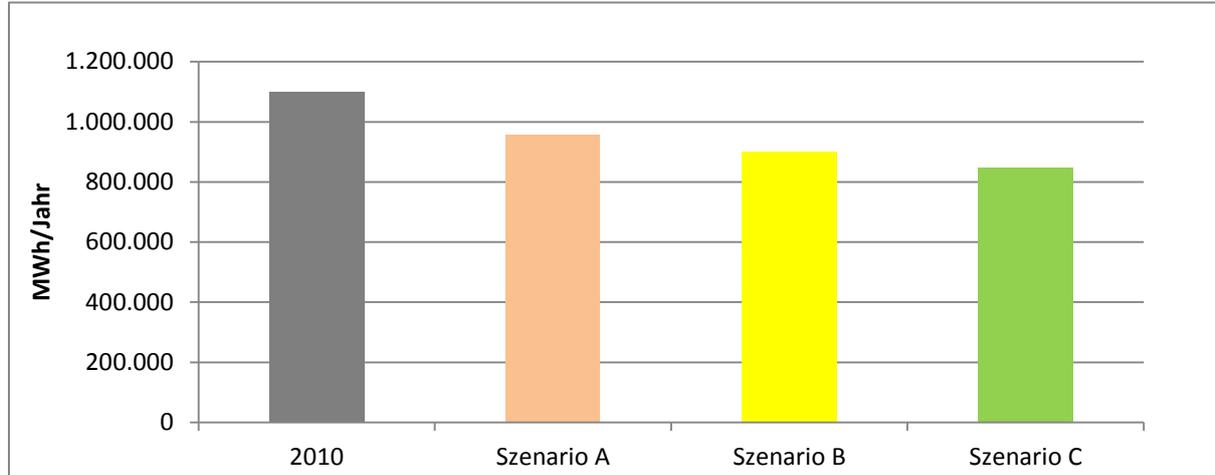


7.2. Entwicklung Stromverbrauch

Über die Entwicklung des Stromverbrauchs in den vergangenen 20 Jahren sagt die B.A.U.M.-Studie nichts aus, wohl wagt sie aber eine Prognose für die Zeit bis 2030. Die nachfolgende Abbildung zeigt, wie sich der Stromverbrauch im LK Harburg bis 2030 entwickeln könnte. Für die Einbindung von PTG im Rahmen eines Hybridkraftwerkes sind die Zahlen der Zukunft auch eher entscheidend. Es wurden dabei drei unterschiedliche Szenarien gerechnet. Alle gehen von einer Reduzierung des Stromverbrauchs aus. In dieser Arbeit wird das Szenario A angenommen, da man davon ausgehen

muss, dass im LK Harburg die Bevölkerung weiter wächst und auch weiterhin Industrie und Gewerbe angesiedelt wird. Die Energieeffizienzgewinne werden also teilweise durch das Wachstum kompensiert. Wurden 2010 also 1,1 Mio MWh Strom pro Jahr verbraucht, werden es dem Szenario A zur Folge im Jahr 2030 dann ca. 0,957 Mio MWh sein. [69]

Abbildung 8: Stromverbrauch LK Harburg 2010 und Reduktionspotential: Szenarien bis 2030 [69]



Wie bereits in Kapitel 3 erwähnt, ist es für eine sichere Stromversorgung wichtig, dass die Höhe der eingespeisten Leistung immer der abgenommenen Leistung (Last) entspricht, um die Netzfrequenz von 50 Hz stabil zu halten. Insofern helfen Daten zur absolut benötigten Strommenge eines Jahres nur bedingt weiter. Sie geben lediglich Auskunft darüber, welche Erzeugungskapazitäten wohl bereit zu stellen sind.

Man muss Lastverläufe über das Jahr und über den Tag exakt kennen, um die notwendigen Strommengen zeitgenau bereitstellen zu können. Es wäre also der Lastverlauf eines Jahres, aufgeteilt in Monats-, Wochen-, Tages-, Stunden- und Viertelstundenwerten darzustellen und zwar abgegrenzt auf das Gebiet des LK Harburg.

Leider besteht diese Möglichkeit nicht, da die beiden örtlichen Verteilungsnetzbetreiber EWE und Avacon nicht über auf den LK Harburg bezogene Daten verfügen. Die Stadtwerke Buchholz und Winsen könnten das nachweisen, aber sie bilden nur Ihre jeweilige Kommune im LK Harburg ab.

Um für den LK Harburg ein Lastprofil für das Jahr 2030 auf der Stromverbrauchsseite darzustellen, wurde folgendes Rechenmodell angewendet:

Der von B.A.U.M. prognostizierte Verbrauch von 0,957 Mio MWh wurde als Lastprofil auf Stundenbasis dargestellt, d.h. diese Menge wurde auf 8760 Jahresstunden, also zu jeder Stunde eines jeden Tages verteilt. **Dabei wurde unterstellt, dass die Energiemenge der Einzelstunde das Produkt aus Leistung der Einzelstunde und der jeweiligen Einzelstunde selbst ist. Diese Annahme gilt für alle Berechnungen im Zusammenhang mit Erzeugung und Verbrauch auf Stundenbasis.** Als Vergleichswert wurde das Lastprofil für Gesamtdeutschland herangezogen. Die Werte für Deutschland wurden der Website der ENTSO-E, Brüssel entnommen, Betrachtungszeitraum war der 1.Juli 2012 ab 0:00 Uhr bis zum 30.Juni 2013 um 24:00 Uhr.[70]

Folgender Rechengang wurde gewählt:

1. Die Summe der Leistung der Einzelstunden im deutschen Stromnetz im Betrachtungszeitraum entspricht dem Netto-Jahresstromverbrauch in Deutschland im selben Zeitraum:

$$\sum_{i=1}^{8760h} P_i * t \quad [MW * h] = W_{DE} [MWh] \quad (7.1)$$

Der ermittelte Wert für den Netto-Jahresstromverbrauch für Deutschland in der Zeit vom 1.Juli 2012 bis 30.Juni 2013 beträgt 461.872.609 MWh.

Diese Zahl für den Stromverbrauch weicht erheblich von dem von der ENTSO-E, Brüssel für den gleichen Zeitraum ermittelten Verbrauch von 523.668.000 MWh ab. [70] Die ENTSO-E weist auch darauf hin, dass die Lastverläufe auf Einzelstundenwerten auch keine präzise Datenbasis für den Stromverbrauch darstellen, auch wenn die Stundenwerte in der Regel wiederum Durchschnittswerte auf Basis von Viertelstundenwerten darstellen.

Der Grund für diese Abweichungen, die auch das Solar-Institut Jülich in einer Studie für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit festgestellt hat, liegt darin, dass auf den Nettostromverbrauch noch die Netzverluste, der Kraftwerkseigenverbrauch und der Stromverbrauch für Pumpspeicherkraftwerke addiert werden müssen. Daraus ergibt sich der Bruttostromverbrauch. [71] Die ENTSO-E gibt allerdings auch an, dass ein Großteil der Netzverluste in ihren Daten berücksichtigt wurde und begründen das mit dem Kraftwerkseigenverbrauch. [72] Hier bleibt eine gewisse Ungenauigkeit. In dieser Arbeit wird aber davon ausgegangen, dass für die Nachfrageseite der Leistungswert der Einzelstunde auch dem Einzelstundenverbrauch entspricht. Sicherlich gibt es immer wieder Abweichungen nach oben und unten, aber diese sollten sich insgesamt in etwa ausgleichen.

II. Die Strommenge jeder Einzelstunde als Produkt der Leistung der Einzelstunde und der Einzelstunde selbst im Betrachtungszeitraum wird in Relation gesetzt zum Netto-Jahresstromverbrauch in Deutschland im Betrachtungszeitraum. Daraus errechnet sich der relative Anteil (Prozentsatz) der Einzelstunde am Gesamtverbrauch:

$$\frac{W_{\text{Einzelstunde}}}{W_{DE}} \left[\frac{MWh}{MWh} \right] = p \quad [\%] \quad (7.2)$$

Jeder Einzelstundenwert weist nun einen prozentualen Anteil am Nettostromverbrauch nach. Auch hier wird unterstellt, dass der Wert der Leistung in etwa dem Wert des Verbrauchs entspricht.

III. Der Prozentsatz der Einzelstunde in Deutschland entspricht dem Prozentsatz der Einzelstunde im LK Harburg:

$$p_{DE} [\%] = p_{LKH} [\%] \quad (7.3)$$

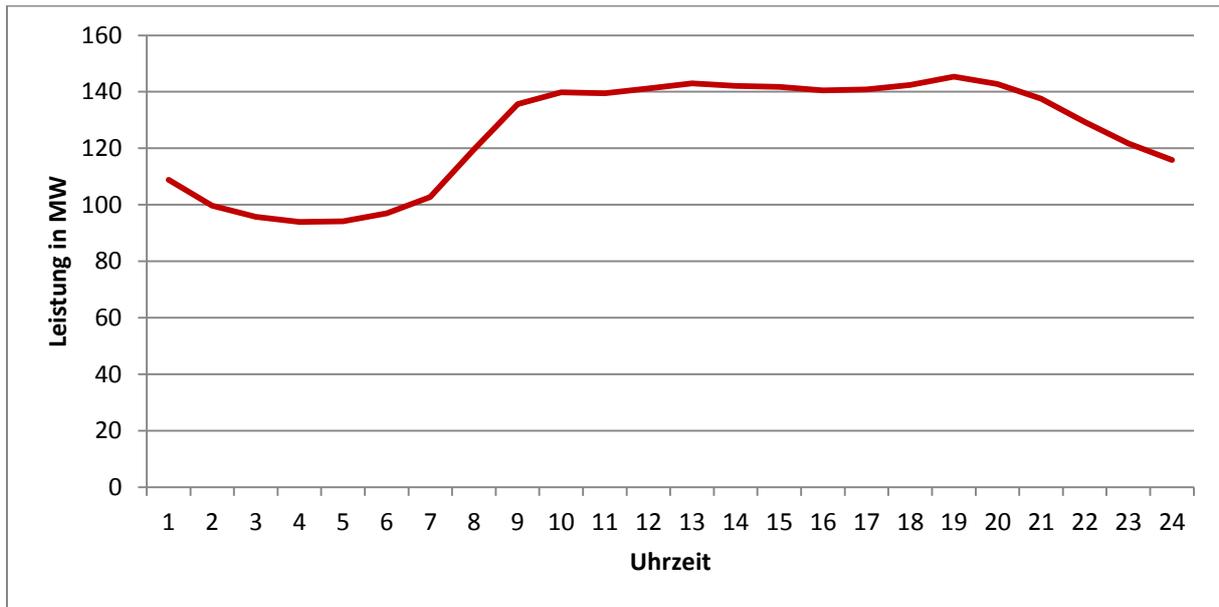
Die prozentuale Verteilung für den Nettostromverbrauch im LK Harburg wird mit dem Verbrauch in Deutschland gleich gesetzt.

IV. Der Prozentsatz der Einzelstunde im LK Harburg wird mit dem von B.A.U.M. für 2030 prognostizierten Netto-Jahresstromverbrauch von 0,957 Mio MWh multipliziert. Daraus ergibt sich der Leistungswert für die Einzelstunde im LK Harburg für den Betrachtungszeitraum:

$$p * 0,957 \text{ Mio} \quad [\% * MWh] = P_{\text{Einzelstunde}} [MW] \quad (7.4)$$

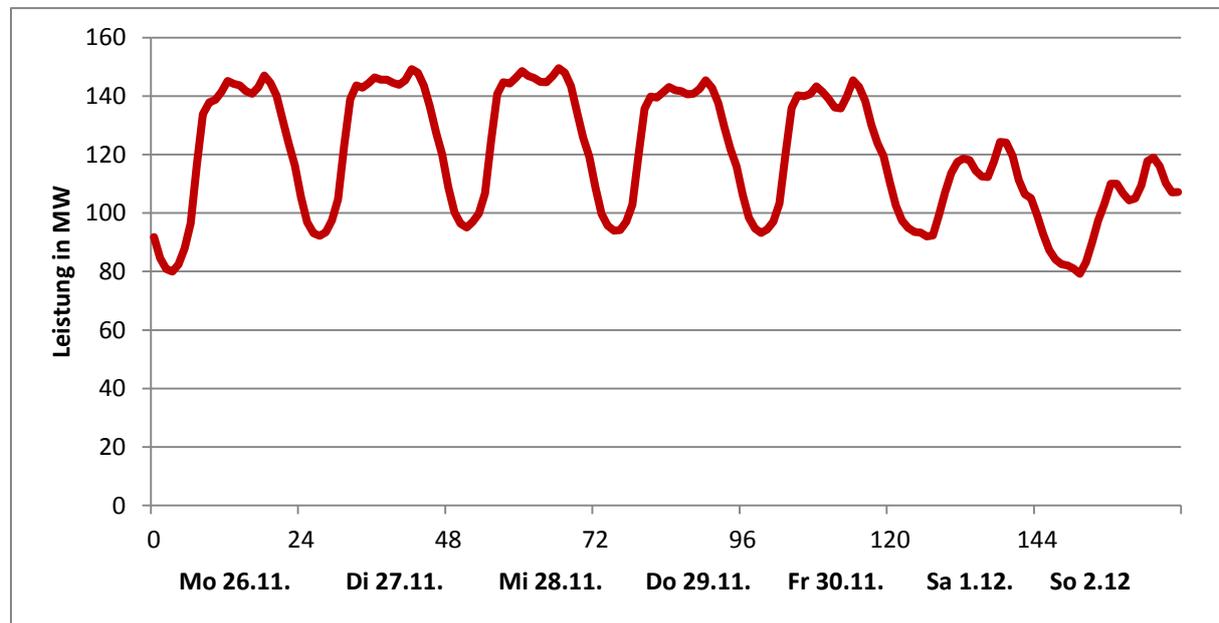
Aufgrund der vorgestellten Rechnungen ergeben sich jetzt die Lastverläufe für Strom auf der Verbrauchsseite als Stundenwerte. Beispielhaft sind einige Verläufe in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Abbildung 9: Potentieller Tageslastgang Strom 29.11.2030 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



Die Abbildung zeigt im Grunde einen typischen Tagesverlauf im Spätherbst an einem normalen Wochentag. Gegen 7:00 Uhr steigt die Leistung im Netz deutlich an, am Abend gegen 20:00 Uhr erreicht sie ihren Höhepunkt und fällt dann zur Nacht hin wieder ab.

Abbildung 10: Potentieller Wochenlastgang Strom 48. KW (26.11.-2.12.) 2030 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



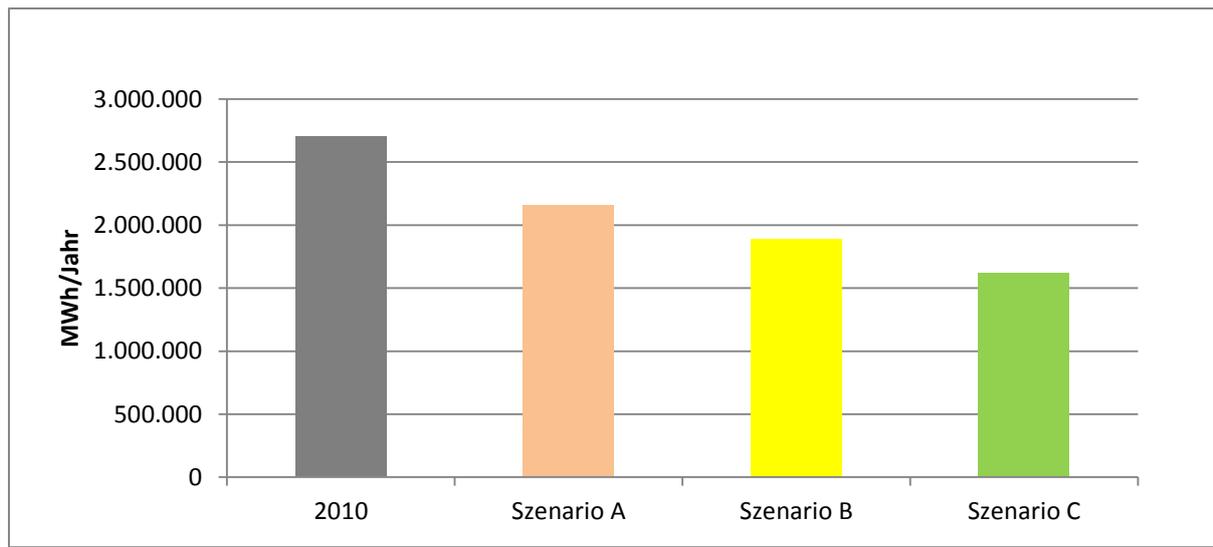
Diese Abbildung zeigt einen typischen Wochenverlauf, wie er in Deutschland üblich ist. Während der Nachtzeiten sinken die Leistung im Netz und damit auch der Stromverbrauch um ca. 40% und zum Wochenende sinken beide Werte insgesamt ab. Damit wird dokumentiert, dass vor allem Gewerbebetriebe und Industrie am Wochenende einen geringeren Strombedarf haben, während der Haushaltsbedarf eher stabil bleibt oder sogar leicht ansteigen kann.

Die Einzelwerte der Tages- und des Wochenlastgangs sind den Tabellen 64 und 65 im Anhang zu entnehmen.

7.3. Entwicklung Wärmeverbrauch

Auch beim Wärmeverbrauch geht die B.A.U.M. Studie von einem sinkenden Wärmeverbrauch aus. Insgesamt ist hier das Reduktionspotential größer als beim Stromverbrauch. Man kann unterstellen, dass die Effizienzgewinne durch Wärmedämmung im Altbestand von Gebäuden deutlich höher sind als beim Stromverbrauch. Aber auch hier gilt, dass der LK Harburg einen Zuwachs an Wohnhäusern, Gewerbe- und Industriegebäuden sowie Wärmeverbrauchern in der Industrie haben könnte. Deshalb geht diese Arbeit vom Szenario A aus. In Zahlen ausgedrückt bedeutet das: Der Wärmeverbrauch sinkt von 2,7 Mio MWh/Jahr auf ca. 2,16 Mio MWh/Jahr. [73]

Abbildung 11: Wärmeverbrauch LK Harburg 2010 und Reduktionspotential: Szenarien bis 2030 [73]



Auch beim Wärmeverbrauch ist der Lastverlauf des Jahres unbedingt zu berücksichtigen. Sicherlich ist davon auszugehen, dass der Bedarf an Wärme im Winter höher ist als im Sommer. Aber vor dem Hintergrund der optimalen Energieeffizienz von PTG müssen Standorte für KWK-Anlagen gefunden werden, die die entstehende Wärme bei der Rückverstromung effizient nutzen. Deshalb müssen Lastverläufe für Wärme und vor allem die Orte der bestehenden Last bekannt sein.

Vergleicht man den Bedarf an Strom und Wärme in den beiden Szenarien A miteinander, stellt man bereits fest, dass selbst bei einem 100%-igen Einsatz von EE-Methan in BHKW und einem unterstellten Wirkungsgrad von 40% für die Stromerzeugung sowie 40% für die Wärmeerzeugung der Bedarf an Wärme über diesen Nutzungspfad maximal zur Hälfte gedeckt werden kann wenn der Strombedarf zu 100% über diesen Weg gedeckt wird.

Nur wenn noch deutlich mehr EE-Methan durch überschüssige Wind- und Sonnenenergie erzeugt werden kann, ist ein noch besserer Deckungsgrad möglich.

Je nachdem, wie sich das Angebot an EE im LK Harburg für die Stromerzeugung insgesamt darstellt, muss dieser Weg weiter betrachtet werden und über den Einsatz von entweder stromgeführten oder wärmegeführten BHKW nachgedacht werden.

7.4. Entwicklung Kraftstoffverbrauch

Die B.A.U.M. Studie gibt für das Jahr 2010 einen Endenergieverbrauch beim Verkehr von 3.814.503 MWh an [68]. Betrachtet man die Historie von 1990 bis 2010, so musste man bis dahin von einem jährlichen Mehrverbrauch von ca. 50.000 MWh ausgehen. Ob dieses Wachstum für die Zukunft auch gilt, bleibt abzuwarten. Die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) geht in ihrem Bericht aus dem Jahr 2011 davon aus, dass der Verbrauch an Kraftstoffen in Deutschland in den nächsten Jahren

aufgrund effizienterer Technologien und neuer Verkehrskonzepte kontinuierlich sinkt, das gilt vor allem für Ottokraftstoff.[74] Für die Wachstumsregion LK Harburg wird daher in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass der Kraftstoffverbrauch in etwa gleich bleibt. Die FNR gibt auch an, dass nur noch 28% des Kraftstoffes als Ottokraftstoff nachgefragt werden und 72% als Diesekraftstoff. Umgerechnet auf den LK Harburg würde das bedeuten, dass ca. 1.068.000 MWh in Form von Superbenzin bereitgestellt werden müssten und 2.746.440 MWh in Form von Diesel.

Mengenmäßig würden etwa 89.000 t Superbenzin (Energiegehalt Superbenzin 12,00 kWh/kg) und 233.000 t Diesel (Energiegehalt 11,80 kWh/kg) pro Jahr im Jahr 2030 benötigt. Der Verbrauch über das Jahr sollte relativ gleichbleibend verlaufen.

Je nachdem, wie sich das Angebot an EE im LK Harburg für die Stromerzeugung insgesamt darstellt, muss dieser Weg weiter betrachtet werden und über den Einsatz von EE-Methan als Kraftstoff nachgedacht werden.

8. Energieangebot aus erneuerbaren Energien im Landkreis Harburg

Auch im Landkreis Harburg sind in den letzten Jahren etliche Anlagen zur Energieumwandlung aus erneuerbaren Energien installiert worden. Allerdings ist die Entwicklung im Vergleich zu anderen Regionen in Niedersachsen etwas langsamer verlaufen. Gründe sind zum einen der Rückgang der Viehhaltung in der Landwirtschaft und das damit verringerte Interesse der Landwirtschaft an der Biogaserzeugung, zum anderen der vor allem gegenüber den Küstenregionen unterdurchschnittliche Ausbau der Windenergie. Somit betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf im Jahr 2010 ca. 17%, wie die bereits angeführte B.A.U.M. Studie belegt.

8.1. Stromangebot aus erneuerbaren Energien

Als Vergleichswert für das zeitliche Angebot wurde bei Sonne und Wind das Angebotsprofil für Gesamtdeutschland herangezogen. Die Werte für Deutschland wurden der Website der EEX, Leipzig <http://www.transparency.eex.com/de/> entnommen, Betrachtungszeitraum war der 1. Juli 2012 ab 0:00 Uhr bis zum 30. Juni 2013 um 24:00 Uhr. [75]

8.1.1. Stromangebot aus Sonnenenergie

Im Jahr 2010 waren im LK Harburg 1140 Photovoltaikanlagen (PVA) installiert. Diese haben in dem Jahr 8.259 MWh Strom produziert. Das Potenzial für 2030 gibt die B.A.U.M.-Studie mit insgesamt 213.162 MWh Jahresproduktion an. Bis dahin könnten 14.750 PVA installiert werden. Das würde eine durchschnittlich installierte elektrische Leistung von 250 KWp bedingen, wenn ein Ertrag von 850 KWh/KWp unterstellt wird. Dafür müssten 18% der nutzbaren Dachflächen bebaut werden, außerdem würden Freiflächenanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt 6 MWp benötigt. [76]

Das zeitliche Angebot an Strom aus PVA ist natürlich ebenfalls von Interesse. Zur Darstellung dieses Angebotes wurde ähnlich wie bei der Ermittlung des Lastganges beim Verbrauch vorgegangen:

I. Aus Viertelstundenwerten der gesamten Einspeisung aus PVA in Deutschland werden durchschnittliche Stundenwerte zur vollen Stunde gebildet:

$$\frac{(P_{ta} + P_{tb} + P_{tc} + P_{td})}{4} = P_{\text{Einzelstunde}} \text{ [MW]} \quad (8.1)$$

II. Die Summe der Leistung aus Einspeisung aus PVA im deutschen Stromnetz im Betrachtungszeitraum entspricht der Nettostromerzeugung aus PV in Deutschland im selben Zeitraum:

$$\sum_{i=1}^{8760h} P_i * t \text{ [MW * h]} = W_{PVA DE} \text{ [MWh]} \quad (8.2)$$

Der ermittelte Wert für die Netto-Jahresstromerzeugung aus PVA für Deutschland in der Zeit vom 1. Juli 2012 bis 30. Juni 2013 beträgt 6.975.293 MWh.

III. Die Strommenge jeder Einzelstunde als Produkt der Leistung der Einzelstunde und der Einzelstunde selbst aus PVA in Deutschland im Betrachtungszeitraum wird in Relation gesetzt zur Nettostromerzeugung in Deutschland aus PVA im Betrachtungszeitraum. Daraus errechnet sich der relative Anteil (Prozentsatz) der Einzelstunde an der Gesamterzeugung:

$$\frac{W_{PVA \text{ Einzelstunde}}}{W_{PVA DE}} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{MWh}} \right] = p \text{ [%]} \quad (8.3)$$

Jeder Einzelstundenwert weist nun einen prozentualen Anteil an der Nettostromerzeugung nach. Auch hier wird unterstellt, dass der Wert der Leistung in etwa dem Wert des Verbrauchs entspricht.

IV. Der Prozentsatz der Einzelstunde in Deutschland entspricht dem Prozentsatz der Einzelstunde im LK Harburg:

$$p_{DE} [\%] = p_{LKH} [\%] \tag{8.4}$$

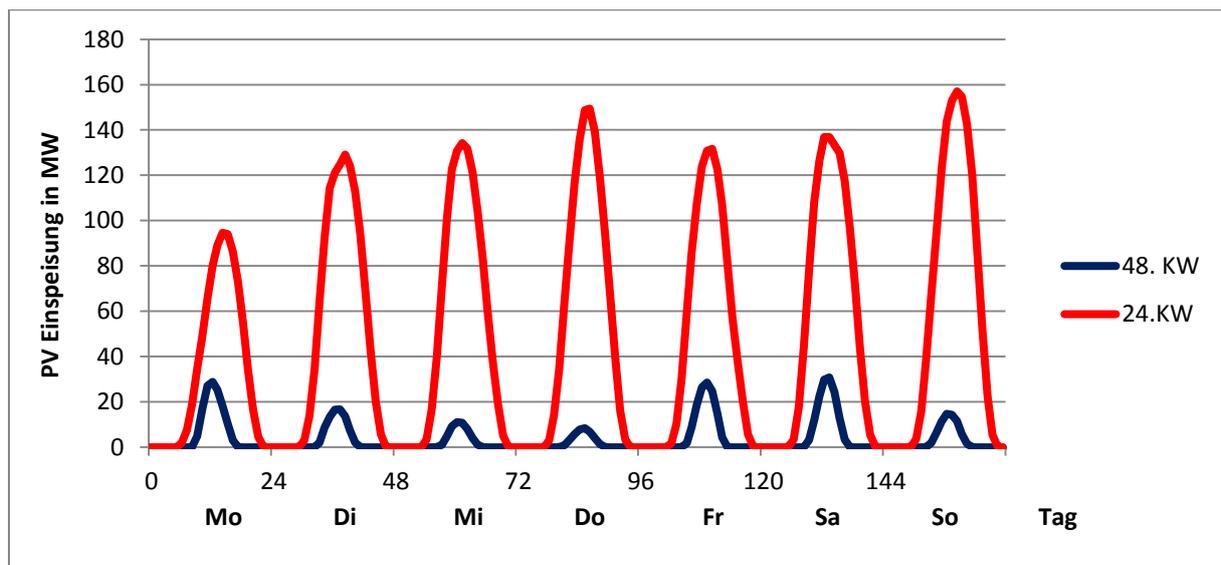
Die prozentuale Verteilung für die Nettostromerzeugung aus PVA im LK Harburg wird mit der Erzeugung aus PVA in Deutschland gleich gesetzt. Auch hier bleiben natürlich Ungenauigkeiten, da nicht ermittelt werden konnte, ob das Angebotsprofil der Region exakt dem Deutschlands entspricht.

V. Der Prozentsatz der Einzelstunde im LK Harburg wird mit dem von B.A.U.M. für 2030 prognostizierten Stromerzeugung aus PVA von 0,213 Mio MWh multipliziert. Daraus ergibt sich der Leistungswert für die Einzelstunde im LK Harburg für den Betrachtungszeitraum:

$$p * 0,213 \text{ Mio } [\% * \text{MWh}] = P_{PVA \text{ Einzelstunde}} [MW] \tag{8.5}$$

Aufgrund der vorgestellten Rechnungen ergeben sich die Angebotsverläufe für Strom aus PVA als Stundenwerte. Beispielhaft sind einige Verläufe in den folgenden Abbildungen dargestellt:

Abbildung 12: Potentielles zeitliches Stromangebot PVA 24. KW (10.6.-16.6.) und 48. KW (26.11.-2.12.) 2030 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



Erkennbar in dieser Graphik sind die typischen Tagesverläufe für die Einspeisung von PV-Strom. Erkennbar ist auch die deutlich höhere Einspeisung im Sommer.

Der höchste Stundenwert mit 175,91 MW lag zweimal am 24.4.2013 um 13:00 Uhr und am 17.6.2013 um 14:00 Uhr vor. Die niedrigsten Stundenwerte zur gleichen Uhrzeit lagen betragen am 18.1.2013 3,32 MW und 3,14 MW. Die höchste Einspeisemenge betrug am 6.6.2013 1523,23 MWh, wenn man unterstellt, dass die Summe der Stundenwerte die Tagesenergiemenge darstellen, die niedrigste Menge weist der 18.1.2013 mit 16,52 MWh auf.

8.1.2. Stromangebot aus Biomasse

Im Jahr 2010 waren im LK Harburg 11 Biomasseanlagen als Biogasanlagen (BGA) installiert. Diese haben in dem Jahr 68.998 MWh Strom produziert. Das Potenzial für 2030 gibt die B.A.U.M.-Studie mit insgesamt 186.752 MWh Jahresproduktion an. Dafür müssten ca. 23,5 MW an elektrischer Leistung

installiert werden, wenn die Anlagen mindestens 8.000h/Jahr unter Vollast laufen. [77] Im Jahr 2012 ist diese Leistung mit 19,1 MW schon nahezu erreicht worden. Außerdem werden einige BGA noch erweitert, so dass das angenommene Potential damit bereits fast erschöpft ist. [78]

Auf eine Darstellung des zeitlichen Angebots an Strom aus Biomasse wird hier verzichtet, da davon ausgegangen wird, dass dieser über alle Anlagen nahezu immer konstant ist. Zeitweise Ausfälle einer Anlage werden durch andere Anlagen kompensiert. Deshalb wird die durchschnittliche Auslastung auch nicht mit mehr als 8.000 h/Jahr angesetzt.

Rechnerisch ergibt sich daraus eine dauernde Grundlast von 21,3 MW im Stromnetz des LK Harburg.

8.1.3. Stromangebot aus Windenergie

Im Jahr 2010 waren im LK Harburg 63 Windenergieanlagen (WEA) installiert. Diese haben in dem Jahr 112.552 MWh Strom produziert. Das Potenzial für 2030 gibt die B.A.U.M.-Studie mit insgesamt 1.478.544 MWh Jahresproduktion an. Dafür müssten 197 WEA mit einer installierten elektrischen Leistung von 3 MW gebaut werden, für die eine Auslastung von 2.500 Vollaststunden unterstellt wird. Bei dieser Anzahl wurde angenommen, dass bei den bereits im Jahr 2010 vorhandenen 63 WEA ein Repowering durchgeführt wird und sich deren Anzahl auf 36 reduziert. [79]

Die durchschnittlich installierte elektrische Leistung lag laut LK Harburg im Jahr 2010 bei 1,3 MW, dieser Wert gilt auch noch zu Beginn des Jahres 2014. [80]. Damit liegt die Auslastung bei ca. 1.375 Vollaststunden pro WEA und Jahr. Ob eine Auslastung von 2.500 Vollaststunden angesichts von mittleren Windgeschwindigkeiten in der Region von 6,5 m/s in einer Höhe von 120 mtr für WEA der 3 MW-Klasse realistisch ist, muss abgewartet werden. In dieser Arbeit wird die Annahme getroffen.

Das zeitliche Angebot an Strom aus WEA ist natürlich ebenfalls von Interesse. Zur Darstellung dieses Angebotes wurde analog zur Ermittlung der Einspeisung von PV-Strom vorgegangen:

I. Aus Viertelstundenwerten der gesamten Einspeisung aus WEA in Deutschland werden durchschnittliche Stundenwerte zur vollen Stunde gebildet:

$$\frac{(P_{ta} + P_{tb} + P_{tc} + P_{td})}{4} = P_{\text{Einzelstunde}} \text{ [MW]} \quad (8.6)$$

II. Die Summe der Leistung aus Einspeisung aus WEA im deutschen Stromnetz im Betrachtungszeitraum entspricht der Nettostromerzeugung in Deutschland im selben Zeitraum:

$$\sum_{i=1}^{8760h} P_i * t \text{ [MW * h]} = W_{WEA DE} \text{ [MWh]} \quad (8.7)$$

Der ermittelte Wert für die Netto-Jahresstromerzeugung aus WEA für Deutschland in der Zeit vom 1. Juli 2012 bis 30. Juni 2013 beträgt 43.535.840 MWh.

III. Die Strommenge jeder Einzelstunde als Produkt der Leistung der Einzelstunde und der Einzelstunde selbst aus WEA in Deutschland im Betrachtungszeitraum wird in Relation gesetzt zur Nettostromerzeugung in Deutschland aus WEA im Betrachtungszeitraum. Daraus errechnet sich der relative Anteil (Prozentsatz) der Einzelstunde an der Gesamterzeugung:

$$\frac{W_{WEA \text{ Einzelstunde}}}{W_{WEA DE}} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{MWh}} \right] = p \text{ [%]} \quad (8.8)$$

Jeder Einzelstundenwert weist nun einen prozentualen Anteil an der Nettostromerzeugung nach. Auch hier wird unterstellt, dass der Wert der Leistung in etwa dem Wert des Verbrauchs entspricht.

IV. Der Prozentsatz der Einzelstunde in Deutschland entspricht dem Prozentsatz der Einzelstunde im LK Harburg:

$$p_{DE} [\%] = p_{LKH} [\%] \tag{8.9}$$

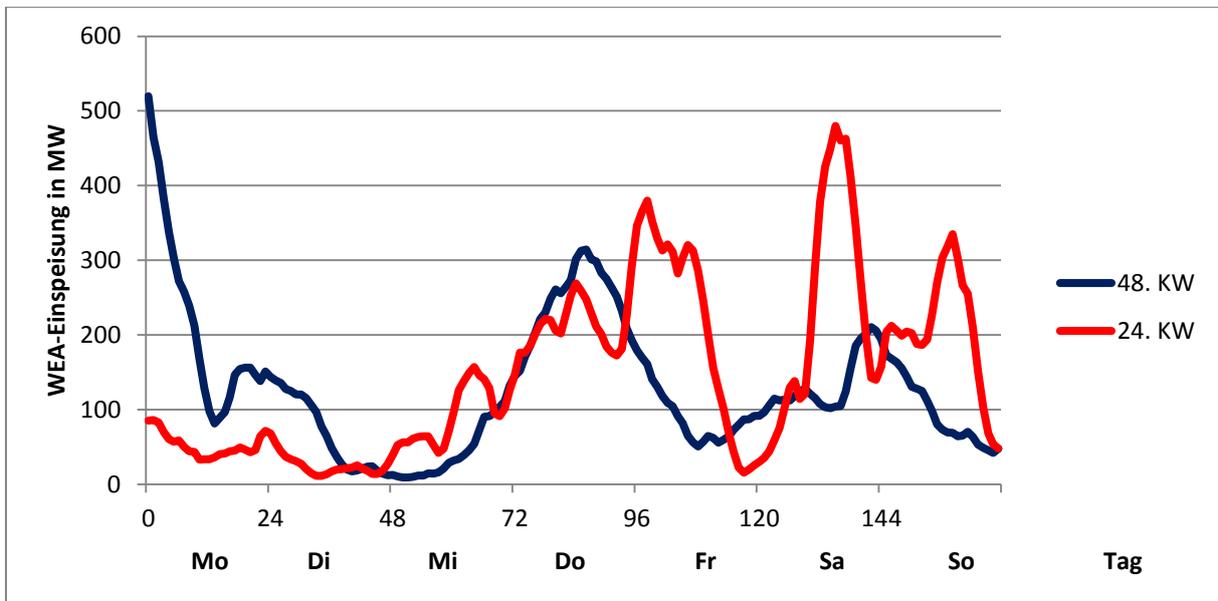
Die prozentuale Verteilung für die Nettostromerzeugung aus WEA im LK Harburg wird mit der Erzeugung aus WEA in Deutschland gleich gesetzt. Auch hier bleiben natürlich Ungenauigkeiten, da nicht ermittelt werden konnte, ob das Angebotsprofil der Region exakt dem Deutschlands entspricht.

V. Der Prozentsatz der Einzelstunde im LK Harburg wird mit der von B.A.U.M. für 2030 prognostizierten Stromerzeugung aus WEA von 1,478 Mio MWh multipliziert. Daraus ergibt sich der Leistungswert für die Einzelstunde im LK Harburg für den Betrachtungszeitraum:

$$p * 1,478 \text{ Mio} [\% * \text{MWh}] = P_{WEA \text{ Einzelstunde}} [\text{MW}] \tag{8.10}$$

Aufgrund der vorgestellten Rechnungen ergeben sich jetzt die Angebotsverläufe für Strom aus PV-Anlagen als Stundenwerte. Beispielhaft sind einige Verläufe in den folgenden Abbildungen dargestellt:

Abbildung 13: Potentielles zeitliches Stromangebot WEA 24. KW (10.6.-16.6.) und 48. KW (26.11.-2.12.) 2030 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



Der höchste Stundenwert mit 785,97 MW lag am 31.1.2013 um 17:00 Uhr vor. Der niedrigste Stundenwert betrug am 24.10.2012 4,41 MW. Die höchste Einspeisemenge betrug am 31.1.2013 18.187 MWh, die niedrigste Menge weist der 17.2.2013 mit 213 MWh auf.

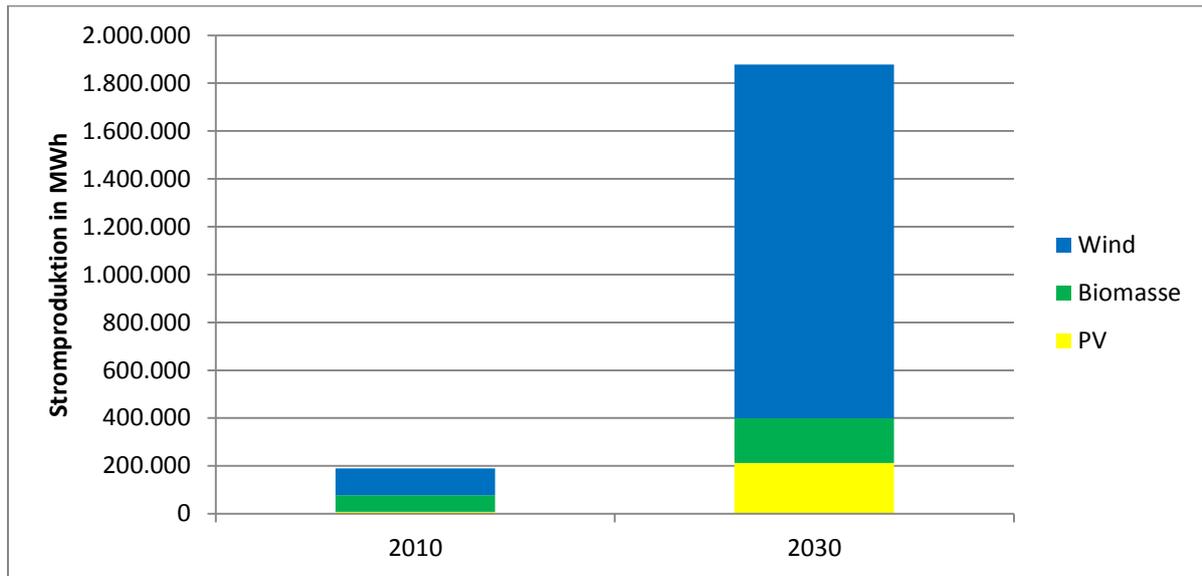
Im Gegensatz zur Einspeisung aus PVA zeigt sich beim Wind ein völlig anderes Bild: Es gibt nicht die typischen tageszeitabhängigen Einspeisemengen Tag/Nacht und die Einspeisemenge ist auch nicht unbedingt abhängig von der Jahreszeit.

Für Stromeinspeisung aus WEA ergibt sich damit das Problem, dass eine Vorhersage wie bei PV nur schwierig möglich ist. Wohl gibt es Wetterprognosen, aber gewisse typische Erzeugungsprofile wie bei PV (Tag/Nacht und Sommer/Winter) passen bei Wind gar nicht.

8.1.4. Zusammenfassung Stromangebot und Bewertung

Die nachfolgende Graphik zeigt etwas übersichtlicher die notwendigen Veränderungen bis 2030 auf, wenn die Region tatsächlich 100 % erneuerbare Energien für den Strombedarf einsetzen will.

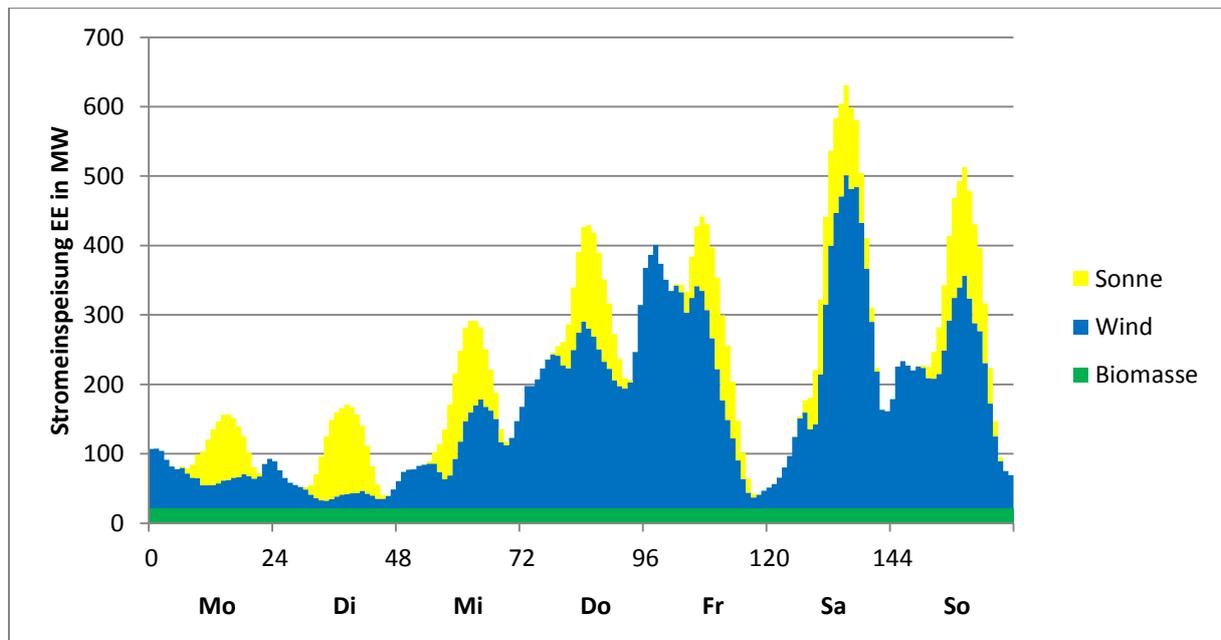
Abbildung 14: Stromerzeugung aus EE im LK Harburg 2010 und 2030 in MWh [81]



Betrachtet man diese Graphik, könnte man zu dem Schluss kommen, dass der LK Harburg nicht nur in der Lage ist, die notwendigen 957.000 MWh an Strom aus erneuerbaren Energien bereit zu stellen sondern sogar noch nennenswerte Mengen zu exportieren. Mit 1.878.458 MWh würde nahezu die doppelte Menge an Strom produziert.

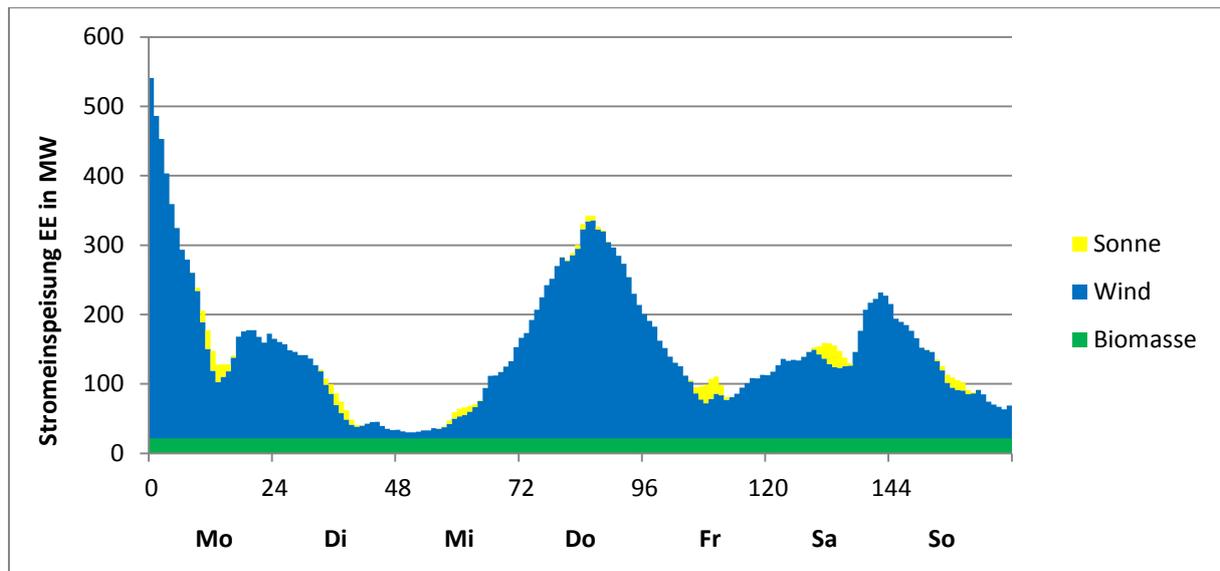
Da es sich aber im Wesentlichen um ein fluktuierendes Stromangebot aus Sonne und Wind handelt, muss ein zeitlicher Abgleich mit dem Verbrauch stattfinden, der nahezu bei 100% Deckung liegt. Beispielhaft sei hier noch einmal der zeitliche Angebotsverlauf aus allen EE im LK Harburg als Stundenwert für die bereits erwähnten Zeiträume in 2030 dargestellt:

Abbildung 15: Potentielles zeitliches Stromangebot aus EE 24. KW (10.6.-16.6.) 2030 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



Die Einzelwerte des Wochenangebotes sind den Tabellen 64 und 65 im Anhang zu entnehmen.

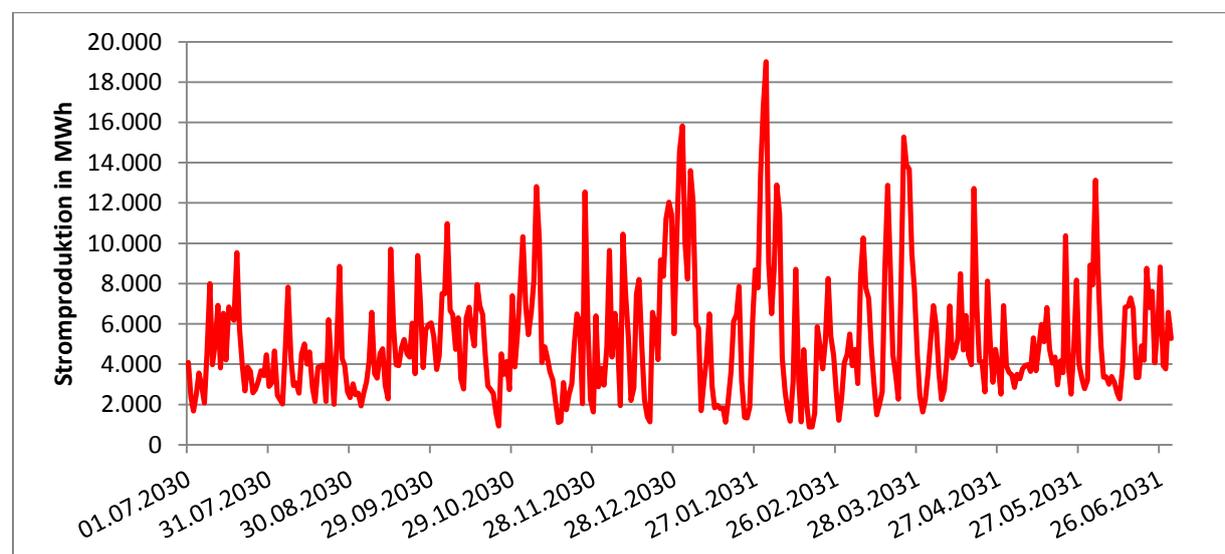
Abbildung 16: Potentielles zeitliches Stromangebot aus EE 48. KW (26.11.-2.12.) 2030 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



Beide Angebotsverläufe zeigen deutlich den Unterschied in der Jahreszeit. Im Sommer ergeben sich oft die typischen Tagesspitzen um die Mittagszeit, bedingt durch die Einspeisung von PV-Strom. Die PVA können im Winter aber bekannter Weise keinen großen Beitrag zur Energieversorgung leisten, wesentlicher erneuerbarer Primärenergieträger ist während dieser Zeit der Wind, aber auch dieser kann an einzelnen Tagen so schwach sein, so dass nur eine geringe Einspeisung stattfindet, die noch unter der von Biomasseanlagen liegt. Der höchste Stundenwert mit 842,14 MW lag am 31.1.2013 um 14:00 Uhr vor. Der niedrigste Stundenwert betrug am 17.2.2013 26,37 MW. Die höchste Einspeisemenge betrug am 31.1.2013 19.011,98 MWh, wenn man unterstellt, dass die Summe der Stundenwerte die Tagesenergiemenge darstellen, die niedrigste Menge weist der 16.2.2013 mit 883,44 MWh auf.

Die nachfolgende Graphik zeigt in verkürzter Darstellung die eingespeisten Strommengen aus EE auf Tagesbasis. Tendenziell ist die Produktion in den Wintermonaten etwas schwankender als im Sommer, d.h. die Minimum und Maximum-Werte werden auch während der Wintermonate erreicht.

Abbildung 17: Potentielle Tageswerte Stromproduktion EE LK Harburg 1.7.2012 – 30.6.2013 [Eigene Berechnungen]



8.2. Wärmeangebot aus erneuerbaren Energien

8.2.1. Wärmeangebot aus Sonnenenergie

Ein Wärmeangebot aus Sonnenenergie lässt sich direkt durch solarthermische Anlagen erzeugen, d.h. die Sonneneinstrahlung wird unmittelbar zu Heizzwecken, bzw. zur Brauchwassererwärmung genutzt. Typischerweise fallen, jahreszeitlich bedingt, Erzeugung und Verbrauch nicht immer deckungsgleich an. Diese Tatsache gilt vor allem für die Wohnbebauung. Die anfallende Wärme kann natürlich gespeichert werden. Über einen Wärmespeicher ist damit zumindest während der Sommermonate und in den Übergangszeiten zum und vom Winter ein Tag/Nachtausgleich möglich, eine Langzeitspeicherung zum Ausgleich von Sommer und Winter ist jedoch nicht wirtschaftlich. Sinnvoller ist es, die solarthermischen Anlagen etwas kleiner zu dimensionieren und als Ergänzung zum bestehenden Heizungssystem zu nutzen. Alternativ bietet sich deren Betrieb vor allem dort an, wo auch während der Sommermonate erhebliche Wärmemengen möglichst kontinuierlich gebraucht werden, z.B. in Freibädern, Krankenhäusern oder auch Kühlhäusern, in denen Kälte mit Hilfe solarer Kühlung erzeugt werden kann.

Die B.A.U.M.-Studie gibt für den LK Harburg ein solarthermisches Potential für 2030 von 77.802 MWh an, sie lässt offen, ob dieses nur im Wohnbereich oder auch an anderen Stellen erzeugt und verbraucht wird. [76] Der zeitliche Angebotsverlauf ist mit dem für Photovoltaik identisch, wie in Abbildung 12 dargestellt, lediglich die Höhe der Leistung fällt geringer aus.

8.2.2. Wärmeangebot aus Biomasse

Wärme aus Biomasse kann entweder über die Verbrennung von Biomasse direkt erzeugt werden oder über den Weg der anaeroben Vergärung der Biomasse zu Biogas und dessen Verbrennung indirekt. Die direkte Verbrennung der Biomasse ist dabei grundsätzlich der einfachere und günstigere Weg. Im Biogasprozess gilt die entstehende Wärme in der Regel als Abfallprodukt der Stromerzeugung.

Im Fall der direkten Verbrennung kann das Wärmeangebot zeitlich absolut der Nachfrage angepasst werden, während im Falle der Stromerzeugung aus Biogas die Wärme kontinuierlich über den Tag und das Jahr in nahezu immer gleicher Höhe anfällt.

Das Gesamtpotential für Wärme aus Biomasse gibt die B.A.U.M.-Studie für 2030 mit 467.428 MWh an. [77] Dabei ist allerdings nicht erkennbar, welcher Anteil BGA, bzw. Holzfeuerungsanlagen zugeschrieben wird. Unterstellt man, wie in dieser Arbeit bereits im Kapitel 7.1.2. erwähnt, eine installierte elektrische Leistung bei den BGA von 23,5 MW, eine durchschnittlichen Auslastung von 8.000 h/a und einen Wärmewirkungsgrad im BHKW von 40%, so ergibt sich eine jährliche Wärmemenge aus BGA von ca. 188.000 MWh. Diese Wärmemenge fällt kontinuierlich an, der zeitliche Angebotsverlauf ist also nahezu konstant.

Mit Hilfe von Biomassefeuerungsanlagen werden nach der oben angeführten Rechnung noch 279.428 MWh bereitgestellt. In diesem Fall wird aber das zeitliche Angebot entsprechend der Nachfrage gesteuert, da es sich ausnahmslos um Heizungsanlagen handelt.

Es sei an dieser Stelle noch angemerkt, dass sich das Potential für die Wärmebereitstellung aus Biomasse nicht nach der potentiellen Anlagenzahl richtet sondern danach, ob der Primärenergieträger Biomasse in der Region überhaupt ausreichend vorhanden ist. Für BGA ist das der Fall, da diese ja auch im Jahr 2013 bereits nahezu vorhanden sind und entsprechend Biomasse der Region nutzen. Für Biomassefeuerungsanlagen wird das in dieser Arbeit auch unterstellt, da die B.A.U.M.-Studie auf entsprechende Quellen der Region zurückgreift. [82] Biomasse zur Verbrennung wird ausschließlich aus Waldrestholz zur Verfügung gestellt, eine Verwertung von Stroh findet nicht statt, dieses wird in der Region zur Bodendüngung und für die Viehhaltung benötigt. [78]

8.2.3. Wärmeangebot aus Geothermie

Geothermische Anlagen zur Bereitstellung von Wärme gibt es im LK Harburg bereits seit Jahren. Es handelt sich dabei ausschließlich um Wärmepumpen, die oberflächennah Erdwärme zu Heizzwecken von Wohnhäusern nutzen. Das Potential ist bislang nur wenig erschöpft. B.A.U.M. gibt als möglichen Zielwert für das Jahr 2030 einen Wert von 94.414 MWh an. [83] Hier gilt analog zur Wärmebereitstellung aus verbrennbarer Biomasse, dass das zeitliche Angebot entsprechend der Nachfrage gesteuert wird. Damit weist die Wärmepumpe gegenüber der solarthermischen Anlage einen deutlichen Vorteil auf.

8.2.4. Zusammenfassung Wärmeangebot und Bewertung

Die nachfolgenden Abbildungen fassen das potentielle Wärmeangebot aus EE im Jahr 2030 für den LK Harburg noch einmal zusammen.

Abbildung 18: Wärmeangebot aus EE im LK Harburg 2010 und 2030 in MWh [81]

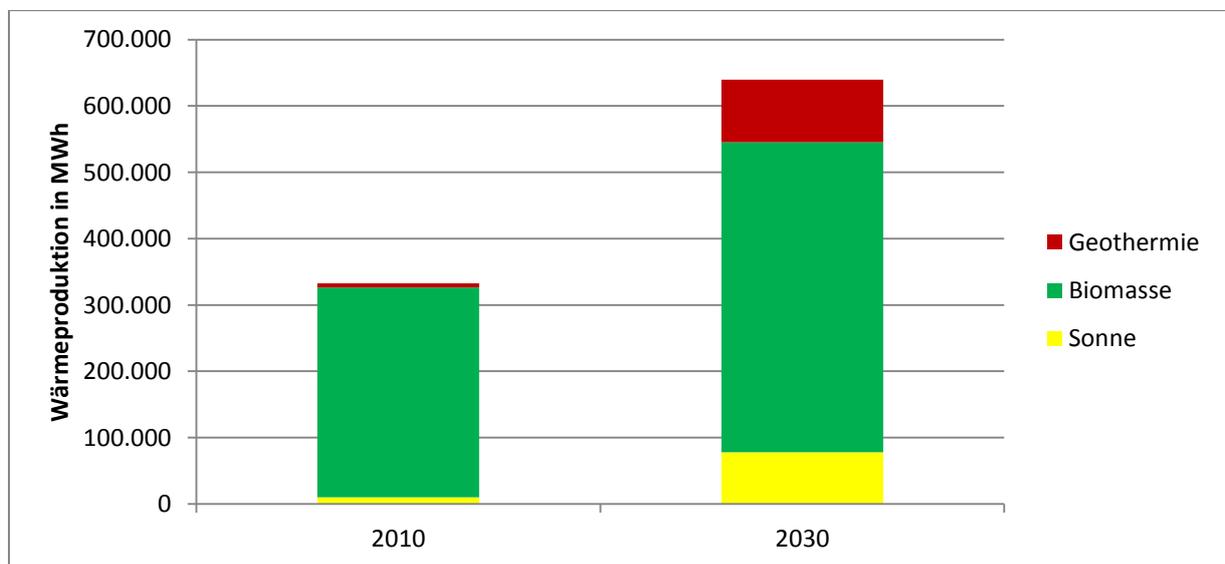
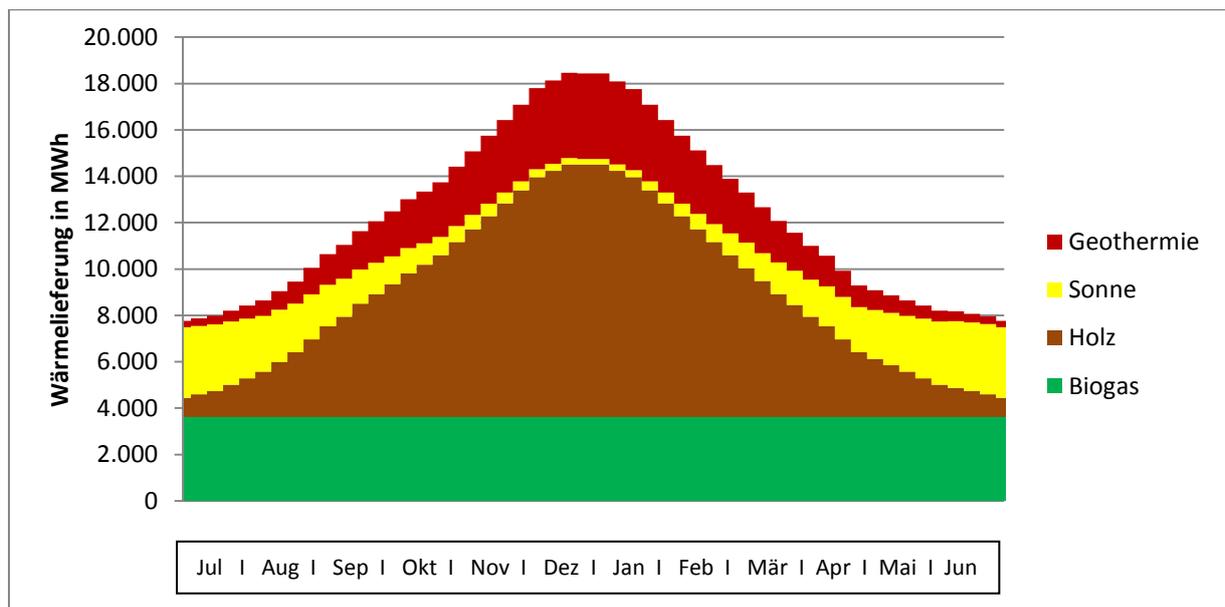


Abbildung 19: Potentieller zeitlicher Verlauf Wärmeangebot aus EE 27.KW 2030 – 26.KW 2031 [Idealisierte Darstellung]



Gut erkennbar ist, dass Wärme aus der Biogasproduktion als Grundlast über das Jahr zur Verfügung steht und das Wärme aus der Holzverbrennung und Geothermie entsprechend dem zeitlichen Bedarf angeboten wird, während das für Solarthermie genau umgekehrt verläuft. Eine Kombination von Solar- und Geothermie im Wohnungsbereich kann Sinn machen.

Insgesamt lässt sich der höhere Wärmebedarf über die Wintermonate mit EE gut abbilden. Allerdings ist hier nicht berücksichtigt, ob die Grundlast aus der Biogasproduktion auch tatsächlich in voller Höhe abgenommen werden kann. Dazu bedarf es einer entsprechenden Wärmeinfrastruktur nahe der Produktion. Ist das nicht möglich und kann auf eine Stromproduktion aus Biogas verzichtet werden, könnte das reine Biogas als aufbereitetes Biomethan in das örtliche Erdgasnetz eingespeist werden und so tatsächlich auch bedarfsgerecht zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Hier gilt es je nach Standort abzuwägen, welche Nutzung vorteilhaft ist.

8.3. Kraftstoffangebot

Ein Kraftstoffangebot aus EE ergibt sich eigentlich aus der Umwandlung von bereitgestellten EE-Primärenergieträgern wie Sonne, Wind und Biomasse.

Sonne und Wind stellen durch die beschriebene Umwandlung über den Nutzungspfad PTG entweder direkt EE-Wasserstoff für die Verwertung in einer Brennstoffzelle oder EE-Methan für die Verwertung im Ottomotor bereit. Biomasse stellt über Veredlungsprozesse (Veresterung, bzw. alkoholische Gärung) Biodiesel für Dieselmotoren oder Bioethanol für Ottomotoren bereit.

Diese Arbeit soll klären, ob über den Nutzungspfad PTG neben Strom und Wärme auch Treibstoff aus Sonnen- und Windenergie bereitgestellt werden kann. An dieser Stelle lässt sich aus dem beschriebenen Angebot aus Wind und Sonne noch keine Aussage treffen.

Die regionale Produktion von Biotreibstoff aus Biomasse wird hier nicht weiter verfolgt, da eine ökonomische und ökologische Nachhaltigkeit grundsätzlich für diese Verwertungsrichtung nicht nachzuweisen ist.

9. Abgleich Energienachfrage und Energieangebot Landkreis Harburg

Die Energienachfrage und das Energieangebot aus EE für das Jahr 2030 im LK Harburg sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst worden:

Tabelle 6: Energienachfrage und Energieangebot EE Landkreis Harburg 2030 [69]

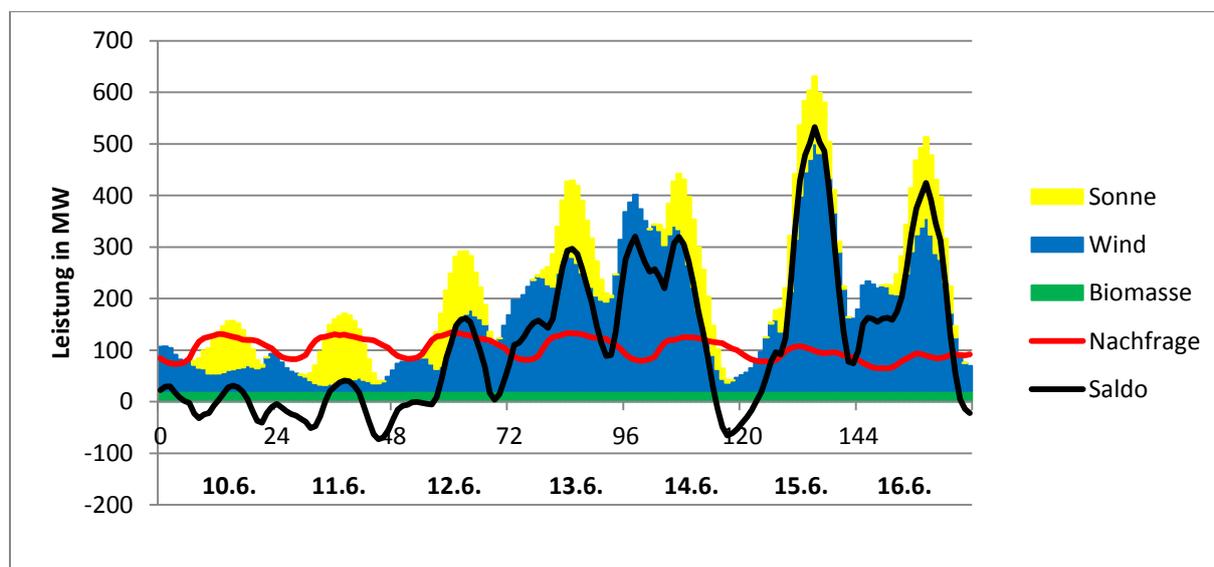
	Einheit	Strom	Wärme	Kraftstoff
Nachfrage	[MWh]	957.000	2.160.000	3.814.500
Angebot Sonne	[MWh]	213.150	77.800	0
Wind	[MWh]	1.478.500	0	0
Biomasse	[MWh]	186.750	467.400	0
Geothermie	[MWh]	0	94.400	0
Summe Angebot	[MWh]	1.878.400	639.600	0
Differenz	[MWh]	921.400	- 1.520.400	- 3.814.500

Eine 100%-ige Energieversorgung aus EE ist für den LK Harburg nicht möglich. Das liegt vor allem an dem hohen Kraftstoffbedarf, aber auch an dem hohen Wärmebedarf. Hier zeigt sich eindeutig, dass aus einer hohen Bevölkerungsdichte von 200 Einwohner/km² eine hohe Energienachfrage resultiert. Lediglich beim Strom zeigt sich ein anderes Bild, bilanziell liegt das Angebot doppelt so hoch wie der Bedarf. Soll aber der Stromproduktion zeitgenau der Nachfrage folgen, um die Netzfrequenz einhalten zu können, müssen die zeitweisen Überschüsse aus EE gespeichert und später wieder zurück verstromt werden. Diese Umwandlungsprozesse sind, wie bereits erwähnt, mit Energieumwandlungsverlusten verbunden. Aus 921.000 MWh Überschussstrom stehen bei einem Wirkungsgrad der Prozesskette PTG/GTP von z.B. 30% nur 276.300 MWh nach der Rückverstromung wieder zur Verfügung, um vor allem in windschwachen Zeiten genug Strom zur Verfügung stellen zu können. Nur wenn diese Menge auch für entsprechend lange Zeiträume ausreicht, kann von einer wirklichen Autarkie bei der Stromerzeugung gesprochen werden.

9.1. Zeitlicher Abgleich Stromnachfrage und Stromangebot

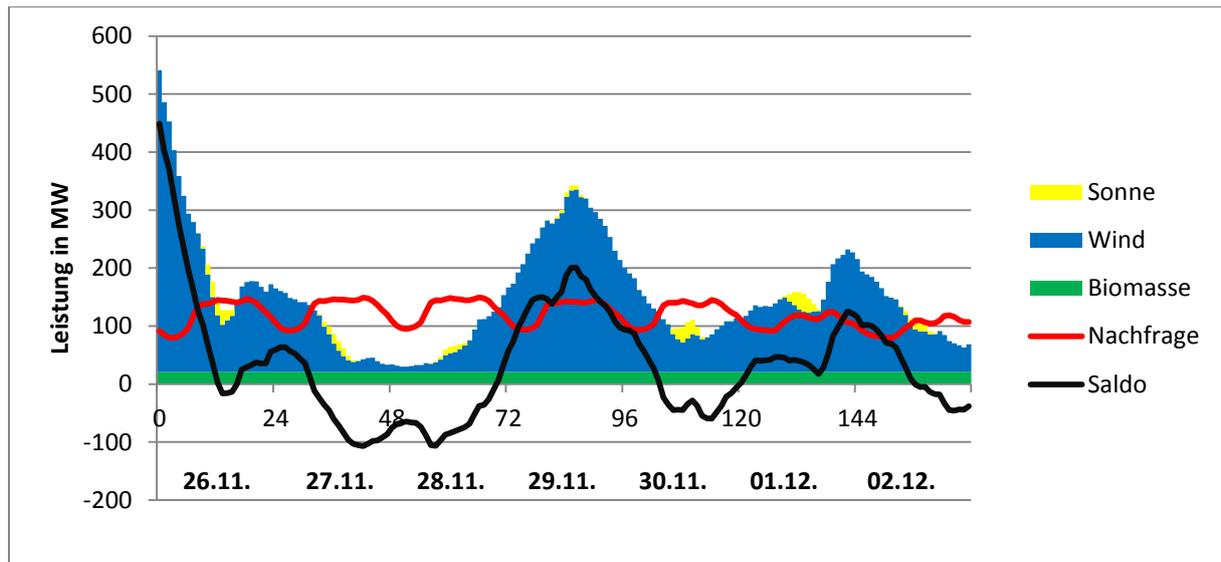
Beispielhaft für das Problem des zeitlichen Unterschiedes von Stromangebot und -nachfrage in einem Zeitalter 100%-iger Stromversorgung aus EE seien die beiden folgenden Last – und Angebotsverläufe dargestellt:

Abbildung 20: Potentielle zeitliche Stromnachfrage, zeitliches Stromangebot EE und Saldo LK Harburg 24. KW 2031 [Eigene Berechnungen]



Die Darstellung zeigt eine typische Sommerwoche Ende Juni. Es herrscht ein hohes Stromangebot aus PVA, aber in der zweiten Wochenhälfte nimmt außerdem das Angebot an Strom aus WEA deutlich zu. Während in der ersten Wochenhälfte Nachfrage und Angebot noch relativ nahe beieinander liegen, kommt es in der zweiten Wochenhälfte zu erheblichen Abweichungen. Diese werden per Saldo mit der schwarzen Linie dargestellt. Es gibt genau 11 Stunden in dieser Woche, in denen Nachfrage und Angebot leistungsmäßig nahe beieinander liegen. Tatsächlich herrscht aber zu jeder Zeit eine Leistungsabweichung vor, nämlich in 47 Stunden ein Angebotsdefizit, in 121 Stunden ein Angebotsüberschuss.

Abbildung 21: Potentielle zeitliche Stromnachfrage, zeitliches Stromangebot EE und Saldo LK Harburg 48. KW 2030 [Eigene Berechnungen]

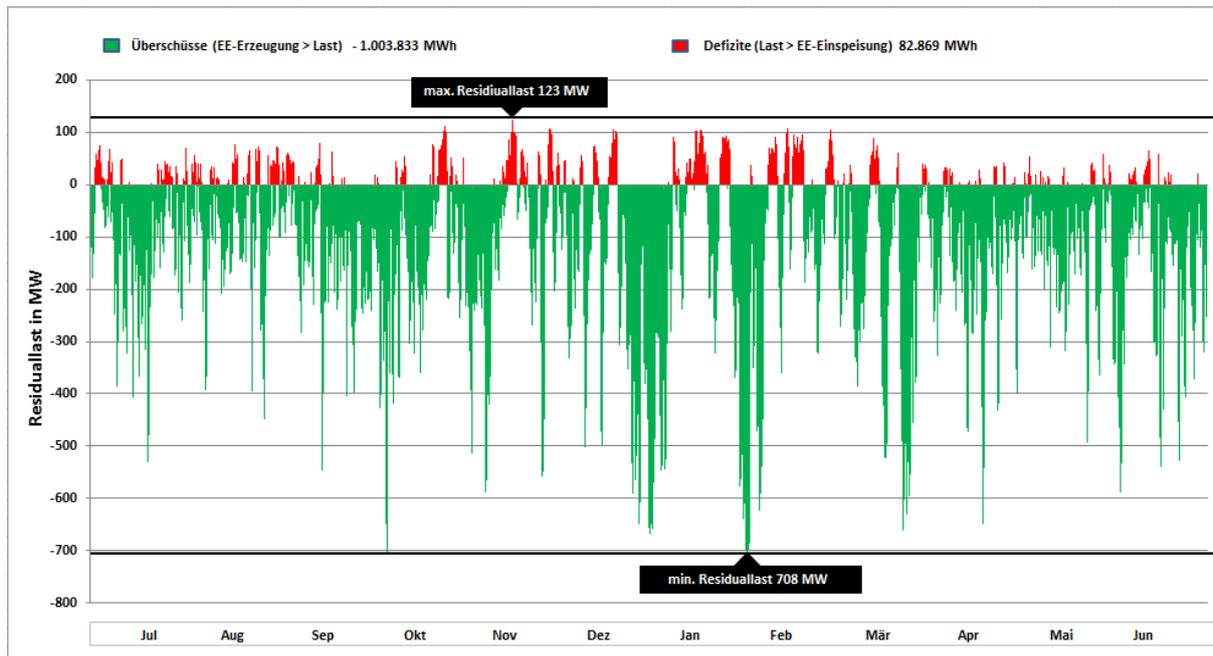


Die zweite Darstellung zeigt eine typische Winterwoche Ende November/Anfang Dezember. Es herrscht zeitweise ein hohes Angebot aus WEA-Strom, Strom aus PVA spielt nur punktuell eine Rolle, aber in der zweiten Wochenhälfte nimmt das Angebot an Strom aus WEA deutlich zu. Während in der ersten Wochenhälfte Nachfrage und Angebot starken Schwankungen unterliegen, nehmen diese in der zweiten Wochenhälfte deutlich ab. Diese Schwankungen werden per Saldo mit der schwarzen Linie dargestellt. Es gibt genau 7 Stunden in dieser Woche, in denen Nachfrage und Angebot leistungsmäßig nahe beieinander liegen. Tatsächlich herrscht aber zu jeder Zeit eine Leistungsabweichung vor, nämlich in 70 Stunden ein Angebotsdefizit, in 98 Stunden ein Angebotsüberschuss.

Die Salden beider Wochen sind den Tabellen 64 und 65 im Anhang zu entnehmen.

Die in Abbildung 19 und 20 beispielhaft dargestellten Verläufe lassen sich in stündlicher Auflösung als jährliche Zeitreihe darstellen, dabei werden allerdings nur die Summe der Einspeisung aus EE und die Nachfrage miteinander verglichen. Die in den beiden Abbildungen als Saldo bezeichnete Differenz zwischen Einspeisung und Verbrauch bezeichnet man in der Energiewirtschaft auch als Residuallast. Die Residuallast ist die verbleibende Last, die nicht direkt durch die Einspeisung der EE gedeckt werden kann. Positive Werte bedeuten, dass eine verbleibende Last durch Speicher- und Reservekraftwerke, bzw. durch Importe gedeckt werden muss. Negative Werte bedeuten, dass ein Überschuss an verfügbarer Erzeugungsleistung besteht. Im Folgenden wird das Ergebnis der Residuallast für die Zeit vom 1.7.2012 bis 30.6.2013 auf Stundenbasis dargestellt:

Abbildung 22: Residuallast Stromerzeugung und Stromverbrauch LK Harburg 2030 ohne PV-Eigenstromerzeugung [Eigene Berechnungen]



In der vorhergehenden Abbildung ist deutlich erkennbar, dass zu den meisten Zeiten im Jahr ein erhebliches Überangebot an Stromeinspeisung aus EE besteht. Ausgedrückt wird das durch den hohen negativen Wert für die Residuallast von bis zu -708 MW und die hohen energetischen Überschüsse in Höhe von -1.003.833 MWh. Andersherum ist die maximale Residuallast mit 123 MW recht niedrig und das Defizit mit 82.869 MWh dann natürlich recht gering.

Die EE können ohne Speicher die Nachfrage/Last nicht zu jedem Zeitpunkt decken. Gleichzeitig besteht häufig die Situation, dass es im Laufe des Jahres Zeitpunkte gibt, an denen die Einspeisung EE größer ist als die Nachfrage/Last und somit Überschüsse vorhanden sind. Da es sich um die Darstellung der residualen Last handelt, haben Überschüsse in diesem Fall ein negatives Vorzeichen, Defizite ein positives. Die Überschusspitzen sind deutlich häufiger und ausgeprägter als die Defizite. Mit diesen Überschüssen können die Defizite ausgeglichen werden, vorausgesetzt, die überschüssige Energie kann gespeichert werden.

9.2. Energetischer Abgleich Stromnachfrage und Stromangebot

Wie bereits zuvor beschrieben, erfolgt ein energetischer Abgleich von Angebot und Nachfrage bei Strom in dieser Arbeit auf Basis der Stundenwerte für die Leistung von Last und Einspeisung, indem die sich bildenden Differenzen auf summiert werden und sich damit die entsprechenden Energiemengen ergeben.

Wendet man diese Rechnung auf die beiden dargestellten Wochen an, ergeben sich beispielhaft für die 24. und 48.KW folgende Werte:

Tabelle 7: Stromnachfrage und Stromangebot aus EE LK Harburg 24. und 48.KW 2030 [Eigene Berechnungen]

		24. KW	48.KW
Angebot	[MWh]	36.463	25.812
Verbrauch	[MWh]	16.203	19.782
Direktverbrauch	[MWh]	15.199	16.278
Anteil Direktverbrauch vom Verbrauch	[%]	93,8	82,5
Negative Abweichung	[h]	47	70
Positive Abweichung	[h]	121	98
Defizitmenge	[MWh]	1.280	3.330
Überschussmenge	[MWh]	20.415	9.363
Saldo	[MWh]	19.135	6.033

Die detaillierten Stundenwerte der beiden Einzelwochen können in den Tabellen 64 und 65 im Anhang nachgeschlagen werden.

In beiden Wochen herrscht grundsätzlich ein Überangebot an Energie vor, im Sommer deutlich mehr als im Winter. Das liegt zum einen an der höheren Stromnachfrage im Winter, zum anderen daran, dass im Juni neben einem hohen Angebot an PV-Strom auch ein gutes Angebot an WEA-Strom herrscht. Dies muss notwendigerweise aber nicht immer so sein, handelt es sich bei diesen Beispielen doch lediglich um Momentaufnahmen.

Aber deutlich wird, dass es in beiden Woche Zeiten gibt, in denen es ein Defizit an Strom gibt, unabhängig von der Jahreszeit und dass auf der anderen Seite zeitweise ein erhebliches Überangebot an Strom gibt. Um Nachfrage und Angebot auf das gleiche Leistungsniveau zu bringen (die Netzfrequenz muss erhalten werden!) und außerdem die zu gewissen Zeiten bestehenden Übermengen an Strom in Zeiten zu verschieben, in denen ein Angebotsdefizit herrscht, müssen die Überschussmengen zeitlich verschoben werden, indem sie zwischen gespeichert werden.

Bemerkenswert ist, dass trotz des fluktuierenden Stromangebots der Anteil des Direktverbrauchs am Gesamtverbrauch doch sehr hoch ist. Der Wert ist in den meisten Wochen des Jahres ähnlich hoch und liegt im Durchschnitt bei 85 – 90%.

10. Notwendige Speichermengen

Zur Klärung der notwendigen Speichermengen und Speichergrößen für eine 100%-ige Stromversorgung aus EE mit Hilfe von PTG im LK Harburg müssen verschiedene verfahrenstechnische Lösungen und Annahmen betrachtet und kalkuliert werden.

Es werden folgende Annahmen getroffen:

- a) Teilweiser Einsatz von PVA mit Eigenstromerzeugung
- b) Produktion von EE-Methan über biologische Methanisierung
- c) Einsatz eines Mix von BHKW , Gasturbinen und GuD-Kraftwerken für die Rückverstromung
- d) Absatz eventuell entstehender Überschussmengen als Gas für die Kraftstoff- oder Wärmeverwertung

Es müsste in diesen Berechnungen noch ein Lastmanagement für Verbraucher berücksichtigt werden. Ziel dieses Lastmanagements ist es, in Zeiten von Leistungsüberschüssen diese Verbraucher so einzusetzen, dass die Gesamtlast möglichst gut an die Stromerzeugung der EE angepasst werden kann. Zu diesen Verbrauchern zählen Wärmepumpen, Klimatisierungseinrichtungen und Elektro-KFZ.

Das Umweltbundesamt geht z.B. für das Jahr 2050 davon aus, dass allein diese drei Verbraucher 122 TWh Strom im Jahr verbrauchen, der zu einem großen Teil für ein Lastmanagement eingesetzt werden kann und das bei einem Gesamtjahresverbrauch von 557 TWh in Deutschland. [106] Das wären allein schon 22%. Dieses Potential ist sicherlich auch im LK Harburg vorhanden. Im Rahmen dieser Arbeit wird allerdings darauf verzichtet, da die dafür notwendigen Datenermittlungen schwierig und die Berechnungen zu komplex wären. In der Diskussion der Ergebnisse wird allerdings darauf noch einmal Bezug genommen.

10.1. PV-Eigenstromerzeugung

Aufgrund der aktuellen Diskussion über Kosten der PV im EEG und der teilweisen Netzbelastung in Zeiten hoher PV-Strom Einspeisung kann man davon ausgehen, dass in Zukunft in Deutschland die Installation von PVA verstärkt Richtung Anlagen geht, die wenigstens 50% des erzeugten Stromes direkt vor Ort wieder an Verbraucher abgeben. Das hat zwei Vorteile: 1. wird dadurch das lokale Stromnetz weniger belastet und 2. wird der Strombezug für den Verbraucher günstiger, wenn es sich bei Erzeuger und Verbraucher um dieselbe juristische Person handelt, da gewisse Anteile von Steuern und Abgaben, die bei Bezug von Fremdstrom gezahlt werden müssen, entfallen. Man spricht dann von Eigenstromerzeugung oder Eigenstromverbrauch. In dieser Arbeit wird eine Variante mit Eigenstromerzeugung gerechnet, unter der Annahme, dass 50% der installierten elektrischen Leistung der PVA für die Eigenstromerzeugung genutzt werden.

Bei der Variante mit Eigenstromerzeugung wurden folgende Annahmen getroffen:

- es werden Batteriespeicher beim Einzelverbraucher mit einem Wirkungsgrad von 80% für den Tag/Nachtausgleich eingesetzt
- mit Hilfe der Batteriespeicher können sich die Verbraucher mit Eigenstromerzeugung in den Monaten März bis September zu 100% selbst versorgen (solarer Deckungsgrad = 100%), es entsteht aber am Tag in der Regel weiterhin ein Stromüberschuss, der in das örtliche Netz eingespeist wird
- in den Monaten Oktober bis Februar wird der von den PV-Anlagen erzeugte Strom zu 100% beim Verbraucher genutzt (solarer Deckungsgrad < 100%), es geht keinerlei PV-Strom ins örtliche Netz, die Verbraucher beziehen aber zusätzlich Strom aus dem örtlichen Netz, vor allem in der Nacht

Die Variante mit Eigenstromerzeugung aus PVA führt also letztlich dazu, dass gewisse Anteile aus der PV-Stromerzeugung gar nicht erst in das Stromnetz gelangen, bzw. Verbraucher gewisse Strommengen gar nicht erst über das Netz abfragen. Verbrauchs- und Erzeugungsspitzen werden also über diesen Weg geglättet und verringern damit auch den Bedarf an Kapazitäten für PTG. Damit verändern sich Zahlen für Energieangebot und –nachfrage etwas im Vergleich zur B-A.U.M.-Studie, und zwar um ca. 55.000 MWh.

Tabelle 8: Energienachfrage und Energieangebot EE Landkreis Harburg 2030 mit Anteil 50% PV-Eigenversorgung [69] [Eigene Berechnungen]

		Strom	Wärme	Kraftstoff
Nachfrage	[MWh]	897.205	2.160.000	3.814.500
Angebot Sonne	[MWh]	157.470	77.800	0
Wind	[MWh]	1.478.500	0	0
Biomasse	[MWh]	186.750	467.400	0
Geothermie	[MWh]	0	94.400	0
Summe Angebot	[MWh]	1.878.400	639.600	0
Differenz	[MWh]	921.400	- 1.520.400	- 3.814.500

10.2. Produktion von EE-Methan

Da in der Region etliche Biogasanlagen vorhanden sind, bieten sich diese als Produktionsstätten für PTG an, denn das für die Produktion notwendige CO₂ kann hier unmittelbar aus dem Biogas zur Verfügung gestellt werden.

Aufgrund der höheren Dynamik der biologischen gegenüber der katalytischen Methanisierung wurde dieser Weg der Produktion gewählt.

Der angenommene Wirkungsgrad für die Wasserstoffelektrolyse beträgt 77,5% und für die biologische Methanisierung 80%, so dass sich ein Gesamtwirkungsgrad für das System Strom zu EE-Methan von nahezu 62% ergibt.

10.3. Rückverstromung mit BHKW, Gasturbine und GuD-Kraftwerk

Für die Rückverstromung des EE-Methans (GTP) können, wie in den Kapiteln 5.4.1. und 5.4.2. bereits aufgezeigt, sowohl BHKW, als auch Gasturbinen und in einem gewissen Umfang auch GuD-Kraftwerke eingesetzt werden. Das Umweltbundesamt rechnet in seiner Studie „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“ mit einem Wirkungsgrad für GuD-Kraftwerke von 57% und geht davon aus, dass die Rückverstromung nahezu alleine in diesem Kraftwerkstyp passiert. [85] Dies ist allerdings zu hinterfragen, denn der angeschlossene Dampfkreislauf hat eine gewisse systembedingte Trägheit und kann nicht beliebig der Stromerzeugung aus EE angepasst werden. Der volle Wirkungsgrad kann nur erreicht werden wenn diese Kraftwerke über längere Zeit – also Tage - ihre volle Leistung entfalten können. Da in einem System aus 100% EE oft auch nur stundenweise Defizite auftreten, können GuD-Kraftwerke ihren Vorteil des hohen Wirkungsgrades aber nicht immer umsetzen, denn das Hochfahren des Dampfkreislaufs dauert dafür zu lange. Es verbietet sich aus Gründen der Energieeffizienz auch einerseits überschüssigen Strom aus EE zu Gas umzuwandeln und zeitgleich dieses Gas zumindest teilweise wieder in Strom zurück zu wandeln nur um den hohen Wirkungsgrad der GuD-Kraftwerke zu nutzen, die direkte Stromnutzung ist immer effizienter und günstiger. Dies gilt vor allem in den Sommermonaten, wenn tagsüber viel PV-Strom vorhanden ist, man aber gleichzeitig den Dampfkreislauf nicht innerhalb weniger Stunden am Tag immer wieder rauf und runter fahren kann. Diese Regel gilt sowohl regional als auch überregional. Die hier vertretene Ansicht wird auch von anderen Experten geteilt. [86]

In dieser Arbeit wird von einem Mix beim Einsatz von BHKW, Gasturbinen- und GuD-Kraftwerken ausgegangen. Alle drei Systeme haben jeweils einen Anteil von einem Drittel bei der

Rückverstromung. Aufgrund der einzelnen Wirkungsgrade von 42% für BHKW, 39% für Gasturbinen- und 57% für GuD-Kraftwerke ergibt sich ein durchschnittlicher Wirkungsgrad für die Rückverstromung von 46%.

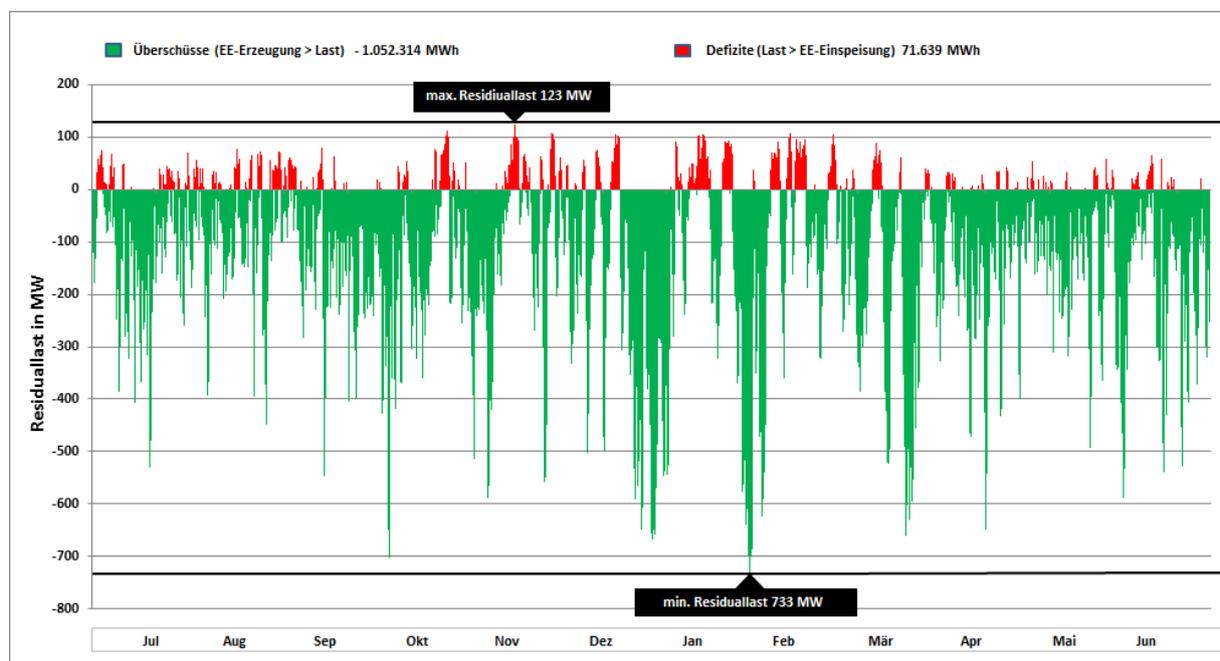
10.4. Absatz eventueller Überschussmengen

Sollte sich nach Berechnung der Speicherdimensionierung herausstellen, dass noch nennenswerte Gasmengen zur Verfügung stehen, die nicht als weitere Reserve bestehen bleiben müssen, können diese über das Gasnetz abgegeben werden und entweder zu Heizzwecken an anderer Stelle in der Region oder zur Kraftstoffnutzung über Erdgastankstellen in der Region verwendet werden.

10.5. Ergebnis der Berechnungen für die Residuallast

Die Ergebnisse der Berechnungen werden im Folgenden wieder gegeben:

Abbildung 23: Residuallast Stromerzeugung und Stromverbrauch LK Harburg 2030 mit PV-Eigenstromerzeugung [Eigene Berechnungen]



In der vorhergehenden Abbildung ist deutlich erkennbar, dass trotz einem gewissen Anteil von PVA mit Eigenstromerzeugung zu den meisten Zeiten im Jahr auch weiterhin ein erhebliches Überangebot an Stromeinspeisung aus EE besteht. Ausgedrückt wird das durch den hohen negativen Wert für die Residuallast von bis zu -733 MW und die hohen energetischen Überschüsse in Höhe von -1.052.314 MWh. Diese Zahlen belegen recht gut, dass ein Einsatz von PVA mit Eigenstromerzeugung nicht grundsätzlich die Residuallast glätten muss. Der Grund dafür ist die verringerte Stromnachfrage bei Verbrauchern mit PV-Eigenstromerzeugung, wenn gleichzeitig ein hohes Angebot an Stromeinspeisung aus WEA besteht. Diese Situation dürfte in Deutschland, und damit auch im LK Harburg öfter vorkommen, wenn man bedenkt, dass die Windenergie in Zukunft den weitaus größten Anteil an der Energieerzeugung haben soll.

Andersherum verringert sich die maximale Residuallast mit 123 MW recht wenig aber das Defizit mit 71.639 MWh fällt bei einem gewissen Anteil an PV-Eigenstromerzeugung etwas geringer aus.

10.6. Ergebnis der Berechnungen für Speichermengen

Für die Berechnung der notwendigen Speichermengen wurde folgendermaßen vorgegangen:

I. Es findet eine Differenzbildung aus Erzeugung und Last auf Stundenbasis statt. Das Ergebnis der Leistungsdifferenz der Einzelstunde entspricht der überschüssigen oder fehlenden Energiemenge in derselben Einzelstunde:

$$P_{Erzeugung\ t} - P_{Last\ t} [MW - MW] = \Delta P_t [MW] \quad (10.1)$$

$$\Delta P_t \cdot t [MW \cdot h] = W_t [MWh] \quad (10.2)$$

II. Ist die Differenz der Einzelstunde > 0, dann startet die EE-Methanerzeugung durch PTG mit einem Wirkungsgrad von 62%:

$$\text{Wenn } W_t > 0 \text{ dann } W_t \cdot \eta_{PTG} [MWh \cdot 0,62] = W_{tPTG} [MWh] \quad (10.3)$$

III. Ist die Differenz der Einzelstunde < 0, dann startet die Rückverstromung von EE-Methan (Gas-To-Power (GTP)) mit einem Wirkungsgrad von 46%:

$$\text{Wenn } W_t < 0 \text{ dann } -W_t \div \eta_{GTP} [MWh \div 0,46] = -W_{tGTP} [MWh] \quad (10.4)$$

IV. Die Stundenwerte aus Methanerzeugung und Methanverbrauch für die Rückverstromung werden als Tagessumme gebildet:

$$\sum_{i=1}^{24h} t [MWh] = W_d [MWh] \quad (10.5)$$

V. Die Tageswerte werden täglich fortlaufend addiert. Das Ergebnis des jeweils aktuellen Tages gibt den aktuellen Füllstand des Methanspeichers an:

$$\sum_{i=1}^{365d} t [MWh] = \Delta W_d [MWh] \quad (10.6)$$

VI. Am Ende des Betrachtungszeitraumes werden die Speicherfüllstände zu Beginn und zum Ende des Betrachtungszeitraumes verglichen:

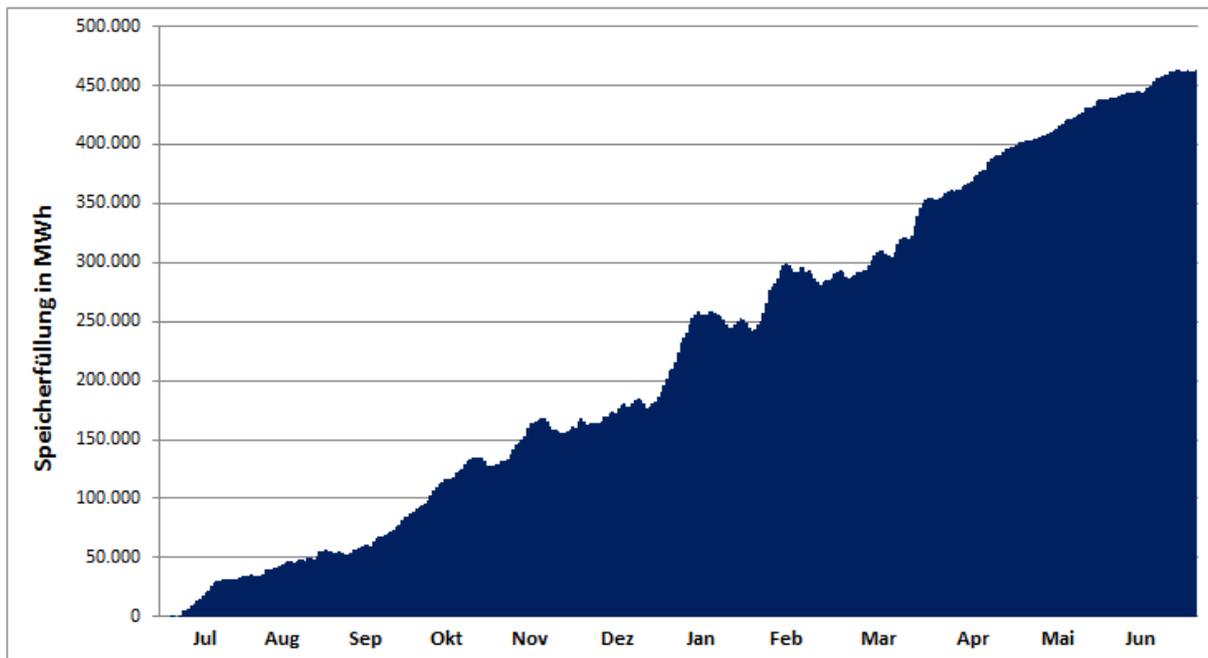
$$W_{Anfang} + \Delta W_{Periode} [MWh + MWh] = W_{Ende} [MWh] \quad (10.7)$$

Es sei angemerkt, dass Leitungsverluste für Strom ebenso wie der Wirkungsgrad des Speichers hier nicht berücksichtigt wurden.

Auch mögliche H₂-Anteile für die Einspeisung in das Gasnetz wurden hier nicht berücksichtigt.

Der Füllstand des Methanspeichers sollte am Ende des Betrachtungszeitraumes mindestens so hoch sein wie zu Beginn. Aus den Rechenschritten (10.1) bis (10.7) lässt sich das nachfolgende Ergebnis ableiten, welches in der nachfolgenden Graphik dargestellt wird:

Abbildung 24: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 [Eigene Berechnungen]



Die Abbildung 24 zeigt deutlich, was man schon aufgrund des hohen Überangebots an Strom aus EE vermuten kann: Im Laufe des Betrachtungszeitraumes füllt sich der Speicher kontinuierlich. Zu keiner Zeit ist der Speicher geleert. Am Ende des Betrachtungszeitraumes ist der Speicher mit mehr als 460.000 MWh zusätzlich gefüllt. Man kann vermuten, dass sich das Bild in anderen Jahren nur unwesentlich ändert. Die entstehenden Überschüsse können, bzw. müssen sogar für die Wärmeverwertung oder zur Kraftstoffnutzung vermarktet werden, da die Speicherkapazitäten nicht unendlich groß gebaut werden können. Die Frage ist allerdings, wie hoch diese Vermarktungsmengen ausfallen können, ohne dass die Menge im Methanspeicher für Zeiten der Rückverstromung zu gering ausfällt.

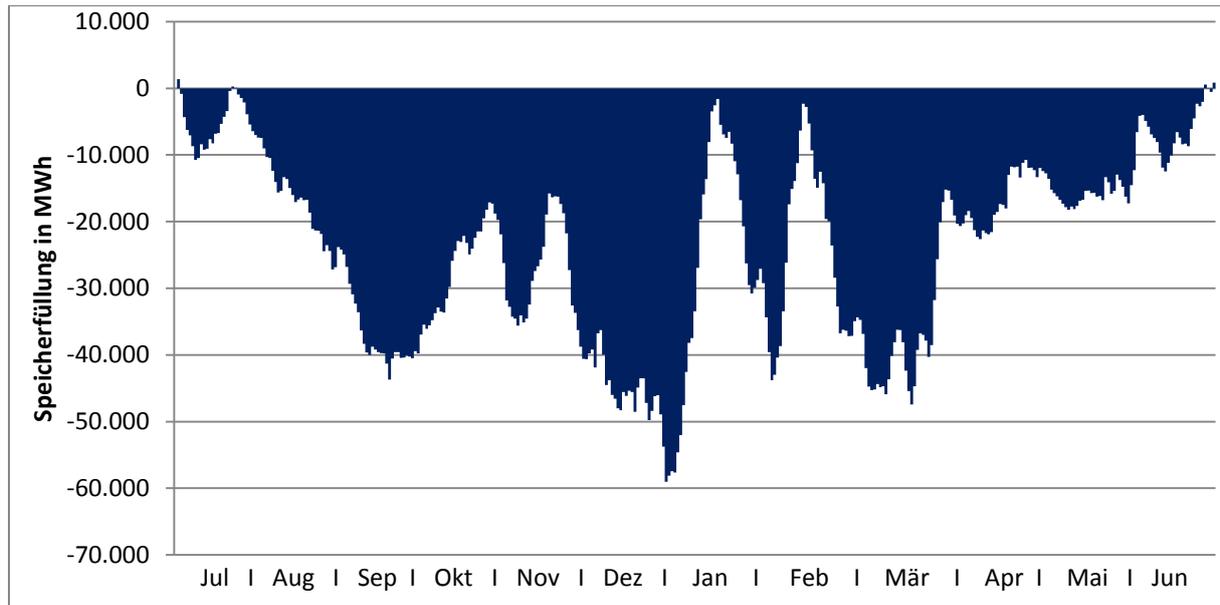
Für die Ermittlung der maximal abzugebenden Überschussmenge wurde folgende Rechnung gewählt:

VII. Ist der Speicherfüllstand am Ende des Betrachtungszeitraumes höher als zu Beginn, dann kann die Differenz extern abgegeben werden:

$$\text{Wenn } W_{\text{Ende}} > W_{\text{Anfang}} \quad \text{dann } \Delta W_{\text{Abgabe}} \quad [\text{MWh}] \quad (10.8)$$

Da der Methanspeicher im Betrachtungszeitraum mit 462.000 MWh zusätzlich gefüllt wurde, steht diese Menge als Überschuss für alternative Verwertungen zur Verfügung. Die Rechnungen machen also deutlich, dass bilanziell ein Methanüberschuss aus EE im Betrachtungszeitraum besteht. Wenn man allerdings Übermengen vermarkten will, muss man analog zur Stromnutzung auch bedenken, dass Angebot und Nachfrage zeitlich zueinander passen, d.h. für einen reibungslosen Betrieb von PTG und GTP bei einer gleichzeitigen Vermarktung von Übermengen ist es zwingend erforderlich, dass im Methanspeicher zu jeder Zeit eine ausreichende Menge als Gas vorhanden ist, um Zeiten mit einem größeren Defizit an Strom aus EE sicher zu überbrücken und trotzdem alle Akteure des Marktes termingerecht bedienen zu können. Es wird deshalb angenommen, dass als Durchschnitt pro Tag 1.270 MWh EE-Methan pro Tag dem Speicher entnommen werden (462.000 MWh auf 365 Tage verteilt). Die folgende Abbildung macht deutlich, wie sich der Speicherfüllstand entwickeln würde:

Abbildung 25: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 bei Abgabe von Übermengen für Wärme und/oder Kraftstoffverwertung [Eigene Berechnungen]



Die Füllstände zu Beginn und am Ende des Betrachtungszeitraumes sind zwar nahezu gleich, aber währenddessen kommt es zu erheblichen Defiziten. Der Speicher muss also zu Beginn des Zeitraumes gefüllt sein. Die Mindestfüllmenge und damit auch die Mindestspeicherkapazität ergeben sich somit aus dem Minimumwert während dieser Zeit.

Die Speicherberechnung ist beispielhaft für die 24. und 48. Kalenderwoche im Anhang in den Tabellen 64 und 65 dargestellt.

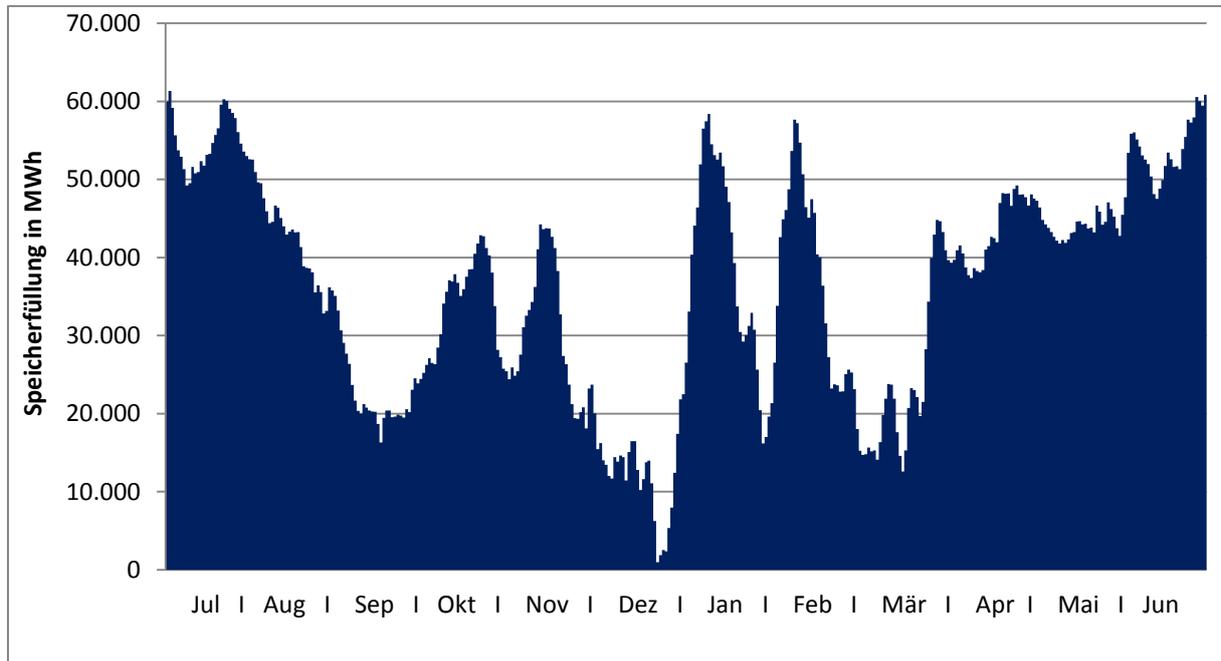
VIII. Die notwendige EE-Methan-Speicherkapazität entspricht dem niedrigsten Wert der Speicherfüllung während des Betrachtungszeitraumes:

$$\text{Mindestens notwendige Speicherkapazität} = W_{\min} \cdot (-1) \quad [\text{MWh}] \quad (10.9)$$

Als Ergebnis lässt sich Folgendes festhalten:

Wird der Speicher grundsätzlich einmal mit einer Gasmenge gefüllt, die 60.000 MWh Energie entspricht und werden pro Tag ca. 1.270 MWh als Gas für die Wärme und/oder Kraftstoffnutzung entnommen, so ist der Speicher am Ende des Betrachtungszeitraumes wieder in gleicher Höhe gefüllt, wie zu Beginn und ist auch während dieser Periode nie ganz geleert. Am 19. Dezember erreicht er seinen niedrigsten Stand mit 959 MWh.

Abbildung 26: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 bei Abgabe von Übermengen für Wärme und/oder Kraftstoffverwertung und Speicherfüllung zu Beginn des Betrachtungszeitraumes [Eigene Berechnungen]



Da dieses Ergebnis nur das eines Jahres ist, es in der Realität aber auch andere Jahre mit einem insgesamt niedrigeren Angebot aus EE geben kann, erscheint es ratsam, den Speicher grundsätzlich etwas größer zu dimensionieren, um über Reserven zu verfügen. Das gilt auch andersherum auch für Zeiten, in denen deutlich mehr Strom aus EE produziert wird als benötigt wird. In dieser Arbeit wird deshalb die Speicherkapazität mit 75.000 MWh (incl. 25% Reservezuschlags) angenommen. Sollte es im Einzelfall noch zu Engpässen kommen, kann man die Abgabe von Gas für die Wärme und/oder Kraftstoffverwertung zumindest teilweise reduzieren. Die dort fehlende Menge muss dann gegebenenfalls auf dem Gasmarkt über das bestehende Gasnetz zugekauft werden.

Es sei noch angemerkt, dass die Berechnungen an dieser Stelle nichts darüber aussagen, welche Anzahl an Gasspeichern dafür notwendig ist. Dies erfolgt im nächsten Abschnitt.

Die hier aufgezeigte Rechnung gewinnt noch mehr an Bedeutung, wenn man gar keine Übermengen für Alternativverwertungen zur Verfügung hätte, weil die Erzeugungskapazitäten für EE geringer ausfallen, als veranschlagt. Würden beispielsweise statt 197 WEA nur 110-120 WEA im LK Harburg erreicht, gäbe es keinen Methanüberschuss mehr. Dann stünde diese Menge auch nicht mehr als Ausgleichsmenge in Zeiten von absoluten Engpässen zur Verfügung.

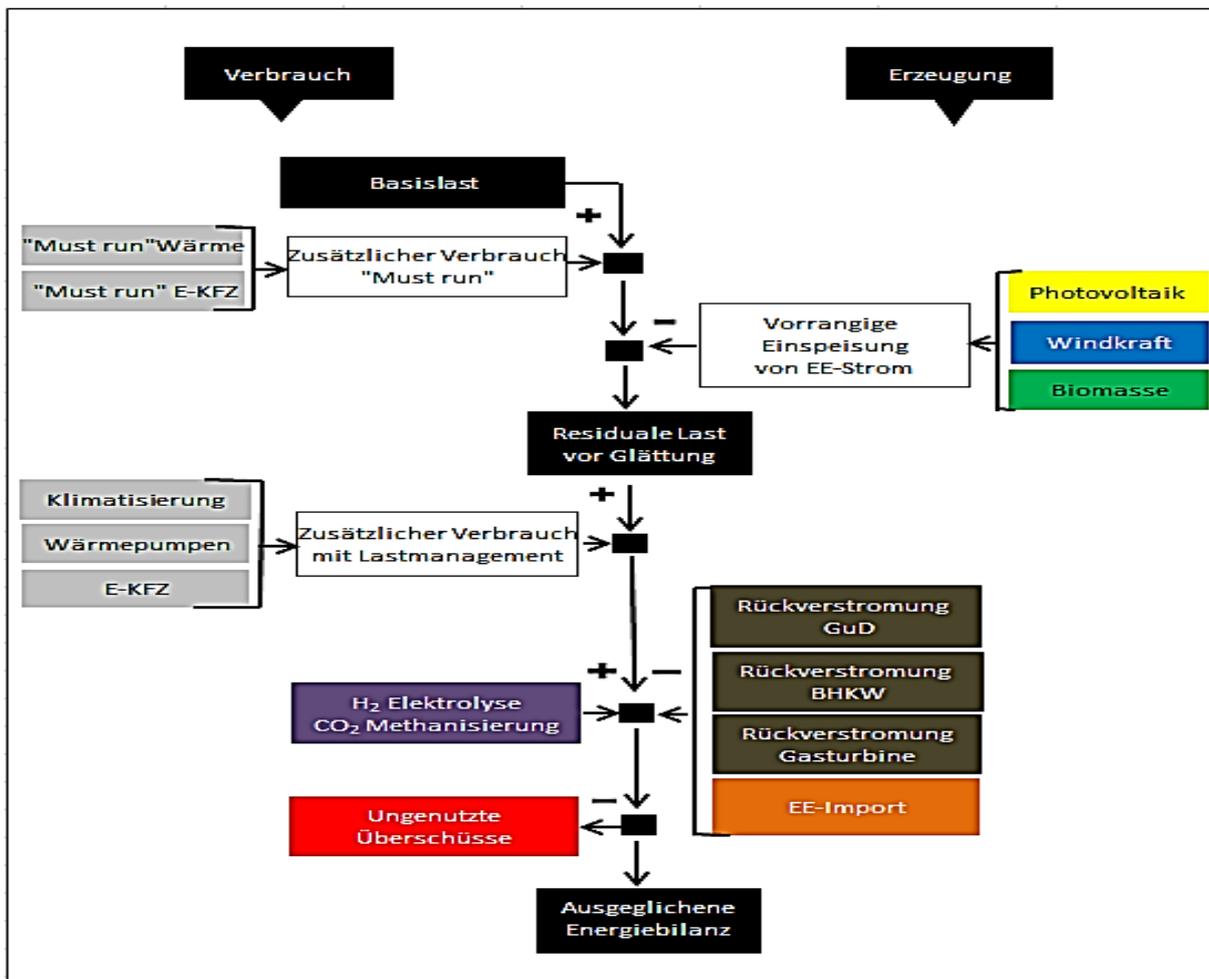
Einzeldaten auf Stundenbasis zur Speicherberechnung sind beispielhaft für die 24. und 28.KW den Tabellen 64 und 65 im Anhang zu entnehmen.

11. Technische Einrichtung eines Hybridkraftwerks

Wie in Kapitel 4.1. bereits beschrieben, geht es in der vorliegenden Arbeit auch um die Frage, ob der LK Harburg im Kontext der bereits erwähnten Studie des UBA energetisch als lokal-autarkes Gebiet betrachtet werden kann oder ob eher ein Regionenverbund notwendig ist. Die Studie des UBA bezieht sich zwar nur auf die Stromversorgung, aber wie bereits nachgewiesen ist eine 100%-ige Versorgung aus EE incl. Wärme- und Kraftstoffnachfrage im LK Harburg nicht erreichbar. Im Folgenden geht es daher nur um die Frage einer autarken Stromversorgung. Energetisch ist eine autarke Stromversorgung aus EE möglich, auch unter Berücksichtigung des zeitlichen Auseinanderfallens von Last und Angebot. Wie eine solche Versorgung mit Hilfe eines Hybridkraftwerks technisch aussehen könnte, wird nachstehend untersucht.

Der Begriff „Hybridkraftwerk“ wird folgendermaßen definiert: „Ein Hybridkraftwerk ist eine Hybridanlage, welche als Kraftwerk zur bedarfsgerechten Energiegewinnung von Strom, Treibstoff und/oder Wärme ausgelegt ist. Im allgemeinen Fall werden mehrere Energieerzeugungsanlagen mit Speichern und Energieabnehmern wie Wärmenetzen, Tankstellen oder Gasnetzen sowie dem Versorgungsnetz verbunden und untereinander optimiert geregelt.“ [87] Die folgende Abbildung zeigt schematisch den Aufbau eines Hybridkraftwerks. Im Grunde handelt es sich dabei nicht um ein einziges Kraftwerk sondern um das Zusammenwirken mehrerer Kraftwerke, die gemeinsam gesteuert werden. Man spricht deshalb in diesem Zusammenhang auch gelegentlich von einem „virtuellen Kraftwerk“.

Abbildung 27: Aufbau eines Hybridkraftwerks [87] + [Eigene modifizierte Darstellung]



In diesem Kraftwerksmodell stellt der Stromverbrauch im LK Harburg die Basislast dar. Es handelt sich um die Mengen, die von allen Verbrauchern alljährlich nach ihrem, in der Regel, bekannten Lastprofil, abgerufen werden. Zu gewissen Zeiten herrscht in Zukunft ein weiterer Bedarf an Strom für die Aufladung von Elektrofahrzeuge (E-KFZ) und für Strom zu Heizzwecken. Deren Bedarf richtet sich z.T. nach den Tageszeiten, z.T. auch nach den Jahreszeiten.

Auf der Erzeugungsseite wird grundsätzlich Strom aus EE vorrangig eingespeist wenn eine Produktion möglich ist, d.h., dass Strom aus Biomasse über Biogasanlagen jederzeit eingespeist wird. Diese Anlagen werden, wie bereits erwähnt, zur Abdeckung eines Teiles der Grundlast benötigt.

Die sich aus Last und Erzeugung ergebende residuale Last wird dann durch ein Lastmanagement für Verbraucher, deren Bedarf sich zeitlich verschieben lässt, geglättet. Dies gilt z.B. für die Klimatisierung von Gebäuden, beim Einsatz von Wärmepumpen zu Heizzwecken und zu einem gewissen Teil für E-KFZ.

Nach dieser Glättung gibt es weiterhin ein ständiges Ungleichgewicht von Last und Erzeugung, d.h. es besteht auch weiterhin eine residuale Last. Dieses Ungleichgewicht wird jetzt ständig ausgeglichen, indem während eines Erzeugungsüberschusses Elektrolyse und Methanisierung als PTG in Betrieb genommen werden und das EE-Methan in das Gasnetz, bzw. die Gasspeicher einspeisen oder in Zeiten der Unterversorgung gasgefeuerte Kraftwerke dieses Gas den Speichern entnehmen und zusätzlichen Strom ins Netz einspeisen (GTP). Gehen Last und Erzeugung besonders weit auseinander, können eventuell EE-Importe aus anderen Regionen getätigt werden.

Bei dauerhaften Stromüberschüssen, wie im vorhergehenden Kapitel nachgewiesen, können diese entweder direkt als Strom in andere Regionen exportiert werden oder als Gas in die Wärme- oder Kraftstoffnutzung gehen, bzw. als Gas exportiert werden. Aus Gründen der Energieeffizienz wäre ein direkter Export von Strom, soweit möglich, vorzuziehen.

Das Management all dieser Vorgänge muss an zentraler Stelle erledigt werden. Alle notwendigen Informationen, wie Wetterdaten, Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen, Lastprofile etc. laufen an diesem Ort zusammen und müssen ständig wieder als Fahrplan aktualisiert werden. Im Grunde agiert ein solches Hybridkraftwerk nicht anders als ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV), denn alle Erzeuger und Verbraucher in der Region LK Harburg wären als ein Bilanzkreis (BK) zu betrachten. Es stellt sich somit bereits an dieser Stelle die Frage, ob die bekannten Mechanismen der Stromversorgung und des Strommarktes in einem solchen regionalen System überhaupt greifen können. Das gilt auch für die Vorhaltung von Regelleistung und Regelenergie. Auch deren Abruf muss durch das Hybridkraftwerk erfolgen. Diese Zusammenhänge werden aber in den Kapiteln 13 und 14 diskutiert.

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden die zusätzlichen Verbraucher nicht weiter betrachtet, wohl aber das Lastmanagement. Das Potential an Anlagen zur Erzeugung von EE wurde bereits in Kapitel 8 beschrieben. Der Bedarf an Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff und Methan, bzw. von Kraftwerken für die Rückverstromung wird im Folgenden errechnet, ebenso der Bedarf an Gasspeichern, Gasnetzen und Stromnetzen.

11.1. Jahresdauerlinien Elektrolyse/Methanisierung (PTG) und Rückverstromung (GTP)

Die Größenordnung von Einrichtungen für PTG und GTP im LK Harburg ergibt sich aus der minimalen negativen Residuallast, bzw. maximalen positiven Residuallast im Laufe des Betrachtungszeitraums. Basierend auf den Daten von 2012/2013 sind das für PTG -733 MW und für GTP 123 MW. Das bedeutet, dass für eine vollständige Verarbeitung der Stromüberschüsse aus EE über PTG zu jeder Zeit eine Verarbeitungsleistung von 733 MW Strom installiert und abrufbar sein muss. Andersherum muss für die Rückverstromung zu jeder Zeit eine elektrische Leistung von 123 MW installiert und einsetzbar sein.

Wie häufig diese Leistung benötigt wird, wird mit der Jahresdauerlinie nachgewiesen. Diese Linie gibt Auskunft darüber, wie viel Leistung wie häufig benötigt werden. Die folgenden Abbildungen machen das deutlich:

Abbildung 28: Jahresdauerlinie Elektrolyse und Methanisierung (PTG) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg [Eigene Berechnungen]

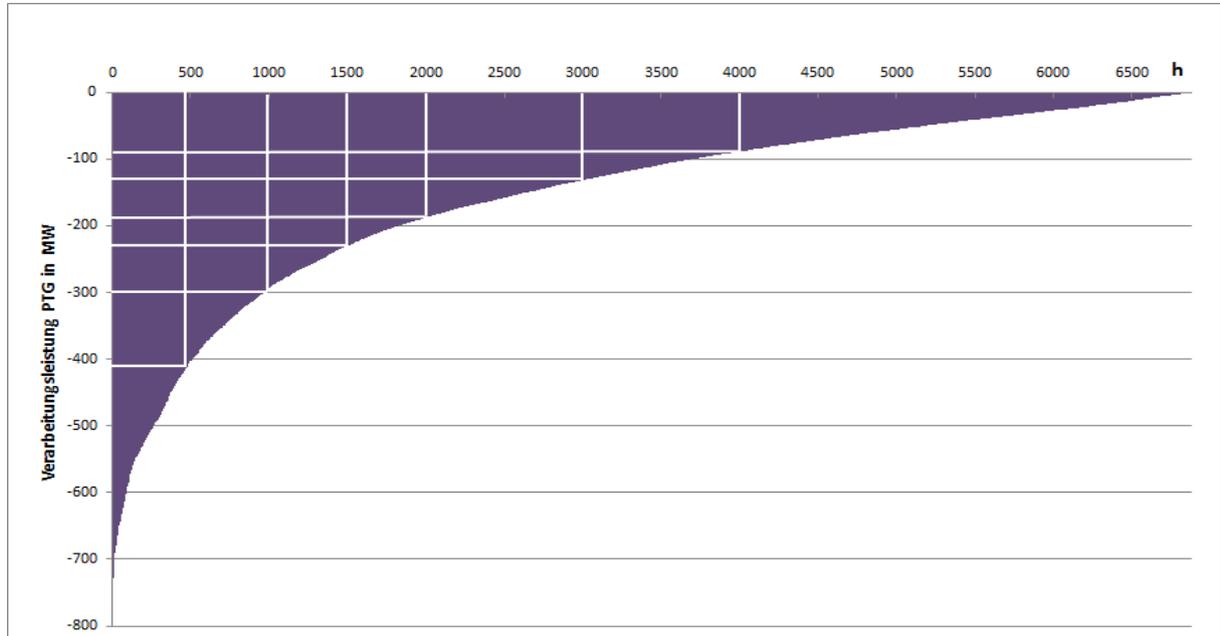
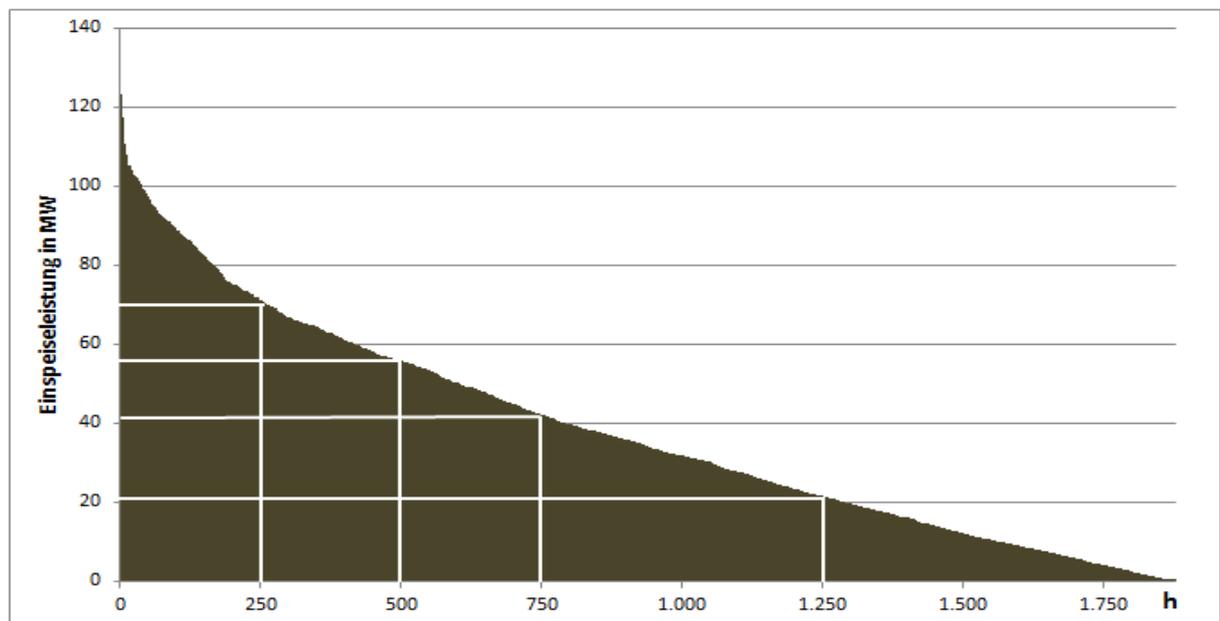


Abbildung 29: Jahresdauerlinie Rückverstromung (GTP) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



Anhand der vorstehenden Abbildung lässt sich bereits ein Grundproblem der Energiewirtschaft erkennen: Gewisse Kapazitäten für die Speicherung von Energie, bzw. für die Produktion von Strom werden nur sehr selten im Jahr in Anspruch genommen. Dieses Problem wird größer wenn der Anteil der EE an der Stromproduktion weiter steigt.

Die beiden Graphiken machen noch einmal den hohen Stromüberschuss aus EE im LK Harburg deutlich, wenn das Potential der Erzeugungsanlagen voll ausgeschöpft wird. Während für die Speicherung der Energie über PTG zeitweise eine sehr hohe Verarbeitungsleistung notwendig ist, fällt die notwendige Einspeiseleistung auf Seiten der Rückverstromung über GTP deutlich geringer aus. Damit wird gleichzeitig belegt, dass ein sehr hoher Anteil des erzeugten EE-Stromes direkt verbraucht wird. Auch die Einsatzstunden von PTG sind deutlich höher als von GTP.

Die hohe Verarbeitungsleistung für PTG wird immer dann gebraucht wenn eine hohe Produktion von EE-Strom vorliegt und gleichzeitig die Last im Netz eher gering ausfällt. Dabei spielt es keine Rolle, um welche Form der Energiespeicherung es sich handelt. Die hier ermittelte Jahresdauerlinie könnte auch der eines Pumpspeicherkraftwerks entsprechen.

11.2. Energieversorgungsszenarien LK Harburg

Es stellt sich die Frage, ob die im vorhergehenden Kapitel beschriebenen Kapazitäten wirklich komplett gebraucht werden, denn die verursachten fixen Kosten für Investition und Finanzierung für die letzten, kaum abgerufenen PTG-Einheiten, belasten natürlich das Gesamtsystem in seinen Kosten erheblich. Gleiches gilt für die Seite der Rückverstromung, wenn auch in abgeschwächter Form. Im Hybridkraftwerk bestehen mehrere Möglichkeiten, dieses Problem zu entschärfen:

Bei hohen Stromüberschüssen:

- a) zeitweise Abschaltungen von EE-Anlagen
- b) zeitweise Aktivierung von zusätzlichen Verbrauchern über das Lastmanagement
- c) direkter EE-Stromexport in andere Regionen

Bei hohen Stromdefiziten:

- d) zeitweise Abschaltungen von Verbrauchern über das Lastmanagement
- e) direkter EE-Stromimport aus anderen Regionen

Die Lösung a) stellt die absolute Notlösung dar und sollte nur während extremer Erzeugungsspitzen gewählt werden. Die Lösungen b) und d) werden in jedem Fall immer zu Anwendung kommen soweit das für den Verbraucher möglich ist. Da sich der LK Harburg aber in unmittelbarer Nachbarschaft zur Großstadt Hamburg befindet, liegt es nahe, auch die Variante c) zu nutzen. In Hamburg kann dieser Strom zu jeder Zeit genutzt werden. Es ergäbe sich in einem Hybridkraftwerk in Zeiten von Stromüberschüssen die Handlungsfolge Lösung b) - Lösung c) - Lösung a). Lösung a) würde vermutlich in einem Stromexport-Szenario nie zur Anwendung kommen, wohl aber, wenn die Lösung Stromexport ausgeschlossen wird. Im Falle von Stromdefiziten würde zunächst Lösung d) greifen und dann, falls das nicht ausreicht, zusätzlich Lösung e).

Natürlich wird im Falle eines Stromexportes die Möglichkeit der Wärme- oder Kraftstoffnutzung für die eigene Region aus EE-Methan eingeschränkt. Da aber Strom das "höherwertige" Produkt darstellt, lassen sich auch im Falle des Stromexportes höhere Erlöse erzielen als z.B. beim reinen Gasexport, egal ob innerhalb oder außerhalb der Region. Der Stromexport könnte im Extremfall soweit betrieben werden bis alle für die Wärme – oder Kraftstoffproduktion zur Verfügung stehenden Mengen verbraucht wären. Damit wäre die Versorgung des LK Harburg mit eigenem EE-Strom weiterhin gewährleistet.

Die Frage ist, wo das energetische und wirtschaftliche Optimum liegt und welche Dimensionierungen für ein Hybridkraftwerk damit vorgenommen werden müssen und letztendlich ist es auch eine Frage, welches Ziel die Region LK Harburg selbst hätte: Eine maximal autarke Energieversorgung, die aufgrund der Erzeugungskapazitäten von EE-Energie vorgegeben ist oder ein Austausch von EE-Energie im Regionenverbund.

Bislang wurde in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass alle EE in der Region verbleibt, man sich also als „autark“ definiert. Für eine Entscheidungsfindung sollte man aber den „Regionenverbund“ ebenfalls betrachten und daraufhin Entscheidungen fällen. Deshalb werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit für die Dimensionierung eines Hybridkraftwerkes drei Szenarien beschrieben, dimensioniert und ökonomisch bewertet. Es sind dies die folgenden Szenarien:

Szenario 1 „Energie Semiautark“: Alle Stromüberschüsse verbleiben in der Region als Gas für Wärme/Kraftstoff etc. (eine 100%- ige Energieautarkie ist damit, wie bereits nachgewiesen, nicht gegeben)

Szenario 2 „Strom autark“: Die Region produziert 100% des benötigten Stromes aus EE mit den dafür maximal notwendigen Anlagen selbst, es finden keinerlei Stromexporte statt, aber auch keine Überschussverwertung als Gas

Szenario 3 „Regionenverbund“: Alle Stromüberschüsse werden als Strom exportiert, es findet keine Überschussverwertung als Gas statt

Szenario 1 stellt eigentlich die Basis dieser Arbeit dar und ist schon hinreichend beschrieben worden. Die Szenarien 2 und 3 stellen Alternativen dar, die man für eventuelle Planungen haben sollte. Das Szenario 2 geht dabei von einer reduzierten Anzahl von WEA aus. Es werden nur so viele WEA installiert, wie für eine 100%-ige Stromversorgung aus EE notwendig sind. Als Kriterium für die Mengenabgrenzung in den Szenarien 2 und 3 gilt ebenfalls der Speicherfüllstand laut Abbildung 26 im Kapitel 10.6. Dieser muss zu jeder Zeit größer als Null sein und am Ende des Betrachtungszeitraumes in etwa genauso hoch sein, wie zu Beginn.

Außerdem werden die Strommengen erfasst, die direkt aus der Erzeugung in den Verbrauch und nicht in das PTG-Verfahren gehen. Diese Erfassung erfolgt folgendermaßen: Es werden die Stundenwerte von Erzeugung und Last miteinander verglichen. Der jeweils kleinere Wert ist der Wert für den Direktverbrauch. Ist die Erzeugung größer als die Last, geht der Wert der Last in den Direktverbrauch, ist die Last größer als die Erzeugung, geht der Wert der Erzeugung in den Direktverbrauch. Beispielhaft sind diese Daten für die 24. und 48. Kalenderwoche im Anhang in den Tabellen 64 und 65 dargestellt. Die Summenwerte für die Speichermengen und den Direktverbrauch müssen unter Berücksichtigung des PTG/GTP Wirkungsgrades am Ende gleich sein.

Das Ergebnis der Berechnungen geben die nachstehenden Tabellen wieder.

Tabelle 9: Kenndaten Stromversorgung aus EE LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Stromerzeugung Gesamt	[MWh/a]	1.822.188	1.176.985	1.822.188
Stromdirektverbrauch	[MWh/a]	825.945	785.724	825.945
Strombedarf	[MWh/a]	897.205	897.205	897.205
Stromproduktion über PTG/GTP	[MWh/a]	71.260	111.481	71.260
Notwendige EE-Methanmenge	[MWh/a]	154.913	242.350	154.913
Notwendige Strommenge für EE-Methan	[MWh/a]	249.860	390.887	249.860
Stromexport	[MWh/a]	0	0	746.383
EE-Methanmenge für Wärme etc.	[MWh/a]	462.758	0	0
Notwendige EE-Methanmenge insgesamt	[MWh/a]	617.671	242.350	154.913

Die für die Energieversorgung notwendigen Erzeugungskapazitäten mit den entsprechenden Produktionsmengen sind ebenfalls aufgeführt.

Tabelle 10: Produktionskapazitäten Stromversorgung aus EE LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Anzahl PVA	[Stck]	14.752	14.752	14.752
Installierte el. Leistung PVA	[MW]	250	250	250
Stromerzeugung PVA	[MWh/a]	157.470	157.470	157.470
Anzahl BGA	[Stck]	24	24	24
Installierte el. Leistung BGA	[MW]	23,5	23,5	23,5
Stromerzeugung BGA	[MWh/a]	186.752	186.752	186.752
Anzahl WEA	[Stck]	197	111	197
Installierte el. Leistung WEA	[MW]	591	333	591
Stromerzeugung WEA	[MWh/a]	1.477.966	832.763	1.477.966

Die erzeugte Strommenge bei PV liegt insgesamt bei 213.162 MWh. Hier wurde aber nur die Menge berücksichtigt, die in das Stromnetz gelangt, da, wie in Kapitel 10.1. erwähnt, ein Anteil von 55.692 MWh direkt vom Erzeuger selbst verbraucht wird.

11.2.1. Szenario 1 „Energie Semiautark“

An dieser Stelle sei nur noch einmal kurz erwähnt, was bislang in der Arbeit beschrieben wurde: Der LK Harburg schöpft das in der B.A.U.M.-Studie beschriebene Potential an EE-Erzeugungsanlagen aus und ist damit in der Lage, den benötigten Strom selbst zu erzeugen. Über das Verfahren PTG werden 617.671 MWh EE-Methan erzeugt, davon sind 462.758 MWh für die Wärme und/oder Kraftstoffproduktion nutzbar, 154.913 MWh werden für die Rückverstromung benötigt.

Der notwendige EE-Methanspeicher benötigt eine Kapazität von ca. 75.000 MWh, damit zu keiner Zeit ein Versorgungsengpass für die Rückverstromung entsteht. Die maximale Verarbeitungsleistung für PTG beträgt -733 MW, die maximale Erzeugungsleistung für die Rückverstromung beträgt 123 MW.

Es wird unterstellt, dass über das Lastmanagement die notwendigen Spitzenkapazitäten für PTG und GTP etwas reduziert werden können. Da hierfür keine Daten vorliegen, wurden Annahmen getroffen: Für PTG wurde die maximal benötigte Kapazität auf -600 MW festgelegt, für GTP auf 80 MW. Die einzelnen Stundenwerte für Leistungsabrufe zwischen -733 MW und -600 MW für PTG, bzw. 123 MW und 80 MW für GTP wurden aufsummiert. Die über das Lastmanagement zu verschiebenden Energiemengen betragen dann für PTG 54.911 MWh (Summe aus 84 Einzelstunden, ca. 3% der Erzeugungsmenge), für GTP 15.125 MWh (Summe aus 162 Einzelstunden, ca. 1,6% der Verbrauchsmenge). Diese Energiemengen sollten unproblematisch über das Lastmanagement zu regeln sein.

Die folgenden Abbildungen zeigen die aus diesen Annahmen resultierenden Jahresdauerlinien für PTG und GTP.

Abbildung 30: Jahresdauerlinie Elektrolyse und Methanisierung (PTG) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 1 „Energie Semiautark“ [Eigene Berechnungen]

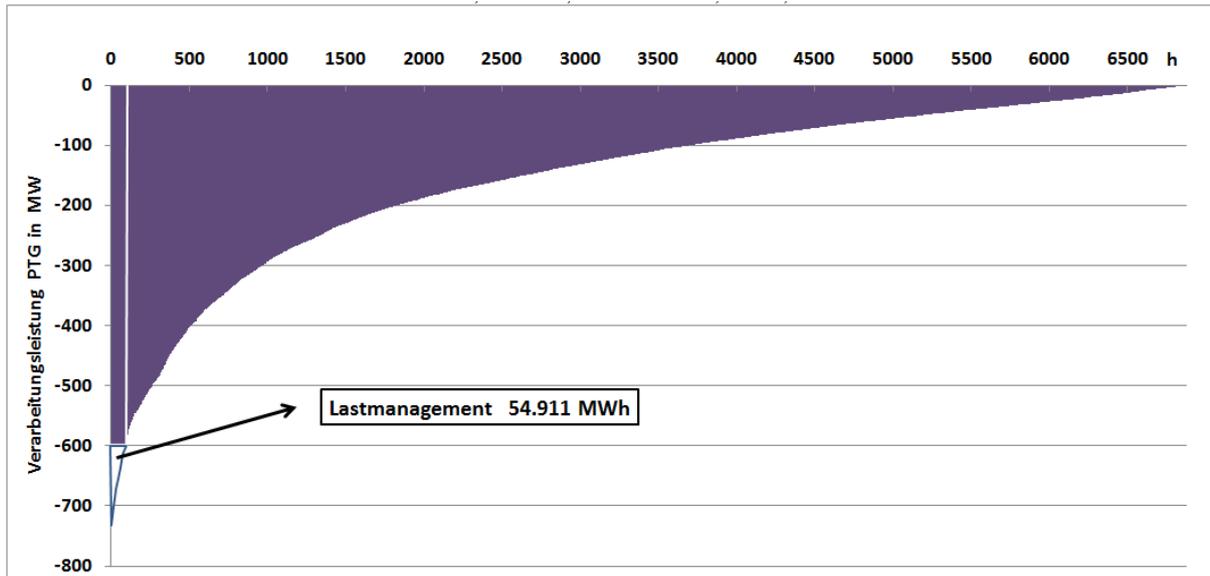
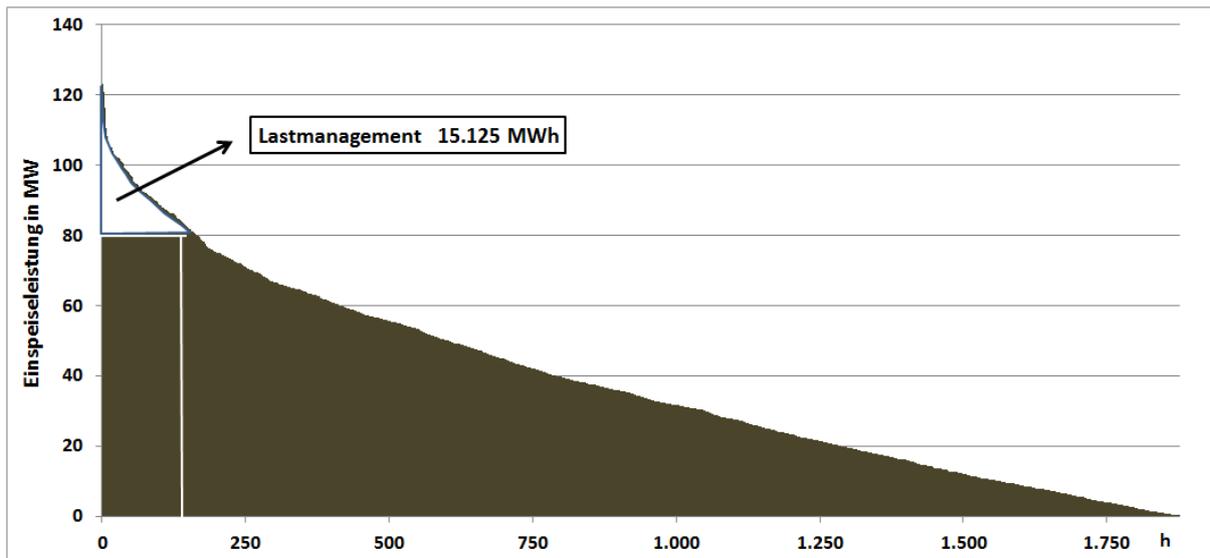


Abbildung 31: Jahresdauerlinie Rückverstromung (GTP) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 1 „Energie Semiautark“ [Eigene Berechnungen]

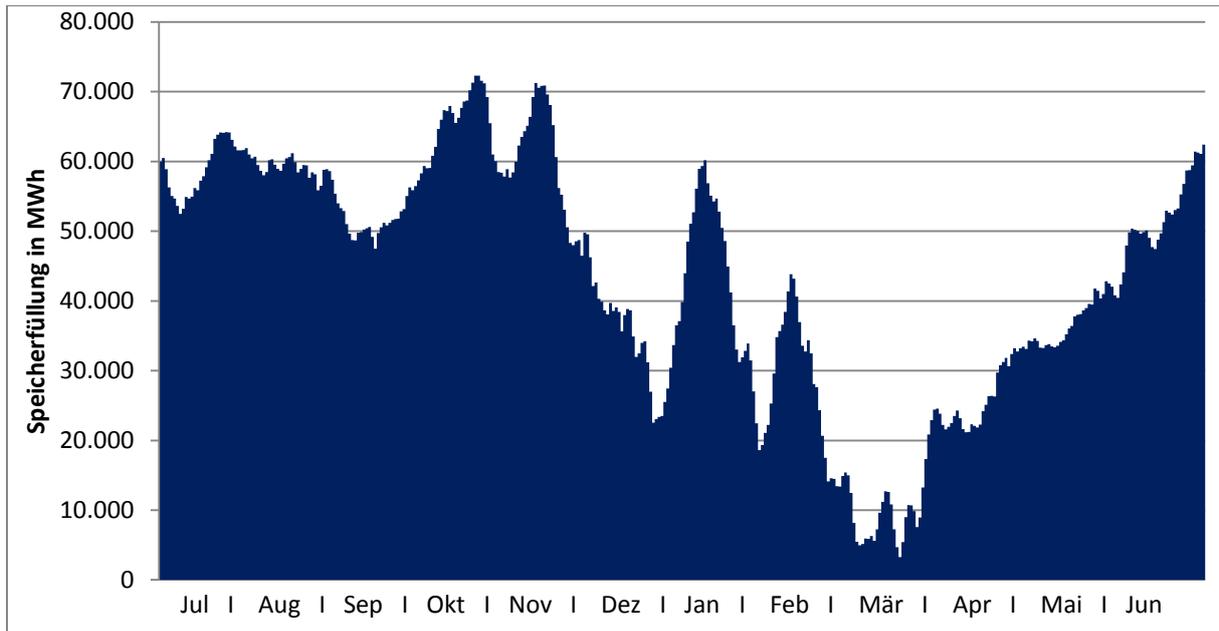


11.2.2. Szenario 2 „Strom autark“

Die hohen Stromüberschüsse aus dem Szenario 1 legen den Schluss nahe, dass man, um zumindest die Stromversorgung im LK Harburg wirklich autark zu gestalten, auch mit weniger EE-Erzeugungskapazitäten auskommen könnte. Es wurde daher in diesem Szenario die Anzahl der WEA deutlich reduziert. Die Wahl fiel deshalb auf die WEA, da diese die größten Auswirkungen auf Umwelt und das Landschaftsbild haben und damit letztendlich die Belastung für Mensch und Umwelt reduziert wird. Über den im Kapitel 10.6. beschriebenen Rechenweg wurde, unter Berücksichtigung des Speicherfüllstandes und ohne EE-Methanvermarktung die notwendige Mindestanzahl von WEA ermittelt, diese beträgt 111. Die erzeugte EE-Methanmenge beträgt 242.350 MWh.

Der Speicherfüllstand und die Jahresdauerlinien für dieses Szenario sind nachstehend dargestellt:

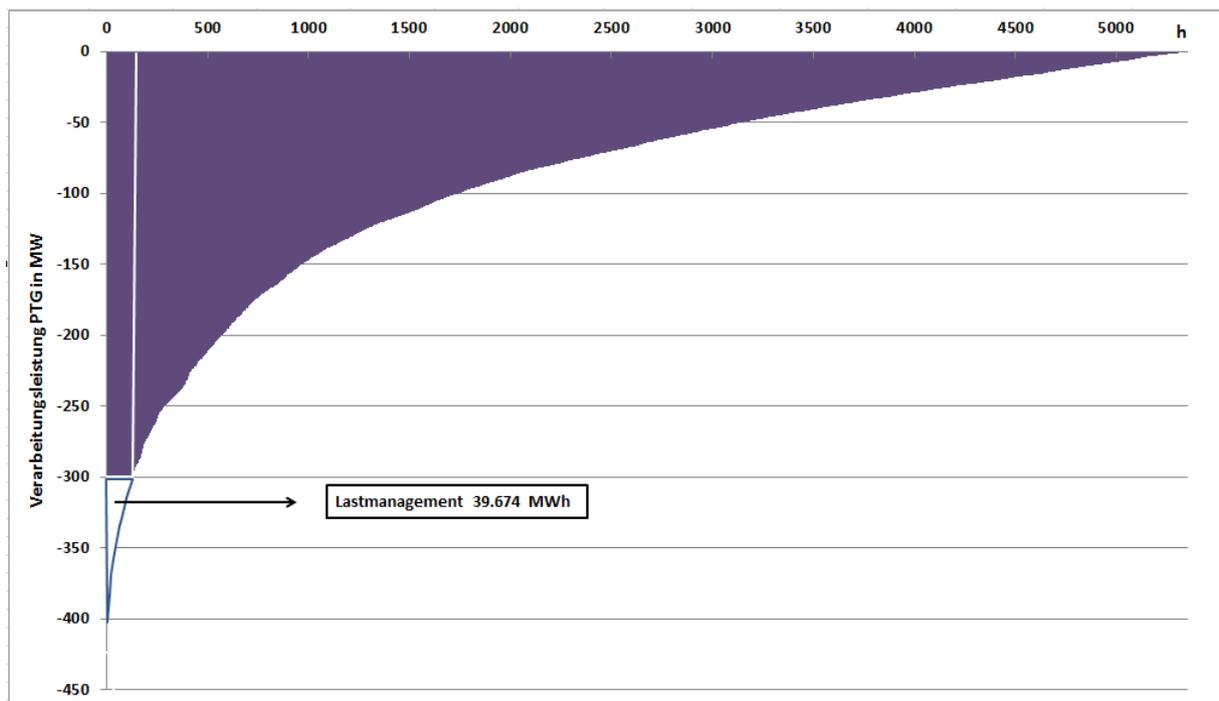
Abbildung 32: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 2 „Strom autark“ und Speicherfüllung zu Beginn des Betrachtungszeitraumes [Eigene Berechnungen]



Es ergeben sich hier keine großen Unterschiede zum Szenario 1. Der Gasspeicher müsste etwas grösser dimensioniert werden und sollte ca. 80.000 MWh Energie fassen. Den niedrigsten Stand erreicht er am 15. März mit 3.265 MWh.

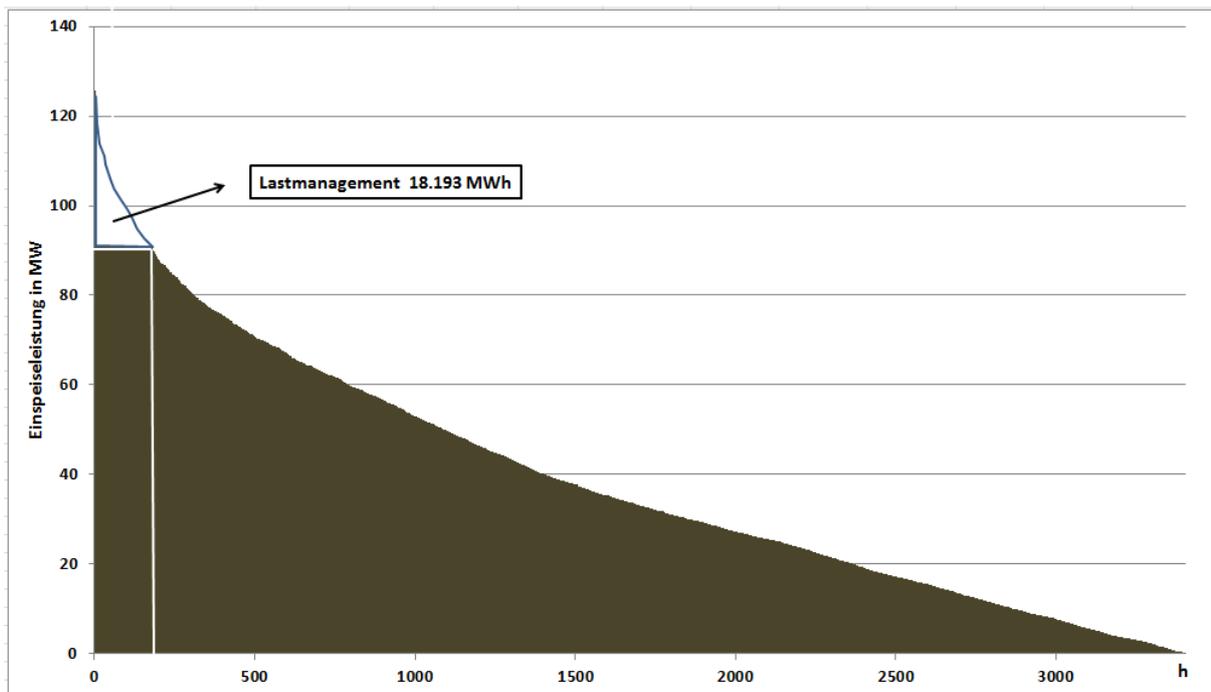
Deutlich anders präsentiert sich dagegen die notwendige Verarbeitungsleistung für PTG. Die Residuallast und die Jahresdauerlinie gibt die maximal notwendige Größenordnung mit – 402 MW an. Hier wird erkennbar, dass deutlich weniger Überschussstrom verarbeitet werden muss.

Abbildung 33: Jahresdauerlinie Elektrolyse und Methanisierung (PTG) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 2 „Strom autark“ [Eigene Berechnungen]



Analog zu Szenario 1 wurde auch hier unterstellt, dass durch ein Lastmanagement die notwendige Spitzenkapazität etwas reduziert werden kann. Für PTG wurde die maximal benötigte Kapazität auf -300 MW festgelegt. Die einzelnen Stundenwerte für Leistungsabrufe zwischen -402 MW und -300 MW für PTG wurden aufsummiert. Die über das Lastmanagement zu verschiebenden Energiemengen betragen dann für PTG 39.674 MWh (Summe aus 116 Einzelstunden, ca. 3,2% der Erzeugungsmenge).

Abbildung 34: Jahresdauerlinie Rückverstromung (GTP) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 2 „Strom autark“ [Eigene Berechnungen]



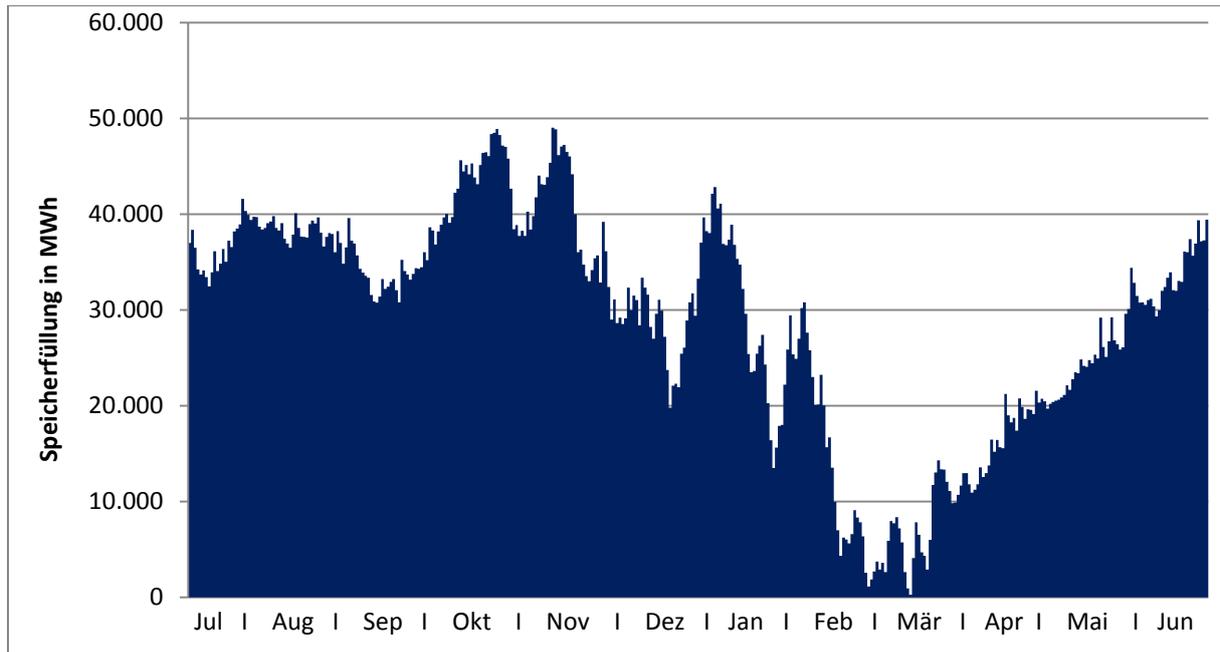
Auch für die Rückverstromung wurde unterstellt, dass durch ein Lastmanagement die notwendige Spitzenkapazität etwas reduziert werden kann. Für GTP wurde die maximal benötigte Kapazität auf 90 MW festgelegt. Die einzelnen Stundenwerte für Leistungsabrufe zwischen 126 MW und 90 MW für GTP wurden aufsummiert. Die über das Lastmanagement zu verschiebenden Energiemengen betragen dann für GTP 18.193 MWh (Summe aus 180 Einzelstunden, ca. 2% der Erzeugungsmenge).

11.2.3. Szenario 3 „Regionenverbund“

Im Szenario 3 „Regionenverbund“ sollen alle entstehenden Stromüberschüsse exportiert werden. PTG und GTP werden also nur für die Speicherung und Rückverstromung der in der Region LK verbleibenden Überschüsse genutzt.

Mit Hilfe der Speicherberechnung und dem Wert für den Direktstromverbrauch stellt man fest, dass 746.383 MWh Strom direkt aus dem System gegeben werden, ohne dass die Stromversorgung der Region gefährdet ist. Die für die Eigenversorgung notwendige EE-Methanmenge liegt bei 154.913 MWh. Der niedrigste Speicherfüllstand mit 281 MWh wird am 15. März erreicht. Die Speichergröße kann mit 60.000 MWh angenommen werden.

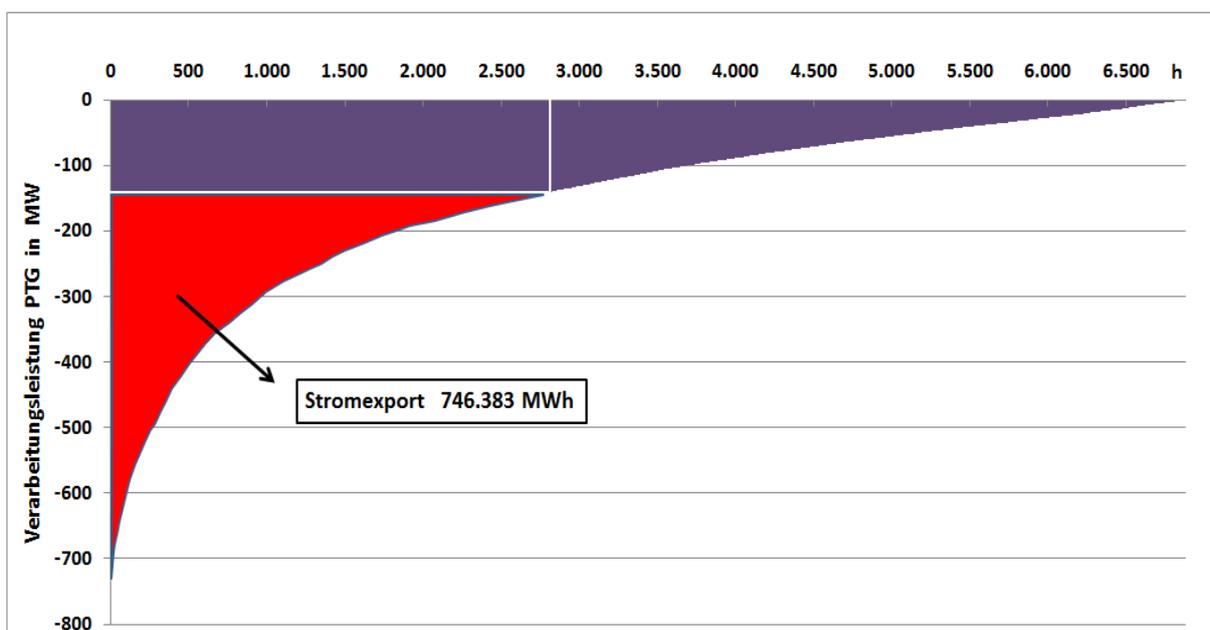
Abbildung 35: Verlauf Füllstand Methanspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 3 „Regionenverbund“ und Speicherfüllung zu Beginn des Betrachtungszeitraumes [Eigene Berechnungen]



Wenn ca. 746.000 MWh Strom direkt aus dem System „Hybridkraftwerk LK Harburg“ exportiert werden können, können die Kapazitäten für PTG geringer ausfallen, da auch die Residuallast deutlich geringer ist. Über die Jahresdauerlinie kann durch aufsummieren der Stundenwerte ermittelt werden, wann diese Menge erreicht ist und welche installierte Leistung dafür notwendig ist.

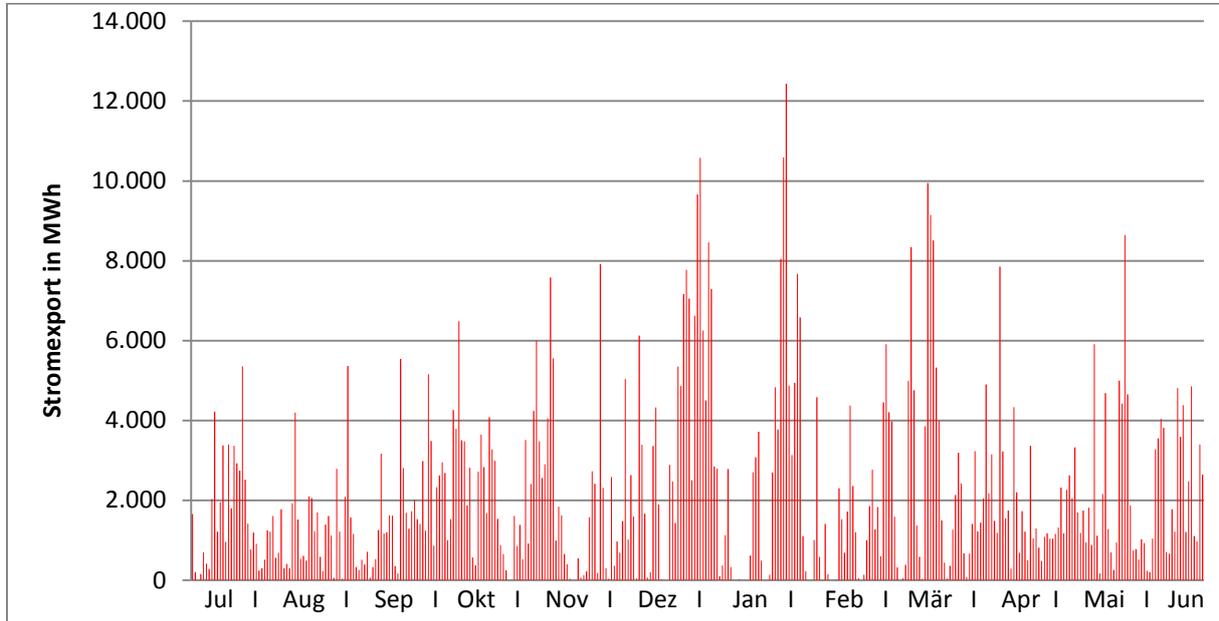
Das Ergebnis ist recht eindeutig: Die Verarbeitungsleistung kann auf 138 MW gesenkt werden. Die darüber hinaus anfallenden Überschüsse würden an 2858 Stunden des Jahres entsprechend ihrer Höhe exportiert werden können. Aufgrund der hohen Erzeugungskapazitäten auf der Stromproduktionsseite verwundert das Ergebnis nicht.

Abbildung 36: Jahresdauerlinie Elektrolyse und Methanisierung (PTG) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 3 „Regionenverbund“ [Eigene Berechnungen]



Über den Speicherfüllstand lässt sich auch ermitteln, zu welchen Stunden, bzw. Tagen Strom und in welchen Mengen exportiert werden kann. Die nachstehende Abbildung gibt die Tageswerte des Untersuchungszeitraumes an:

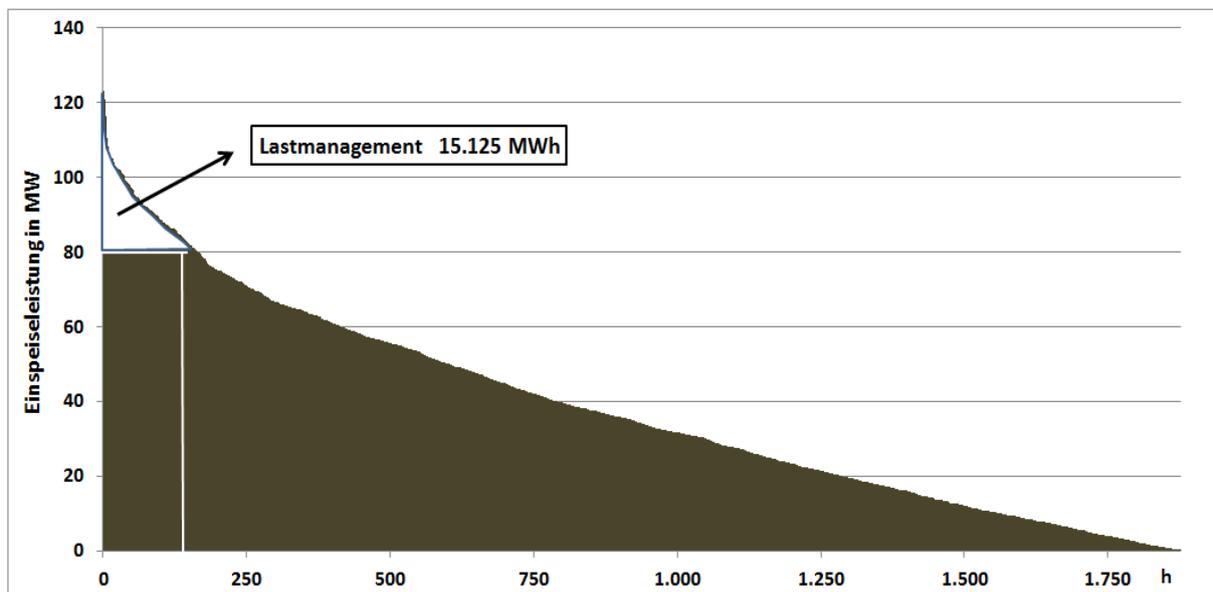
Abbildung 37: Stromexportmengen als Tageswerte 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 3 „Regionenverbund“ [Eigene Berechnungen]



Es gibt in diesem Szenario lediglich 21 Tage, an denen keinerlei Stromexport getätigt werden kann.

Für die Rückverstromung mit GTP wurde analog zum Szenario 1 gerechnet, d.h. die Kapazitäten wurden unter Berücksichtigung des Lastmanagements für Verbraucher angesetzt. Das ist möglich, weil es letztendlich für die Rückverstromung keine Rolle spielt ob Stromüberschüsse als EE-Methan gespeichert werden oder direkt exportiert werden. Die Energiemenge, die über das Lastmanagement verschoben werden kann, bleibt bei 15.125 MWh.

Abbildung 38: Jahresdauerlinie Rückverstromung (GTP) 1.7.2030 – 30.6.2031 LK Harburg Szenario 3 „Regionenverbund“ [Eigene Berechnungen]



11.2.4. Zusammenfassung Energieversorgungsszenarien

Für die weiteren Berechnungen seien hier in einer kurzen Übersicht zu den schon in Tabelle 9 und 10 aufgezeigten Daten weitere wesentlichen Kenndaten der drei Szenarien für die Energieversorgung im LK Harburg 2030 noch einmal tabellarisch dargestellt.

Tabelle 11: Leistungs- und Mengendaten Energieversorgung aus EE LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

	PTG [MW]	GTP [MW]	EE-Gas- produktion [MWh]	Speicher- grösse [MWh]	Lastmanag. Erzeugung [MWh]	Lastmanag. Verbrauch [MWh]	Export Strom [MWh]	Nutzung Gas [MWh]
Szenario 1	-600	80	617.671	75.000	54.911	15.125	0	462.758
Szenario 2	-300	90	242.350	80.000	39.674	18.193	0	0
Szenario 3	-138	80	154.913	60.000	0	15.125	746.383	0

Die möglichen Mengen für ein Lastmanagement wurden hier mit aufgeführt, um zu zeigen, dass die bereitgestellte Produktionskapazität für PTG/GTP etwas geringer ausfallen kann. Diese Mengen werden aber in den weiteren Ausführungen nicht berücksichtigt, da hier keine zeitlichen Daten zur Verfügung stehen.

Die hier aufgeführten Daten stellen die Rahmenbedingungen für die Anlagendimensionierung, Kostenkalkulation und Erlössituation sowie die Einbindung in die Mechanismen der Energie, bzw. Stromwirtschaft für die Zeit ab 2030 im LK Harburg dar.

11.3. Dimensionierung Hybridkraftwerk

Im Folgenden wird die Prozesskette für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 dimensioniert und zwar in der Reihenfolge ihrer Abläufe:

Erzeugung Strom EE – Produktion PTG – Speicherung EE-Methan – Produktion GTP.

Die biologische Methanisierung im PTG-Verfahren wird in dieser Arbeit als die geeignete Lösung der Zukunft bewertet, weil Sie flexibler und günstiger erscheint. Allerdings muss sich das in der Zukunft noch dauerhaft bestätigen. Wie bereits in Kapitel 6.2.3. erwähnt, sind CO₂-Quellen aus der Industrie im LK Harburg kaum vorhanden, deshalb gelten die vorhandenen Biogasanlagen als die wesentlichen Lieferanten dieses Gases. Auch das legt eine biologische Methanisierung nahe. Alle weiteren Berechnungen gehen deshalb davon aus, dass das PTG-Verfahren in absolut räumlicher Nähe zu den vorhandenen oder geplanten Biogasanlagen stattfindet.

11.3.1. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Welche Mengen Strom aus EE erzeugt werden können, wurde eingehend erläutert, ebenso, welche Anzahl an Erzeugungsanlagen dafür notwendig ist. (Tabelle 10) Entscheidend für die Optimierung dieser Produktion ist außerdem auch die Lage der WEA und BGA, sowie die Lage der Strom- und Gasnetze. Da die BGA als CO₂-Quellen den Grundstein für die Produktion von EE-Methan legen, sollte der Prozessteil Stromerzeugung um diese Anlagen herum aufgebaut werden.

11.3.2. Einbindung und Dimensionierung Biogasanlagen

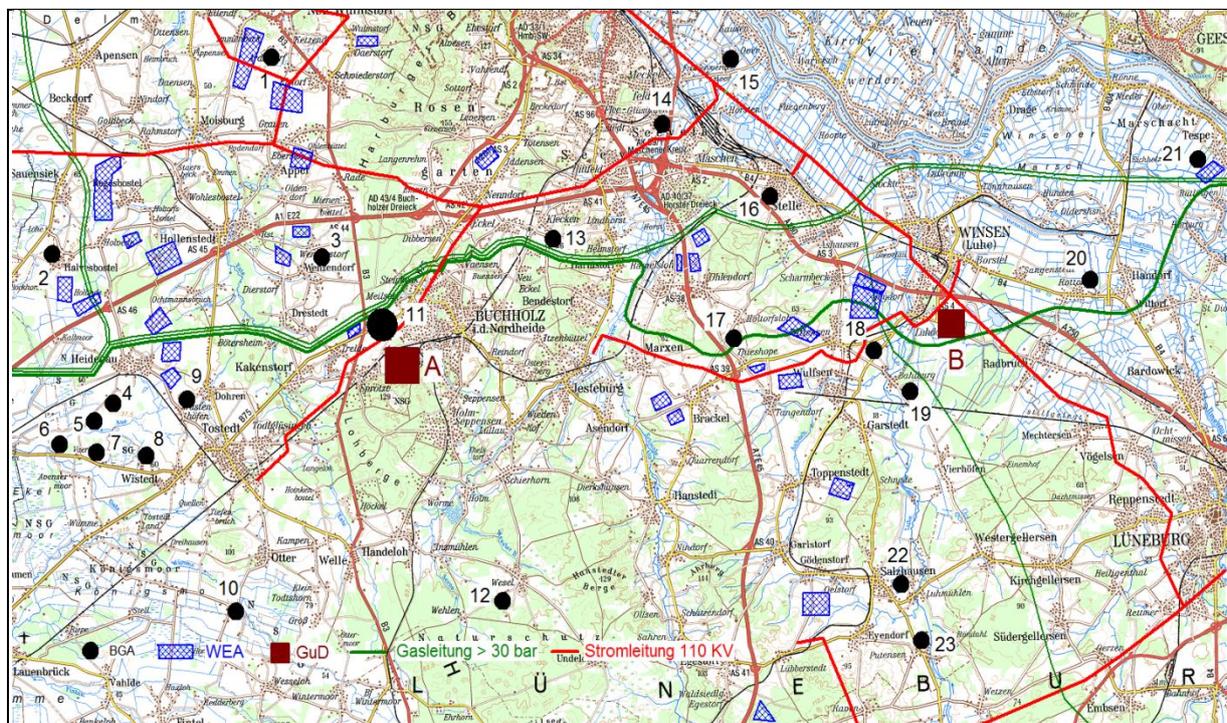
Für die Umsetzung von PTG und GTP müssen neben den notwendigen CO₂-Quellen aus BGA zwei weitere wesentliche Voraussetzungen vorliegen: ein leistungsfähiges Stromnetz, dass entsprechende Strommengen auf-, bzw. abnehmen kann und ein ebenso leistungsfähiges Gasnetz, beides in räumlicher Nähe zu Biogasanlagen.

Alle BGA im LK Harburg speisen ihren Strom in das 20 KV-Netz ein, das in der Region sehr dicht ausgebaut ist und für eine Leistungsaufnahmen oder- abgabe bis 10 MW in der Regel ausreicht. [88] Windparks mit mehr als 3 WEA müssen bei einer Nennleistung von 12 MW in jedem Fall in das 110 KV-Netz einspeisen.

Um das Gasnetz auch als Speicher nutzen zu können, kann eigentlich nur in das Transportnetz eingespeist werden, welches mit Betriebsdrücken > 30 bar arbeitet. Die Mitteldruckleitungen mit 16 bar und die Verteilnetze mit 1 bar sind nicht geeignet, die entsprechenden Gasmengen aufzunehmen und gegebenenfalls über eine höhere Verdichtung zu speichern.[86] Für die Rückverstromung müssen ebenfalls große Mengen abgerufen werden können, auch das können die niedrigeren Druckstufen nicht leisten, so dass die entsprechenden Kraftwerke in der Nähe zu den Gastransportnetzen liegen sollten.

In der folgenden Karte sind alle vorhandenen, bzw. geplanten (Nr.8,15,19) Biogasstandorte eingezeichnet, ebenso Stromleitungen mit 110 KV Spannung, Gasnetze mit einem Betriebsdruck > 30 bar, sowie alle vorhandenen, bzw. potentiellen Standorte für WEA im LK Harburg.

Abbildung 39: Lage der Biogasanlagen, Windparks, 110 KV-Stromnetze, Gasnetze > 30 bar und potentieller GTP-Standorte im LK Harburg 2030 [Eigene Darstellung]



Die Karte zeigt, dass die netztechnischen Voraussetzungen für PTG und GTP im LK Harburg günstig sind, da drei große Gastransportleitungen quer durch den Landkreis führen und auch das 110 KV-Stromnetz gut ausgebaut ist. Außerdem befinden sich die meisten BGA in räumlicher Nähe zu diesen Leitungen. Positiv zu bewerten ist auch die räumliche Nähe von Windparks zu BGA. Die Transportwege für Strom können so z.T. recht kurz gehalten werden, jedenfalls dann, wenn dieser auf der 20 KV-Ebene abläuft. Aber auch über die 110 KV-Netze ist die Entfernung nicht all zu groß.

Das Standortkriterium KWK wird an dieser Stelle nicht weiter beachtet.

Wichtig für die Berechnung der drei Energieversorgungsszenarien ist die Klärung der Frage, ob die CO₂-Mengen aus den BGA für die Synthese der notwendigen Methanmengen ausreichen. Dafür wurde folgende Rechnung durchgeführt:

Tabelle 12: Gasproduktion PTG und notwendige CO₂-Menge LK Harburg 2030 in Abhängigkeit des jeweiligen Energieversorgungsszenarios [Eigene Berechnungen]

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Notwendige Gasproduktion [MWh]	617.671	242.350	154.913
Energiegehalt Methan [KWh/Nm ³]	11	11	11
Notwendige Methanmenge [Nm ³]	56.101.909	22.031.818	14.083.000
Notwendige CO ₂ -Menge [Nm ³]	56.101.909	22.031.818	14.083.000

Die CO₂-Menge ergibt sich aus dem **Satz von Avogadro**, der besagt, dass alle Gase bei gleicher Temperatur und gleichem Druck in gleichen Volumina die gleiche Teilchenzahl (Atome bei Edelgasen oder Moleküle bei mehratomigen Gasen) enthalten. Daraus folgt, dass die zur Herstellung der notwendigen Methanmenge benötigte CO₂-Menge genauso groß sein muss. Je nach Szenario müssen also 14,08 Mio Nm³ bis ca. 56,1 Mio Nm³ CO₂ bereitgestellt werden.

Tabelle 13: Ermittlung der möglichen CO₂-Menge aus der Biogasproduktion anhand einer Biogasanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 1 MW [Eigene Berechnungen]

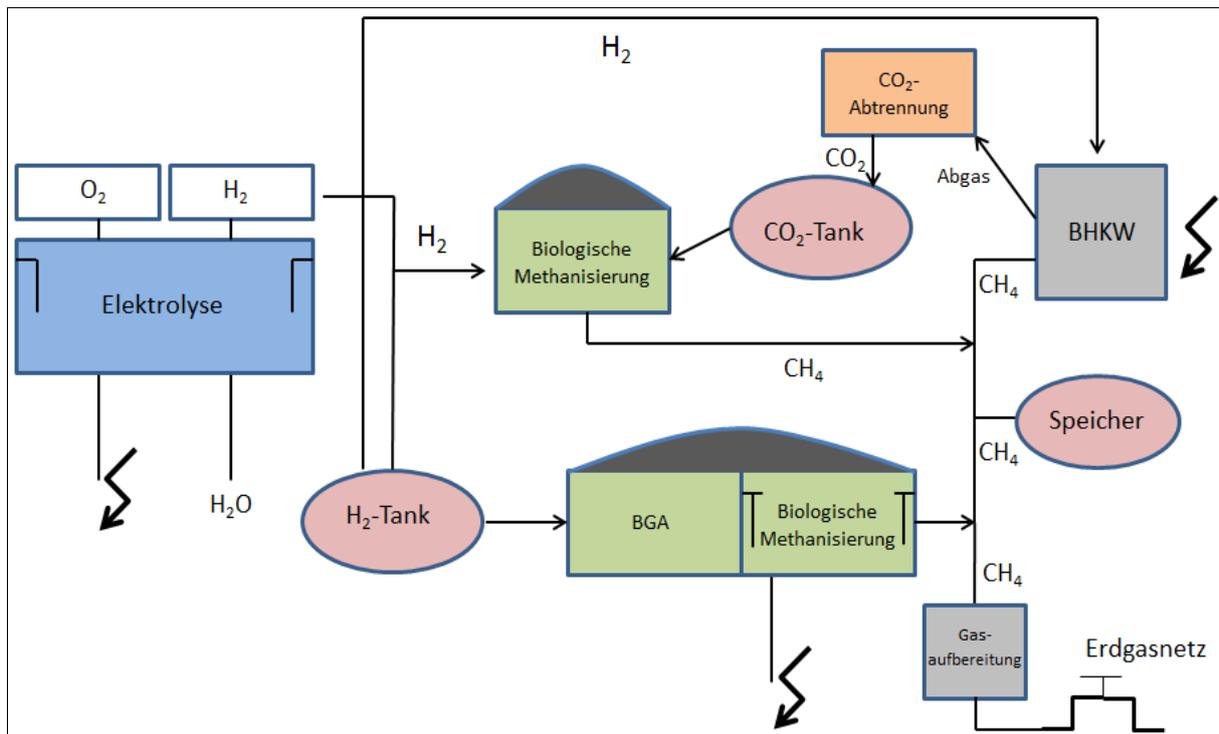
Installierte elektrische Leistung [MW]	1
Jahresauslastung [h]	8.000
Produzierte Strommenge [MWh]	8.000
Energiegehalt Biogas [KWh/Nm ³]	5,8
El. Wirkungsgrad BHKW [%]	40
Notwendige Biogasmenge [Nm ³]	3.448.275
CO ₂ -Gehalt im Biogas [%]	40
Resultierende CO ₂ -Menge für Methanisierung [Nm ³]	1.379.200
Methangehalt im Biogas [%]	50
Resultierende Methanmenge für BHKW [Nm ³]	1.724.137
Resultierende CO ₂ -Menge aus BHKW-Abgas [Nm ³]	1.724.137

Nach dieser Rechnung produziert eine BGA mit einer installierten elektrischen Leistung von 1 MW pro Jahr 1.379.200 Nm³ CO₂. Multipliziert man diesen Wert mit der installierten elektrischen Leistung aller BGA im LK Harburg von 23,5 MW und unterstellt überall eine Jahresauslastung von 8.000 h, so wären über diesen Weg 32.411.200 Nm³ CO₂-Produktion möglich. Diese Menge würde für das Szenario 2 und 3 also ausreichen. Will man allerdings den überschüssigen Strom als EE-Methan in die Wärme- und/oder Kraftstoffproduktion umleiten, reicht diese CO₂-Menge nicht aus. Dann muss man zusätzlich aus dem Abgas der BHKW das anfallende CO₂ heraus reinigen. Aufgrund des Satz von Avogadro würde bei der Verbrennung eines Molekül Methans auch ein Molekül CO₂ entstehen, d.h. bei der Verbrennung des nach der biologischen Methanisierung relativ hochkonzentrierten Methans entstehen noch einmal 1.724.137 Nm³ CO₂, dass genutzt werden könnte. Es ergäbe sich somit eine theoretische Gesamtmenge auf allen BGA von zusätzlich 40.517.220 Nm³ CO₂. Da allerdings keine Abtrennungungsverfahren bekannt sind, die mehr als 90% des CO₂ aus dem Abgas herausholen reduziert sich diese Menge auf 36.465.500 Nm³, auch das wäre noch ausreichend.[89]

Ein Problem bei allen Abtrennungungsverfahren ist der hohe Energieaufwand im Waschverfahren. Der Wirkungsgrad eines jeden Kraftwerks reduziert sich dadurch um 8-12 %. Das bedeutet anders herum, dass zusätzlich 35% des zur Verfügung stehenden Primärenergieträgers für die Abtrennung aufgewendet werden müssen. In diesem Falle müssten also 35% des erzeugten EE-Methans gleich wieder in das Abtrennungungsverfahren investiert werden. [89] Allerdings bietet die Fa. Asco Kohlensäure AG aus der Schweiz mittlerweile CO₂-Rauchgasrückgewinnungsanlagen an, die deutlich effizienter sind. Bei einem Energieverbrauch von 0,9 MWh/t CO₂ werden damit nur noch 16% der eingesetzten Primärenergie für das Verfahren verbraucht. [97]

Der technische Aufbau der PTG-Anlagen an den Biogasstandorten ist folgendermaßen beschrieben:

Abbildung 40: Schematische Darstellung einer Biogasanlage mit biologischem PTG-Konzept [Eigene Darstellung]



In dem abgebildeten Modell werden die BGA in Grundlast betrieben. Das im Fermenter der BGA entstehende Biogas wird in die sich neben dem Fermenter befindende biologische Methanisierung geleitet. Das als Teil des Biogases anfallende CO_2 wird mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in zusätzliches Methan (CH_4) umgewandelt. Außerdem kann das bei der Verbrennung des Methans im BHKW im Abgas entstehende CO_2 zusätzlich für die Methanisierung genutzt werden. Durch Rückführung des Abgases des BHKW wird eine Biogasanlage in Prinzip zu einem Wasserstoff – Methansynthese – Bioreaktor.

Das erzeugte EE-Methan kann dann je nach Standort direkt in das Erdgasnetz eingespeist werden. Voraussetzung bei dieser Lösung sind Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung des Gases, sowie entsprechende Gasleitungen vor Ort. Andernfalls wird das Gas in einem Röhrenspeicher vor Ort für die Rückverstromung zwischengespeichert. Für die Biogasanlage sind nun folgende Betriebszustände möglich:

Betriebszustand „Grundlast“

Im Betriebszustand „Grundlast“ produziert das BHKW Grundlaststrom aus dem Biogas des Fermenters, der in das Netz eingespeist wird. Dieser Zustand gilt allgemein das gesamte Jahr über. Soweit die anfallende Wärme des BHKW nicht anderweitig genutzt wird, kann diese dem Elektrolyseur zugeführt werden, so dass dieser jederzeit aus dem „Stand-by“ Modus mit vorgewärmten Wasser relativ schnell in den Betriebszustand „PTG“ versetzt werden kann.

Betriebszustand „PTG“

Im Betriebszustand „PTG“ nehmen die Elektrolyseaggregate der Anlage ferngesteuert „überschüssigen“ Strom aus dem Netz auf und speisen H_2 in den Biogasreaktor, was zu einem stärker methanhaltigen Biogas führt. Bei gleichbleibender elektrischer Grundlast - Leistung des BHKW wird weniger Gas verbraucht, d.h. es fällt überschüssiges Gas an, das gespeichert wird. Da der Fermenter der BGA einen begrenzenden Faktor bei der EE-Methanbildung darstellt und zu manchen Zeiten

extrem hohe Strom- und damit auch H₂-Überschüsse zu erwarten sind, die im BGA-Fermenter so schnell nicht verarbeitet werden können, wird nicht benötigter Wasserstoff in einem entsprechenden Tank zwischengelagert und zu einem späteren Zeitpunkt verarbeitet. Mit Hilfe dieses Tanks wird die EE-Methanproduktion sozusagen verstetigt. Nur so kann das CO₂-Angebot aus dem Biogas in voller Höhe genutzt werden. Ein gewisser Anteil an H₂ kann auch direkt über das BHKW verstromt werden, allerdings ist die Aufnahme aus technischen Gründen begrenzt (5 Volumen%).

Zu Beginn des Betriebszustandes „PTG“ wäre auch der Einsatz einer „in situ“-Methanisierung denkbar. In diesem Fall wird überschüssiger Strom direkt in den Fermenter der BGA geleitet, so dass unmittelbar dort H₂ gebildet wird und mit CO₂ reagiert. Diese Reaktion erfolgt sehr kurzfristig, so dass man die Anlaufzeit des Elektrolyseurs über diesen Weg überbrücken könnte. Dieses Verfahren könnte unter Umständen auch während des PTG-Prozesses ständig als „Grundlast“ laufen, man könnte sich damit einen Teil der Elektrolyse-Kapazität sparen. Allerdings handelt es sich hierbei bislang noch um ein reines Forschungsgebiet, so dass diese technische Variante hier nicht weiter berücksichtigt wird.

Mit Hilfe der ermittelten CO₂-Mengen, die für die Synthese von EE-Methan notwendig sind, wurde über die installierte elektrische Leistung der einzelnen BGA für jeden Standort die mögliche, bzw. notwendige EE-Methanmenge berechnet (nach Tabelle 13), bis die maximal notwendige Menge für die jeweiligen Szenarien in der Gesamtregion erreicht wurden. Je nach Lage der Anlagen zu den in der Region vorhandenen Gasnetzen wurde unterschieden zwischen Standorten, die das EE-Methan in das Gasnetz einspeisen und denen, die ihr Gas in einem Speicher vor Ort lagern. Die notwendigen Gasspeichergrößen wurden ebenfalls ermittelt, indem der Produktionsanteil der einzelnen BGA an der gesamten EE-Methanproduktionsmenge entsprechend auf das dafür benötigte Speichervolumen von 60.000 - 80.000 MWh für alle drei Szenarien umgerechnet wurde. Angegeben wurden aber nur die Gasspeichergrößen, die an den Standorten benötigt werden, die keinen Gasnetzanschluss besitzen.

Tabelle 14: Leistungs- und Produktionsdaten für EE-Methan in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	El. Leistung [MW]	Biogas [Nm ³ /a]	CO ₂ ex BGA [Nm ³ /a]	CO ₂ ex BHKW [Nm ³ /a]	Zusätzl. Methan [Nm ³ /a]	Max. Gasmenge [MWh/a]	Gasnetz [bar]	Gaspeicher [MWh]
1	Ardestorf	1,0	3.448.000	1.379.200	1.551.600	2.930.800	32.239	Nein	4.000
2	Halvesbostel	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	30	
3	Wennerstorf	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	Nein	1.000
4	Heidenau 1	1,3	4.482.400	1.792.960	2.017.080	3.810.040	41.910	30/80	
5	Heidenau 2	2,2	7.585.600	3.034.240	3.413.520	6.447.760	70.925	30/80	
6	Vaerloh 1	0,8	2.758.400	1.103.360	1.241.280	2.344.640	25.791	30/80	
7	Vaerloh 2	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	30/80	
8	Wistedt	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	Nein	1.000
9	Wüstenhöfen	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	Nein	1.000
10	Otter	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	Nein	1.000
11	Buchholz	7,4	25.515.200	10.206.080	11.481.840	21.687.920	238.567	30/80	
12	Wesel	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	Nein	1.000
13	Klecken	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	30/80	
14	Klärwerk Glü.	0,8	2.758.400	1.103.360	1.241.280	2.344.640	25.791	Nein	3.000
15	Meckelfeld	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	Nein	1.000
16	Stelle	1,0	3.448.000	1.379.200	1.551.600	2.930.800	32.239	30	
17	Holtorfslöh	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	80	
18	Pattensen	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	30/80	
19	Bahlburg	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	30	
20	Rottorf	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	80	
21	Tespe	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	30/80	
22	Salzhausen	0,5	1.724.000	689.600	0	689.600	7.586	Nein	1.000
23	Putensen	0,8	2.758.400	1.103.360	1.241.280	2.344.640	25.791	Nein	3.000
24	NN	0,7	2.413.600	965.440	0	965.440	10.614	Nein	1.400
	Summe	23,5	81.028.000	32.411.200	23.739.480	56.148.680	617.657		18.400

Um die im Szenario 1 notwendigen CO₂-Mengen für die biologische Methanisierung bereitstellen zu können, wurde für einige BGA-Standorte der Einsatz einer CO₂-Abscheidung aus dem Abgas des BHKW gerechnet. Aus jedem Nm³ Methan lässt sich bei der Verbrennung ein Nm³ CO₂ herstellen. Dieses kann allerdings nur zu 90% genutzt werden für die zusätzliche biologische Methanisierung, da ein Rest von 10% nicht aus dem Abgas heraus gereinigt werden kann. Da zusätzlich ein Energieaufwand für die Aminwäsche betrieben werden muss, werden 16% des erzeugbaren Methans gleich wieder vor Ort verbraucht und können nicht als Speicherreserve zur Verfügung stehen. Der technische und energetische Aufwand für dieses Szenario ist an dieser Stelle recht hoch.

Die Einspeisung von EE-Methan in die vorhandenen Erdgastransportnetze sollte mengenmäßig kein Problem sein, wenn man bedenkt, dass alleine die 80-bar Leitung der NEL pro Jahr 55 Mrd m³ Erdgas transportiert. [90] Der Anteil EE-Methan aus dem LK Harburg beträgt daran gemessen nur für diese eine Leitung lediglich 0,1%. Die notwendigen Speichergößen der anderen BGA sind aufgeführt. Damit wäre gleichzeitig sichergestellt, dass tatsächlich nur die PTG-Anlagen einen Methanspeicher benötigen, die keinen Anschluss an das Erdgasnetz in der Nähe herstellen können.

Für das Szenario 2 ergeben sich laut Tabelle 15 die folgenden Daten:

Tabelle 15: Leistungs- und Produktionsdaten für EE-Methan in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 2 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	El. Leistung [MW]	Biogas [Nm ³ /a]	CO ₂ ex BGA [Nm ³ /a]	Mögliches zusätzliches Methan [Nm ³ /a]	Max. Gasmenge [MWh/a]	Nötige Gasmenge [MWh/a]	Gasnetz [bar]	Gas-speicher [MWh]
1	Ardestorf	1,0	3.448.000	1.379.200	1.379.200	15.171	10.312	Nein	3.400
2	Halvesbostel	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	30	
3	Wennerstorf	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	Nein	1.700
4	Heidenau 1	1,3	4.482.400	1.792.960	1.792.960	19.723	13.407	30/80	
5	Heidenau 2	2,2	7.585.600	3.034.240	3.034.240	33.377	22.688	30/80	
6	Vaerloh 1	0,8	2.758.400	1.103.360	1.103.360	12.137	8.250	30/80	
7	Vaerloh 2	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	30/80	
8	Wistedt	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	Nein	1.700
9	Wüstenhöfen	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	Nein	1.700
10	Otter	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	Nein	1.700
11	Buchholz	7,4	25.515.200	10.206.080	10.206.080	112.267	76.313	30/80	
12	Wesel	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	Nein	1.700
13	Klecken	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	30/80	
14	Klärwerk Glü.	0,8	2.758.400	1.103.360	1.103.360	12.137	8.250	Nein	2.700
15	Meckelfeld	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	Nein	1.700
16	Stelle	1,0	3.448.000	1.379.200	1.379.200	15.171	10.312	30	
17	Holtorfslöh	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	80	
18	Pattensen	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	30/80	
19	Bahlburg	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	30	
20	Rottorf	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	80	
21	Tespe	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	30/80	
22	Salzhausen	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	5.157	Nein	1.700
23	Putensen	0,8	2.758.400	1.103.360	1.103.360	12.137	8.250	Nein	2.700
24	NN	0,7	2.413.600	965.440	965.440	10.620	7.219	Nein	2.400
	Summe	23,5	81.028.000	32.411.200	32.411.200	356.523	242.350		23.100

Für das Szenario 3 ergeben sich laut Tabelle 16 die folgenden Daten:

Tabelle 16: Leistungs- und Produktionsdaten für EE-Methan in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 3 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	El. Leistung [MW]	Biogas [Nm ³ /a]	CO ₂ ex BGA [Nm ³ /a]	Mögliches zusätzliches Methan [Nm ³ /a]	Max. Gasmenge [MWh/a]	Nötige Gasmenge [MWh/a]	Gasnetz [bar]	Gaspeicher [MWh]
1	Ardestorf	1,0	3.448.000	1.379.200	1.379.200	15.171	6.579	Nein	2.600
2	Halvesbostel	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	30	
3	Wennerstorf	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	Nein	1.300
4	Heidenau 1	1,3	4.482.400	1.792.960	1.792.960	19.723	8.553	30/80	
5	Heidenau 2	2,2	7.585.600	3.034.240	3.034.240	33.377	14.474	30/80	
6	Vaerloh 1	0,8	2.758.400	1.103.360	1.103.360	12.137	5.263	30/80	
7	Vaerloh 2	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	30/80	
8	Wistedt	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	Nein	1.300
9	Wüstenhöfen	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	Nein	1.300
10	Otter	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	Nein	1.300
11	Buchholz	7,4	25.515.200	10.206.080	10.206.080	112.267	48.686	30/80	
12	Wesel	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	Nein	1.300
13	Klecken	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	30/80	
14	Kläwerk Glü.	0,8	2.758.400	1.103.360	1.103.360	12.137	5.263	Nein	2.000
15	Meckelfeld	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	Nein	1.300
16	Stelle	1,0	3.448.000	1.379.200	1.379.200	15.171	6.579	30	
17	Holtorfslöh	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	80	
18	Pattensen	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	30/80	
19	Bahlburg	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	30	
20	Rottorf	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	80	
21	Tespe	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	30/80	
22	Salzhausen	0,5	1.724.000	689.600	689.600	7.586	3.290	Nein	1.300
23	Putensen	0,8	2.758.400	1.103.360	1.103.360	12.137	5.263	Nein	2.000
24	NN	0,7	2.413.600	965.440	965.440	10.620	4.605	Nein	1.800
	Summe	23,5	81.028.000	32.411.200	32.411.200	356.523	154.913		17.500

Aufgrund der gegebenen CO₂-Werte sind rechnerisch in Tabelle 15 und 16 höhere Methanwerte möglich, als im Szenario 2 und 3 notwendig. Letztendlich bedeutet das, dass nicht sämtliches CO₂ für die Methanisierung benötigt wird. Damit kann auch die Größe der biologischen Methanisierung geringer ausfallen.

11.3.3. Dimensionierung Power-To-Gas

Je nach Szenario müssen die bereitgestellten Erzeugungskapazitäten für die EE-Methanherstellung unterschiedlich dimensioniert werden und zwar von -128 bis – 600 MW. Da diese Kapazitäten auf die einzelnen BGA verteilt werden sollen, ist neben der Klärung der notwendigen CO₂-Menge aus den BGA und der Frage nach Gaseinspeisung, bzw. –speicherung vor allem die Frage zu beantworten, ob die Übertragungsleistung des Stromnetzes in Nähe der entsprechenden BGA ausreicht, um die anfallenden Strommengen dorthin zu transportieren.

Für die die Berechnung der Produktionskapazitäten wurden folgende Parameter angenommen:

Tabelle 17: Parameter für die Wasserstoffproduktion und biologische Methanisierung bei Integration in ein PTG-Konzept [40] [41] [91] [92]

Parameter	
H ₂ Produktionsleistung	216 Nm ³ /h/MW el. Leistung
Brennwert H ₂	3,54 kWh/Nm ³
Wasserbedarf	1,5 l/Nm ³ H ₂

11.3.3.1. Leistung Elektrolyseur – Leistung Stromanschluss

Zur Klärung dieser Frage wurden in Anlehnung an die Tabellen 12 und 13 die einzelnen Standorte der BGA hinsichtlich der zu produzierenden Gasmenge bewertet, in dem diese in Relation zur notwendigen gesamten Gasmenge gesetzt wurden. Daraus abgeleitet wurde in der gleichen Relation die notwendige, zu installierende Verarbeitungsleistung des Standortes für PTG, also letztendlich die Leistung des Elektrolyseurs.

Ausgehend von den in Tabellen 14 - 16 angegebenen Parametern ergeben sich dann für jeden einzelnen Standort die in den folgenden Tabellen 18 – 20 für die Szenarien 1 – 3 errechneten Leistungs- und Produktionsdaten für Wasserstoff und Wasserbedarf, sowie die notwendige Spannungsebene des Stromanschlusses.

Es sei hier angemerkt, dass an allen Standorten alkalische Druckelektrolyseure zum Einsatz kommen.

Tabelle 18: Leistungs- und Produktionsdaten für Wasserstoff in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	Max. Methanmenge [MWh/a]	Anteil Methanproduktion [%]	Erforderl. Leistung PTG [MW]	H2 Menge [Nm³/a]	Energie-menge H2 [MWh/a]	H2O Menge [m³/a]	Erforderl. Stromnetz [KV]
1	Ardestorf	32.239	5,22	31,3	11.243.217	39.801	16.865	110
2	Halvesbostel	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
3	Wennerstorf	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
4	Heidenau 1	41.910	6,79	40,7	14.616.182	51.741	21.924	110
5	Heidenau 2	70.925	11,48	68,9	24.735.077	87.562	37.103	110
6	Vaerloh 1	25.791	4,18	25,1	8.994.573	31.841	13.492	110
7	Vaerloh 2	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
8	Wistedt	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
9	Wüstenhöfen	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
10	Otter	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
11	Buchholz	238.567	38,62	231,7	83.199.805	294.527	124.800	2 x 110
12	Wesel	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
13	Klecken	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
14	Klärwerk Glü.	25.791	4,18	25,1	8.994.573	31.841	13.492	110
15	Meckelfeld	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
16	Stelle	32.239	5,22	31,3	11.243.217	39.801	16.865	110
17	Holtorfslöh	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
18	Pattensen	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
19	Bahlburg	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
20	Rottorf	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
21	Tespe	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
22	Salzhausen	7.586	1,23	7,4	2.645.463	9.365	3.968	20
23	Putensen	25.791	4,18	25,1	8.994.573	31.841	13.492	110
24	NN	10.620	1,72	10,3	3.703.648	13.111	5.555	110
	Summe	617.657	100,0	600,0	215.406.808	762.540	323.110	

Das Szenario 1 verlangt die höchsten Verarbeitungsleistungen, da alle Stromüberschüsse, die nicht für die Rückverstromung benötigt werden, als Gas abgegeben werden sollen. Das örtliche Stromnetz muss also die entsprechenden Mengen übertragen können. Im Fall des Szenarios 1 müssen nahezu alle BGA/PTG Standorte an das 110 KV-Netz angeschlossen werden. Das setzt einen entsprechenden Netzausbau voraus. Es müssten etliche Kilometer 110 KV-Leitung gebaut werden. Die notwendigen Längen sind in der Tabelle 19 dargestellt. Problematisch ist der Standort 11 in Buchholz zu betrachten. In unmittelbarer Nähe befindet sich zwar eine 110 KV-Leitung und sogar ein Umspannwerk, aber diese Leitung kann die notwendige Leistung von bis zu 232 MW nicht übertragen. Es wäre mindestens eine zweite 110 KV-Leitung notwendig. Unter Umständen sollte diese Leitung in

möglichst direkter Verbindung zu den potentiellen Windparks im Westen des LK Harburg entstehen. Dafür wären aber in jedem Fall wenigstens weitere 30 km Leitungsbau notwendig.

In Szenario 2 fällt naturgemäß die Anlagendimensionierung deutlich geringer aus, es ist ja nur die halbe Verarbeitungsleistung im Vergleich zu Szenario 1 notwendig. Netztechnisch ändert sich für die meisten Standorte gar nichts, lediglich der Standort 24 könnte die 20 KV-Netze nutzen. Für den Standort 11 in Buchholz hätte dieses Szenario netztechnisch große Vorteile: auf die Investition in eine zusätzliche 110 KV-Leitung könnte verzichtet werden. Außerdem würden im Westen des Landkreises auch nicht alle Windparks gebaut werden müssen, um die notwendigen Strommengen für die Region zu produzieren.

Tabelle 19: Leistungs- und Produktionsdaten für Wasserstoff in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 2 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	Max. Methanmenge [MWh/a]	Anteil Methanproduktion [%]	Erforderl. Leistung PTG [MW]	H2 Menge [Nm³/a]	Energie-menge H2 [MWh/a]	H2O Menge [m³/a]	Erforderl. Stromnetz [KV]
1	Ardestorf	10.316	4,26	12,8	3.597.829	12.736	5.397	110
2	Halvesbostel	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
3	Wennerstorf	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
4	Heidenau 1	13.411	5,53	16,6	4.677.178	16.557	7.016	110
5	Heidenau 2	22.696	9,36	28,1	7.915.225	28.020	11.873	110
6	Vaerloh 1	8.253	3,40	10,2	2.878.264	10.189	4.317	110
7	Vaerloh 2	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
8	Wistedt	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
9	Wüstenhöfen	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
10	Otter	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
11	Buchholz	76.341	31,49	94,5	26.623.938	94.249	39.936	110
12	Wesel	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
13	Klecken	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
14	Klärwerk Glü.	8.253	3,40	10,2	2.878.264	10.189	4.317	110
15	Meckelfeld	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
16	Stelle	10.316	4,26	12,8	3.597.829	12.736	5.397	110
17	Holtorfslöh	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
18	Pattensen	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
19	Bahlburg	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
20	Rottorf	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
21	Tespe	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
22	Salzhausen	5.158	2,13	6,4	1.798.915	6.368	2.698	20
23	Putensen	8.253	3,40	10,2	2.878.264	10.189	4.317	110
24	NN	7.221	2,98	8,9	2.518.481	8.915	3.778	20
	Summe	242.436	100,0	300,00	84.548.991	299.303	126.823	

Noch einmal deutlich geringer fallen die Anlagengrößen im Szenario 3 aus. Das begründet sich damit, dass jeglicher Überschussstrom direkt in andere Regionen exportiert wird. Lediglich für den Anlagenstandort Heidenau müsste ein Netzausbau stattfinden.

Tabelle 20: Leistungs- und Produktionsdaten für Wasserstoff in Biogasanlagen LK Harburg 2030 nach Integration in ein PTG-Konzept Szenario 3 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	Max. Methanmenge [MWh/a]	Anteil Methanproduktion [%]	Erforderl. Leistung PTG [MW]	H ₂ Menge [Nm ³ /a]	Energie-menge H ₂ [MWh/a]	H ₂ O Menge [m ³ /a]	Erforderl. Stromnetz [KV]
1	Ardestorf	6.599	4,26	5,9	2.301.553	8.147	3.452	20
2	Halvesbostel	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
3	Wennerstorf	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
4	Heidenau 1	8.579	5,53	7,6	2.992.018	10.592	4.488	110
5	Heidenau 2	14.519	9,36	12,9	5.063.416	17.924	7.595	110
6	Vaerloh 1	5.280	3,40	4,7	1.841.242	6.518	2.762	20
7	Vaerloh 2	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
8	Wistedt	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
9	Wüstenhöfen	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
10	Otter	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
11	Buchholz	48.836	31,49	43,5	17.031.489	60.291	25.547	110
12	Wesel	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
13	Klecken	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
14	Klärwerk Glü.	5.280	3,40	4,7	1.841.242	6.518	2.762	20
15	Meckelfeld	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
16	Stelle	6.599	4,26	5,9	2.301.553	8.147	3.452	20
17	Holtorsloh	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
18	Pattensen	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
19	Bahlburg	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
20	Rottorf	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
21	Tespe	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
22	Salzhausen	3.300	2,13	2,9	1.150.776	4.074	1.726	20
23	Putensen	5.280	3,40	4,7	1.841.242	6.518	2.762	20
24	NN	4.620	2,98	4,1	1.611.087	5.703	2.417	20
	Summe	155.088	100,00	138,0	54.086.487	191.466	81.130	

11.3.3.2. Wassermenge und Wasseranschluss

Für die Produktion von H₂ ist das Vorhandensein von ausreichenden Wassermengen absolut notwendig. Laut Fa. Enertrag werden für die Produktion eines Normkubikmeters Wasserstoff ca. 1,5 l Wasser benötigt.[92] Wird beispielsweise nach Szenario 1 am Standort 11 in Buchholz die volle Leistung von 232 MW abgerufen, so werden in Anlehnung an Tabelle 14 pro Stunde 47.700 Nm³ H₂ hergestellt. Dafür wären dann 75.168 l oder 75,2 m³ Wasser notwendig. Eine Wasserleitung mit einem Nenndurchmesser von 100 mm liefert 1,2 bis 1,5 m³ Wasser in der Minute. [93] In einer Stunde wären das 72 – 90 m³. Eine Wasserleitung mit 100 mm Nenndurchmesser würde also schon ausreichen. Da auch größere Versorgungsleitungen bis 600 mm Nenndurchmesser vorhanden sind, sollte man allerdings diese nutzen, um Reserven zu haben, bzw. um zu vermeiden, dass während der Spitzenlastzeiten der Wasserdruck in den kleineren Leitungen zu stark abfällt und die Versorgung der Bevölkerung und übrigen Wirtschaft zu Problemen führt. Größere Leitungen sind in der Region allerdings auch überall ausreichend vorhanden.

Der Einbau von Wassertanks ist nicht erforderlich.

Für die Wasserstoffproduktion nach Szenario 1 werden pro Jahr 323.110 m³ Wasser benötigt. Angesichts eines Wasserverbrauchs von 9,7 Mio m³/a [94] wäre das ein Mehrverbrauch für PTG von 3,3 %. In den anderen Szenarien wären das 1,3, bzw. 0,8 %.

Das bei der Methanisierung als Reaktionsprodukt anfallende Wasser wird über den Gärrest der BGA, der als Dünger in die landwirtschaftliche Verwertung geht, mit abtransportiert.

11.3.3.3. Wasserstoffspeicher

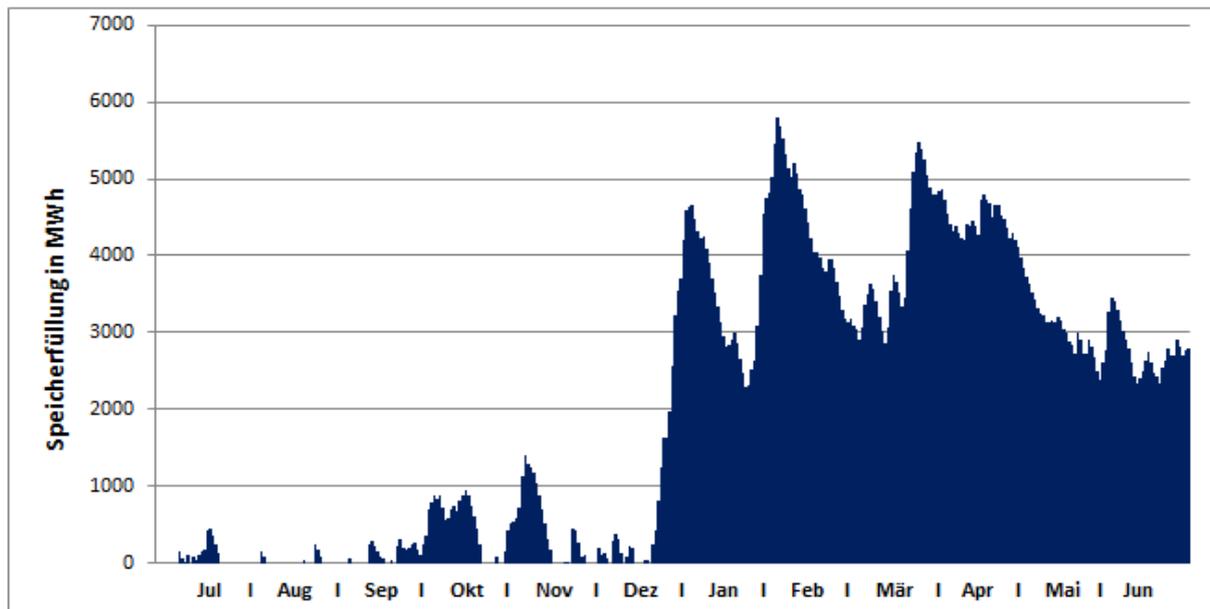
Wie in Kapitel 11.3.2. bereits erwähnt, bildet die biologische Methanisierung im PTG – Prozess aufgrund der vorgegebenen Biogasanlagenkonfiguration einen gewissen Engpass bei der Produktion von EE-Methan. In Zeiten von hohen Stromüberschüssen wird mehr H₂ über die Elektrolyse produziert als die Bakterien im Fermenter weiter verarbeiten können. Mit Hilfe eines Zwischenspeichers kann der H₂-Überschuss auch zu späteren Zeiten in den Fermenter gegeben und dort verarbeitet werden. Die EE-Methanproduktion wird an dieser Stelle nahezu verstetigt.

Analog zu den Methanspeichern müssen also H₂-Speicher installiert werden und zwar in diesem Fall an jedem PTG-Standort. Die Berechnung der Größe der H₂-Speicher geschieht folgendermaßen: Die Jahressummen der anfallenden CO₂-Mengen aus den einzelnen Szenarien werden auf 8.000 Produktionsstunden der BGA verteilt – es wird unterstellt, dass jede BGA im Jahr gewisse Stillstandzeiten hat. Nach der stöchiometrischen Reaktionsgleichung der Methanisierung können 1 Nm³ CO₂ und 4 Nm³ H₂ zu 1 Nm³ CH₄ und Wasser umgesetzt werden. Die in einer Stunde gesamte anfallende CO₂-Menge kann also demnach das Vierfache Volumen an H₂ aufnehmen.

Auf Basis der Summe der Einzelstunden eines 24-Stunden-Tages werden die anfallenden H₂-Mengen mit den ständig anfallenden CO₂-Mengen verrechnet. Verbleibt danach noch ein H₂-Überschuss, wird dieser in den Speicher gegeben und immer dann mit verarbeitet, wenn kein weiterer oder nicht genügend H₂ produziert wird. Die Speicherstände werden aufsummiert. Der maximale Speicherfüllstand während des Betrachtungszeitraumes ergibt die notwendige Speichergröße.

Für das Szenario 1 ergibt sich dabei das folgende Bild:

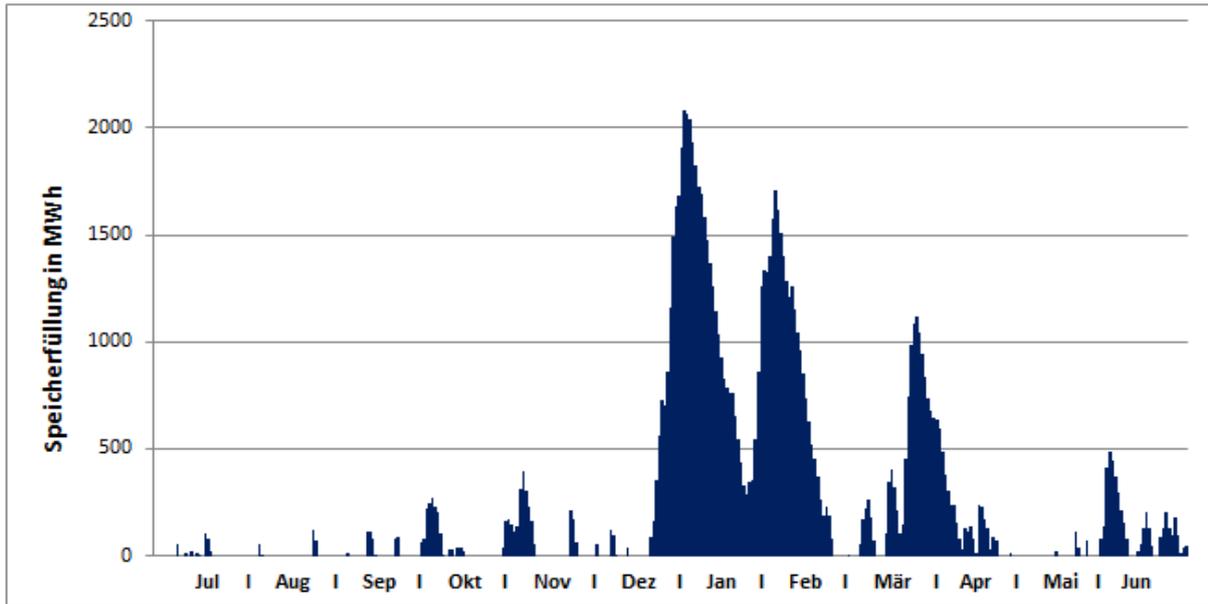
Abbildung 41: Verlauf Füllstand Wasserstoffspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 1 [Eigene Berechnungen]



Der maximale Füllstand des Wasserstoffspeichers liegt bei 5.788 MWh am 5. Februar. Bei dem hier ermittelten Einspeise- und Lastverlauf werden hohe H₂-Überschüsse im Frühjahr gebildet. Sollten sich in diesem Szenario die Überschüsse im Speicher stärker aufbauen, sollte versucht werden, etwas mehr Überschüsse in das Erdgasnetz zu geben oder der H₂ anderweitig vermarktet werden.

Für das Szenario 2 ergibt sich das folgende Bild:

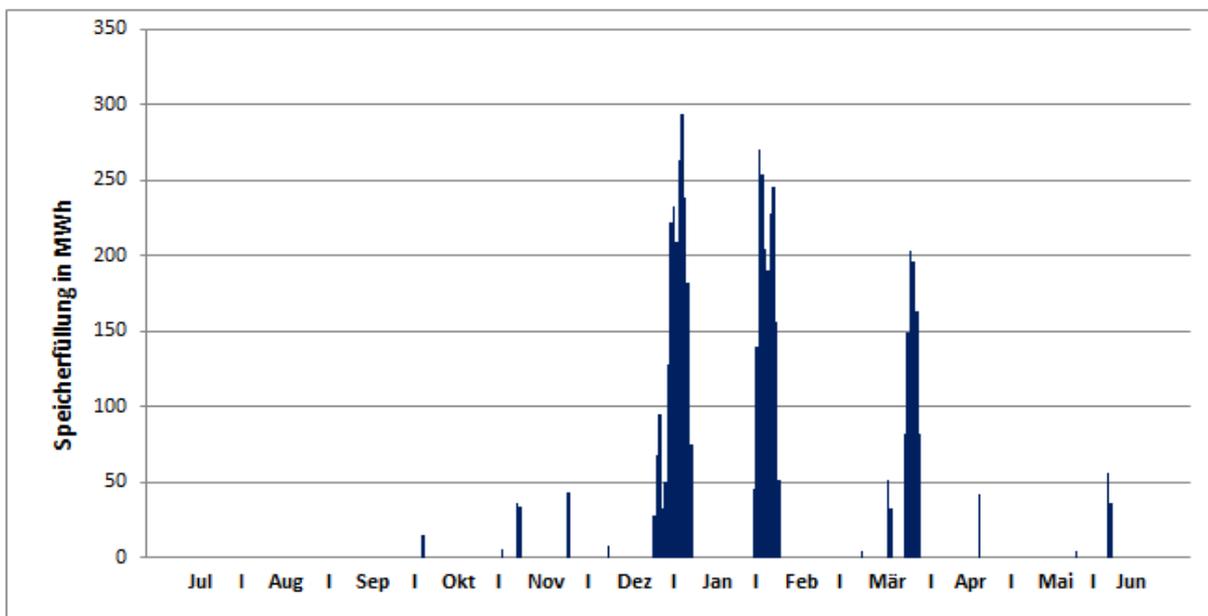
Abbildung 42: Verlauf Füllstand Wasserstoffspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 2 [Eigene Berechnungen]



Der maximale Füllstand des H₂-Speichers liegt bei 2.076 MWh am 4. Januar. Bei dem hier ermittelten Einspeise- und Lastverlauf werden die höchsten H₂-Überschüsse im Winter gebildet.

Für das Szenario 3 ergibt sich das folgende Bild:

Abbildung 43: Verlauf Füllstand Wasserstoffspeicher LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 Szenario 3 [Eigene Berechnungen]



Wie zu erwarten, fällt hier das vorzuhaltende Speichervolumen für H₂ sehr niedrig aus, da der in diesem Szenario vorhandene Überschussstrom sofort aus der Region direkt exportiert wird und damit gar nicht erst den Weg in das PTG-System findet. Der maximale Füllstand mit 294 MWh wird am 4. Januar erreicht.

Da ein gewisser Anteil (ca. 5 Vol.%) des H₂ auch direkt im BHKW oder in das Erdgasnetz gegeben werden kann, könnte der Speicher auch etwas kleiner dimensioniert werden. Darauf wird hier aber verzichtet, da diese Ergebnisse nur auf den Erzeugungsdaten eines Jahres beruhen. Unter Umständen ergeben sich anderen Jahren etwas höhere Speicherstände.

Die Speichergröße am Einzelstandort richtet sich nach dem Produktionsanteil für EE-Methan des Standorts am Gesamtsystem und ist mit anderen Daten zusammen in den Tabellen 23 - 25 aufgeführt.

Wegen seiner chemischen und physikalischen Eigenschaften unterscheidet sich der Umgang mit Wasserstoff von den bisher genutzten Energieträgern. Wasserstoff hat nur eine geringe Molare Masse und daraus resultierend eine niedrige volumenbezogene Energiedichte (ca. 1/3 von Erdgas, aber mehr als die doppelte massebezogene Energiedichte). Das erfordert zum Speichern äquivalenter Energiemengen einen dreimal so großen Tank oder einen dreimal so hohen Druck wie für Erdgas.

Durch die geringe Molekülgröße und eine niedrige Adsorption diffundiert H₂ relativ gut durch eine Vielzahl von Materialien, sodass eine hohe Qualität der Tankhülle gewährleistet sein muss. Durch hohe Temperaturen und hohen Innendruck wird dieser Prozess begünstigt. Durch Wasserstoffversprödung werden metallische Tankhüllen zusätzlich belastet. Bei Hüllen aus Kunststoff tritt dieser Effekt nicht auf.

Zur Speicherung von gasförmigem H₂ werden bei der Kompression bis 700 bar etwa 12% der im H₂ enthaltenen Energiemenge benötigt, daher ist die H₂-Speicherung trotz vieler Vorteile derzeit oftmals unwirtschaftlich. [95] Heutige H₂-Speicher werden allerdings mit 200 bar betrieben, so dass die Energieverluste deutlich geringer ausfallen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die energetischen Verluste bei der H₂-Speicherung.

Tabelle 21: H₂-Speicherung und Speicherverluste LK Harburg 1.7.2030 – 30.6.2031 alle Szenarien [Eigene Berechnungen]

	H ₂ -Speicher-Menge [MWh]	H ₂ -Speicher-Volumen [m ³]	Speicherverlust	H ₂ -Verlust [MWh]	Wirkungsgrad Methanisierung	CH ₄ -Verlust [MWh]
Szenario 1	19.894	11.024	3 %	597	81 %	483
Szenario 2	8.279	3.960	3 %	248	81 %	201
Szenario 3	1.172	560	3 %	35	81 %	28

Für die weiteren Berechnungen werden diese Verluste nicht berücksichtigt. Die Probleme der Speicherung in Druckbehältern gelten heute als gelöst. Durch den Einsatz von neuen Materialien ist der effektive Schwund durch Diffusion stark verringert.

Typische H₂-Druckgasspeicher werden heute mit bis zu 200 bar Druck betrieben und haben eine Energiedichte von 0,525 kWh/l. [96]. Daraus leiten sich für die drei Szenarien folgende Speichergrößen ab (ohne Sicherheitszuschlag): Szenario 1: 11.024 m³, Szenario 2: 3.960 m³ und Szenario 3: 560 m³. Die Daten der Einzelstandorte sind in den Tabellen 23 - 25 dargestellt.

11.3.3.4. Biologische Methanisierung

Fraunhofer Umsicht gibt für die Größe eines biologischen Methanisierungsreaktors folgende Leistungsdaten an: Für einen Volumenstrom von 101,5 Nm³/h CO₂ und 405,9 Nm³/h H₂ wird eine Reaktorgröße von 62 m³ benötigt. [98] Das bedeutet, dass die BGA des Szenarios 1 in der ersten CO₂-Produktionsstufe zusammen 4051 Nm³/h CO₂ (32.411.200 Nm³/a/8000 h) aus dem BGA-Fermenter gewinnen, insgesamt eine Reaktorgröße von 2475 m³ für die Methanisierung benötigen. Die entsprechenden Größen des jeweiligen Standortes richten sich nach der dort jeweils anfallenden CO₂-Menge und sind in den Tabellen 23 - 25 dargestellt.

11.3.3.5. Zusätzliche CO₂-Gewinnung aus BHKW-Abgasen Szenario 1

Für das Szenario 1 ist es notwendig, alle Stromüberschüsse zu EE-Methan zu verarbeiten. Da die vorhandenen CO₂-Mengen aus den vorhandenen BGA dazu nicht ausreichen, müssen zusätzliche Mengen aus dem Abgas der BHKW herausgelöst werden. Dazu bedarf es einer Technik für die CO₂-Abscheidung. Leider sind bis heute noch keine großtechnischen Verfahren praxistauglich, so dass die Datengrundlage für diesen Teil der Anlagenkonfiguration äußerst dünn ist. Hier wird hier als Technologie für die CO₂-Abscheidung die Aminwäsche eingesetzt. Die Anlagen müssen die in der Tabelle 12 aufgeführten jährlichen CO₂-Mengen aus den BHKW in Höhe von 23.739.480 Nm³ verarbeiten. Auf 8.000 Jahresstunden sind das 2.967 Nm³ pro Stunde. Die Größe der Einzelanlage ergibt sich aus der Größe der jeweiligen BHKW vor Ort. Die entsprechenden errechneten Daten sind der Tabelle 23 zu entnehmen.

Als Sicherheitspuffer für eventuelle BHKW-Stillstandzeiten während einer notwendigen Methanisierung erhält jede Anlage außerdem einen CO₂-Tank, um die EE-Methanproduktion in diesen Fällen aufrecht erhalten zu können. Hier wird die Annahme getroffen, dass die maximale Ausfallzeit eines BHKW bei einer Woche oder 168 Stunden liegt. Entsprechend der vor Ort vorhandenen BHKW-Größe und der damit möglichen CO₂-Produktion wird der CO₂-Tank dimensioniert. Die gesamte Speicherkapazität für eine Woche beträgt 498.456 Nm³. Die entsprechenden errechneten Daten für Einzelstandorte sind ebenfalls der Tabelle 23 zu entnehmen.

CO₂-Speicher werden heutzutage vielfältig eingesetzt und sind als stehende oder liegende Behälter von 10 – 100 t CO₂ Fassungsvermögen zu bekommen. Die Dichte von CO₂ beträgt 1,98 kg/Nm³. Üblicherweise wird das Gas mit 24 bar verdichtet. [97] Für die Speicherung von 498.456 Nm³ CO₂ werden also Tanks mit einer Lagerkapazität von 987 t, bzw. 1342 m³ benötigt.

11.3.3.6. Zusätzliche biologische Methanisierung Szenario 1

Das aus dem BHKW-Abgas heraus gereinigte CO₂ muss im Falle des Szenario 1 wieder einen Methanisierungsstufe durchlaufen. Da die biologische Methanisierung der BGA bereits ausgeschöpft wird, muss ein zweiter Reaktor an den entsprechenden Anlagen installiert werden.

Auch hier gelten die Leistungsangaben von Fraunhofer Umsicht. [98] Das bedeutet, dass die BGA des Szenarios 1, die zusammen 2967 Nm³/h CO₂ (23.739.480 Nm³/a/8.000 h) aus dem Abgas gewinnen, insgesamt eine Reaktorgröße von 1812 m³ für die Methanisierung benötigen. Die entsprechenden Größen des jeweiligen Standortes richten sich nach der dort jeweils anfallenden CO₂-Menge aus dem Abgas und sind in Tabelle 23 dargestellt.

11.3.3.7. Gasaufbereitung und Gaseinspeisung

Da es sich nach der Definition des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) bei regenerativ erzeugtem H₂ und EE-Methan um „Biogas“ handelt, findet bei der Einspeisung dieser Gase § 36 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) Anwendung. Nach dessen Absatz 1 hat der Einspeiser ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) entspricht. [34]

Die nachfolgende Tabelle gibt die entsprechenden Anforderungen wieder:

Tabelle 22: Brenntechnische Kenndaten gemäß DVGW-Arbeitsblatt 260 für Gase der 2. Gasfamilie (methanreiche Gase) [99]

Kurzzeichen	Bezeichnung	Einheit	Gruppe L	Gruppe H
WS,n	Wobbe-Index			
	Gesamtbereich	KWh/m ³ MJ/m ³	10,5 – 13,0 37,8 – 46,8	12,8 – 15,7 46,1 – 56,5
	Nennwert	KWh/m ³ MJ/m ³	12,4 44,6	15 54
	Schwankungsbereich im örtlichen Versorgungsgebiet	KWh/m ³	-1,4 bis +0,6	-1,4 bis +0,7
HS,n	Brennwert	KWh/m ³	8,4 – 13,1	8,4 – 13,1
		MJ/m ³	30,2 – 47,2	30,2 – 47,2
d	relative Dichte		0,55 – 0,75	0,55 – 0,75

Der Wobbe-Index ist eine Kennzahl, um die Austauschbarkeit von Gasen hinsichtlich der Wärmebelastung der Gasgeräte zu beschreiben. Gase mit demselben Wobbe-Index bewirken eine annähernd gleiche Wärmebelastung an einem Brenner. Die relative Dichte beschreibt das Verhältnis der Dichte des Gases zur Dichte von trockener Luft bei gleicher Temperatur und gleichem Druck.

Neben der Einhaltung der brenntechnischen Daten beschränkt das Arbeitsblatt G262 zudem den Anteil an H₂ im Brenngas auf maximal 5 Vol.-%. [34] Hier sind in Zukunft Änderungen zu erwarten, eine Anhebung der Grenze auf 10 Vol-% erscheint möglich.

EE-Methan oder Biogas, das im Rahmen einer biologischen Methanisierung erzeugt wurde, weist laut Untersuchungen von Fraunhofer Umsicht die folgende Zusammensetzung aus: 88% CH₄, 10% H₂, 2% CO₂. [98] Das bedeutet, dass in Zukunft Anlagen, die EE-Methan in das Gasnetz einspeisen wollen nur noch einen sehr geringen Aufwand für die Aufbereitung betreiben müssen, um die restlichen CO₂-Mengen zu entfernen. Nach Angaben von MicrobEnergy, Schwandorf erscheint es möglich, dass der Methananteil nach einer biologischen Methanisierung sogar nahe 100% liegt. In Laborversuchen wurde das nachgewiesen. [100]. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass kein BGA/PTG-Standort eine Gasaufbereitung installieren muss.

Damit aber das EE-Methan in ein Erdgasnetz eingespeist werden kann, muss es vorher verdichtet werden und zwar auf das Druckniveau des entsprechenden Netzes. Entscheidend für die Leistungsdimensionierung sind die anfallende Menge an Gas, die pro Stunde in ein Netz eingespeist werden soll und der Betriebsdruck des entsprechenden Gasnetzes. Je höher der Druck in dem Erdgasnetz ist, desto mehr Leistung muss bereitgestellt werden, um die entsprechenden Gasmenge zu verarbeiten. Pro Nm³ EE-Methan müssen 0,1237 KWhel. aufgewendet werden, wenn in ein Netz bis 45 bar Betriebsdruck eingespeist wird. [106] Es wird in dieser Arbeit angenommen, dass alle Gasmengen in die 30 bar Leitungen eingespeist werden. Da die Einspeisung des EE-Methans kontinuierlich über das Jahr geschieht, kann über eine angenommene Einsatzzeit von 8000 h/a der Leistungsbedarf für jeden Standort ermittelt werden. Die Daten für die jeweiligen Standorte sind den Tabellen 23 - 25 zu entnehmen.

11.3.3.8. Zusammenfassung Kenndaten PTG-Standorte LK Harburg

Die einzelnen Daten der verschiedenen PTG-Standorte sind in den folgenden Tabellen zusammen gefasst.

Tabelle 23: Kenndaten PTG-Standorte Landkreis Harburg Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	Max. Speicher-Menge H ₂ [MWh]	Max. Grösse H ₂ -Speicher [m ³]	CO ₂ -Abscheidung [Nm ³ /h]	Grösse CO ₂ Tank [m ³]	Reaktor-grösse biolog. Methanierung [m ³]	Gasnetz [bar]	Leistung Verdichter [KW]	Erforderl. Gasleitung [km]	Erforderl. 110KV Strom-Leitung [km]
1	Ardestorf	990	549	178	81	100+118		183		2
2	Halvesbostel	254	141			53	30	18	2	
3	Wennerstorf	495	275			59		92		
4	Heidenau 1	1.287	714	231	105	127+154	30	95	1	4
5	Heidenau 2	2.178	1209	391	178	216+260	30	161	1	4
6	Vaerloh 1	792	439	142	64	72+95	30	59	3	4
7	Vaerloh 2	254	141	0		53	30	18	3	
8	Wistedt	254	141	0		53		43		
9	Wüstenhöfen	254	141	0		53		43		
10	Otter	254	141	0		53		43		
11	Buchholz	7.325	4064	1354	615	725+877	30/80	1.355	2	32
12	Wesel	254	141	0		53		43		
13	Klecken	254	141	0		53	30	18	0,5	
14	Klärwerk Glüs	792	439	142	64	72+95		147		4
15	Meckelfeld	254	141	0		53		43		
16	Stelle	990	549	178	80	100+118	30	73	2	3
17	Holtorfsloh	254	141	0		53	80	43	1	
18	Pattensen	254	141	0		53	80	43	1	
19	Bahlburg	254	141	0		53	80	43	3	
20	Rottorf	254	141	0		53	80	43	2	
21	Tespe	254	141	0		53	30	18	2	
22	Salzhausen	254	141	0		53		43		
23	Putensen	792	439	142	64	72+95		147		6
24	NN	693	384	124	57	83		128		2
	Summe	19.894	11.024	2.878	1.348	1.812+2.475		2.942	23,5	61

Tabelle 24: Kenndaten PTG-Standorte Landkreis Harburg Szenario 2 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	Max. Speicher-Menge H ₂ [MWh]	Max. Grösse H ₂ -Speicher [m ³]	Reaktor-grösse biolog. Methanisierung [m ³]	Gasnetz [bar]	Leistung Verdichter [KW]	Erforderl. Gasleitung [km]	Erforderl. 110KV Strom-Leitung [km]
1	Ardestorf	352	169	80		70		2
2	Halvesbostel	176	84	36	30	14	2	
3	Wennerstorf	176	84	36		35		
4	Heidenau 1	458	219	95	30	36	1	4
5	Heidenau 2	775	371	160	30	61	1	4
6	Vaerloh 1	282	135	52	30	22	3	4
7	Vaerloh 2	176	84	36	30	14	3	
8	Wistedt	176	84	36		35		
9	Wüstenhöfen	176	84	36		35		
10	Otter	176	84	36		35		
11	Buchholz	2.607	1247	534	30/80	517	2	1
12	Wesel	176	84	36		35		
13	Klecken	176	84	36	30	14	0,5	
14	Klärwerk Glüsing	282	135	52		56		4
15	Meckelfeld	176	84	29		35		
16	Stelle	352	169	73	30	28	2	
17	Holtorfsloh	176	84	36	80	35	1	
18	Pattensen	176	84	36	80	35	1	
19	Bahlburg	176	84	36	80	35	3	
20	Rottorf	176	84	36	80	35	2	
21	Tespe	176	84	36	30	14	2	
22	Salzhausen	176	84	36		35		
23	Putensen	282	135	52		56		6
24	NN	247	118	50		49		
	Summe	8.279	3.960	1.682		1.336	23,5	25

Tabelle 25: Kenndaten PTG-Standorte Landkreis Harburg Szenario 3 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	Max. Speicher-Menge H ₂ [MWh]	Max. Grösse H ₂ -Speicher [m ³]	Reaktor-grösse biolog. Methanisierung [m ³]	Gasnetz [bar]	Leistung Verdichter [KW]	Erforderl. Gasleitung [km]	Erforderl. 110KV Strom-Leitung [km]
1	Ardestorf	50	24	51		70		
2	Halvesbostel	25	12	23	30	14	2	
3	Wennerstorf	25	12	23		35		
4	Heidenau 1	65	31	61	30	36	1	4
5	Heidenau 2	110	52	102	30	61	1	4
6	Vaerloh 1	40	19	33	30	22	3	
7	Vaerloh 2	25	12	23	30	14	3	
8	Wistedt	25	12	23		35		
9	Wüstenhöfen	25	12	23		35		
10	Otter	25	12	23		35		
11	Buchholz	369	176	340	30/80	517	2	1
12	Wesel	25	12	23		35		
13	Klecken	25	12	23	30	14	0,5	
14	Klärwerk Glü	40	19	33		56		
15	Meckelfeld	25	12	19		35		
16	Stelle	50	24	46	30	28	2	
17	Holtorsloh	25	12	23	80	35	1	
18	Pattensen	25	12	23	80	35	1	
19	Bahlburg	25	12	23	80	35	3	
20	Rottorf	25	12	23	80	35	2	
21	Tespe	25	12	23	30	14	2	
22	Salzhausen	25	12	23		35		
23	Putensen	40	19	33		56		
24	NN	35	17	32		49		
	Summe	1.172	560	1.073		1.336	23,5	9

11.3.3.9. Verbrauchsmengen Strom und Wärme

Für die einzelnen Verfahrensschritte der BGA/PTG-Anlagen werden Energieaufwendungen in Form von Strom und Wärme getätigt. Im Einzelnen sind das für:

- a) Elektrolyse: Die für die Vorerwärmung des Elektrolyseurs notwendige Wärme im „Stand by“-Betrieb kann in der Regel aus der Abwärme der BHKW der BGA erbracht werden. Als Beispiel sei hier der Anlagenstandort Nr.1 in Ardestorf angegeben:

Tabelle 26: Wärmebedarf Elektrolyseur PTG Standort Ardestorf bei maximaler Last Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

Wasserbedarf	m ³ /h	9,588
Wassertemperatur Rohrleitung 8°C	K	281
Wassertemperatur Elektrolyseur 70 °C	K	343
Spezifische Wärmekapazität Wasser	KJ/(kg*K)	4,184
BGA 2,5 MW th. el. Wirkungsgrad 40%	KWh Wärme	1000
Wärmebedarf	KJ /h	2.487
Wärmebedarf	KWh/h	691

Bei maximaler Last werden im Szenario 1 an diesem Standort pro Stunde 9,588 m³ Wasser verarbeitet. Um diese Menge vorab auf die Betriebstemperatur von 70 °C zu bringen, sind 691 KWh an Wärme notwendig. Das vorhandene BHKW mit einer elektrischen Leistung von 1 MW erbringt in etwa auch 1 MW an thermischer Leistung aus der Abwärme. Von der in einer

Stunde erzeugten Wärmemenge in Höhe von 1 MWh werden 0,691 MWh für die Aufheizung des Elektrolyseurs benötigt. Der übrige Teil der Abwärme geht in die Beheizung der Fermenter. Ist der Elektrolyseur auf Betriebstemperatur, verringert sich der Wärmebedarf sofort auf null, da der Elektrolyseur dann Eigenwärme produziert, die sogar noch anderweitig verwertet werden könnte, z.B. für die Aufheizung der zweiten biologischen Methanisierung in den Fällen, in denen EE-Methan zusätzlich über das CO₂ aus dem Abgas des BHKW hergestellt wird. Dafür wäre allerdings der Einbau eines Wärmespeichers notwendig. Im Ruhezustand könnte auch ein Teil der Abwärme aus dem BHKW der BGA das Wasser im Elektrolyseur auf einem gewissen Temperaturniveau halten, bzw. in einem vorweg geschalteten Tank, um so im Falle der Produktion schneller die Nennleistung zu erreichen.

- b) Biologische Methanisierung: Die Methanisierung wird mit Abwärme der BHKW ständig geheizt. In der Regel ist die Abwärme als Überschuss vorhanden.
- c) Verdichtung H₂: Die benötigten Mengen an Strom wurden je nach Szenario in Tabelle 21 als Gasmenge dargestellt. Diese Gasmenge wird dem Gesamtprozess entnommen und steht damit nicht für den Verbrauch zur Verfügung. Sie ist aber auf die gesamte erzeugte Gasmenge sehr gering.
- d) CO₂-Abtrennung: Der energetische Aufwand für die Aminwäsche beträgt, wie bereits erwähnt, 15% des Primärenergieträgers Gas. Das bedeutet, dass die über die CO₂-Abscheidung zu erzeugende Gasmenge um 15% reduziert werden muss. Über alle Anlagen gerechnet, die diese Technik im Szenario 1 einsetzen, müssen 41.781 MWh Gas eingesetzt werden, die nicht vermarktet werden können. Das wird in der späteren Kalkulation berücksichtigt.
- e) Biologische Methanisierung nach Abgasreinigung: Die hier benötigte Wärme könnte aus der Abwärme des Elektrolyseurs stammen, wenn ein Wärmespeicher vorhanden ist. Eventuell kann auch noch Abwärme aus dem vorhandenen BHKW genutzt werden. Auf eine weitergehende Berechnung wird hier verzichtet.
- f) Gasverdichter für Gasnetz/Gasspeicher: Die benötigte Verdichterleistung wurde für alle Szenarien in den Tabellen 23 - 25 angegeben. Da alle Verdichter kontinuierlich in das Erdgasnetz, bzw. in die Methanspeicher einspeisen, kann man auch hier von 8.000 Jahresstunden ausgehen. Der Energieverbrauch als Strom ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 27: Stromverbrauch Gasverdichter für Gaseinspeisung LK Harburg 2030 [106] [Eigene Berechnungen]

Szenario 1	6.670 MWh
Szenario 2	3.248 MWh
Szenario 3	3.248 MWh

11.3.4. EE-Methanspeicher

Diejenigen PTG-Anlagen, die das EE-Methan nicht in das Gasnetz einspeisen, müssen über einen Methanspeicher verfügen. Die energetischen Größen wurden bereits berechnet. Im Folgenden werden jetzt Art und Volumen der Speicher beschrieben und ermittelt.

Wie bereits in Kapitel 6.3.4. erwähnt, wird in dieser Arbeit der Einsatz von Röhrenspeichern angenommen. Für die einzelnen Standorte wurden die energetischen Größenordnungen bereits ermittelt, hier geht es jetzt um das notwendige Volumen und den Platzbedarf für diese Speicher.

Aus verschiedenen Publikationen und Datenblättern lässt sich ableiten, dass bei einem Betriebsdruck des Speichers von 80 bar pro 1 MWh Methan etwa 0,88 m³ Speichervolumen notwendig sind. [101] Anhand der nachgewiesenen Speichergößen lassen sich für jeden Standort die

benötigten Volumina berechnen und damit bei einem angenommenen Durchmesser von 1,40 m (DN 1400) auch die Speicherlänge.

Die Verlegung in die Erde hat zur Folge, dass man die gesamte Rohrlänge in mehreren parallelen Rohren, die miteinander verbunden sind, unterbringen muss, da in der Regel keine Flächen mit mehreren Tausend Metern zur Verfügung stehen. Der Flächenbedarf kann in etwa als das Produkt der gesamten Rohrlänge und dem 1,5 fachen Rohrdurchmesser angenommen werden.

Wesentlich für die Dimensionierung des Methanspeichers ist auch dessen Ein- und Ausspeiseleistung. Während die Einspeiseleistung sich nach der Leistung des PTG-Verfahrens – in diesem Fall der Leistung der biologischen Methanisierung - und des zwischengeschalteten Verdichters richtet, muss sich die Ausspeiseleistung an der maximalen benötigten Leistung in den für die Rückverstromung eingesetzten Kraftwerken orientieren. Das bedeutet, dass diese Leistung je nach Szenario unterschiedlich ausfällt. Sollte allerdings aus diesen Speichern Methan als Kraftstoff entnommen werden, kann diese Leistung auch geringer ausfallen. Der Einsatz eines Verdichters kann hier vernachlässigt werden, da die BHKW zur Rückverstromung in unmittelbarer Nähe zum Gasspeicher stehen sollten und außerdem das Druckgefälle vom Speicher zum BHKW für die notwendige Transportenergie sorgen kann.

Zur Ermittlung der Ausspeiseleistung des Methanspeichers müssen auch gleichzeitig die Leistungen der installierten Aggregate für die Rückverstromung bekannt sein. Im Fall des Szenario 1 sollen allerdings die nicht als Strom verwertbaren Überschüsse als Kraftstoff oder Wärme abgegeben werden, da kein Gasnetz an diesen Standorten vorhanden ist. Also muss man das EE-Methan von diesen Standorten als Solches vermarkten (Tankstelle) oder die BHKW an diesen Standorten müssen so groß dimensioniert werden, dass alles Gas aus der Stromüberschussverwertung wieder in Strom zurückverwandelt wird. Hier wird folgende Annahme getroffen: Die maximale vor Ort anfallende Gasmenge aus dem Szenario 3, die dort jeweils voll für die Rückverstromung benötigt wird, wird von der in Szenario 1 anfallenden Gasmenge subtrahiert. Die Differenz ist die Vermarktungsmenge an EE-Methan als Kraftstoff etc.. Das sind 147.587 MWh abzüglich 44.879 MWh, also 102.708 MWh für die EE-Methanvermarktung.

Die Berechnung der BHKW-Leistung wird über die anfallende maximale Gasmenge und die Jahresdauerlinie für GTP des jeweiligen Szenarios vorgenommen. Die daraus resultierenden Dimensionen finden sich im nächsten Kapitel 11.3.5. in der Tabelle 31 und sind hier zur Ermittlung der Ausspeiseleistung bereits vorab mit angegeben.

Die Ausspeiseleistung für die Methanspeicher wird über die Größe des BHKW folgendermaßen berechnet: Die elektrische Leistung des BHKW multipliziert mit dem Wirkungsgrad des BHKW (hier 42%) ergibt den Energiebedarf pro Stunde bei maximaler Leistung. Dieser Energiebedarf wird dividiert durch den Energiegehalt von Methan (11 kWh/Nm³). Daraus errechnet sich pro MW installierter elektrischer Leistung ein Methanbedarf von 216 Nm³/h.

Die folgenden Tabellen geben die Daten für die PTG-Standorte mit Methanspeichern wieder:

Tabelle 28: Kenndaten EE-Methanspeicher PTG Standorte ohne Gasnetzanschluss LK Harburg 2030 Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	Max. Gasmenge [MWh]	Gas-Speicher [MWh]	Geometr. Volumen [m ³]	Flächenbedarf [m ²]	Max. Leistung Input [Nm ³ /h]	Leistung Verdichter [KW]	EI. Leistung GTP [MW]	Max. Leistung Output [Nm ³ /h]
1	Ardestorf	32.289	4.000	4.544	6.201	366	183	3,1	670
3	Wennerstorf	7.586	1.000	1.136	1.550	183	92	1,6	345
8	Wistedt	7.586	1.000	1.136	1.550	86	43	1,6	345
9	Wüstenhöfen	7.586	1.000	1.136	1.550	86	43	1,6	345
10	Otter	7.586	1.000	1.136	1.550	86	43	1,6	345
12	Wesel	7.586	1.000	1.136	1.550	86	43	1,6	345
14	Klärwerk Glüs	25.791	3.000	3.408	4.651	293	147	2,5	540
15	Meckelfeld	7.586	1.000	1.136	1.550	86	43	1,6	345
22	Salzhausen	7.586	1.000	1.136	1.550	86	43	1,6	345
23	Putensen	25.791	3.000	3.408	4.651	293	147	2,5	540
24	NN	10.614	1.400	1.590	2.170	256	128	2,2	475
	Summe	147.587	18.400	20.902	28.524			21,5	

Die Verdichterleistung im Szenario 1 ist hier höher als in den anderen Szenarien. Diese wird deshalb benötigt, weil neben der Ein- und Ausspeisung in den Methanspeicher zusätzliche Mengen für die EE-Methanverwertung anfallen, die untergebracht werden müssen.

Tabelle 29: Kenndaten EE-Methanspeicher PTG Standorte ohne Gasnetzanschluss LK Harburg 2030 Szenario 2 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	Max. Gasmenge [MWh]	Gas-Speicher [MWh]	Geometr. Volumen [m ³]	Flächenbedarf [m ²]	Max. Leistung Input [Nm ³ /h]	Leistung Verdichter [KW]	EI. Leistung GTP [MW]	Max. Leistung Output [Nm ³ /h]
1	Ardestorf	10.316	3.400	3.862	5.271	140	70	3,5	756
3	Wennerstorf	5.158	1.700	1.931	2.635	70	35	1,7	367
8	Wistedt	5.158	1.700	1.931	2.635	70	35	1,7	367
9	Wüstenhöfen	5.158	1.700	1.931	2.635	70	35	1,7	367
10	Otter	5.158	1.700	1.931	2.635	70	35	1,7	367
12	Wesel	5.158	1.700	1.931	2.635	70	35	1,7	367
14	Klärwerk Glüs.	8.253	2.700	3.067	4.186	112	56	2,8	605
15	Meckelfeld	5.158	1.700	1.931	2.635	70	35	1,7	367
22	Salzhausen	5.158	1.700	1.931	2.635	70	35	1,7	367
23	Putensen	8.253	2.700	3.067	4.186	112	56	2,8	605
24	NN	7.221	2.400	2.726	3.721	98	49	2,4	518
	Summe	70.149	23.100	26.242	35.811			23,4	

Tabelle 30: Kenndaten EE-Methanspeicher PTG Standorte ohne Gasnetzanschluss LK Harburg 2030 Szenario 3 [Eigene Berechnungen]

Nr	Standort	Max. Gasmenge [MWh]	Gas-Speicher [MWh]	Geometr. Volumen [m ³]	Flächenbedarf [m ²]	Max. Leistung Input [Nm ³ /h]	Leistung Verdichter [KW]	El. Leistung GTP [MW]	Max. Leistung Output [Nm ³ /h]
1	Ardestorf	6.599	2.600	2.954	4.031	140	70	3,1	670
3	Wennerstorf	3.300	1.300	1.477	2.015	70	35	1,6	345
8	Wistedt	3.300	1.300	1.477	2.015	70	35	1,6	345
9	Wüstenhöfen	3.300	1.300	1.477	2.015	70	35	1,6	345
10	Otter	3.300	1.300	1.477	2.015	70	35	1,6	345
12	Wesel	3.300	1.300	1.477	2.015	70	35	1,6	345
14	Klärwerk Glüs	5.280	2.000	2.272	3.100	112	56	2,5	540
15	Meckelfeld	3.300	1.300	1.477	2.015	70	35	1,6	345
22	Salzhausen	3.300	1.300	1.477	2.015	70	35	1,6	345
23	Putensen	5.280	2.000	2.272	3.100	112	56	2,5	540
24	NN	4.620	1.800	2.045	2.790	98	49	2,2	475
	Summe	44.879	17.500	19.880	27.129			21,5	

11.3.5. Rückverstromung EE-Methan

Die Rückverstromung von EE-Methan(GTP) findet dort, wo kein Gasnetz vorhanden ist, direkt am Ort der PTG-Anlage statt. Dafür werden BHKW eingesetzt, deren elektrischer Wirkungsgrad mit 42% angenommen wird. In allen anderen Fällen kann darauf verzichtet werden, da das EE-Methan in das Gasnetz eingespeist wird und damit der Standort und die Größe einer GTP-Anlage nur in Abhängigkeit des Gas- und Stromnetz gehandhabt werden muss.

Es wird hier die Annahme getroffen, dass als weitere Technik für GTP alle Gasmengen, die nicht über die BHKW an den PTG-Standorten verstromt werden, über Gasturbinen-, bzw. GuD-Kraftwerke verarbeitet werden. Dazu sollte man aus ökonomischen Gründen den Einsatz eines einzigen GuD-Kraftwerks vorsehen. Dieses Kraftwerk muss in Nähe zu einer 110-KV Stromleitung und eines Gastransportnetzes mit mind. 30 bar installiert werden. Mögliche Standorte wären nahe den Städten Buchholz oder Winsen (siehe Abbildung 39, Kapitel 11.3.2., Seite 72).

Für die Berechnung der Anlagengrößen, bzw. installierten elektrischen Leistung wurde folgendermaßen vorgegangen:

a) aus der für die Rückverstromung im jeweiligen Szenario benötigten Gasmenge wurde über den Wirkungsgrad aller GTP-Kraftwerke von 46% die jeweils benötigte Strommenge berechnet. (Siehe Kapitel 10.3.)

b) die benötigte Strommenge wurde durch die je nach Szenario errechnete maximale benötigte Erzeugungsleistung für Strom dividiert. Daraus resultieren dann die Volllaststunden der GTP-Kraftwerke.

c) die am jeweiligen PTG-Standort mit vorhandenem Methanspeicher produzierte Jahresmenge an EE-Methan wurde mit dem BHKW-Wirkungsgrad multipliziert und durch die Anzahl der Volllaststunden des Gesamtsystems dividiert. Daraus resultiert dann die am jeweiligen Standort eines Methanspeichers zu installierende elektrische BHKW-Leistung.

d) die Gesamtleistung der BHKW an den PTG-Standorten mit Methanspeicher wurde von der notwendigen Gesamtleistung des jeweiligen Szenarios subtrahiert. Die Differenz ergibt die zu installierende elektrische Leistung des GuD-Kraftwerks. Das Ergebnis gibt die folgende Tabelle wieder:

Tabelle 31: Notwendige elektrische Leistung für GTP-Rückverstromung LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3	
Gasverbrauch [MWh]		154.913		242.350		154.913
Wirkungsgrad GTP [%]		46		46		46
Stromerzeugung [MWh]		71.260		111.481		71.260
P Max. [MW]		80		90		80
Volllaststunden [h/a]		891		1.239		891
Wirkungsgrad BHKW [%]		42		42		42
	Max. Gasmenge	P el. Max.	Max. Gasmenge	P el. Max.	Max. Gasmenge	P el. Max.
Standort	[MWh/a]	[MW]	[MWh/a]	[MW]	[MWh/a]	[MW]
Ardestorf	6.599	3,1	10.316	3,5	6.599	3,1
Wennerstorf	3.300	1,6	5.158	1,7	3.300	1,6
Wistedt	3.300	1,6	5.158	1,7	3.300	1,6
Wüstenhöfen	3.300	1,6	5.158	1,7	3.300	1,6
Otter	3.300	1,6	5.158	1,7	3.300	1,6
Wesel	3.300	1,6	5.158	1,7	3.300	1,6
Klärwerk Glüsing	5.280	2,5	8.253	2,8	5.280	2,5
Meckelfeld	3.300	1,6	5.158	1,7	3.300	1,6
Salzhäusen	3.300	1,6	5.158	1,7	3.300	1,6
Putensen	5.280	2,5	8.253	2,8	5.280	2,5
NN	4.620	2,2	7.221	2,4	4.620	2,2
Summe	44.879		70.149		44.879	
Leistung BHKW		21,5		23,4		21,5
Leistung GuD		58,5		66,6		58,5
Summe Leistung		80,0		90,0		80,0

Es sei hier noch einmal angemerkt, dass die Gasmenge im Szenario 1 dieser Tabelle die Menge ist, die für die Rückverstromung benötigt wird. Die übrige Menge wird als EE-Methan anderweitig vermarktet.

Die Zahlen bestätigen ansonsten die Berechnungen der Jahresdauerlinien für GTP der einzelnen Szenarien: Im Szenario 2 wird insgesamt nur der Strom erzeugt, der vor Ort verbraucht wird und es entstehen dadurch häufiger Zeiten in denen Gas in Strom umgewandelt werden muss. Damit erhöht sich die Jahresvolllaststundenzahl und die BHKW an den PTG-Standorten können kleiner ausfallen. Dafür muss das GuD-Kraftwerk größer dimensioniert werden.

In den anderen beiden Szenarien werden Stromüberschüsse produziert, die exportiert oder als Gas vermarktet werden müssen. Die Gasvermarktung geschieht über das Gasnetz, daher müssen die Standorte ohne Gasnetz in Spitzenzeiten hohe Leistungen für die Funktion der Rückverstromung erbringen.

Wenn möglich, könnte mit den BHKW und GuD-Kraftwerk auch eine Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) installiert werden. Das ist letztendlich eine Frage des jeweiligen Standortes. Damit wäre der Wirkungsgrad des Gesamtsystems zu erhöhen. In dieser Arbeit wurden aber keine Standorte für die Rückverstromung hinsichtlich KWK untersucht.

11.3.6. Bewertung aller energetischen Aufwendungen und Umwandlungsverluste

Am Ende der technischen Auslegung eines Hybridkraftwerkes sollen hier zusätzlich alle energetischen Aufwendungen und Umwandlungsverluste im System kurz bewertet werden.

Folgende Aufwendungen wurden ermittelt, bzw. werden angenommen:

- a) Transportverluste Strom von EE-Erzeugungsanlage direkt zum Verbraucher 0,5%

- b) Transportverluste Strom von EE-Anlage zur PTG-Anlage 0,5% auf die Stromerzeugung, die nicht direkt zum Verbraucher geht sondern in das PTG-Verfahren [102]
- c) Transportverluste Strom von GTP zum Verbraucher 0,5% auf die Stromerzeugungsmenge, die aus dem GTP-Verfahren kommt [102]
- d) Transportverluste Gas von PTG zu GTP/Tankstelle/Wärmeverbraucher 0,2% auf die Gaserzeugung [103]
- e) Speicherverluste Wasserstoff 3% auf die H₂-Speichermenge, nach Tabelle 18, < 0,1% auf die Gaserzeugung
- f) CO₂-Abscheidung aus BHKW-Abgas 16% auf den Arbeitsprozess oder umgerechnet 7% auf die Gaserzeugung im Szenario 1
- g) Gasverdichter: Werte laut Tabelle 24, das entspricht im Szenario 1 dann 0,7% des Stromverbrauchs, in den Szenarien 2 und 3 sind es 0,3% des Stromverbrauchs
- h) Nicht ermittelter Eigenstromverbrauch für Pumpen, Rührwerke etc.: 1% auf die Stromerzeugung

Aus den genannten und angesetzten Werten ergeben sich damit die folgenden Aufwendungen und Verluste:

Tabelle 32: Energieaufwendungen und Umwandlungsverluste in % von Stromerzeugung, Stromverbrauch und Gaserzeugung LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

Szenario 1		Anteil	Strom [MWh]	Gas [MWh]
Transport EE – Verbraucher	825.945 MWh	0,5%	4.130	
Transport EE-PTG	996.243 MWh	0,5%	4.981	
Transport GTP- Verbraucher	71.623 MWh	0,5%	358	
Transport PTG-GTP etc.		0,2%		1.305
Speicherverlust H2		0,1%		652
Aufwand CO2-Abscheidung	50.691 t			41.781
Gasverdichter		0,7%	6.670	
Eigenstromverbrauch	von 897.205 MWh	1,0%	8.972	
Summe			25.111	43.738
Szenario 2			Strom [MWh]	Gas [MWh]
Transport EE – Verbraucher	785.724 MWh	0,5%	3.929	
Transport EE-PTG	390.887 MWh	0,5%	1.954	
Transport GTP- Verbraucher	111.481 MWh	0,5%	557	
Transport PTG-GTP etc.		0,2%		579
Speicherverlust H2		0,1%		290
Aufwand CO2-Abscheidung		entfällt		
Gasverdichter		0,3%	3.248	
Eigenstromverbrauch	von 897.205 MWh	1,0%	8.972	
Summe			18.660	869
Szenario 3			Strom [MWh]	Gas [MWh]
Transport EE – Verbraucher	825.945 MWh	0,5%	4.130	
Transport EE-PTG	249.860 MWh	0,5%	1.250	
Transport GTP- Verbraucher	71.639 MWh	0,5%	358	
Transport PTG-GTP etc.		0,2%		579
Speicherverlust H2		0,1%		290
Aufwand CO2-Abscheidung		entfällt		
Gasverdichter		0,3%	3.248	
Eigenstromverbrauch	von 897.205 MWh	1,0%	8.972	
Summe			17.958	869

Anhand der angegebenen Werte muss man konstatieren, dass der Wirkungsgrad des Gesamtsystems PTG/GTP in den berechneten Szenarien eigentlich noch etwas schlechter ist, als in den Berechnungen für die Dimensionierung angenommen. Dort wurde von einem PTG- Wirkungsgrad von 62% und einem GTP-Wirkungsgrad von 46% ausgegangen, was als Produkt dann 28,5% Gesamtwirkungsgrad ergäbe. Werden die hier aufgeführten Verluste mit eingerechnet, ergeben sich je nach Szenario Gesamtwirkungsgrade von ca. 28%. Eventuelle Wärmenutzungen wurden hier nicht berücksichtigt.

12. Betriebswirtschaftliche Bewertung

Wenn eine betriebswirtschaftliche Bewertung des hier dargelegten Systems stattfinden soll, kann das in zweierlei Hinsicht geschehen:

- a) durch eine Kostenanalyse des Gesamtsystems
- b) durch eine marktwirtschaftliche Einordnung des Gesamtsystems

Voraussetzung für eine marktwirtschaftliche Einordnung und Bewertung ist jedoch, dass man die Kosten des Systems kennt. Deshalb liegt der Schwerpunkt in diesem Abschnitt auf dem Punkt a).

12.1. Kosten für EE-Strom

Zunächst werden die Stromgestehungskosten für das Jahr 2030 prognostiziert. Die für Photovoltaik Windkraft und Biogas notwendigen Daten wurden zu 100% aus einer Studie von Fraunhofer ISE vom November 2013 entnommen und für die Region LK Harburg bewertet. [104]

12.1.2. Stromgestehungskosten Photovoltaik

Die Stromgestehungskosten für Photovoltaikstrom werden von Fraunhofer ISE für 2030 für Deutschland in einer Bandbreite von 5,5 – 9,5 ct/KWh prognostiziert. Der wesentliche Unterschied in den Kosten liegt zum einen in der unterschiedlichen Sonneneinstrahlung, zum anderen in den Investitionskosten, die ganz wesentlich von der Anlagengröße abhängen.

Der LK Harburg gehört zu den Gebieten in Deutschland, die die geringste Sonneneinstrahlung aufweisen. Pro KWp installierter Leistung wurden hier in den vergangenen 10 Jahren zwischen 850 und 950 KWh Strom geerntet. [78] Da diese Arbeit auch davon ausgeht, dass in Zukunft ein erheblicher Teil der PV-Stromerzeugung für den Eigenverbrauch genutzt wird und damit in kleinere Anlagen investiert wird, werden die Investitionskosten relativ hoch sein. Damit ist anzunehmen, dass die Annahmen von Fraunhofer ISE für diese Region nicht ganz zutreffen.

In dieser Arbeit werden deshalb die Stromgestehungskosten aus PV-Strom im Jahr 2030 mit 10 ct/KWh angenommen.

12.1.2. Stromgestehungskosten Windkraft

Im Gegensatz zur Photovoltaik bietet der LK Harburg gute Voraussetzungen für die Windstromerzeugung, da 69% der Flächen in der Region eine Windleistungsdichte $> 250 \text{ W/m}^2$ in 100 m Höhe über Grund aufweisen [105] Für Windkraftanlagen mit einer Narbenhöhe von 120 – 130 m sind Volllaststunden von 2000 – 2500 pro Jahr möglich. Von 2.500 Stunden bei Windgeschwindigkeiten von 6,5 m/s in 120 m Höhe geht auch die B.A.U.M.-Studie aus.

Laut Fraunhofer ISE werden die Stromgestehungskosten für Wind aus Onshore-WEA in Deutschland im Jahr 2030 in einer Bandbreite von 4,3 bis 10 ct/KWh prognostiziert. [104] Die niedrigsten Werte werden an küstennahen Standorten erzielt. Aufgrund der guten Windbedingungen im LK Harburg werden die Stromgestehungskosten aus Windstrom für 2030 mit 6 ct/KWh angenommen.

12.1.3. Stromgestehungskosten Biogas

Fraunhofer ISE prognostiziert für das Jahr 2030 Stromgestehungskosten aus Biogas mit 15 bis 21,5 ct/KWh in Abhängigkeit der Jahresauslastung und der Rohstoffpreise.[104]

Für Biogas lassen sich die Stromgestehungskosten weniger exakt prognostizieren, da die Rohstoffkosten weit über 50% der Gesamtkosten bei BGA ausmachen. Die Rohstoffkosten ergeben sich hier allerdings nicht aus den reinen Produktionskosten im Ackerbau sondern orientieren sich auch

an den Nutzungskosten für alternative Früchte, vor allem für die Nahrungsmittelherstellung. In den vergangenen Jahren hat es hier bereits empfindliche Preissteigerungen gegeben. Aktuell kostet im Frühjahr 2014 Maissilage ca. 45 €/t. [78] Daraus lassen sich ca. 450 kWh Strom erzeugen. Allein die Rohstoffkosten für die Biogaserzeugung liegen damit schon bei 10 ct/kWh, dazu kommen Kosten für Investitionen, Finanzierung, Betrieb und Personal von ca. 6 ct/kWh.[78] Die Gesamtkosten liegen damit im Frühjahr 2014 bei 16 ct/kWh.

Es mag in der Zukunft Effizienzsteigerungen im Biogasbereich geben. Daher werden die Stromgestehungskosten in dieser Arbeit auch für das Jahr 2030 mit 16 ct/kWh angenommen.

Tabelle 33: Stromgestehungskosten EE, Landkreis Harburg 2013 und 2030 [104] [Eigene Berechnungen]

Primärenergieträger	Photovoltaik	Wind	Biogas
Stromgestehungskosten 2013 [ct/kWh]	13,0	8,0	16,0
Stromgestehungskosten 2030 [ct/kWh]	10,0	6,0	16,0

12.1.4. Gemittelte Stromgestehungskosten

Für die folgenden Berechnungen muss man berücksichtigen, dass der Strom im Netz zwar physisch keine Unterschiede aufgrund seiner Herkunft aufweist, wohl aber in den Kosten. Es wird deshalb in dieser Arbeit für alle weiteren Berechnungen ein gewichteter Durchschnittspreis in Abhängigkeit des Erzeugungsanteils des jeweiligen Primärenergieträgers in der Region LK Harburg berechnet. Die nachfolgende Tabelle gibt die Ermittlung des Durchschnittspreises für 2013 und 2030 je nach Szenario wieder:

Tabelle 34: Gemittelte EE-Stromgestehungskosten EE, Landkreis Harburg 2013 und 2030 [104] [Eigene Berechnungen]

Jahr 2013 Szenario 1 + 3	[MWh/a]	Anteil	[ct/kWh]
Gesamterzeugung	1.822.188		
davon Biogas	186.752	10,25%	16,00
davon Solar	157.470	8,64%	13,00
davon Wind	1.477.966	81,11%	8,00
Durchschnittskosten EE-Stromerzeugung			9,25
Jahr 2030 Szenario 1 + 3	[MWh/a]	Anteil	[ct/kWh]
Gesamtbedarf	1.822.188		
davon Biogas	186.752	10,25%	16,00
davon Solar	157.470	8,64%	10,00
davon Wind	1.477.966	81,11%	6,00
Durchschnittskosten EE-Stromerzeugung			7,37
Jahr 2013 Szenario 2	[MWh/a]	Anteil	[ct/kWh]
Gesamtbedarf	1.176.985		
davon Biogas	186.752	15,86%	16,00
davon Solar	157.470	13,38%	13,00
davon Wind	832.763	70,75%	8,00
Durchschnittskosten EE-Stromerzeugung			9,94
Jahr 2030 Szenario 2	[MWh/a]	Anteil	[ct/kWh]
Gesamtbedarf	1.176.985		
davon Biogas	186.752	15,86%	16,00
davon Solar	157.470	13,38%	10,00
davon Wind	832.763	70,75%	6,00
Durchschnittskosten EE-Stromerzeugung			8,12

Der gemittelte Strompreis aus EE wird in den weiteren Berechnungen für das Jahr 2013 im Szenario 1+3 mit 9,25 ct/kWh, im Szenario 2 mit 9,94 ct/kWh kalkuliert. Für das Jahr 2030 werden im Szenario 1+3 dann 7,37 ct/kWh angenommen, im Szenario 2 sind es 8,12 ct/kWh.

12.1.5. Zuordnung Stromgestehungskosten

Bevor die entstehenden Kosten der einzelnen Verfahrensschritte ermittelt und erörtert werden, ist es erforderlich die anfallenden Strommengen zu identifizieren. Im Zuge des zeitlichen Abgleich zwischen Stromangebot und Stromnachfrage stellt sich heraus, dass erhebliche Mengen des produzierten Stromes direkt verbraucht werden, je nach Szenario zwischen 87% und 92% bezogen auf den Verbrauch! Nur ein geringer Teil muss demnach in den PTG/GTP-Prozess umgeleitet werden.

Die in diesem Prozess anfallenden Kosten werden zum besseren Vergleich sowohl auf die gesamte Stromverbrauchsmenge als auch auf die jeweils notwendige Menge für die Rückverstromung, die in Zeiten der Unterversorgung benötigt wird, umgerechnet. So erhält man zum einen die Kosten pro KWh des Gesamtprozesses, zum anderen kann man nachweisen, wie hoch die Kosten für eine KWh Strom tatsächlich sind, die über das PTG/GTP-Verfahren bereitgestellt werden muss.

Die nachfolgende Tabelle gibt Auskunft über die anfallenden Strommengen.

Tabelle 35: Stromproduktion aus EE und Verbrauch, Landkreis Harburg 2013 und 2030 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Stromerzeugung Gesamt	[MWh/a]	1.822.188	1.176.985	1.822.188
Stromexport	[MWh/a]	0	0	746.383
EE-Methanverwertung	[MWh/a]	462.758	0	0
Stromerzeugung für LK Harburg	[MWh/a]	1.022.429	1.176.985	1.022.429
Strombedarf	[MWh/a]	897.205	897.205	897.205
Stromdirektverbrauch	[MWh/a]	825.945	785.724	825.945
Stromverbrauch PTG	[MWh/a]	249.860	390.887	249.860
Stromproduktion GTP	[MWh/a]	71.260	111.481	71.260

12.2. Kosten Power-To-Gas (PTG) und Gas-To-Power (GTP)

Für die Kostenermittlung von PTG/GTP gelten in dieser Arbeit folgende Grundsätze:

- Die vorhandenen BGA dienen als Lieferant für das CO₂ im PTG-Verfahren. Diese Einheiten sind ansonsten rechtlich und wirtschaftlich selbstständig zu betrachten und müssen ihre Kosten selber tragen. Die BGA liefern Wärme an die Elektrolyseur- und Methanisierungseinheiten, die dort unter den Betriebskosten mit aufgeführt ist.
- Die errechneten Daten für Anlagengrößen und Technikbedarf werden im Folgenden kostenmäßig bewertet. Die Datengrundlage dafür ist allerdings teilweise dürftig, so dass es sich z.T. nur um eine Kostenabschätzung handeln kann. Dies gilt insbesondere für den Bereich der biologischen Methanisierung.
- Soweit nicht anders vermerkt, wird den technischen Einrichtungen eine Lebensdauer von 20 Jahren unterstellt und der Kalkulationszins mit 4% angenommen. Der sich daraus ableitende Annuitätenfaktor beträgt 0,07358. Die in den nachfolgenden Tabellen angegebenen Kapitalkosten sind das Produkt aus Investitionskosten (IK) und Annuität.
- In den betriebswirtschaftlichen Bewertungen werden außerdem die energetischen Aufwendungen für die CO₂-Abscheidung und die Gasverdichter auf der Kostenseite berücksichtigt, der Eigenstromverbrauch wird in den allgemeinen Betriebskosten mit erfasst.
- Transportverluste werden auf der Einnahmeseite als Mindereinnahmen berücksichtigt und nicht als Kosten bewertet.
- Es sei hier außerdem erwähnt, dass im Szenario 1 zunächst alle Kosten der Stromproduktion zugeordnet werden. Eine Verteilung auf Strom – und Gaskosten erfolgt am Ende der Kostenbetrachtung, bzw. bei Untersuchung der Erlössituation.

- g) Die Strombezugskosten aus den EE-Primärenergieträgern bleiben ansonsten unberücksichtigt, auch bei der Rückverstromung. Die Energie wird sozusagen ohne Bewertung an den Verbraucher durch gehandelt und es werden dann die Verfahrenskosten auf das Endprodukt Strom aufgeschlagen.
- h) Die ermittelten Kosten für PTG/GTP werden in €/MWh und ct/KWh angegeben und nur auf die über das PTG/GTP-Verfahren erzeugten und an den Verbraucher gelieferten Strommengen bezogen.
- i) Die Gesamtkosten pro kWh Strom ergeben sich aus den Produktionskosten von PTG/GTP zuzüglich der Bezugskosten für Strom aus EE-Erzeugungsanlagen.

12.2.1. Kosten Elektrolyse

Die Kosten für alkalische Druckelektrolyseure werden heute (Stand 2013) mit 1.000 €/KW el. Leistung für die Investition angegeben. [91] [106] Als Nutzungsdauer wird allgemein mit 15-20 Jahren oder 80.000 bis 90.000 h gerechnet. In dieser Arbeit weisen die Jahresdauerlinien aller drei Szenarien für PTG eine Auslastung von 5.000 bis 6.000 h/a aus. Allerdings wird nicht die volle installierte Leistung in dieser Zeit benötigt. Die heute verfügbare maximale Leistung pro Elektrolyseur liegt bei 3,5 MW. Deshalb, und aufgrund der nicht immer voll benötigten Leistung liegt es nahe, die Anlagen modular aufzubauen. Die durchschnittliche Jahresauslastung pro Elektrolyseur liegt dann bei 2.000 bis 3.000 Volllaststunden. Innerhalb von 20 Jahren wird damit die technische maximale Lebensdauer von 80.000 h nicht erreicht.

Die jährlichen Kosten für Wartung, Betrieb und Versicherung werden allgemein mit 4% der IK angegeben. Die Wasserkosten betragen im LK Harburg aktuell (März 2014) 0,77 €/m³. [94]

Tabelle 36: Gesamtkosten Alkalischer Druckelektrolyseur LK Harburg 2013 Szenario 1 bis 3 [91] [94] [128] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installierte Leistung	[MW]	600	300	138
Einsatzstunden	[h/a]	6.900	5.300	6.900
Volllaststunden	[h/a]	988	832	2.098
Systemauslastung	[%]	14	16	30
Investitionskosten	[€/KW]	1.000	1.000	1.000
Investitionskosten	[€]	600.000.000	300.000.000	138.000.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	80.000	80.000	80.000
Kapitalkosten	[€/a]	44.149.050	22.074.525	10.154.282
Betriebskosten	[% der IK]	4,0	4,0	4,0
Betriebskosten	[€/a]	24.000.000	12.000.000	5.520.000
Wasserbedarf	[m ³]	310.253	130.554	151.069
Wasserkosten	[€/m ³]	0,77	0,77	0,77
Wasserkosten	[€/a]	238.895	100.527	116.323
Gesamtkosten	[€/a]	68.387.945	34.175.052	15.790.605
Wasserstoffmenge	[Nm ³ /a]	215.406.808	84.548.991	54.086.487
Wasserstoffmenge	[MWh/a]	732.198	308.106	356.523
Wasserstoffgestehungskosten	[€/Nm ³]	0,32	0,40	0,29
Wasserstoffgestehungskosten	[ct/KWh]	9,34	11,09	4,43
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	959,70	306,55	221,59
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	95,97	30,66	22,16

Deutlich erkennbar ist, dass die Systemauslastung der Elektrolyseure recht gering ist. Die Produktionskosten fallen im Szenario 3 am geringsten aus. Der Grund dafür ist die im Vergleich zu den anderen Szenarien relativ hohe Auslastung und die deutlich geringere notwendige Verarbeitungsleistung. Diese wird ja dadurch begründet, dass die hohen Stromüberschüsse direkt exportiert werden und somit weniger in das Verfahren Wasserelektrolyse investiert werden muss.

12.2.2. Kosten Wasserstoffspeicher

Die Investitionskosten für H₂-Speicher werden mit 2.865 €/m³ geometrisches Volumen angegeben. [106] Für die jährlichen Betriebskosten konnten keine Angaben gefunden werden, sie werden deshalb mit 1% der Investitionssumme angenommen.

Tabelle 37: Gesamtkosten H₂-Speicher LK Harburg 2013 Szenario 1 bis 3 [106] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installiertes Volumen	[m ³]	11.024	3.960	560
Investitionskosten	[€/m ³]	2.865	2.865	2.865
Investitionskosten	[€]	31.583.760	11.345.400	1.604.400
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	2.323.988	834.814	118.055
Betriebskosten	[% der IK]	1,0	1,0	1,0
Betriebskosten	[€/a]	315.838	113.454	16.044
Gesamtkosten	[€/a]	2.639.826	948.268	134.099
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	37,04	8,51	1,88
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	3,70	0,85	0,19

Aufgrund des deutlich unterschiedlichen Speicherbedarfs für H₂ fallen die Kosten für die Speicherung entsprechend unterschiedlich aus. Auch hier macht sich bemerkbar, dass im Szenario 3 Stromüberschüsse gleich exportiert werden. Im Gegensatz dazu müssen im Szenario 1 hohe Stromüberschüsse in H₂ umgewandelt werden, um das EE-Methan für die Wärme-, bzw. Kraftstoffproduktion zu erzeugen.

12.2.3. Kosten Biologische Methanisierung

Krassowski, Fraunhofer Umsicht gibt Investitionskosten für die biologische Methanisierung einer Anlage mit 2 MW elektrischer Leistung von 250.000 € an. Die notwendige Reaktorgröße beträgt ca. 62 m³. [98] Daraus leiten sich spezifische Investitionskosten von 4.000 €/m³ Reaktorvolumen oder 125 €/KW elektrische Leistung ab.

Die Betriebskosten werden mit 0,4 ct/KWh Produktgas angegeben.

Tabelle 38: Gesamtkosten biologische Methanisierung LK Harburg 2013 Szenario 1 bis 3 [98] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Einsatzstunden	[h/a]	8.000	8.000	8.000
Volllaststunden	[h/a]	8.000	8.000	8.000
Systemauslastung	[%]	100	100	100
Installiertes Volumen	[m ³]	2.475	1.682	1.073
Investitionskosten	[€/m ³]	4.000	4.000	4.000
Investitionskosten	[€]	9.900.000	6.728.000	4.292.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	160.000	160.000	160.000
Kapitalkosten	[€/a]	728.459	495.058	315.813
Betriebskosten	[ct/KWh CH ₄]	0,4	0,4	0,4
EE-Methanmenge	[Nm ³ /a]	32.411.182	22.031.818	14.083.000
EE-Methanmenge	[MWh/a]	356.523	242.350	154.913
Betriebskosten	[€/a]	1.426.092	969.400	619.652
Gesamtkosten	[€/a]	2.154.551	1.464.458	935.465
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	30,24	13,14	13,13
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	3,02	1,31	1,31

Die biologische Methanisierung weist insgesamt im Vergleich zur H₂-Produktion sehr geringe Kosten aus. Dies liegt zum einem an dem relativ geringen Investitionsbedarf, zum anderen an den geringen Betriebskosten. Da die Größe der Reaktoren der Verarbeitungsmenge angepasst wurde, muss die Methanisierung das ganze Jahr über betrieben werden. Daraus ergeben sich 8.000 Volllaststunden.

12.2.4. Kosten zusätzliche CO₂-Gewinnung aus BHKW-Abgasen Szenario 1

Kosten für die CO₂-Abgasreinigung sind nur sehr schwer zu ermitteln. Das Thema wird zwar stark diskutiert und es werden auch verschiedene Verfahren erprobt, aber Angaben zu entstehenden Kosten werden nicht gemacht.

Die Fa. Asco Kohlensäure AG gibt an, dass mit ihren Produkten zur Abscheidung von 1 t CO₂ 0,9 MWh thermische Energie benötigt werden. [97] Daraus lassen sich zumindest die Kosten für die benötigte Energie errechnen: Die thermische Energie von 0,9 MWh wird in der Regel aus dem Brennstoff, mit dem BHKW betrieben wird, bezogen. Kann beispielsweise für das verbrauchte EE-Methan ein Preis von 3 ct/KWh erzielt werden (Marktwert 2014), so kostet allein der Energieeinsatz schon 27 €/t CO₂. Hinzu kämen zumindest noch Kosten für die Investition und Finanzierung und weitere Betriebskosten. Darüber findet man kaum Angaben. Eine Studie der Universität Stuttgart aus dem Jahr 2008 gibt Investitionskosten für GuD-Kraftwerke mit und ohne CCS-Technologie (Carbon Capture Storage) von 480, bzw. 870 €/KWhel. an. [129] Die sich daraus ableitenden jährlichen Fixkosten werden hier für die zusätzliche Ausrüstung der vorhandenen BHKW angenommen.

Tabelle 39: Gesamtkosten CO₂-Abscheidung aus BHKW Abgas LK Harburg 2013 Szenario 1 [97] [107] [Eigene Berechnungen]

Installierte elektrische Leistung	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
der dafür notwendigen Standorte	[MW]	15,3	0	0
Investitionskosten	[€/KW]	390	0	0
Investitionskosten	[€]	5.967.000	0	0
Nutzungsdauer	[a]	20	0	0
Nutzungsdauer	[h]	160.000	0	0
Kapitalkosten	[€/a]	439.062	0	0
Energiebedarf CO ₂ -Wäsche	[MWh/t CO ₂]	0,9	0	0
Energiebedarf CO ₂ -Wäsche	[MWh/a]	41.781	0	0
Preis Erdgas	[€/MWh]	30	0	0
Energiekosten CO ₂ -Wäsche	[€/t CO ₂]	27	0	0
CO ₂ -Menge	[Nm ³ /a]	23.739.480	0	0
CO ₂ -Dichte	[kg/Nm ³]	1,98	0	0
CO ₂ -Menge	[t/a]	47.004	0	0
Kapitalkosten CO ₂ -Wäsche	[€/t CO ₂]	14	0	0
Betriebskosten CO ₂ -Wäsche	[€/a]	1.269.113	0	0
Gesamtkosten	[€/t CO ₂]	41	0	0
Gesamtkosten	[€/a]	1.708.175	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	23,97	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	2,40	0	0

Die Kosten aus der Abgasreinigung für eine zusätzliche CO₂-Gewinnung fallen pro KWh relativ gering aus trotz des nicht unerheblichen Energieaufwandes. Szenario 2 und 3 werden hier nicht mit Kosten belastet, da kein zusätzliches CO₂ benötigt wird. Die anfallenden Energiekosten für die Aminwäsche wurden hier berücksichtigt.

12.2.5. Kosten CO₂-Speicher

CO₂-Tanks kosten laut Angaben verschiedener Hersteller 500-1.000 €/m³ geometrisches Volumen. Für die jährlichen Betriebskosten konnten keine Angaben gefunden werden, sie werden deshalb mit 1% der Investitionssumme angenommen.

Tabelle 40: Gesamtkosten CO₂-Speicher LK Harburg 2013 Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installiertes Volumen	[m ³]	1.348	0	0
Investitionskosten	[€/m ³]	1.000	0	0
Investitionskosten	[€]	1.348.000	0	0
Nutzungsdauer	[a]	20	0	0
Kapitalkosten	[€/a]	99.188	0	0
Betriebskosten	[% der IK]	1,0	0	0
Betriebskosten	[€/a]	13.480	0	0
Gesamtkosten	[€/a]	112.668	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	1,58	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	0,16	0	0

12.2.6. Kosten zusätzliche biologische Methanisierung Szenario 1

Hier gelten die gleichen Kalkulationsdaten wie in Kapitel 12.2.3.

Tabelle 41: Gesamtkosten biologische Methanisierung LK Harburg Szenario 1 2013 [98] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Einsatzstunden	[h/a]	8.000	0	0
Volllaststunden	[h/a]	8.000	0	0
Systemauslastung	[%]	100	0	0
Installiertes Volumen	[m ³]	1.812	0	0
Investitionskosten	[€/m ³]	4.000	0	0
Investitionskosten	[€]	7.248.000	0	0
Nutzungsdauer	[a]	20	0	0
Nutzungsdauer	[h]	160.000	0	0
Kapitalkosten	[€/a]	533.321	0	0
Betriebskosten	[ct/KWh CH ₄]	0,4	0	0
Betriebskosten	[€/a]	1.155.136	0	0
EE-Methanmenge	[Nm ³ /a]	26.253.072	0	0
EE-Methanmenge	[MWh/a]	288.784	0	0
Gesamtkosten	[€/a]	1.688.457	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	23,69	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	2,37	0	0

12.2.7. Kosten Gasaufbereitung und Gaseinspeisung

Eine Gasaufbereitung bedeutet im Falle dieser Arbeit, wie bereits beschrieben, lediglich eine Verdichtung des EE-Methans, um bei der Einspeisung das vorgegebene Druckniveau des Gasnetzes zu erreichen. Für die Investition in die notwendigen Verdichter werden 690 €/Nm³ CH₄/h angegeben. Der energetische Aufwand für die Verdichtung des EE-Methans wird mit 0,1237 kWhel/Nm³ EE-Methan angegeben.[106] Die Stromkosten werden mit 25 ct/KWh angesetzt. Weitere Betriebskosten wie Wartung etc. sind nicht bekannt und werden hier mit 0,5% der Investitionskosten angesetzt.

Betriebskosten am Gasanschluss direkt fallen für den Produzenten nicht an, da für diese nach der GasNZV 2014 der Gasnetzbetreiber verantwortlich ist. Diese Kosten kann der Gasnetzbetreiber aber weiter berechnen an den Gaslieferanten und dieser an den Verbraucher.

Tabelle 42: Gesamtkosten Gaseinspeisung LK Harburg Szenario 1-3 2013 [106] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installierte Leistung	[KW]	2.942	1.336	1.336
Einsatzstunden	[h/a]	8.000	8.000	8.000
Eingespeiste EE-Methanmenge	[MWh/a]	617.671	242.350	154.913
Eingespeiste EE-Methanmenge	[Nm ³ /a]	56.151.909	22.031.818	14.083.000
Eingespeiste EE-Methanmenge	[Nm ³ /h]	7.019	2.754	1.760
Investitionskosten	[€/Nm ³ /h CH ₄]	690	690	690
Investitionskosten	[€]	4.843.102	1.900.244	1.214.659
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	160.000	160.000	160.000
Kapitalkosten	[€/a]	356.364	139.823	89.377
Betriebskosten	[% der IK]	0,5	0,5	0,5
Betriebskosten	[€/a]	24.216	9.501	6.073
Strombedarf	[KWh/Nm ³]	0,1237	0,1237	0,1237
Strompreis	[ct/KWh]	25,00	25,00	25,00
Stromkosten	[€/a]	1.736.498	681.334	435.517
Gesamtkosten	[€/a]	2.117.077	830.659	530.967
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	29,71	7,45	7,45
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	2,97	0,75	0,75

Das Szenario 1 weist hier die höchsten Kosten aus, da erhebliche Mengen EE-Methan in das Gasnetz eingespeist werden müssen, die die Stromkosten belasten.

12.3. Kosten EE-Methanspeicher

Die Investitionskosten für Röhrenspeicher teilen sich auf in Kosten für den Tiefbau, die Rohrlieferung, den Rohreinbau und sonstige Kosten und können mit ca. 2.000 €/m³ geometrisches Speichervolumen angenommen werden. [108] Die Betriebskosten werden mit 0,04 bis 0,10 €/MWh Strom, bzw. 0,64 bis 1,31 € je gespeicherte MWh Gas angegeben. [109] Hier wird der Mittelwert von 0,98 €/MWh angenommen. Ferner wird angenommen, dass jede produzierte MWh EE-Methan in den Speicher gegeben werden muss. Das wird in der Praxis nicht immer so sein, es wird hier sozusagen das Maximum angenommen.

Tabelle 43: Gesamtkosten EE-Methanspeicherung LK Harburg Szenario 1-3 2013 [108] [109] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Gespeicherte EE-Methanmenge	[MWh/a]	147.587	70.149	44.879
Installiertes Volumen	[m ³]	18.400	23.100	17.500
Investitionskosten	[€/m ³]	2.000	2.000	2.000
Investitionskosten	[€]	36.800.000	46.200.000	35.000.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	2.707.808	3.399.477	2.575.361
Betriebskosten	[€/MWh CH ₄]	0,98	0,98	0,98
Betriebskosten	[€/a]	144.635	68.746	43.981
Gesamtkosten	[€/a]	2.852.444	3.468.223	2.619.343
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	40,03	31,11	36,76
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	4,00	3,11	3,68

Da der Methanspeicherbedarf in allen Szenarien ähnlich groß ist, sind auch die Kosten nahezu gleich. Zwar ist die einzuspeichernde Menge im Szenario 1 deutlich höher und damit sind es auch die Betriebskosten, aber die fixen Kosten fallen etwas geringer aus, da das Investitionsvolumen etwas geringer ist und diese deutlich mehr Speichermenge verteilt werden können.

12.4. Kosten Rückverstromung EE-Methan

Für die Rückverstromung werden, wie bereits erwähnt, BHKW und GuD-Kraftwerke eingesetzt. Die Investitionskosten für Biogas-BHKW betragen 300-500 €/KWel. Leistung je nach Größe [110] und für GuD-Kraftwerke 480-500 €/KWel. [107]. Die Investitionskosten für GuD-Kraftwerke sind allerdings nur bei den bisher üblichen Größenordnungen erzielbar. Ob das in diesen Szenarien auch möglich wäre, ist zumindest zu hinterfragen, denn die Kraftwerke fallen recht klein aus.

Da die BHKW in diesem Modell für den LK Harburg aufgrund der Jahresdauerlinien nicht alle in jedem Fall der Rückverstromung zum Einsatz kommen, empfiehlt sich hier, analog zum Einsatz der Elektrolyseure, ein modulartiger Aufbau mit Größenklassen von 1 MW elektrischer Leistung. Dafür betragen die Investitionskosten 400 €/KWel.. Die technische Lebensdauer für BHKW wird allgemein mit 40.000 Volllaststunden angesetzt, für GuD-Kraftwerke mit 80.000 Volllaststunden.

Die Betriebskosten setzen sich zusammen aus den Kosten für Instandhaltung, Generalüberholung und Versicherungen. Brennstoffkosten wurden hier, wie bereits erwähnt, nicht berücksichtigt. Die Instandhaltungskosten werden für Biogas-BHKW mit 0,8 ct/KWh incl. Generalüberholung angegeben, wenn Vollwartungsverträge abgeschlossen werden. [110]. Für GuD-Kraftwerke liegen diese Kosten zwischen 0,3 ct/KWh [107] und 0,4 ct/KWh. [111]

Tabelle 44: Gesamtkosten Rückverstromung EE-Methan LK Harburg Szenario 1-3 2013 [109][112] [Eigene Berechnungen]

BHKW	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installierte el. Leistung	[MW]	21,5	23,4	21,5
Einsatzstunden	[h/a]	1.860	3.460	1.860
Volllaststunden	[h/a]	891	1239	891
Systemauslastung	[%]	48	36	48
Stromerzeugung	[MWh/a]	19.157	28.993	19.157
Investitionskosten	[€/KW]	400	400	400
Investitionskosten	[€]	8.600.000	9.360.000	8.600.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	40.000	40.000	40.000
Kapitalkosten	[€/a]	632.803	688.725	632.803
Betriebskosten	[ct/KWh]	0,8	0,8	0,8
Betriebskosten	[€/a]	153.252	231.941	153.252
Gesamtkosten	[€/a]	786.055	920.666	786.055
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	41,03	31,76	41,03
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	4,10	3,18	4,10
GuD	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installierte el. Leistung	[MW]	58,5	66,6	58,5
Einsatzstunden	[h/a]	1.860	3.460	1.860
Volllaststunden	[h/a]	891	1.239	891
Systemauslastung	[%]	48	36	48
Stromerzeugung	[MWh/a]	52.124	82.517	52.124
Investitionskosten	[€/KW]	500	500	500
Investitionskosten	[€]	29.250.000	33.300.000	29.250.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	80.000	80.000	80.000
Kapitalkosten	[€/a]	2.152.266	2.450.272	2.152.266
Betriebskosten	[ct/KWh]	0,4	0,4	0,4
Betriebskosten	[€/a]	208.494	330.070	208.494
Gesamtkosten	[€/a]	2.360.760	2.780.342	2.360.760
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	45,29	33,69	45,29
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	4,53	3,37	4,53
Gemittelte Kosten BHKW und GuD	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	44,16	33,20	44,16
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	4,42	3,32	4,42

Die Kosten für die Rückverstromung fallen in allen Szenarien bei den BHKW etwas geringer aus als bei dem GuD-Kraftwerk, da die Investitionskosten auch etwas niedriger liegen als für GuD-Kraftwerke. Eigentlich würden die Kosten bei GuD-Kraftwerken geringer ausfallen müssen, da diese mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 57% den BHKW deutlich überlegen sind und damit weniger Brennstoff verbrauchen, bzw. weniger Leistung und damit Investitionsvolumen notwendig wäre. Allerdings muss man, wie bereits in Kapitel 10.3. erwähnt, davon ausgehen, dass diese Kraftwerke oft nur im Teillastbetrieb oder nur mit der Gasturbine arbeiten, die für sich lediglich einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 35% aufweist. Dann schwindet der Vorteil der GuD-Kraftwerke.

12.5. Kosten für Leitungen

12.5.1. Kosten für Stromleitungen

Können PTG-Anlagen aufgrund ihrer Größe an das 20KV-Netz angeschlossen werden, fallen praktisch keine weiteren Kosten in die Verstärkung der Netze an. Allerdings müssen je nach Szenario zusätzliche Stromleitungen der 110 KV-Netze verlegt werden. Auch wenn gesetzlich gesehen, für etliche Kosten die Netzbetreiber aufkommen müssen, wären diese Kosten über die Netznutzungsentgelte letztendlich dem Gesamtsystem der Region LK Harburg zuzuschlagen. Deshalb werden diese hier zu 100% mit angesetzt. Es wird unterstellt, dass für den Netzausbau Erdkabel gelegt werden. Die Investitionskosten werden mit 400.000 €/km angesetzt, die Betriebskosten mit 0,5% pro Jahr auf die Investitionskosten. [88]

Tabelle 45: Kosten für Stromleitungen Landkreis Harburg Szenario 1-3 2013 [88] [Eigene Berechnungen]

Stromanschluss 110 KV	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Notwenige Leitungslänge	[km]	61	25	9
Investitionskosten	[€/km]	400.000	400.000	400.000
Investitionskosten	[€]	24.400.000	10.000.000	3.600.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	1.795.395	735.818	264.894
Betriebskosten	[% der IK]	0,5	0,5	0,5
Betriebskosten	[€/a]	122.000	50.000	18.000
Gesamtkosten	[€/a]	1.917.395	785.818	282.894
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	26,91	7,05	3,97
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	2,69	0,70	0,40

12.5.2. Kosten für Gasstichleitungen

Für notwendige Gasleitungen werden analog zu den Stromleitungen die gleichen wirtschaftlichen Ansätze gemacht. [88] Investitionskosten werden für eine 16 bar Leitung werden mit 1.000.000 €/km angegeben. [106], die Betriebskosten mit 0,5% pro Jahr auf die Investitionskosten. [88]

Tabelle 46: Kosten für Gasleitungen Landkreis Harburg Szenario 1-3 2013 [88] [106] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Notwenige Leitungslänge	[km]	23,5	23,5	23,5
Investitionskosten	[€/km]	1.000.000	1.000.000	1.000.000
Investitionskosten	[€]	23.500.000	23.500.000	23.500.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	1.729.171	1.729.171	1.729.171
Betriebskosten	[% der IK]	0,5	0,5	0,5
Betriebskosten	[€/a]	117.500	117.500	117.500
Gesamtkosten	[€/a]	1.846.671	1.846.671	1.846.671
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	25,91	16,56	25,91
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	2,59	1,66	2,59

Die Kosten für Gasleitungen pro Jahr sind in allen Szenarien gleich, da alle Standorte, die in Nähe zu einer entsprechenden Gasleitung liegen, einen Anschluss bekommen sollen. Pro kWh sind die Kosten im Szenario 2 allerdings geringer, da hier mehr kWh Strom über PTG/GTP erzeugt werden.

12.6. Kosten für Steuerung und EDV

Für die Steuerung des Hybridkraftwerkes bedarf es einer intelligenten Steuerung mit entsprechenden EDV-Lösungen. Dafür wird pauschal ein Aufschlag von 2% auf die Investitionssumme getätigt.

Tabelle 47: Kosten für Steuerung Hybridkraftwerk Landkreis Harburg Szenario 1-3 2013 [88] [106] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitionskosten PTG und GTP	[€]	783.439.862	442.333.644	245.061.059
Investitionskosten	[% der IK]	2,0	2,0	2,0
Investitionskosten	[€]	15.668.797	8.846.673	4.901.221
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	1.152.938	650.954	360.640
Betriebskosten	[% der IK]	4,0	4,0	4,0
Betriebskosten	[€/a]	626.752	353.867	196.049
Gesamtkosten	[€/a]	1.779.689	1.004.821	556.689
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	24,97	9,01	7,81
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	2,50	0,90	0,78

12.7. Kosten für Planung, Engineering und Bau

Für allgemeine Planungen, Bau und Engineering wird auf alle Investitionen pauschal ein Aufschlag von 5% auf die Investitionssummen getätigt.

Tabelle 48: Pauschale Planungs-, Bau- und Engineeringkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitionskosten PTG und GTP	[€]	783.439.862	442.333.644	245.061.059
Investitionskosten	[% der IK]	5,0	5,0	5,0
Investitionskosten	[€]	39.955.433	22.559.016	12.498.114
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	2.939.991	1.659.932	919.633
Betriebskosten	[% der IK]	4,0	4,0	4,0
Betriebskosten	[€/a]	1.598.217	902.361	499.925
Gesamtkosten	[€/a]	4.538.208	2.562.293	1.419.558
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	63,69	22,98	19,92
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	6,37	2,30	1,99

12.8. Grundstückskosten

Für alle PTG und GTP Standorte werden Grundstücke benötigt. Die Grundstückspreise für Gewerbeflächen betragen im LK Harburg im Jahr 2013 im Durchschnitt mindestens 50 €/m². Grundstückskosten wurden in den Investitionskosten mit Ausnahme der GuD-Kraftwerke nicht berücksichtigt und müssen daher individuell nach Standort errechnet werden. Da Grundstücke nach einer Nutzung durchaus auch wieder veräußert werden können, wurden hier keine Abschreibungen angesetzt sondern lediglich die Finanzierungskosten. Kosten für den Rückbau von Anlagen wurden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Die Ermittlung des Flächenbedarfs kann in den Tabellen 66 bis 68 im Anhang dieser Arbeit nachgeschlagen werden.

Tabelle 49: Grundstückskosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Benötigte Fläche	[m ²]	78.358	74.951	52.797
Investitionskosten	[€/m ²]	50	50	50
Investitionskosten	[€]	3.917.900	3.747.550	2.639.850
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kalkulatorischer Zins	[%]	4,0	4,0	4,0
Kapitalkosten	[€/a]	156.716	149.902	105.594
Betriebskosten	[% der IK]	1,0	1,0	1,0
Betriebskosten	[€/a]	39.179	37.476	26.399
Gesamtkosten	[€/a]	195.895	187.378	131.993
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	2,75	1,68	1,85
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	0,27	0,17	0,19

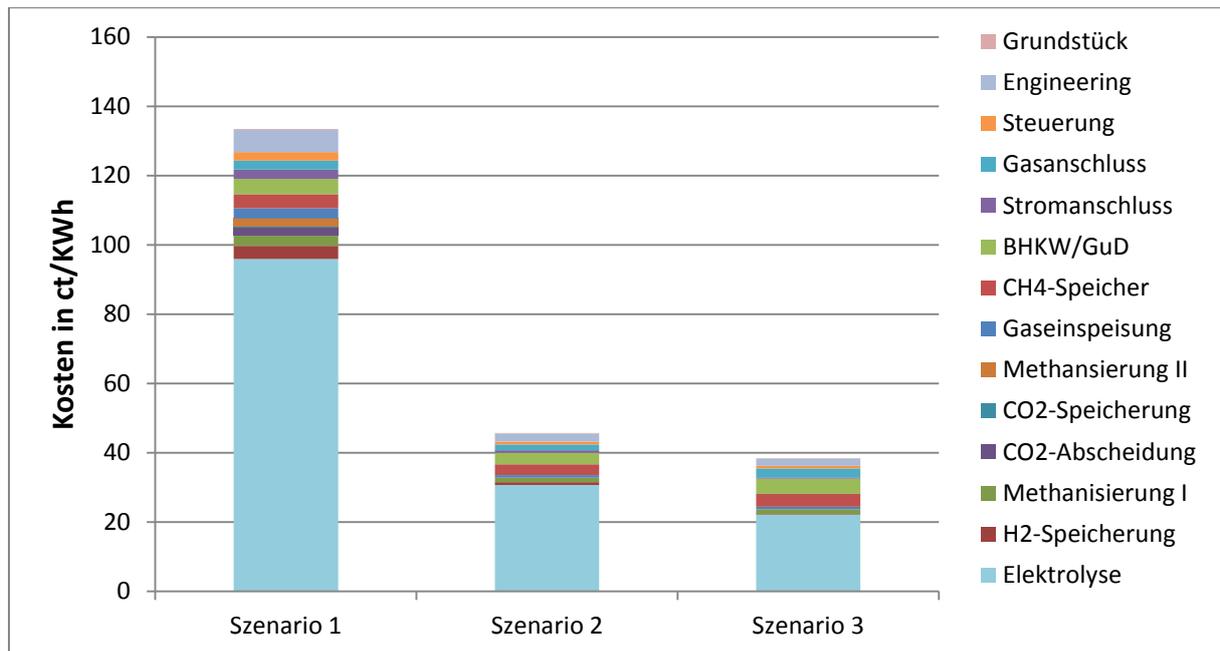
12.9. Gesamtkosten

Aus den aufgelisteten Teilkostenberechnungen ergeben sich nachfolgend die Gesamtkosten aller drei Szenarien.

Tabelle 50: Stromverarbeitungskosten PTG/GTP-Verfahren LK Harburg 2013 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Elektrolyse	[€/MWh]	959,70	306,55	221,59
Elektrolyse	[ct/KWh]	95,97	30,66	22,16
H2-Speicherung	[€/MWh]	37,04	8,51	1,88
H2-Speicherung	[ct/KWh]	3,70	0,85	0,19
Methanisierung I	[€/MWh]	30,24	13,14	13,13
Methanisierung I	[ct/KWh]	3,02	1,31	1,31
CO2-Abscheidung	[€/MWh]	23,97	0,00	0,00
CO2-Abscheidung	[ct/KWh]	2,40	0,00	0,00
CO2-Speicherung	[€/MWh]	1,58	0,00	0,00
CO2-Speicherung	[ct/KWh]	0,16	0,00	0,00
Methansierung II	[€/MWh]	23,69	0,00	0,00
Methansierung II	[ct/KWh]	2,37	0,00	0,00
Gaseinspeisung	[€/MWh]	29,71	7,45	7,45
Gaseinspeisung	[ct/KWh]	2,97	0,75	0,75
CH4-Speicher	[€/MWh]	40,03	31,11	36,76
CH4-Speicher	[ct/KWh]	4,00	3,11	3,68
BHKW/GuD	[€/MWh]	44,16	33,20	44,16
BHKW/GuD	[ct/KWh]	4,42	3,32	4,42
Stromanschluss	[€/MWh]	26,91	7,05	3,97
Stromanschluss	[ct/KWh]	2,69	0,70	0,40
Gasanschluss	[€/MWh]	25,91	16,56	25,91
Gasanschluss	[ct/KWh]	2,59	1,66	2,59
Steuerung	[€/MWh]	24,97	9,01	7,81
Steuerung	[ct/KWh]	2,50	0,90	0,78
Engineering	[€/MWh]	63,69	22,98	19,92
Engineering	[ct/KWh]	6,37	2,30	1,99
Grundstück	[€/MWh]	2,75	1,68	1,85
Grundstück	[ct/KWh]	0,27	0,17	0,19
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	1334,35	457,25	384,44
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	133,44	45,72	38,44

Abbildung 44: Stromverarbeitungskosten PTG/GTP-Verfahren LK Harburg 2013 Szenario 1 - 3 [Eigene Berechnungen]



Die vorstehende Tabelle und Abbildung geben einen Eindruck wieder, was es kostet, eine kWh Strom in einem 100%-igen EE-Stromversorgungsszenario über das PTG/GTP-Verfahren zwischen zu speichern und wieder zurückzugeben, damit Stromangebot und Nachfrage im Sinne der 50-Hertz-Regelung immer aufeinander abgestimmt sind. Hauptkostenträger ist mit Abstand die Wasserelektrolyse. Diese Kosten, die ja nur die Umwandlung von Strom zu Gas zu Strom betreffen sind letztendlich auf die gesamten nachgefragten kWh Strom umzulegen. Daraus lassen sich dann die Gesamtkosten für die Stromversorgung aus Erzeugung und Speicherung pro kWh ermitteln. Dies zeigt unter anderem die nachfolgende Tabelle.

Tabelle 51: Gesamtkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013 [Eigene Berechnungen]

Gesamtkosten	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Gesamte Investitionskosten	[€]	842.981.992	477.486.883	265.100.244
Summe Kapitalkosten	[€/a]	61.896.521	35.008.471	19.417.889
Summe Betriebskosten	[€/a]	33.189.296	15.966.175	7.977.209
Gesamtkosten Stromproduktion PTG	[€/a]	95.085.816	50.974.647	27.395.098
Stromverbrauch PTG	[MWh/a]	249.860	390.887	249.860
Stromproduktion GTP	[MWh/a]	71.260	111.481	71.260
EE-Erzeugungskosten Stromproduktion PTG	[€/MWh]	1.334,35	457,25	384,44
EE-Erzeugungskosten Stromproduktion PTG	[ct/kWh]	133,44	45,72	38,44
EE-Stromdirektverbrauch	[MWh/a]	825.945	785.724	825.945
Kosten EE-Strom Direktverbrauch	[€/a]	76.416.431	78.077.394	76.416.431
Kosten EE-Strom PTG/GTP-Verbrauch	[€/a]	23.117.047	38.842.441	23.117.047
Kosten EE-Strom Direkt und PTG/GTP Verbrauch	[€/a]	99.533.479	116.919.835	99.533.479
Gesamtkosten Direktverbrauch + PTG	[€/a]	194.619.295	167.894.482	126.928.576
Stromverbrauch	[MWh/a]	897.205	897.205	897.205
Stromgestehungskosten PTG/GTP Gesamtverfahren	[€/MWh]	216,92	187,13	141,47
Stromgestehungskosten PTG/GTP Gesamtverfahren	[ct/kWh]	21,69	18,71	14,15

Die Investitionssumme ohne weitere EE-Erzeugungsanlagen (WEA und PVA) betragen je nach Szenario zwischen 265 Mio € und 843 Mio €. Der wesentliche Anteil mit 51 – 69 % entfällt dabei auf die Elektrolyseure, daher rühren auch die hohen Stromgestehungskosten.

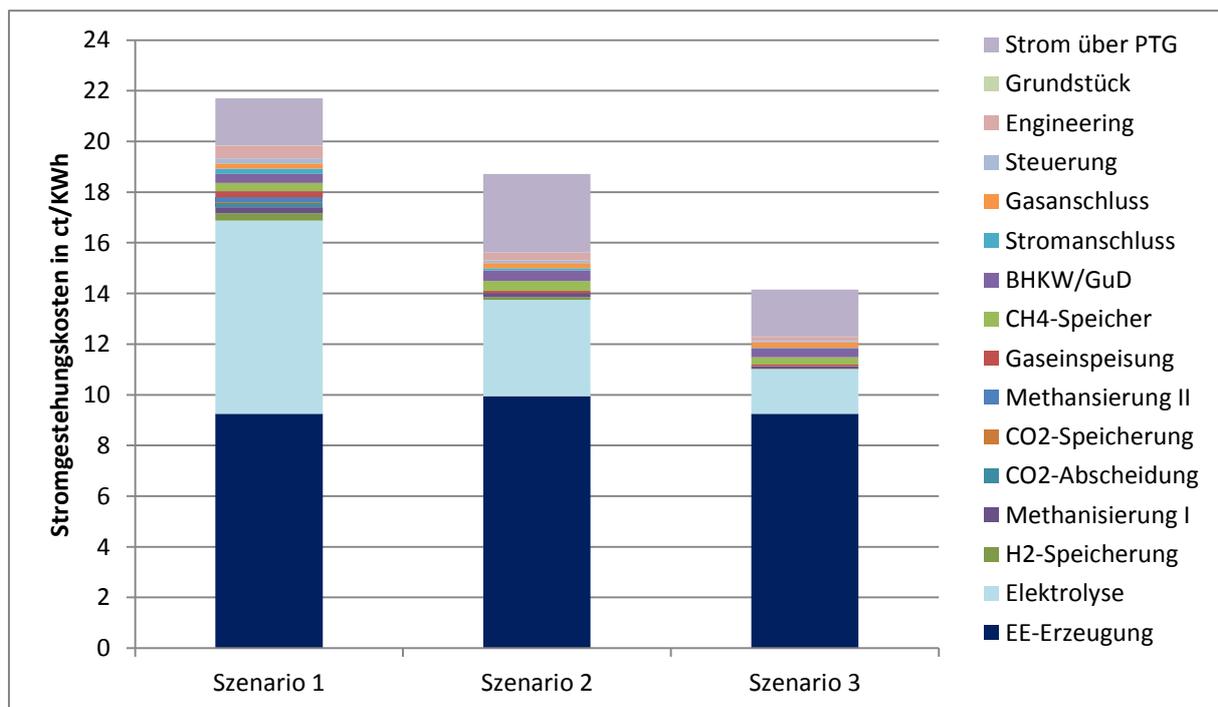
Die vorstehende Tabelle zeigt deutlich, dass durch die entstehenden Kosten des PTG/GTP-Verfahrens die Stromgestehungskosten in einem 100%-igen EE-Szenario deutlich ansteigen. Müssen Stand Anfang 2014 für die Strombeschaffung an den Börsen für die Standardprodukte Phelix year future als Base- und Peak load 3,5 – 5,5 ct/KWh gezahlt werden [12], wären es in diesen Szenarien 14,15 bis 21,69 ct/KWh. Stromgestehungskosten für Strom aus Braunkohle, Steinkohle und GuD-Kraftwerken werden mit 4 – 10 ct/KWh angegeben. [104]

Die folgende Tabelle gibt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten incl. der direkten Erzeugung bezogen auf alle verbrauchten KWh wieder.

Tabelle 52: Stromgestehungskosten PTG/GTP Gesamtverfahren + EE-Erzeugung LK Harburg 2013 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
EE-Erzeugung	[ct/KWh]	9,25	9,94	9,25
Elektrolyse	[ct/KWh]	7,62	3,81	1,76
H2-Speicherung	[ct/KWh]	0,29	0,11	0,01
Methanisierung I	[ct/KWh]	0,24	0,16	0,10
CO2-Abscheidung	[ct/KWh]	0,19	0	0
CO2-Speicherung	[ct/KWh]	0,01	0	0
Methansierung II	[ct/KWh]	0,19	0	0
Gaseinspeisung	[ct/KWh]	0,24	0,09	0,06
CH4-Speicher	[ct/KWh]	0,32	0,39	0,29
BHKW/GuD	[ct/KWh]	0,35	0,41	0,35
Stromanschluss	[ct/KWh]	0,21	0,09	0,03
Gasanschluss	[ct/KWh]	0,21	0,21	0,21
Steuerung	[ct/KWh]	0,20	0,11	0,06
Engineering	[ct/KWh]	0,51	0,29	0,16
Grundstück	[ct/KWh]	0,02	0,02	0,01
Strommehrverbrauch über PTG	[ct/KWh]	1,84	3,09	1,85
Summe	[ct/KWh]	21,69	18,71	14,15

Abbildung 45: Zusammensetzung Stromgestehungskosten Szenario 1-3 2013 LK Harburg 2013 [Eigene Berechnungen]



Es wird deutlich, dass die Stromgestehungskosten in einem EE-System mit PTG/GTP als Speicheroption ganz wesentlich von drei Faktoren abhängen:

- a) den Kosten für die reine Stromproduktion aus Sonne, Wind und Biogas
- b) den Kosten für die Wasserelektrolyse
- c) den Kosten für den Mehrverbrauch an Strom aufgrund der Umwandlungsverluste im PTG/GTP-Verfahren

Alle drei Positionen machen zusammen in jedem Szenario mindestens 85% der Kosten aus. Die Kosten für die EE-Stromerzeugung fallen im Szenario 1 und 3 geringer aus als im Szenario 2. Der Grund ist der wesentliche höhere Anteil von günstigerem Windstrom in diesen beiden Szenarien. Die Kosten für die Elektrolyseure werden einzig und allein davon bestimmt, welche Kapazitäten zu installieren sind. Hier zeigt sich, dass es wirtschaftlich wenig Sinn macht, Überschussstrom in EE-Methan umzuwandeln und als solches zu vermarkten. Wird hingegen der Überschussstrom im Szenario 3 direkt exportiert, fallen die Stromgestehungskosten am geringsten aus. Das erscheint logisch, ist doch jeder Schritt der Energieumwandlung mit Verlusten und Kosten verbunden. Wird hingegen auf ein Szenario 2 mit einer 100%-igen Stromversorgung aus EE gesetzt, muss die Kapazität der Elektrolyse höher ausfallen, um den benötigten Überschussstrom als Gas zu speichern. Die Reduzierung der WEA von 197 auf 111 im Szenario 2 führt gegenüber dem Szenario 3 deshalb zu keiner Kostenreduzierung.

Obwohl je nach Szenario 87 – 92 % des erzeugten EE-Stroms direkt an die Verbraucher geht, ist der technische und finanzielle Aufwand für die relativ geringen Mengen, die als Gas zwischengespeichert und zurück verstromt werden müssen, enorm hoch.

12.9.1. Alternativrechnung Szenario 1

In dem hier dargelegten Kalkulationspfad für das Szenario 1 wurden alle Kosten auf die Stromerzeugung umgelegt. Da aber in diesem Szenario auch EE-Methan erzeugt wird, muss man die Erlöse aus der EE-Methanvermarktung als Gutschrift auf die Stromgestehungskosten anrechnen oder den zusätzlichen Aufwand der hier betrieben wird, der Gasproduktion zuschreiben. Beide Möglichkeiten werden im Folgenden dargestellt.

Tabelle 53: Stromkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013 mit Gutschrift EE-Methan Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

EE-Methanverwertung	Einheit	Szenario 1
Erzeugung EE-Methan	[MWh/a]	462.758
Erlös EE-Methan	[€/MWh]	30
Gutschrift EE-Methan	[€/a]	13.882.740
Gutschrift EE-Methan	[€/MWh Strom]	15,47
Stromkosten Direktverbrauch + PTG/GTP nach Gutschrift EE-Methan	[€/MWh]	201,44
Stromkosten Direktverbrauch + PTG/GTP nach Gutschrift EE-Methan	[ct/KWh]	20,14

Es wird in dieser Rechnung unterstellt, dass das EE-Methan für 30 €/MWh vermarktet werden kann. Die Stromgestehungskosten sinken damit von 21,69 ct/KWh auf 20,14 ct/KWh. Die Gutschriften für das EE-Methan senken die Kosten also lediglich um 1,55 ct/KWh.

Wendet man die Kostenanalyse der Stromgestehungskosten für das EE-Methan durch, ergeben sich ähnliche Zusammenhänge wie für die Stromkosten: EE-Erzeugungskosten, Kosten für die Elektrolyse und die Kosten für den Mehrverbrauch an Strom sind die bestimmenden Kostenpositionen. Alle anderen Parameter haben nur geringen Einfluss. Auf eine genaue Darstellung wird hier verzichtet.

Im Falle der direkten Kostenzuordnung für die EE-Methanproduktion werden Szenario 1 und 3 miteinander verglichen. In beiden Fällen sollen Stromüberschüsse anderweitig verwertet werden. Wird

Strom exportiert, fallen kein Kosten für PTG an, wird EE-Methan erzeugt, muss PTG Anwendung finden. Die Kosten für den im LK Harburg benötigten Strom sind in beiden Fällen gleich hoch, die Mehrkosten im Szenario 1 sind allein der EE-Methanproduktion zuzuordnen. Es ergeben sich damit folgende Kosten:

Tabelle 54: Gesamtkosten EE-Methan LK Harburg 2013 Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	
Gesamtkosten Szenario 1	[€/a]	194.619.295
Gesamtkosten Szenario 3	[€/a]	126.928.576
Kostendifferenz aufgrund EE-Methanproduktion	[€/a]	67.690.719
Erzeugungsmenge EE-Methan	[MWh/a]	462.758
Produktionskosten EE-Methan PTG	[€/MWh CH4]	146,28
Produktionskosten EE-Methan PTG	[ct/KWh CH4]	14,63
Stromexportmenge	[MWh/a]	746.383
Stromexportwert	[€/a]	69.055.355
Entgangener Nutzen Stromexport Szenario 3	[€/MWh CH4]	149,22
Entgangener Nutzen Stromexport Szenario 3	[ct/KWh CH4]	14,92
Stromkosten EE-Erzeugung nach Szenario 3	[€/MWh Strom]	141,50
Stromkosten EE-Erzeugung nach Szenario 3	[ct/KWh Strom]	14,15
Gesamtkosten Erzeugung EE-Methan	[€/MWh CH4]	295,50
Gesamtkosten Erzeugung EE-Methan	[ct/KWh CH4]	29,55

Das Ergebnis zeigt, dass die Produktionskosten für EE-Methan über PTG mit 29,55 ct/KWh erheblich über den Marktpreisen für Erdgas liegen und zwar um das Zehnfache zum Zeitpunkt Anfang 2014. [12] Grund sind zum einen die hohen Produktionskosten, zum anderen aber auch die Nutzungskosten für den Überschussstrom, der nicht exportiert werden kann, da ja die Region mit erneuerbarem Methan versorgt werden soll. Die Stromgestehungskosten entsprechen im Szenario 1 dann denen des Szenarios 3.

Ein Liter Superbenzin kostet im März 2014 1,20 €. Bei einem Energiegehalt von ca. 12 kWh/l kostet damit eine kWh 10 ct und damit nur ein Drittel der Kosten von EE-Methan. Dazu kämen bei einer Verwendung als Kraftstoff noch weitere Kosten für die Aufbereitung, Lagerung, Verteilung und Verkauf. Aus Sicht des Jahres 2014 stellt sich eine EE-Methanverwertung als Kraftstoff damit als absolut unwirtschaftlich dar.

12.10. Sensitivitätsanalyse

Da die wirtschaftliche Betrachtung teilweise auf Annahmen beruht und die gewählten Parameter oft auch nur Durchschnittswerte oder gar Einzelwerte sind, die noch selten bestätigt wurden – z.B. Kosten für die biologische Methanisierung – und sich im Laufe der Zeit ändern können, wurde eine Sensitivitätsanalyse für alle Szenarien durchgeführt. Dabei wurden die wesentlichen Parameter im Bereich von plus-minus 50% variiert. Die Ergebnisse werden graphisch dargestellt und zeigen, wie stark sich die Stromgestehungskosten bei Veränderungen einzelner Parameter verändern. Damit wird gleichzeitig auch erkennbar, welche Parameter die Wirtschaftlichkeit am stärksten beeinflussen.

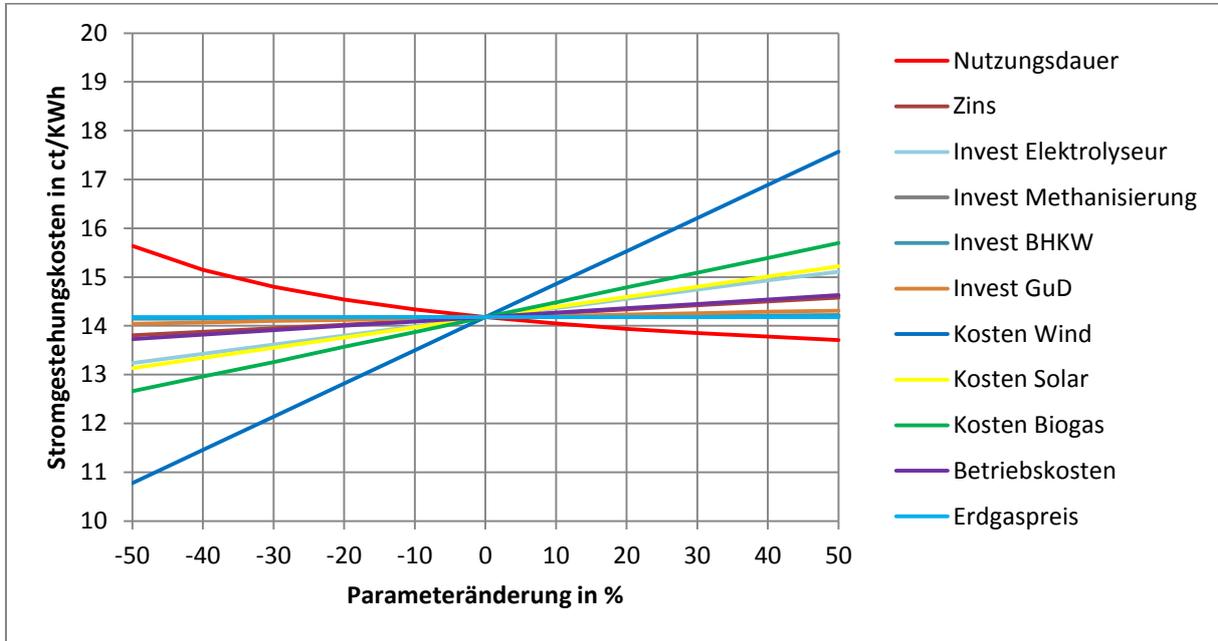
12.10.1. Sensitivitätsanalyse Szenario 1

Im Szenario 1 wird in der Sensitivitätsanalyse unterscheiden für Stromgestehungskosten und Kosten für die EE-Methanproduktion. Für die Stromgestehungskosten gelten die gleichen Annahmen wie im Szenario 3.

Es zeigt sich, dass die wesentlichen Parameter für die Veränderung der Stromgestehungskosten im Szenario 1 die Nutzungsdauer der Anlagen und die Stromgestehungskosten aus Wind-, Sonnen- und

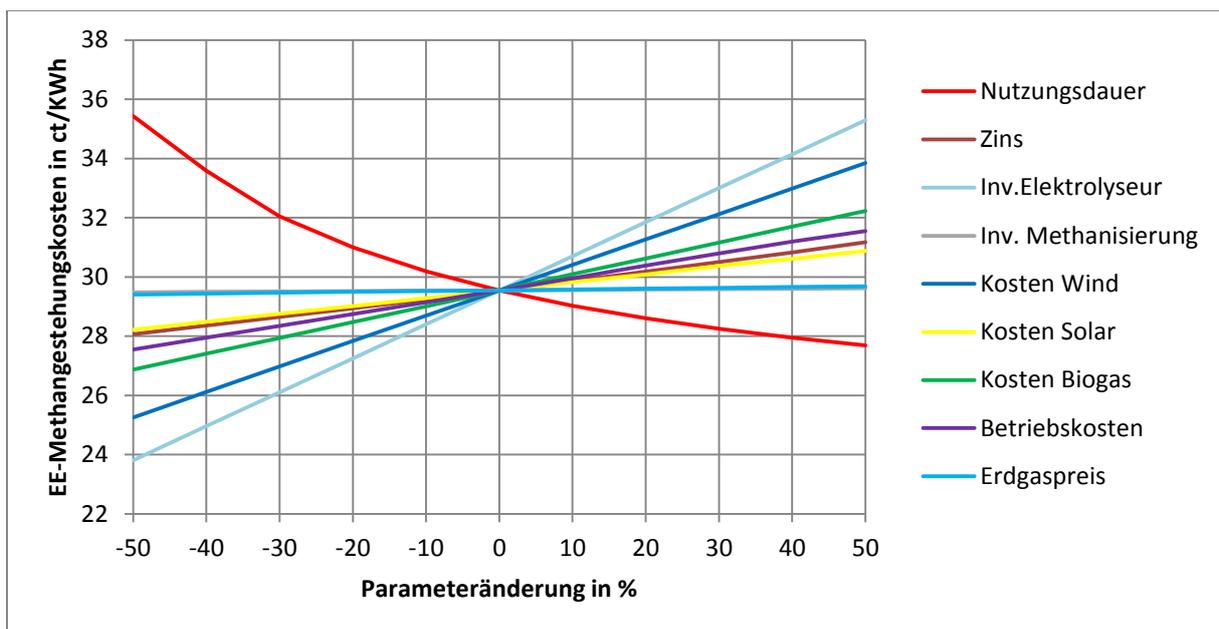
Biogasstrom sind. Auch die Kostenveränderungen des Elektrolyseurs beeinflussen die Stromgestehungskosten etwas stärker. Die Veränderung der Investitionskosten der Anlagen hat dagegen einen wesentlich geringeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

Abbildung 46: Sensitivitätsbetrachtung Stromgestehungskosten Szenario 1 2013 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



Etwas anders sieht es dagegen bei der Analyse für die EE-Methangestehungskosten aus: Hier fallen die Investitionskosten für die Elektrolyseure wesentlich ins Gewicht. Da in diesem Szenario erhebliche Produktionskapazitäten in Höhe von 600 MW Verarbeitungsleistung investiert werden müssen, hätten Kostenänderungen bei den Investitionen auch entsprechende Auswirkungen auf die EE-Methankosten.

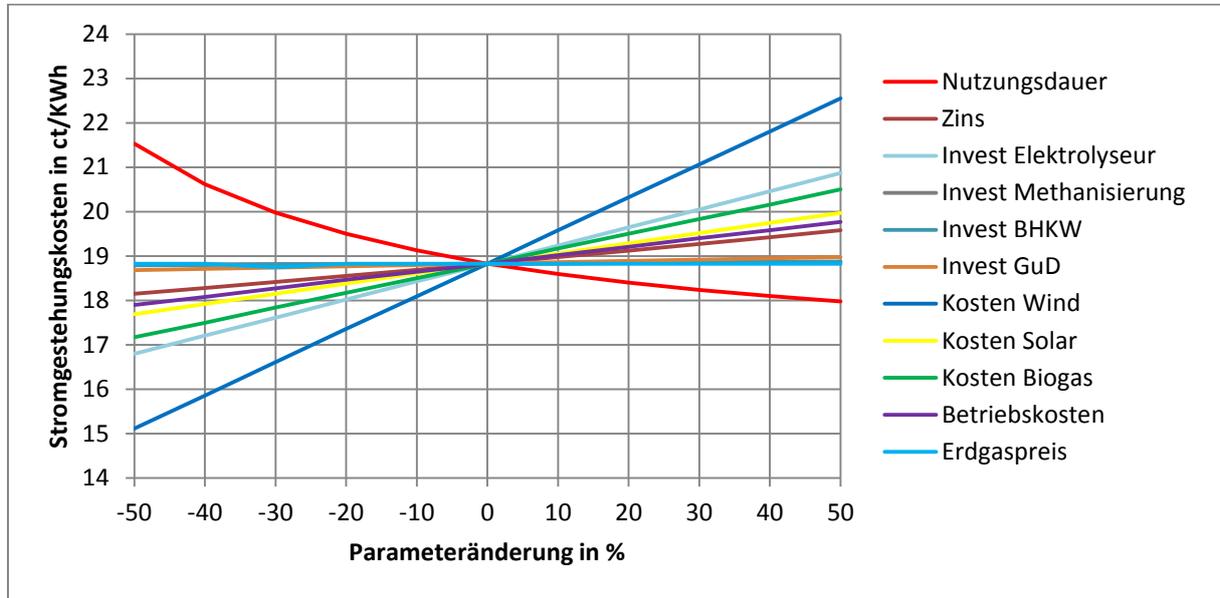
Abbildung 47: Sensitivitätsbetrachtung EE-Methangestehungskosten Szenario 1 2013 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



12.10.2. Sensitivitätsanalyse Szenario 2

Im Szenario 2 sind grundsätzlich die gleichen Parameter bestimmend für eventuelle Kostenveränderungen: Abschreibungsdauer, Kosten für Windstrom, Investitionskosten für Elektrolyseure und Kosten für Biogasstrom.

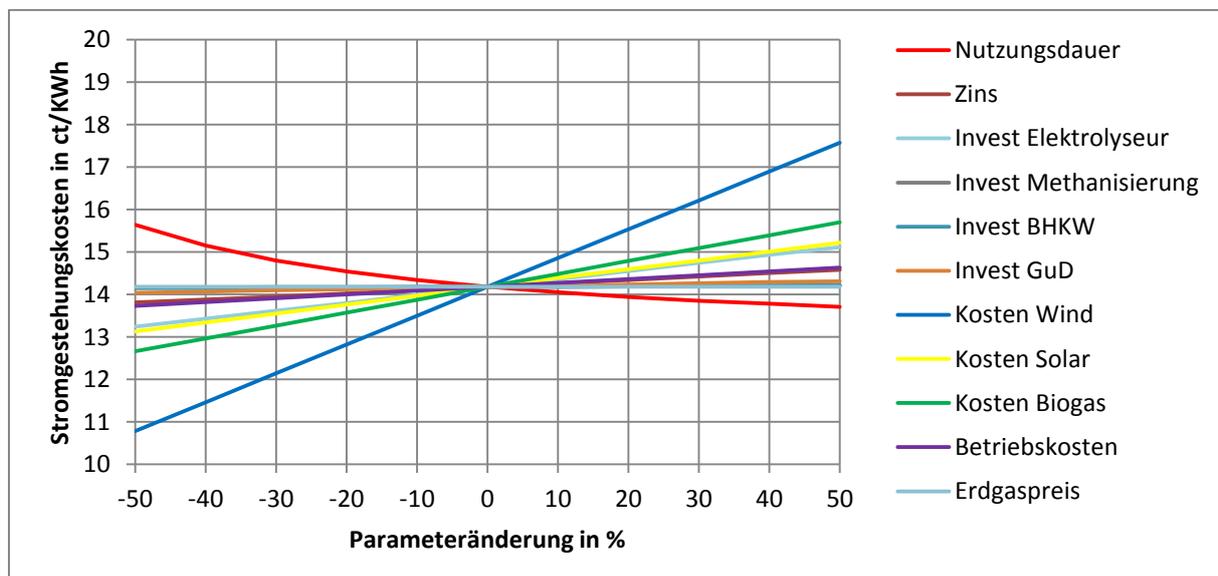
Abbildung 48: Sensitivitätsbetrachtung Stromgestehungskosten Szenario 2 2013 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



12.10.3. Sensitivitätsanalyse Szenario 3

Wesentliche Parameter für die Veränderung der Stromgestehungskosten im Szenario 3 sind die Nutzungsdauer der Anlagen und die Stromgestehungskosten aus Wind-, Sonnen- und Biogasstrom. Auch die Kostenveränderungen des Elektrolyseurs beeinflussen die Stromgestehungskosten etwas stärker. Die Veränderung der Investitionskosten der Anlagen hat dagegen einen wesentlich geringeren Einfluss auf die Stromgestehungskosten.

Abbildung 49: Sensitivitätsbetrachtung Stromgestehungskosten Szenario 3 2013 LK Harburg [Eigene Berechnungen]



12.10.4. Zusammenfassung Sensitivitätsanalyse

Es wurde bereits vorstehend erwähnt, welche Parameter die Strom- und Gasgestehungskosten im PTG/GTP-Verfahren am meisten beeinflussen. Interessant ist in diesem Zusammenhang die Erkenntnis, dass die reinen Produktionskosten für Strom aus Sonne, Wind und Biogas auf die Gesamtkosten weiterhin einen großen Einfluss haben. Diese werden jedoch nicht durch das PTG/GTP-Verfahren beeinflusst. Gleichzeitig lässt sich auch erkennen, dass das Potential zur Kostensenkung im PTG/GTP-Verfahren offensichtlich stark begrenzt ist. Wesentlich ist der Einfluss der Investitionen für die Elektrolyseure und die lange Nutzung aller Anlagen. Investitionskostenänderungen für die biologische Methanisierung fallen dagegen kaum ins Gewicht und auch die Änderungen für Betriebskosten haben nur geringe Auswirkungen.

12.11. Zusammensetzung Stromgestehungskosten 2030

Für eine zukünftige Energieversorgung ist natürlich die Frage von Bedeutung, welches Kostensenkungspotential für eine neue Technologie besteht, um diese zur Marktreife zu bringen.

In der Energiewirtschaft ist es üblich, die Stromgestehungskosten über die Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) zu errechnen. [119] Der Grundgedanke ist, aus allen anfallenden Kosten für Errichtung und Betrieb der Anlage eine Annuität zu bilden und diese der durchschnittlichen jährlichen Erzeugung gegenüberzustellen. Daraus ergeben sich dann die Stromgestehungskosten pro kWh. Die Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten erfolgt auf Basis der Kapitalwertmethode, bei der die Aufwendungen für Investitionen und die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der Laufzeit durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugspunkt gerechnet werden. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt.

In dieser Arbeit wird auf diese Methode verzichtet, da die Erfassung zukünftiger Einnahmen und Ausgaben in diesem fiktiven Szenario schwer zu kalkulieren ist. Stattdessen wird eine rein statische Methode der Kostenentwicklung angewendet, indem einige Parameter in der vorhergehenden Kostenkalkulation verändert werden. Daraus leiten sich dann die Stromgestehungskosten für 2030 ab. Die nachfolgende Tabelle gibt an, wie die Parameter geändert wurden:

Tabelle 55: Änderung Kostenparameter PTG/GTP LK Harburg 2013 zu 2030 [Eigene Berechnungen]

Position		2013	2030
Kosten Biogasstrom	[ct/kWh]	16,00	16,00
Kosten Solarstrom	[ct/kWh]	13,00	10,00
Kosten Windstrom	[ct/kWh]	8,00	6,00
Gemittelte EE-Stromgestehungskosten je nach Szenario	[ct/kWh]	9,25 / 9,94	7,37 / 8,12
Investition Elektrolyseur	[€/KW]	1.000	700
Investition H2-Speicher	[€/m ³]	2.865	3.438
Investition Biologische Methanisierung	[€/m ³]	4.000	4.800
Investition Abgasreinigung	[€/KW]	390	300
Investition CO2-Speicher	[€/m ³]	1.000	1.200
Investition Gaseinspeisung	[€/Nm ³ /h CH ₄]	690	830
Investition CH4-Speicher	[€/m ³]	2.000	2.400
Investition Stromanschluss	[€/km]	400.000	480.000
Investition Gasanschluss	[€/km]	1.000.000	1.200.000
Investition BHKW	[€/KW]	400	480
Investition GuD-Kraftwerk	[€/KW]	500	600
Steuerung	[% der IK]	2,0	2,0
Planung, Engineering	[% der IK]	5,0	5,0
Grundstück	[€/m ²]	50	60
Strompreis	[€/MWh]	25	30
Gaspreis	[€/MWh]	30	45
Betriebskosten (ohne Gas und Strom)	[relativ]	100	120

Die Änderungen der Kosten werden wie folgt begründet:

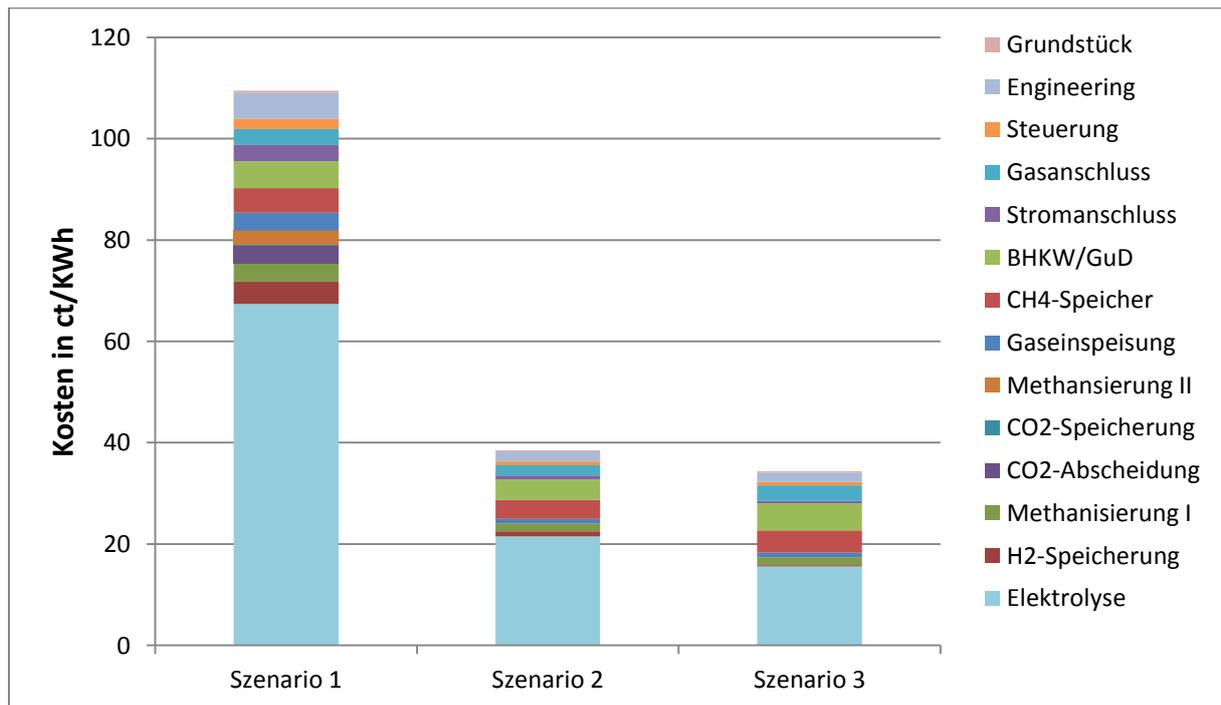
- a) Kosten für EE-Strom: Die Änderungen wurde bereits im Kapitel 12.1.4. erläutert
- b) Investition Elektrolyseur: Eine Senkung der Investitionskosten liegt die Annahme zu Grunde, dass in Zukunft aufgrund höhere Stückzahlen in der Produktion zu geringeren Stückkosten führen. [104]
- c) Investition H₂-Speicher: Die Investitionskosten steigen um 20% aufgrund allgemeiner Kostensteigerung.
- d) Investition Biologische Methanisierung: Die Nachfrage besteht im Wesentlichen im Bau von entsprechenden Stahl- oder Betonbehältern. Hier werden keine Skaleneffekte bei den Investitionskosten mehr erwartet. Deshalb wirken Preissteigerungen von 20%.
- e) Investition Abgasreinigung: Hier werden in Zukunft analog zu den Elektrolyseuren höhere Stückzahlen erwartet, so dass mit einer Kostenreduzierung um 20% zu rechnen ist.
- f) Investition CO₂-Speicher: Die Investitionskosten steigen um 20% aufgrund allgemeiner Kostensteigerung
- g) Investition Gaseinspeisung: Hier wird bereits heute bekannte und bewährte Technik eingesetzt, deshalb sind Skaleneffekte nicht zu erwarten sondern eher allgemeine Preissteigerungen von 20%.
- h) Investition Gasspeicher: Hier gilt Gleiches wie bei der Gaseinspeisung mit 20% allgemeiner Preissteigerung.
- i) Investition Stromanschluss: Hier gilt Gleiches wie bei der Gaseinspeisung mit 20% allgemeiner Preissteigerung.
- j) Investition Gasanschluss: Hier gilt Gleiches wie bei der Gaseinspeisung mit 20% allgemeiner Preissteigerung.
- k) Investition BHKW: Hier wird eine allgemeine Preissteigerung von 20% erwartet.
- l) Investition GuD-Kraftwerk: Hier wird eine allgemeine Preissteigerung von 20% erwartet.
- m) Planung, Engineering: Auch hier werden pauschal die gleichen Prozentwerte für die Zukunft angenommen. Die Kosten steigen oder sinken damit proportional zu den Investitionskosten.
- n) Grundstückspreise: Da der LK Harburg aufgrund seiner Stadtnähe eine Region ist, in der Gewerbeflächen immer nachgefragt werden, kann an dieser Stelle von Preissteigerungen von 20% bis 2030 ausgegangen werden.
- o) Strompreis: Hier handelt es sich um einen Kostenansatz für nicht vermarkteten Strom, der im System selbst benötigt wird. Dieser wurde in 2013 mit 25 ct/KWh angesetzt, in 2030 mit 30 ct/KWh.
- p) Gaspreis: Hier wurde ein allgemeiner Marktpreis für Gas auf der Großhandelsebene angesetzt, der für 2030 mit 45 €/MWh angenommen wird.
- q) Betriebskosten: Hier wird eine allgemeine Preissteigerung mit 20% bis 2030 angenommen.
- r) Inflationsraten wurden nicht berücksichtigt!

Auf die detaillierte Aufstellung der Einzelkosten analog zu den Kapiteln 12.2. bis 12.8. wurde hier verzichtet. Detaillierte Einzelangaben sind den Tabellen 69 - 82 im Anhang zu entnehmen. Die Ergebnisse der Einzelpositionen werden in den nachfolgenden Tabellen und Abbildungen dargestellt:

Tabelle 56: Stromverarbeitungskosten PTG/GTP-Verfahren LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Elektrolyse	[€/MWh]	673,45	215,03	155,92
Elektrolyse	[ct/KWh]	67,34	21,50	15,59
H2-Speicherung	[€/MWh]	44,45	10,21	2,26
H2-Speicherung	[ct/KWh]	4,45	1,02	0,23
Methanisierung I	[€/MWh]	36,28	15,76	15,75
Methanisierung I	[ct/KWh]	3,63	1,58	1,58
CO2-Abscheidung	[€/MWh]	31,45	0,00	0,00
CO2-Abscheidung	[ct/KWh]	3,14	0,00	0,00
CO2-Speicherung	[€/MWh]	1,90	0,00	0,00
CO2-Speicherung	[ct/KWh]	0,19	0,00	0,00
Methansierung II	[€/MWh]	28,43	0,00	0,00
Methansierung II	[ct/KWh]	2,84	0,00	0,00
Gaseinspeisung	[€/MWh]	35,67	8,95	8,95
Gaseinspeisung	[ct/KWh]	3,57	0,89	0,89
CH4-Speicher	[€/MWh]	48,04	37,34	44,11
CH4-Speicher	[ct/KWh]	4,80	3,73	4,41
BHKW/GuD	[€/MWh]	52,99	39,84	52,99
BHKW/GuD	[ct/KWh]	5,30	3,98	5,30
Stromanschluss	[€/MWh]	32,29	8,46	4,76
Stromanschluss	[ct/KWh]	3,23	0,85	0,48
Gasanschluss	[€/MWh]	31,10	19,88	31,10
Gasanschluss	[ct/KWh]	3,11	1,99	3,11
Steuerung	[€/MWh]	20,40	7,76	7,18
Steuerung	[ct/KWh]	2,04	0,78	0,72
Engineering	[€/MWh]	52,03	19,79	18,30
Engineering	[ct/KWh]	5,20	1,98	1,83
Grundstück	[€/MWh]	3,30	2,02	2,22
Grundstück	[ct/KWh]	0,33	0,20	0,22
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	1091,78	385,02	343,54
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	109,17	38,50	34,35

Abbildung 50: Stromverarbeitungskosten PTG/GTP-Verfahren LK Harburg 2030 Szenario 1 - 3 [Eigene Berechnungen]



Die Stromgestehungskosten im PTG/GTP-Verfahren sinken nach diesen Berechnungen bis zum Jahr 2030 je nach Szenario um 11 bis 18% pro KWh. Der wesentliche Kostenträger bleibt auch in Zukunft die Elektrolyse. Daran ändert auch eine Senkung der Investitionskosten um 30% nichts. Strom aus dem PTG/GTP-Verfahren kostet je nach Szenario 34 - 113 ct/KWh. Gegenüber 2013 sind das 4 - 24 ct/KWh weniger oder 11-18%.

Tabelle 57: Gesamtkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Gesamte Investitionskosten	[€]	690.175.187	412.340.159	244.225.063
Summe Kapitalkosten	[€/a]	50.626.414	30.189.691	17.864.127
Summe Betriebskosten	[€/a]	27.355.035	12.733.212	6.616.293
Gesamtkosten Stromproduktion PTG	[€/a]	77.981.449	42.922.903	24.480.420
Stromverbrauch PTG	[MWh/a]	249.860	390.887	249.860
Stromproduktion GTP	[MWh/a]	71.260	111.481	71.260
EE-Erzeugungskosten Stromproduktion PTG	[€/MWh]	1.094,32	385,02	343,54
EE-Erzeugungskosten Stromproduktion PTG	[ct/KWh]	109,43	38,50	34,35
EE-Stromdirektverbrauch	[MWh/a]	825.945	785.724	825.945
Kosten EE-Strom Direktverbrauch	[€/a]	60.877.102	63.805.503	60.877.102
Kosten EE-Strom PTG/GTP-Verbrauch	[€/a]	18.416.181	31.742.370	18.416.181
Kosten EE-Strom Direkt und PTG/GTP Verbrauch	[€/a]	79.293.283	95.547.873	79.293.283
Gesamtkosten Direktverbrauch + PTG	[€/a]	157.274.732	138.470.776	103.773.703
Stromverbrauch	[MWh/a]	897.205	897.205	897.205
Stromgestehungskosten PTG/GTP Gesamtverfahren	[€/MWh]	175,29	154,34	115,66
Stromgestehungskosten PTG/GTP Gesamtverfahren	[ct/KWh]	17,53	15,43	11,57

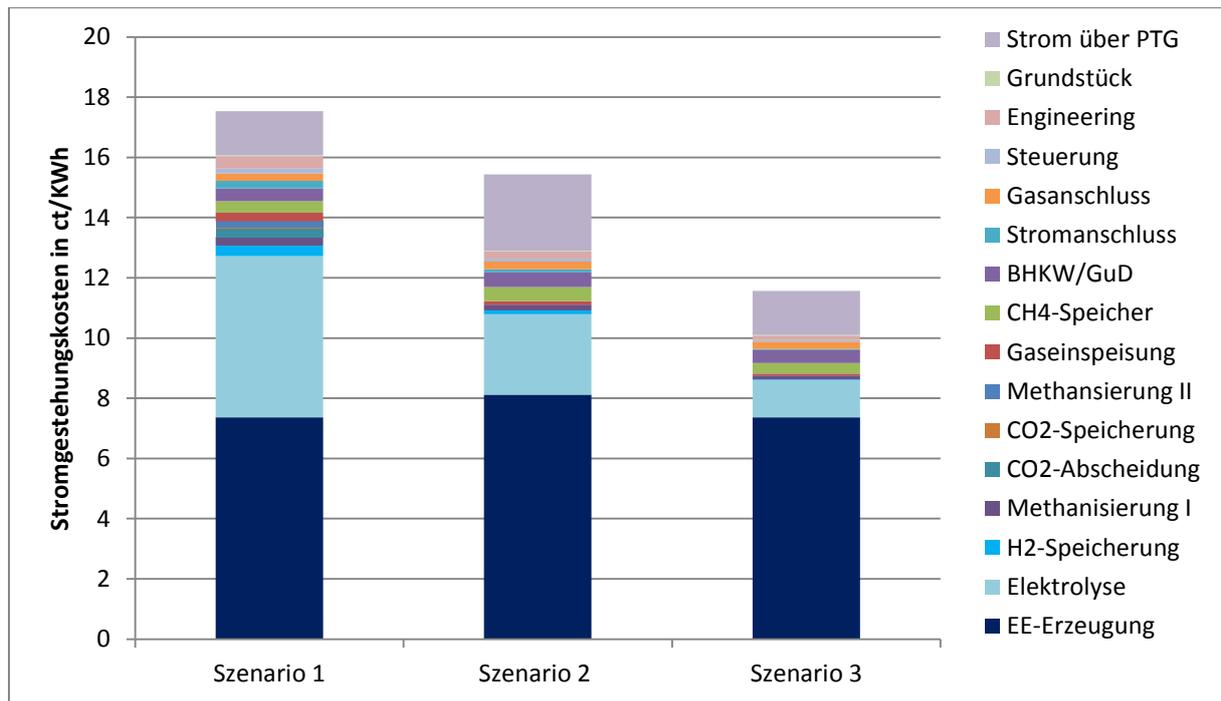
Die Investitionssumme ohne weitere EE-Erzeugungsanlagen (WEA und PVA) betragen je nach Szenario im Jahr 2030 zwischen 244 Mio € und 690 Mio €. Der wesentliche Anteil mit 40 – 60 % entfällt dabei auf die Elektrolyseure, daher rühren auch weiterhin die hohen Stromgestehungskosten. Auch in 2030 gilt, dass durch die entstehenden Kosten des PTG/GTP-Verfahrens die Stromgestehungskosten in einem 100%-igen EE-Szenario deutlich ansteigen. Stromgestehungskosten für Strom aus Braunkohle, Steinkohle und GuD-Kraftwerken werden für 2030 mit 5,5 – 12 ct/KWh angegeben. [104] Es findet also schon eine gewisse Kostenannäherung statt.

Die folgende Tabelle gibt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten incl. der direkten Erzeugung bezogen auf alle verbrauchten KWh wieder.

Tabelle 58: Stromgestehungskosten PTG/GTP Gesamtverfahren + EE-Erzeugung LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
EE-Erzeugung	[ct/KWh]	7,37	8,12	7,37
Elektrolyse	[ct/KWh]	5,35	2,67	1,24
H2-Speicherung	[ct/KWh]	0,35	0,13	0,02
Methanisierung I	[ct/KWh]	0,29	0,20	0,13
CO2-Abscheidung	[ct/KWh]	0,27	0,00	0,00
CO2-Speicherung	[ct/KWh]	0,02	0,00	0,00
Methanisierung II	[ct/KWh]	0,23	0,00	0,00
Gaseinspeisung	[ct/KWh]	0,28	0,11	0,07
CH4-Speicher	[ct/KWh]	0,38	0,46	0,35
BHKW/GuD	[ct/KWh]	0,42	0,50	0,42
Stromanschluss	[ct/KWh]	0,26	0,11	0,04
Gasanschluss	[ct/KWh]	0,25	0,25	0,25
Steuerung	[ct/KWh]	0,16	0,10	0,06
Engineering	[ct/KWh]	0,41	0,25	0,15
Grundstück	[ct/KWh]	0,03	0,03	0,02
Strommeherverbrauch über PTG	[ct/KWh]	1,46	2,53	1,47
Summe	[ct/KWh]	17,53	15,43	11,57

Abbildung 51: Zusammensetzung Stromgestehungskosten LK Harburg 2030 Szenario 1-3 [Eigene Berechnungen]



Es wird deutlich, dass die Stromgestehungskosten in einem EE-System mit PTG/GTP als Speicheroption auch in Zukunft ganz wesentlich von drei Faktoren abhängen:

- den Kosten für die reine Stromproduktion aus Sonne, Wind und Biogas
- den Kosten für die Wasserelektrolyse
- den Kosten für den Mehrverbrauch an Strom aufgrund der Umwandlungsverluste im PTG/GTP-Verfahren

Alle drei Positionen machen zusammen in jedem Szenario mindestens 80% der Kosten aus.

Obwohl je nach Szenario 87 – 92 % des erzeugten EE-Stroms direkt an die Verbraucher geht, ist der technische und finanzielle Aufwand für die relativ geringen Mengen, die als Gas zwischengespeichert und zurück verstromt werden müssen, auch weiterhin enorm hoch.

Die Stromgestehungskosten bezogen auf das Jahr 2030 fallen nach dieser Berechnung im Szenario 1 um 4,16 ct/kWh, im Szenario 2 um 3,28 ct/kWh und im Szenario 3 um 2,58 ct/kWh geringer aus. Hauptursache sind die um ca. 1,8 ct/kWh geringeren EE-Erzeugungskosten und die gesunkenen Kosten für die H₂-Produktion aufgrund gesunkener Investitionskosten für die Elektrolyseure.

Die nachstehende Tabelle gibt den Vergleich noch einmal für die wesentlichen Positionen wieder.

Tabelle 59: Vergleich Gesamtkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2013 zu 2030 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1 2013	Szenario 1 2030	Szenario 2 2013	Szenario 2 2030	Szenario 3 2013	Szenario 3 2030
Elektrolysekosten	[ct/kWh]	7,62	5,35	3,81	2,67	1,76	1,24
EE-Erzeugungskosten	[ct/kWh]	9,25	7,37	9,94	8,12	9,25	7,37
Strommehrverbrauch PTG	[ct/kWh]	1,84	1,45	3,09	2,53	1,85	1,47
davon übrige Kosten	[ct/kWh]	3,98	3,36	1,87	2,11	1,29	1,49
Gesamtkosten	[ct/kWh]	21,69	17,53	18,71	15,43	14,15	11,57

Es zeigt sich, dass auch unter den angenommenen Bedingungen des Jahres 2030 die EE-Erzeugungskosten und die Kosten für die Elektrolyse die wesentlichen Verursacher der Kosten sind. Die anderen Kostenpositionen haben nur einen geringen Anteil an den Stromgestehungskosten. Insgesamt kann man dort wenig Kostensteigerungs-, bzw. Kostensenkungspotential vermuten.

Eine Sensitivitätsanalyse ist an dieser Stelle nicht notwendig, sie würde die gleichen Ergebnisse wie für das Jahr 2013 bringen.

Eine Betrachtung der Kosten für die EE-Methanherzeugung zeigt, dass die Gutschriften für das Methan den Strompreis um 2,32 ct/KWh senkt, wenn das Methan für 45 €/MWh vermarktet werden kann. Der dann mögliche Strompreis von 15,21 ct/KWh ist dann vergleichbar mit dem Szenario 2. Die Kosten für das EE-Methan liegen dann bei 23,44 ct/KWh und damit vermutlich weiterhin erheblich über Marktniveau.

Tabelle 60: Stromkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2030 mit Gutschrift EE-Methan Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

EE-Methanverwertung	Einheit	Szenario 1
Erzeugung EE-Methan	[MWh/a]	462.758
Erlös EE-Methan	[€/MWh]	45
Gutschrift EE-Methan	[€/a]	20.824.110
Gutschrift EE-Methan	[€/MWh Strom]	23,21
Stromkosten Direktverbrauch + PTG/GTP nach Gutschrift EE-Methan	[€/MWh]	152,08
Stromkosten Direktverbrauch + PTG/GTP nach Gutschrift EE-Methan	[ct/KWh]	15,21

Tabelle 61: Gesamtkosten EE-Methan LK Harburg 2030 Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	
Gesamtkosten Szenario 1	[€/a]	157.274.732
Gesamtkosten Szenario 3	[€/a]	103.773.703
Kostendifferenz aufgrund EE-Methanproduktion	[€/a]	53.501.029
Erzeugungsmenge EE-Methan	[MWh/a]	462.758
Produktionskosten EE-Methan PTG	[€/MWh CH4]	115,61
Produktionskosten EE-Methan PTG	[ct/KWh CH4]	11,56
Stromexportmenge	[MWh/a]	746.383
Stromexportwert	[€/a]	55.012.905
Entgangener Nutzen Stromexport Szenario 3	[€/MWh CH4]	118,88
Entgangener Nutzen Stromexport Szenario 3	[ct/KWh CH4]	11,88
Stromkosten EE-Erzeugung nach Szenario 3	[€/MWh Strom]	115,88
Stromkosten EE-Erzeugung nach Szenario 3	[ct/KWh Strom]	11,57
Gesamtkosten Erzeugung EE-Methan	[€/MWh CH4]	234,40
Gesamtkosten Erzeugung EE-Methan	[ct/KWh CH4]	23,44

12.12. Kalkulation Strompreis Verbraucher

Die bisherigen Ausführungen im Kapitel 12 haben die Stromgestehungskosten für elektrische Energie im LK Harburg im Falle einer 100%-igen Versorgung mit EE-Strom unter Nutzung des PTG/GTP-Verfahrens aufgezeigt.

Damit ist aber noch nichts über den Preis ausgesagt, den der Endverbraucher entrichten muss, wenn er diesen Strom bezieht. Es entstehen bis dorthin noch einige andere Kosten, die in der nachfolgenden Tabelle anhand eines Beispiels aufgelistet sind:

Tabelle 62: Strompreis und Strompreiszusammensetzung für ein Standardlastprofil LK Harburg 2013 Anbieter Landenergie im Netzgebiet EWE, FIX-Tarif 2017, Stand 12.3.2014 [112]

Strompreis	ct/KWh	6,350
Netznutzungsentgelt	ct/KWh	5,530
EEG-Umlage	ct/KWh	6,240
KWKG-Umlage	ct/KWh	0,178
Sonderkundenumlage	ct/KWh	0,092
Stromsteuer	ct/KWh	2,050
Konzessionsabgabe	ct/KWh	1,320
Offshore-Haftungsumlage	ct/KWh	0,250
Umlage für abschaltbare Lasten	ct/KWh	0,009
Gesamtarbeitspreis netto	ct/KWh	22,020
Mehrwertsteuer 19%	ct/KWh	4,180
Gesamtarbeitspreis brutto	ct/KWh	26,200

Die Zusammenstellung macht deutlich, dass neben dem eigentlichen Strompreis noch Netznutzungsentgelte sowie etliche Steuern und Abgaben zu entrichten sind. Diese machen über 75% des Endpreises beim Privatverbraucher aus. In dem reinen Strompreis von 6,35 ct/KWh sind außerdem bereits alle Kosten des Stromanbieters enthalten, also neben dem reinen Strombezug über Börsenprodukte auch die Kosten für Regel- und Ausgleichsenergie, Personal, Verwaltung, Finanzierung, Wagnis und Gewinn.

Wird eine regionale Stromversorgung aus EE mit einem entsprechenden PTG/GTP-Verfahren aufgebaut, müssen zu den reinen Stromgestehungskosten ebenfalls die Nebenkosten für den Strombezug kalkuliert werden. Außerdem stellt sich die Frage, ob Steuern und Abgaben ebenfalls in voller Höhe zu kalkulieren wären.

Auch eine dritte wesentliche Frage wäre zu klären: Mit welchen Steuern und Abgaben wären PTG-Anlagen zu belegen, die ihren Strom aus den EE-Anlagen über das vorhandene Stromnetz beziehen? Im ungünstigen Fall wird der durch geleitete Strom aus EE über PTG/GTP zum Verbraucher mit allen diesen Abgaben zweimal belastet.

Bevor also ein endgültiger Strompreis kalkuliert wird, muss zunächst die Frage der Entrichtung von Steuern und Abgaben geklärt werden. Im Folgenden werden die einzelnen Positionen besprochen und eine Wertung vorgenommen:

a) Netznutzungsentgelt: Für den Transport und die Verteilung elektrischer Energie erheben die Netzbetreiber Netznutzungsentgelte, welche ein angeschlossener Verbraucher entsprechend seines Strombezugs bezahlen muss. Geregelt wird die Erhebung durch die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). [113] PTG-Anlagen sind nach dem Energiewirtschaftsgesetz § 118 Absatz 6 für 20 Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit. Es fallen demnach diese Entgelte nur einmalig beim Endverbraucher an.

b) EEG-Umlage: Eine Befreiung von der EEG-Umlage kann nur stattfinden, wenn die zur Speicherung entnommene Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird (§37 Absatz 3 EEG) [114] Dies gilt in den hier betrachteten Szenarien nicht. Deshalb ist die Zahlung der EEG-Umlage bei der Strompreiskalkulation beim Strombezug für PTG-Anlagen zu berücksichtigen, beim Verbraucher sowieso. Eine Befreiung von der Umlage wäre nach §37 Absatz 3 EEG möglich, wenn die Besitzer einer EEG-Anlage gleichzeitig Besitzer einer PTG-Anlage wären, die in räumlicher Nähe dazu steht. Das wäre hier nicht ohne weiteres zu realisieren. Allerdings kann man schon die Frage stellen, ob in einem System mit einer 100%-igen Eigenversorgung aus EE eine EEG-Umlage in Zukunft noch sinnvoll ist und auch rechtlich legitimiert wäre. Für die Strompreiskalkulation 2013 wird das angenommen, für das Jahr 2030 nicht, d.h., dass bei der Strompreiskalkulation für 2030 davon ausgegangen wird, dass keinerlei EEG-Umlage für PTG-Anlagen und Verbraucher zu zahlen ist.

c) Stromsteuer: Elektrische Energie unterliegt in Deutschland dem Stromsteuergesetz. Aus diesem Grund muss auf den elektrischen Energieverbrauch eine Stromsteuer gezahlt werden. Diese beträgt im Jahr 2013 2,05 ct/KWh. In den hier betrachteten Szenarien entfällt diese Steuer, da nach §9a des Stromsteuergesetzes Strom, der für die Elektrolyse entnommen wurde, von der Stromsteuer befreit ist. [115]

d) Konzessionsabgabe: Diese Abgabe wird auf Grundlage des § 46 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von den Kommunen beim regionalen Stromnetzbetreiber (Konzessionär) erhoben. Dieser erhält dafür das Recht, für 20 Jahre Leitungen im Gebiet der Kommunen zu verlegen und zu betreiben. Dieser Vertrag kann nach 20 Jahren neu ausgeschrieben werden, damit können sich die Abgaben dann ändern. Eine Befreiung von dieser Abgabe ist für niemanden möglich.

e) Übrige Umlagen: Alle übrigen Umlagen fallen in der Summe mit 0,53 ct/KWh kostenmäßig weniger ins Gewicht. Diese Umlagen sollten eigentlich in einem Szenario mit 100% EE-Strom auf Dauer nicht mehr erhoben werden müssen. Wenn z.B. keine EE-Erzeugungsanlagen abgeschaltet werden müssen, da der Stromüberschuss sofort in ein PTG-Verfahren geleitet wird, gehen auch keine Einnahmen verloren, die von allen Verbrauchern gemeinsam getragen werden müssen. Es bleibt aber an dieser Stelle abzuwarten, wie die Politik diese Fragen regelt. In dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass diese Umlagen in 2030 nicht mehr erhoben werden.

Auf Basis der gerechneten Kosten und angenommenen Steuern und Abgaben wurde im Folgenden der Strompreis bis zum Verbraucher kalkuliert. Dabei wird unterstellt, dass in diesem System vier selbstständige Unternehmenseinheiten bestehen und zwar:

- die Erzeuger von EE-Strom (PVA, WEA, BGA)
- ein regionaler Verteilnetzbetreiber
- die Betreiber von PTG/GTP-Anlagen
- ein Stromhandelsunternehmen in der Region, das Strom z.T. von den EE-Erzeugungsanlagen direkt kauft, z.T. aber auch über die PTG-Anlagen und diesen an die Verbraucher in der Region vermarktet. Dieses Stromhandelsunternehmen ist damit auch Bilanzkreisverantwortlicher in der Region und besitzt 100% Marktanteil.

Ein Modell mit 100% Marktanteil wurde gewählt, um darstellen zu können, wie hoch die Kosten für den Bürger in der Region wären, wenn die Region tatsächlich zu 100% mit Strom aus EE versorgt würde.

Es wurden ferner folgende Annahmen getroffen:

- Erzeuger von EE-Stromerzeugungsanlagen schlagen 10% Gewinnmarge auf ihre Gesteuerungskosten auf
- Betreiber von PTG/GTP-Anlagen schlagen 10% Gewinnmarge auf ihre Gesteuerungskosten auf
- für Ausgleichsenergie aus der Sekundärregelung und Minutenreserve schlägt das Stromhandelsunternehmen 10% auf die Einkaufs- und Dienstleistungskosten auf
- auf alle entstandenen Kosten schlägt das Stromhandelsunternehmen 10% Marge für Stromtransportverluste (0,17ct/KWh), Verwaltung, Personal, Finanzierung, Wagnis und Gewinn auf
- die Netznutzungsentgelte steigen um 1 ct/KWh, dem liegt die Annahme zu Grunde, dass in Zukunft der Bedarf an Primärregelleistung und –energie steigt und der Ausbau der Stromnetze und deren Betrieb höhere Kosten bedingen

Heutzutage werden von Stromhändlern lediglich 3-5% Zuschlag für die Beschaffung von Regel- und Ausgleichsenergie angesetzt. [116] Man kann davon ausgehen, dass in Szenarien mit einem hohen Anteil von EE-Strom diese Ausgaben zunehmen, weil der Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie zunimmt.

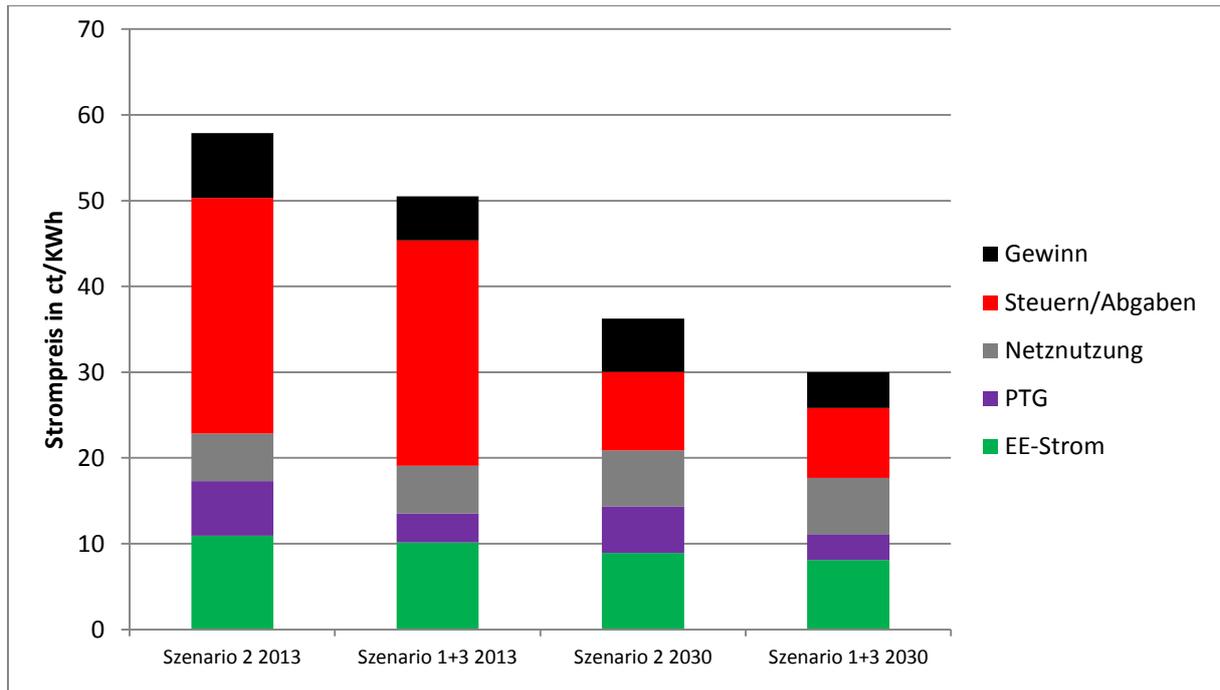
Das Ergebnis der Berechnungen gibt die nachfolgende Tabelle wieder:

Tabelle 63: Kalkulation Stromverkaufspreis 2013 und 2030 LK Harburg mit 100% Strom aus EE und Speicherung per PTG/GTP-Verfahren [Eigene Berechnungen]

		2013	2013	2030	2030
	Einheit	Szenario 2	Szenario 1+3	Szenario 2	Szenario 1+3
EE-Stromerzeugungskosten	[€/MWh]	99,37	92,52	81,21	73,71
Stromeinkaufspreis 10% Gewinn	[€/MWh]	109,31	101,77	89,33	81,08
Stromeinkaufsmenge	[MWh/a]	1.176.985	1.075.805	1.176.985	1.075.805
Stromeinkaufskosten	[€/a]	128.652.699	109.486.826	105.141.247	87.227.345
Kosten PTG	[€/a]	50.974.647	27.395.098	42.922.903	24.480.420
Einkauf PTG m. 10% Gewinn	[€/a]	56.072.111	30.134.607	47.215.194	26.928.462
Einkauf Strom und PTG	[€/a]	184.724.811	139.621.434	152.356.441	114.155.807
Regel/Ausgleichsenergie 10%	[€/a]	18.472.481	13.962.143	15.235.644	11.415.581
Gewinn Stromhändler 10%	[€/a]	18.472.481	13.962.143	15.235.644	11.415.581
Stromverkauf Händler	[€/a]	221.669.773	167.545.721	182.827.729	136.986.968
Strombedarf	[MWh/a]	897.205	897.205	897.205	897.205
Stromverkaufspreis ohne Steuern+Abgaben Strombezug	[ct/KWh]	24,71	18,67	20,38	15,27
Netznutzungsentgelt	[ct/KWh]	0	0	0	0
EEG-Umlage	[ct/KWh]	6,24	6,24	0	0
KWKG-Umlage	[ct/KWh]	0,178	0,178	0	0
Sonderkundenumlage	[ct/KWh]	0,092	0,092	0	0
Stromsteuer	[ct/KWh]	0	0	0	0
Konzessionsabgabe	[ct/KWh]	1,32	1,32	0	0
Offshore-Haftungsumlage	[ct/KWh]	0,25	0,25	0	0
Umlage abschaltbare Lasten	[ct/KWh]	0,009	0,009	0	0
Stromverkaufspreis mit Steuern+Abgaben Strombezug	[ct/KWh]	32,80	26,76	20,38	15,27
Netznutzungsentgelt	[ct/KWh]	5,53	5,53	6,53	6,53
EEG-Umlage	[ct/KWh]	6,24	6,24	0	0
KWKG-Umlage	[ct/KWh]	0,178	0,178	0	0
Sonderkundenumlage	[ct/KWh]	0,092	0,092	0	0
Stromsteuer	[ct/KWh]	2,05	2,05	2,05	2,05
Konzessionsabgabe	[ct/KWh]	1,32	1,32	1,32	1,32
Offshore-Haftungsumlage	[ct/KWh]	0,25	0,25	0	0
Umlage abschaltbare Lasten	[ct/KWh]	0,009	0,009	0	0
Arbeitspreis netto	[ct/KWh]	48,46	42,43	30,28	25,17
Mehrwertsteuer 19%	[ct/KWh]	9,21	8,06	5,75	4,78
Arbeitspreis brutto	[ct/KWh]	57,67	50,49	36,03	29,95
Anteil Steuern+Abgaben	[ct/KWh]	27,44	26,29	9,12	8,15
Anteil Steuern+Abgaben	[%]	48	52	25	27

Das Ergebnis zeigt, wie sich die Stromgestehungskosten in einem 100%-igen EE-Stromversorgungsszenario im LK Harburg entwickeln könnten. Es wäre durchaus möglich, bis zum Jahr 2030 Stromverkaufspreise zu entwickeln, die nahe an den heutigen Preisen liegen. Ganz wesentlich hängt das neben den bereits aufgezeigten Kostenentwicklungen auf der Produktionsseite auch von den erhobenen Steuern und Abgaben in einem solchen System ab. Die beiden letzten Zeilen dieser Tabelle zeugen deutlich, wie hoch deren Anteil ist. Zur besseren Übersicht ist diese Tabelle in der folgenden Graphik zusammenfassend dargestellt. Es sei hier noch angemerkt, dass Netznutzungsentgelte eigentlich zu den Abgaben gehören, da dafür von den Netzbetreibern eine Dienstleistung, nämlich der Transport der elektrischen Energie, getätigt wird. In diesem Entgelt sind auch, wie bereits erwähnt, die Kosten für die Bereitstellung von Primärregelleistung und –energie enthalten.

Abbildung 52: Zusammensetzung Stromverkaufspreis LK Harburg 2013 und 2030 mit 100% Anteil EE-Strom [Eigene Berechnungen]



12.13. Zusatzerlöse

Die Erlöse aller drei Energieversorgungszenarien fallen im Wesentlichen als Erlöse für den Stromverkauf an. Im Szenario 1 ist es außerdem möglich, zusätzlich EE-Methan zu vermarkten. Allerdings wurde nachgewiesen, dass die Produktion nicht wirtschaftlich ist und auch eine Gutschrift der Erlöse aus dem Gasverkauf den Strompreis nicht wirklich senkt.

Auf eine Kalkulation für Kraftstoffverwendung wird in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen. Es ist aber zu vermuten, dass diese nicht wirtschaftlich ist angesichts der hohen Produktionskosten des EE-Methans.

Als ein Nebenprodukt der Wasserelektrolyse fällt Sauerstoff (O_2) an. Dieser könnte eventuell aufgefangen, aufbereitet und vermarktet werden. Auch hier wird auf eine Kalkulation nicht weiter eingegangen.

13. Regionale Energieversorgung mit PTG/GTP im Kontext der Strom- und Gasversorgung

Die hier vorgestellten Szenarien der regionalen Energieversorgung haben vor allem das Ziel einer sicheren Stromversorgung im Fokus. Die Versorgung mit Wärme und Kraftstoff aus der Region LK Harburg ist mit den vorhandenen Ressourcen nicht möglich, wie die B.A.U.M.-Studie nachgewiesen hat. Eine 100%-ige Stromversorgung wäre möglich, wenn die beschriebenen Kapazitäten der erstellt würden. Damit stellt sich die Frage, wie diese Stromversorgung über ein regionales Hybridkraftwerk mit Gasspeicher im Kontext der heutigen Beschaffungsstrategien am Strommarkt zu sehen ist.

13.1. Regelenergie

Die Bereitstellung von Regelenergie, stellt, wie am Anfang dieser Arbeit beschrieben, erhebliche Ansprüche an die beteiligten Akteure. Innerhalb eines regionalen Hybridkraftwerks mit den beschriebenen Kapazitäten erscheint diese Aufgabe schwer erfüllbar zu sein. Rotierende Massen für die Momentanreserve (MR) sind wohl z.B. in WEA und in BHKW und GuD vorhanden, aber da diese Kraftwerke nicht immer im Betrieb sind, können Sie nicht sicher zur Verfügung gestellt werden. Außerdem ist die Frage, ob diese Massen ausreichen, die notwendigen Energiemengen kurzfristig aufzunehmen oder abzugeben.

Auch die Primärregelenergie kann durch ein solches System nicht bereitgestellt werden. Innerhalb von 30 s ist kein Kraftwerk entsprechend zu aktivieren, bzw. kein Elektrolyseur in der Lage, negative Regelleistung zu aktivieren. Nur Kraftwerke, die im Netzbetrieb sind, können Energie aufnehmen oder abgeben. Allerdings befinden sich die Anlagen für PTG oder GTP, wie an den Jahresdauerlinien erkennbar ist, je nach Szenario nur zeitweise im Betrieb.

Für die Sekundärregelenergie wäre eventuell ein Einsatz im System denkbar. Wenn Elektrolyseure im „Stand by“ Modus sind, können sie relativ schnell aktiviert werden und nach 5 min ihre Höchstleistung erbringen, um negative Regelenergie aufzunehmen. GuD-Kraftwerkseinheiten wären in der Lage, zusätzliche positive Regelenergie zu liefern. Die geforderten Leistungsblöcke von 5 MW wären erreichbar, allerdings stellt sich die Frage, ob diese Bedingung in einem eigenen regionalen System überhaupt erfüllt werden müsste.

Die Erbringung von Minutenreserve wäre sicherlich über die BHKW und GuD-Kraftwerke kein Problem, ebenso wenig wie für die Elektrolyseure die Erbringung negativer Regelenergie.

Es lässt sich feststellen, dass dieses regionale Hybridkraftwerk nicht in der Lage wäre, aus sich selbst heraus diese wesentlichen Voraussetzung einer sicheren Stromversorgung zu erfüllen, denn es wird auch in diesem System praktisch nahezu immer zu Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage kommen, eine Anbindung nach Außen für die Beschaffung von Regelenergie ist notwendig.

13.2. Bilanzkreis

Das hier vorgestellte System eines regionalen Hybridkraftwerks muss von seiner Funktionsweise her eigentlich wie ein Bilanzkreis arbeiten, d.h. der Betreiber eines solchen „virtuellen Kraftwerks“ muss selbst einen Bilanzkreis aufbauen und als Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) agieren. Er muss ständig Fahrpläne für Erzeugung und Verbrauch aufstellen und hat für die Region LK Harburg für eine ausgeglichene Bilanz in jeder Viertelstunde zu sorgen. Treten Abweichungen ein, hat er sofort zu reagieren und zunächst über den Austausch mit anderen BKV entsprechende Strommengen auszutauschen. Der BKV muss entsprechende Prognosemodelle für seine Arbeit nutzen. Dabei helfen ihm natürlich die Lastprofile der Region, ein Problem ist aber das Angebot an EE-Strom. Dieses muss er über Wetterprognosen so genau wie möglich erfassen und danach die PTG/GTP-Anlagen entsprechend aktivieren oder in den „Stand by“ Modus bringen.

Damit wird deutlich, dass der BKV eigentlich auch Betreiber des Hybridkraftwerkes sein muss oder aber zumindest mit diesem sehr eng zusammenarbeiten muss. Es wäre zu hinterfragen, wie weit diese Zusammenarbeit im Sinne des „Unbundling“ gehen könnte. Im Grunde fallen hier zumindest Erzeugung und Vermarktung doch wieder eng beisammen. Außerdem macht es Sinn alle Akteure, also Erzeuger, Dienstleister und Verbraucher regional eng miteinander zu verflechten, um das System „Hybridkraftwerk“ optimal zu managen und möglichst kostengünstig zu betreiben.

13.3. Strommarkt

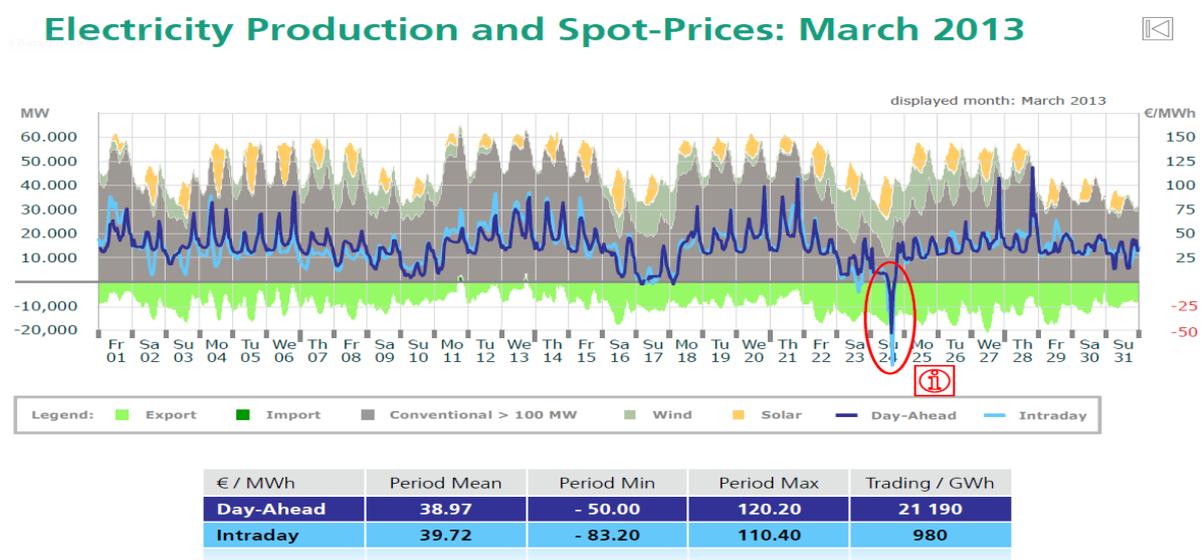
Ähnlich schwierig wie das Management von Regelleistung und Regelenergie und das Bilanzkreismanagement stellt sich für ein solches regionales Hybridkraftwerk der Strommarkt dar. Wenn der Strom regional erzeugt und verbraucht werden soll, dann hat das in erster Linie auch so zu erfolgen, dass die regionale Energie vorrangig genutzt werden muss. Die klassische Strombeschaffung über Termin- und Spotmärkte findet also eigentlich nicht statt. Strom aus dem Hybridkraftwerk hat im Sinne des EEG Vorrang bei der Einspeisung und auch bei der Abnahme! Der zu zahlende Preis ergibt sich aus den dargestellten Kosten des Systems und muss vom Verbraucher bezahlt werden. Es findet also im Grunde kein Markt im Sinne von Angebot und Nachfrage mit einer entsprechenden Preisbildung statt.

Für die Beschaffung an Stelle des Terminmarktes kann der Stromhändler und gleichzeitig BKV sich für die Grundlast nur bei den örtlichen Biogasanlagen bedienen, da diese als einzige im System diese ständig liefern können. Da deren Angebot zu keiner Zeit im Jahr größer als die Last ist, wäre das auch technisch kein Problem. Damit wäre aber der Grundlaststrom paradoxerweise der teuerste Strom, denn Biogasanlagen produzieren den Strom zu höheren Kosten als PVA und WEA. Es gilt dann für den Stromhändler, diese hohen Kosten in den Verkaufspreis hinein zu kalkulieren, analog zu dem im vorhergehenden Kapitel beschriebenen Weg. Will der BKV ansonsten Grundlast bedienen, muss er das über das Hybridkraftwerk regeln und diese Mengen dort ordern.

Alle weiteren Leistungsbänder und Zeitscheiben müssten ebenfalls so beschafft werden. Man kann davon ausgehen, dass der tägliche Bedarf in diesem System noch stärker über den Spotmarkt zu managen wäre, aber auch nur dann, wenn die eigenen Kapazitäten und Mengen an Leistung und Energie nicht ausreichen oder nicht benötigt werden.

Die nachfolgende Graphik zeigt ein weiteres Problem einer autarken Region, die sich prinzipiell vom Marktgeschehen abkoppelt:

Abbildung 53: Stromproduktion und Sportmarktpreise Deutschland März 2013 [117]



In Zeiten hoher Stromüberschüsse kann der BKV eigentlich nicht den Spotmarkt nutzen, um z.B. extrem günstige Stromeinkaufspreise für das PTG-Verfahren zu nutzen. Statt im Extremfall sogar noch Geld für die Abnahme des Stromes zu bekommen, muss er den EE-Anlagen vor Ort immer den vereinbarten Preis zahlen, damit sich das Hybridkraftwerk in seiner Gesamtheit finanziell trägt. Allerdings muss er in Zeiten des Strommangels dann auch keine Spitzenpreise bezahlen. Der BKV kann nur auf die Situation vor Ort reagieren und zwar in erster Linie nur im Sinne einer ausgeglichenen Bilanz zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz und nicht im Sinne eines Marktgeschehens außerhalb der eigenen Region. Andererseits wären die hohen Stromexporte des Szenarios 3 auch nur über den Spotmarkt möglich, insofern wäre eine Teilnahme am Strommarkt auch notwendig. Wie sich Strompreise am Sportmarkt im Intraday – oder Day-Ahead Handel verhalten können, zeigt die obenstehende Abbildung aus dem März 2013. Diese Preisspitzen, die in Zukunft eher zunehmen, wären in den regionalen Strompreis mit einzukalkulieren.

Der BKV soll im Sinne der regionalen Stromversorgung aus EE also das Hybridkraftwerk bevorzugt einsetzen, muss aber gleichzeitig zur Sicherung des Bilanzkreises Teilnehmer an den Beschaffungsmärkten für Spotmarktprodukte, sowie Regel- und Ausgleichsenergie sein. Der Verbraucher vor Ort muss das akzeptieren. Es stellt sich die Frage, ob das in Zeiten liberalisierter Märkte durchzuhalten wäre. Wenn alle Regionen in Deutschland ähnlich agieren würden, wäre das sicher kaum ein Problem.

13.4. EEG

Wie bereits vorstehend beschrieben, agiert ein regionales Hybridkraftwerk ähnlich dem Sinne des EEG. Trotzdem stellt sich die Frage, wie weit das EEG in diesem System noch zur Anwendung kommt. Beispielsweise macht die Einrichtung spezieller EEG-Bilanzkreise dann keinen Sinn mehr, wenn aller EE-Strom eben in einer Region verbleibt und dort gebraucht wird und dort über den regionalen BK geregelt wird. Auch andere Vermarktungsmöglichkeiten des EEG erübrigen sich, wenn das System „Regionales Hybridkraftwerk“ greift.

Interessant ist die Frage, inwieweit das EEG in einem solchen System Verbraucher noch mit der EEG-Umlage belasten sollte. Wenn sich das Hybridkraftwerk aus sich selber heraus in der Region refinanziert, dann ist diese Umlage eigentlich überflüssig. Darauf wurde bereits im vorhergehenden Kapitel der Strompreiskalkulation für den Verkauf hingewiesen.

13.5. Steuern und Abgaben

Analog zum EEG muss man in dem vorgestellten System auch einige andere Steuern und Abgaben hinterfragen. Dies gilt vor allem in Hinsicht auf Abgaben im Sinne der EE. Eine Haftungsumlage für Offshore-Windenergie zu erbringen in einem System, das sich selbst versorgt, macht wenig Sinn, genauso wie die Umlage für abschaltbare Lasten. Diese dürften in einem PTG-System eigentlich nicht anfallen, da keine EE-Anlage abgeschaltet werden muss, wenn überschüssiger Strom unmittelbar in einen Speicher als EE-Methan gegeben wird.

Diskussionswürdig wäre die Sonderkundenumlage, falls einzelne Gewerbe- oder Industriebetriebe im LK Harburg geringere Stromkosten in diesem System bezahlen sollten, damit ihre Wettbewerbsfähigkeit erhalten bleibt.

Zu hinterfragen ist auch, ob die Netznutzungsentgelte in einem regionalen Hybridkraftwerk tatsächlich zweimal berechnet werden dürfen, da nicht davon auszugehen ist, dass die Kosten tatsächlich auch doppelt so hoch sind. Allenfalls die Kosten für die Primärregelenergie dürften hier für Kostensteigerungen sorgen.

Im Sinne der Netznutzungsentgelte könnte man auch über die Konzessionsabgabe nachdenken. Auch hier erscheint es fragwürdig, diese doppelt berechnen zu wollen.

Es stellt sich vor dem Hintergrund der regionalen Erzeugung und Verbrauch auch die Frage, ob nicht auch ein Hybridkraftwerk Eigner oder Nutzer des Strom- und Gasnetzes werden könnte.

Alle Steuern und Abgaben, die Strommengen, die in einen Speicher und von dort später in den Verbrauch gehen, doppelt belasten, wären in diesem System zu hinterfragen. Das gilt auch für die Stromsteuer.

13.6. Genehmigungsrecht

Sämtliche PTG-Anlagen und ein Teil der BHKW für die Rückverstromung sind innerhalb der Organisation eines Hybridkraftwerks gewerbliche Anlagen für die Energieerzeugung. Da die meisten Einrichtungen in unmittelbarer Nähe zu landwirtschaftlichen BGA stehen, kann es sein, dass eine Genehmigung nach dem gültigen Baurecht nicht ohne weiteres möglich ist. Bei landwirtschaftlichen BGA handelt es sich vorwiegend um privilegierte Anlagen im Sinne des § 35 Baugesetzbuch. Für eine Kombination von BGA mit PTG/GTP-Einrichtungen sind also in jedem Fall vorhabenbezogene Flächennutzungs- und Bebauungspläne zu erstellen.

13.7. Gasnetzzugang

Die Infrastruktureinrichtungen für PTG-Systeme sind nach den Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zu genehmigen und zu errichten. Zielsetzung muss es sein, einheitliche Verfahrensgrundsätze und -konzepte für die Planungs- und Genehmigungsprozesse zur Errichtung und zum Betrieb entsprechender technischer Einrichtungen zu gewährleisten. Insbesondere ist ein Rechtsanspruch auf Anschluss von PTG-Anlagen an das Strom- und Erdgasnetz für die Einspeisung der erzeugten Brenngase anzustreben. Die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sollten einen für alle Beteiligten wirtschaftlichen Netzanschluss und Anlagenbetrieb ermöglichen. Die erzeugten Brenngase, H₂ und EE-Methan wären nach dem DVGW-Regelwerk in das deutsche Erdgasnetz einspeisbar. (Analogie zur Biogaseinspeisung).

Aufgrund der Änderungen im EnWG gilt der Teil 6 (Biogas) der Gasnetzzugangsverordnung nunmehr auch für Wasserstoff und EE-Methan aus überwiegend erneuerbaren Energien. Im Hinblick auf den Netzanschluss, Netzzugang, Gasqualität und Bilanzausgleich sind diese Gase gegenüber Erdgas besser gestellt. Die Kosten für den Netzanschluss müssen damit zu 75% vom Netzbetreiber und zu 25% vom Anschlussnehmer übernommen werden. [118]

Hinsichtlich der Gasqualität wurden im Kapitel 11.3.3.7. bereits die Anforderungen genannt. Die eichrechtliche Abrechnung hat durch den Netzbetreiber zu erfolgen.

Gemäß § 20a GasNEV steht dem Einspeiser von als Biogas geltender H₂ und EE-Methan gegen den Betreiber des Netzes, in das Gas eingespeist wird, ein Anspruch auf ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,7 ct/KWh für vermiedene Netzkosten für 10 Jahre ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses zu. Dieser Wert wurde allerdings in der Strompreiskalkulation als Gutschrift nicht berücksichtigt. Auch bei der Kalkulation der EE-Methangestehungskosten müsste hier eigentlich eine Gutschrift stattfinden. Allerdings führt diese Gutschrift bei weitem nicht dazu, dass sich die Wirtschaftlichkeit dadurch entscheidend verbessert. [118]

Die aktuell (2014) geltenden gesetzlichen Regelungen zur Nutzung von EE-Methan in KWK-Anlagen werden hier nicht weiter diskutiert, da in dieser Arbeit bereits darauf hingewiesen wurde, dass das System „regionales Hybridkraftwerk“ den Strompreis als individuellen Strompreis der Region kalkulieren müsste. Die geltenden gesetzlichen Regelungen stehen dem nicht entgegen.

14. Diskussion und Ausblick

Die vorgelegte Arbeit hat aufgezeigt, wie eine Energieversorgung der Region LK Harburg auf Basis der EE in Zukunft aussehen könnte. Ob und wie das umgesetzt werden kann, soll im Folgenden diskutiert werden.

14.1. Datengrundlage

Zunächst einmal ist es wichtig zu betonen, dass die bestehende Datengrundlage für diese Arbeit noch immer mit einigen Unsicherheiten versehen ist. Da regionale Daten aus der Energieversorgung wohl mengenmäßig aber nicht zeitbezogen vorliegen, mussten diese mit gewissen Annahmen errechnet werden. Für die Wärme- und Kraftstoffversorgung wurde darauf verzichtet, da schon über die B.A.U.M.-Studie erkennbar ist, dass die notwendigen Mengen nicht in der Region bereitgestellt werden können. Hier ist man auf Importe angewiesen.

Für die Stromversorgung wurden bundesweite Daten aus der Stromversorgung sowohl für den Verbrauch als auch die Erzeugung genutzt. Das Umrechnen auf die Region LK Harburg ist sicherlich mit gewissen Ungenauigkeiten behaftet. Es ist nicht sicher, ob das Lastprofil in der Region vom Verlauf her auch dem in Deutschland insgesamt entspricht. Hier wurde das unterstellt. Noch mehr gilt das für die Seite der Stromerzeugung. Die Datengrundlage berücksichtigt lediglich den Zeitraum vom 1.7.2012 bis 30.6.2013. Da die Stromerzeugung aus EE aber vornehmlich vom Sonnen- und Windenergieangebot abhängig ist, müssen hier eigentlich mehrjährige Ergebnisse betrachtet werden, um die Aussagen dieser Arbeit zu bestätigen, bzw. die notwendigen Planungsänderungen bei der Dimensionierung eines Hybridkraftwerkes vorzunehmen.

Es wäre demnach wesentlich, ab sofort Daten aus der Stromerzeugung aus EE und Daten des Stromverbrauchs im LK Harburg kontinuierlich über die nächsten Jahre zu erfassen. Damit erhält man dann für die zukünftige Umsetzung des hier vorgestellten Modells die notwendigen belastbaren regionalen Daten und vermeidet Unter- oder Überdimensionierungen.

14.2. Zusätzliche Aspekte der EE-Versorgung

In dieser Arbeit wurden einige andere Aspekte für ein zukünftiges Energieversorgungsszenario nicht berücksichtigt, da deren Einfluss rechnerisch momentan nicht darstellbar ist, bzw. dafür keine belastbaren Daten vorliegen.

Energieverluste, die bei der Erzeugung, Umwandlung und Verteilung von Energie systembedingt auftreten wurden in dieser Arbeit bewertet, aber nur durch Annahmen und theoretische Daten. Es gilt daher auch an dieser Stelle, in Zukunft exakte Daten zu erheben. Die Verluste der einzelnen Abschnitte der Energieversorgungskette können über die Multiplikation der daraus resultierenden Einzelwirkungsgrade den Wirkungsgrad des Gesamtsystems noch beeinflussen. Diese Verluste müssen für eine Planung und Dimensionierung von EE-Erzeugungsanlagen etc. vorher möglichst bekannt sein.

Unklar ist auch, welche Rolle in Zukunft die Nutzung von E-KFZ in einem suburbanen Verdichtungsraum spielen wird. Diese E-KFZ könnten einen Teil des produzierten EE-Stroms direkt aufnehmen und damit den Bedarf an Energieumwandlungen in Gas reduzieren. Andererseits würden sie aber auch einen Teil des benötigten Stroms für Gewerbe und Haushalte entziehen. Damit würde der Bedarf an EE-Erzeugungsanlagen zumindest im Szenario 2 steigen, in den anderen beiden Szenarien nicht. Hier wird die Zukunft zeigen, welche Entwicklungen möglich sind. Für die Planungen eines Hybridkraftwerkes im LK Harburg muss man diese Entwicklung sicherlich beobachten, aber Aussagen dazu sind zum heutigen Zeitpunkt kaum zu machen. Klar ist sicherlich, dass die Gestellung von EE-Methan als Treibstoff für KFZ keine ökonomische Grundlage hat, da die Produktionskosten

einfach zu hoch sind. Es ist nicht zu erwarten, dass sich das in Zukunft deutlich ändert. Dazu müssten die Erdgaspreise extrem in die Höhe gehen, während die Produktionskosten von EE-Strom und EE-Methan gleichzeitig sehr deutlich sinken. Es empfiehlt sich daher, diesen Nutzungspfad nicht weiter zu verfolgen. Ähnliches gilt auch für andere Nutzungspfade der EE-Methanverwendung.

Interessanter ist es sicherlich zu untersuchen, welche Rolle ein Lastmanagement bei der Stromversorgung spielen könnte. Die Einbindung eines flexiblen „Demand Side Managements“ sollte in jedem Fall örtlich untersucht werden. Es gilt schon heute, Verbraucher zu identifizieren, die ihren Strombedarf zeitlich wesentlich variieren könnten. Gerade für die Dimensionierung von Spitzenleistung sowohl für PTG als auch GTP spielt dieser Aspekt eine entscheidende Rolle. Alle belastbaren Daten, die hier im Vorwege erhoben werden können, vermeiden unter Umständen Fehlinvestitionen, erhöhen den Wirkungsgrad des Gesamtsystems und senken somit die Produktionskosten. Für eine Vertriebskalkulation eines Hybridkraftwerkes stellt sich dann natürlich später die Frage, wie entsprechende Verbraucher preislich zu behandeln wären. Eventuell könnten diese Verbraucher auch selbst Teilnehmer im System Hybridkraftwerk sein.

Zuletzt sei noch die Wasserstoffwirtschaft (H_2) erwähnt: Es ist klar, dass in der Produktionskette PTG zunächst H_2 erzeugt wird. In Zukunft wird es eventuell möglich sein, größere H_2 -Mengen direkt in BHKW, GuD-Kraftwerken, KFZ mit Brennstoffzellen oder ins Erdgasnetz direkt zu geben. Die Umwandlung in EE-Methan, die ja mit zusätzlichen Energieumwandlungsverlusten verbunden ist, könnte sich damit zumindest teilweise erübrigen. Das bedeutet für die hier vorgestellten Szenarien in jedem Fall, dass sich einige Anlagenkonfigurationen eventuell erübrigen könnten. Um Fehlplanungen und – investitionen zu vermeiden, sollte dieser Aspekt in jedem Fall beobachtet werden und jede positive Weiterentwicklung an dieser Stelle mit in die Planungen aufgenommen werden.

14.3. Kapazitäten der EE-Stromerzeugung LK Harburg

Die B.A.U.M.-Studie hat aufgezeigt, welche Erzeugungskapazitäten für Energie aus EE im LK Harburg möglich wären.

Seit dem Jahr 2012 wird das regionale Raumordnungsprogramm (RROP) von der Kreisverwaltung neu geschrieben. Ein wesentlicher Aspekt dabei ist die Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung. Es ist deutlich geworden, dass nur über diesen Weg die notwendigen Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden können, wenn der in der Region benötigte Strom auch innerhalb der Region erzeugt werden soll. Leider zeigt sich bereits, dass eine Anzahl von 197 WEA der 3 MW-Klasse nicht realisiert werden kann. Gründe sind die hohe Siedlungsdichte und die dort weiterhin möglichen Entwicklungen, aber auch der hohe Anteil an Waldgebieten und Naturschutzgebieten in der Region. Außerdem werden gerade in den windreichen Regionen im LK keine WEA gebaut werden können, da dort die Vogelwelt einen klaren Vorzug genießt. Die vom Bundesverband Windenergie in seiner 2010 verfassten Studie aufgezeigten 2% Flächen für die Windenergienutzung in Deutschland sind auf den LK Harburg offensichtlich nicht übertragbar. Diese Studie hat aber B.A.U.M. für die Errechnung des Windenergiepotentials mit herangezogen.

Für eine 100%-ige Stromerzeugung aus EE wurde in dieser Arbeit eine Anzahl von 111 WEA mit einer installierten elektrischen Leistung von jeweils 3 MW errechnet. Es käme im Zuge der Festschreibung des RROP im Jahr 2014/2015 darauf an, entsprechende Flächen für diese Anzahl von WEA zu schaffen. Das erscheint immer noch recht ambitioniert. Gelingt das nicht, wird es schwierig, das gesteckte Ziel zu erreichen. Nur wenn die Niedersächsische Landesregierung per Gesetz auch die Windenergienutzung im Wald ermöglichen würde, könnte man an dieser Stelle das Problem entschärfen. Es sollte deshalb Aufgabe aller Landkreise in Niedersachsen sein, die Landesregierung soweit zu bringen, dass hier Möglichkeiten, wie in fast allen anderen Bundesländern, geschaffen werden.

Eine Ausweitung der BGA macht keinen Sinn, da die Flächenkonkurrenz untereinander wegen der Rohstoffbeschaffung und der übrigen Landwirtschaft unnötige Konflikte in der Landwirtschaft selbst auslösen würde. Das war bereits in der Vergangenheit gelegentlich der Fall, wenn BGA in den Jahren 2009 bis 2011 unter den Regelungen des EEG 2009 gebaut wurden. Untersuchen könnte man aber noch, welches Rohstoffpotenzial über die Abfallwirtschaft noch für BGA besteht. Das wäre über die Abteilung Abfallwirtschaft des LK Harburg sicherlich möglich. Dieses Potential wird allerdings sehr häufig von der Kommunalpolitik überschätzt. Es dürfte kaum ausreichen, um mehr als 1 MW elektrische Leistung zusätzlich installieren zu können.

Die Installation von PVA müsste sehr stark zunehmen. Nach den aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Frühjahr 2014 erscheint das kaum möglich. Hier wäre der bundesweite Gesetzgeber gefragt, entsprechende Regelungen zu erlassen, die die Eigenstromerzeugung interessant machen. Dabei müsst der Staat aber auf einige Einnahmen über Steuern und Abgaben verzichten. Das erscheint zumindest fraglich. Der LK Harburg selbst kann hier wenig beeinflussen. Einzig die Installation eines größeren Solarkraftwerks wäre zu überlegen.

14.4. Einbindung Biogasanlagen

Erkennbar wird in dieser Arbeit, dass den örtlichen Biogasanlagen als Wärme- und vor allem CO₂-Lieferant eine herausragende Stellung in einem möglichen Hybridkraftwerk mit EE-Methan als Speicheroption zukommt. Ohne diese Anlagen wäre das Konzept nicht umsetzbar! Deshalb sollte ein Hauptaugenmerk auf die Entwicklungsmöglichkeiten dieser Anlagen geworfen werden.

Es empfiehlt sich beispielsweise neben der Einbindung dieser Anlagen für die Bereitstellung von positiver Regelenergie auch über die Bereitstellung von negativer Regelenergie durch den Einsatz von Elektrolyseuren nachzudenken, die den erzeugten Wasserstoff dann in den Biogasfermenter geben, um dort die Methankonzentration zu erhöhen. Eventuell wäre auch ein Einsatz der „in situ“-Lösung denkbar, indem überschüssiger Strom direkt in den Fermenter gelangt. Allerdings muss man auch betonen, dass es sich bei diesen Entwicklungen noch um wirkliches Neuland handelt, das betreten wird. Es empfiehlt sich daher zunächst, ein oder zwei BGA in ein Versuchsprogramm aufzunehmen, um die möglichen Potentiale und Schwierigkeiten zu erforschen, bevor hier Planungs- und Investitionsentscheidungen im großen Stil getroffen werden. Diesen Versuchsanlagen kommt damit eine herausragende Bedeutung zu, um Fehler zu vermeiden. Man sollte damit allerdings auch zeitnah beginnen, da davon auszugehen ist, dass diese Versuche einige Jahre Zeit in Anspruch nehmen werden.

Der biologischen Methanisierung wird in dieser Arbeit eindeutig der Vorzug gegeben, weil sie deutlich weniger Investitionen verlangt und in der Handhabung der Sabatier-Reaktion wesentlich einfacher erscheint. Aber es handelt sich um eine Technologie, die bislang nur im Labormaßstab erforscht wird. BGA im LK Harburg sollten sich daher um Versuchsprojekte für die Praxis bewerben. Möglicherweise könnte hier die Kreispolitik Unterstützung geben.

Jede BGA ist auch hinsichtlich ihres aktuellen Wärmekonzepts zu überprüfen. Es ist die Frage zu beantworten, wie die jeweiligen Anlagen in Zukunft ihr Wärmekonzept entwickeln wollen. Ein gewisser Anteil an Wärme wäre für die Vorwärmung der Elektrolyseure und für die Beheizung der biologischen Methanisierung notwendig und darf nicht extern an Dritte abgegeben werden.

14.5. Technische Entwicklungen

Unabhängig von der individuellen Situation im LK Harburg gilt es einige technische Entwicklungen im Bereich der EE zu beobachten und zu hinterfragen, wie weit diese in der Region genutzt werden können, bevor geplant und investiert wird.

Auf die Möglichkeiten des Demand Side Managements und der E-KFZ Nutzung wurde bereits hingewiesen.

Entscheidend ist aber auch, ob die in dieser Arbeit angesetzten Kosten für die EE-Stromerzeugung vor allem aus Windenergie auch erreicht werden können. Diese Frage kann aber nur die Industrie beantworten. Dies gilt es, im Fokus zu behalten.

Ähnliches gilt für die Kosten der Elektrolyse und hier vor allem für die Investitionskosten. Diese müssen deutlich fallen! In dieser Arbeit wird von einer Kostensenkung von 30% bei der Investition ausgegangen. Gelingt das nicht, wird es schwierig, ein PTG-Verfahren wirtschaftlich darzustellen. Es dürfte interessant sein, wie sich die Lernkurve in diesem Fall auf die Investitionskosten auswirken wird. [104]

Entscheidend für das Gelingen des PTG-Verfahrens ist aber auch das Verfahren der Methanisierung. Dieses gilt bislang nicht als praxisreif. Wenn es nicht gelingt, hier ausgereifte und kostengünstige Verfahren zu entwickeln, scheitert das System! Die katalytische Methanisierung wird in dieser Arbeit eindeutig verworfen, eindeutig zu hoch erscheinen die Investitionskosten [106] und zu aufwendig erscheint die Steuerung des Sabatierprozesses. In dieser Arbeit wurden die Kosten für die biologische Methanisierung mit 1,3 ct/KWh erzeugtem Strom angenommen, das erscheint per katalytische Methanisierung auch nicht annähernd erreichbar. [106] Entwicklungen in diesem Bereich sollten genauestens verfolgt werden. Gelingt es nicht, ein entsprechendes Verfahren zu entwickeln, muss zumindest der Anteil der H₂-Nutzung als Energieform noch stärker forciert werden.

14.6. Einbindung in die Stromversorgung und den Strommarkt

In den Ausführungen des Kapitel 13. wird deutlich, dass es äußerst schwierig ist, ein regionales Hybridkraftwerk im Sinne einer autarken regionalen Stromversorgung aus EE nach Szenario 2 unter Ausschluss der Regeln der allgemein üblichen Strombeschaffung und des Strommarktes zu betreiben. Es kann kaum gewährleistet werden, dass die Stromversorgung immer sichergestellt werden kann, ohne dass es bei der Netzfrequenz zu Abweichungen kommt. Das hätte möglicherweise für Industrie- oder Gewerbebetrieb, die hohe Ansprüche an die Stromversorgung wegen ihrer Produktionsprozesse stellen, fatale Auswirkungen. Das hier vorgestellte System kann selbst in sich keine Möglichkeiten zur Aufrechterhaltung der Momentanreserve und der Primärregelleistung bieten. Selbst für die Sekundärregelleistung ist das schwierig.

Außerdem kann man die Verbraucher nicht von Märkten für Energie ausschließen, nur um ein eigenes, wahrscheinlich teureres Kraftwerk zu betreiben. Das ist nicht vermittelbar, bzw. würde nur funktionieren, wenn andere Regionen ähnlich arbeiten.

Es empfiehlt sich deshalb auch mit der Einrichtung eines regionalen Hybridkraftwerkes auf keinen Fall auf die Anbindung an andere Systeme und Märkte zu verzichten. Je größer das Gesamtsystem an dieser Stelle ist, desto größer ist die Sicherheit einer stabilen Netzfrequenz. Es empfiehlt sich also in jedem Fall das System „Regionenverbund“ im Sinne der UBA-Studie zu verfolgen und Energiemengen mit anderen Regionen auszutauschen. Im Grunde sollte man also eine Mischung aus Szenario 2 und 3 verfolgen, indem man auf weitest gehende Autarkie setzt, aber die Sicherheit eines großen Stromnetzes nutzt.

Das Szenario 1 wird in dieser Arbeit als nicht durchsetzbar ausgeschlossen. Die Gründe dazu wurden unter 14.2. und einigen anderen Stellen erläutert.

14.7. Organisation Hybridkraftwerk

Sollte ein Hybridkraftwerk in der Region LK Harburg realisiert werden, muss überlegt werden, wer die Akteure in einem solchen Energieversorgungsverbund sein könnten und welche Aufgaben diese haben. Im Sinne der heutigen Gesetzeslage müssen alle Akteure für Erzeugung, Transport und Vermarktung rechtlich voneinander getrennte Einheiten darstellen. Man kann darüber diskutieren, ob das in diesem Fall auch sinnvoll wäre. Dies ist aber keine Frage, die die Region unmittelbar beantworten kann, sondern die der Gesetzgeber für solche Projekte beantworten muss.

An dieser Stelle können nur eine Empfehlungen und Anregungen gegeben werden, was zu tun wäre.

Es liegt nahe, die Beteiligung des Bürgers in einem solchen System zu ermöglichen. Gerade wenn die regionale Autarkie möglicherweise zu höheren Kosten als im Markt führen sollte und der Bürger diese akzeptieren soll, kann es sinnvoll sein, ihn bei der Wertschöpfung, also am Gewinn zu beteiligen. So würde er zumindest seine höheren Energiekosten über eine Dividende wieder z.T. zurück erhalten. Eine Bürgerbeteiligung macht auch deshalb Sinn, weil der Ausbau der Windenergie vor Ort an einigen Stellen zu Konflikten mit der Bevölkerung führen wird, wie sich das im Frühjahr 2014 bereits abzeichnet. Bürgerbeteiligungen empfehlen sich als Erstes bei der Investition in Windparks.

Koordinator aller Maßnahmen könnten die beiden Stadtwerke in Buchholz und Winsen sein. Beide verfügen auch heute bereits über ein gewisses Know-How bei der Energiebeschaffung und – bereitstellung. Es gilt, diese Erfahrungen zu nutzen. Alle Fragen der Strom- und Gasnetznutzung könnten ebenfalls an dieser Stelle bearbeitet werden.

Ganz wesentlich ist aber, die Landwirtschaft in dieses System zu integrieren, denn ohne diese wird ein regionaler Energieversorgungsverbund nicht gelingen. Landwirte sind in der Regel die Eigentümer und Bewirtschafter der vorhanden BGA mit Ausnahme der BGA Buchholz (diese wird allerdings auch von Landwirten mit Rohstoffen beliefert), sie sind die Eigentümer der Flächen für Windenergieanlagen und sie verfügen über große Dachflächen auf ihren Wirtschaftsgebäuden für die PV-Nutzung. Außerdem sind die Landwirte in vielen Fällen auch diejenigen, die Strom- und Gasleitungen auf ihren Grundstücken dulden müssen. Ohne eine entsprechende Einbindung der Landwirtschaft unter Wahrung ihrer Interessen werden die Einrichtung und der Betrieb eines hier dargestellten Hybridkraftwerks und damit eine weitestgehend autarke EE-Versorgung im LK Harburg in Zukunft nicht möglich sein. Dies gilt es unbedingt zu berücksichtigen.

15. Quellenverzeichnis

- [1] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Seite 1; Winsen/L, 18.07.2012
- [2] Berndt, H. et al.: TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Berlin 2007
- [3] www.regelleistung.net: Website der ÜNB, Regelleistungen, Ausschreibungen, abgerufen 3.1.2014
<https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>
- [4] Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und – beschaffung im liberalisierten Markt: 9.1.5 Regel- und Ausgleichsenergie. Springer-Verlag, Berlin 2007
- [5] www.regelleistung.net: Website der ÜNB, Regelleistungen, Ausschreibungen; abgerufen 3.1.2014
<https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>
- [6] www.regelleistung.net: TransmissionCode 2007 „Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; abgerufen 3.1.2014
<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal>
- [7] Umweltbundesamt: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Seite 99; Dessau-Roßlau 2010
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung): StromNZV, 2012
<http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze.did=172464.html>
- [9] Roon, S.: Der Markt für Regelleistung- technische und wirtschaftliche Aspekte, Energiewirtschaftliches Seminar, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.; München, 29.1. 2007
- [10] www.energieverbraucher.de: Regelenergie; abgerufen 4.1.2014
http://www.energieverbraucher.de/files_db/regelausgleich.jpg
- [11] Hunger, R. und Schaper, A.: Vorlesung Energiehandel; Akademie für erneuerbare Energien Lüchow Dannenberg Wintersemester 2010/2011
- [12] European Energy Exchange (EEX), Leipzig: Website der EEX, Produkte; abgerufen 4.1.2014
<http://www.eex.com/de/produkte>
- [13] European Energy Exchange (EEX), Leipzig: Website der EEX, Stundenkontrakte Spotmarkt; abgerufen 4.1.2014
<http://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/auktion#!/2014/04/04>
- [14] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus: AusglMechAV 2010
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/SiteGlobals/Forms/Suche/Servicesuche_Formular.html?n=265840&resourceId=345228&input_=265840&pageLocale=de&templateQueryString=ausgleichsmechanismus&sortString=-score&submit.x=0&submit.y=0

- [15] Eckpunkte der EEG-Novelle sowie sonstige Neuerungen für erneuerbare Energien, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; abgerufen am 4.1.2014
http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2009/BJNR207410008.html#BJNR207410008BJNG000100000
- [16] EUWID (EUWID Neue Energien), 8. April 2013, Gemeldete Leistung überschreitet 30 GW; abgerufen 4.1.2014
<http://www.euwid-energie.de/news/neue-energien/einzelansicht/Artikel/direktvermarktung-gemeldete-leistung-ueberschreitet-30-gw.html>
- [17] Umweltbundesamt: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Seite 62; Dessau-Roßlau 2010
- [18] Bundesregierung: Website der Bundesregierung, Berlin, 2013
<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/01/2014-01-17-energiewende-modell-europa.html>
- [19] Fraunhofer IWES: Gutachten „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes“, Seite 8-9; Kassel Februar 2011
- [20] Specht, Michael: Vortrag „Power-To-Gas: Speicherung erneuerbarer Energien im Erdgasnetz“, 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Seite 8; Staffelstein, 01.03.2012
- [21] Strategieplattform Power To Gas: Website der Deutschen Energieagentur (DENA), Berlin 2012; abgerufen 21.03.2013
<http://www.powertogas.info/strategieplattform/positionen/thesenpapier-technik-und-technologieentwicklung.html>
- [22] Fraunhofer IWES: Gutachten „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes“, Seite 11-12; Kassel, Februar 2011
- [23] Fraunhofer IWES: Gutachten „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes“, Seite 12; Kassel, Februar 2011
- [24] Höflich, B. et al.: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien: Abschlussbericht, DENA; Berlin, 2010
- [25] Sauer, D.U.: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung, Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe; RWTH Aachen 2006
- [26] EON: Website der EON AG, Kraftwerkssuche; abgerufen 23.12.2013
<https://www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/asset-finder/huntorf-power-station.html>
- [27] www.Wikipedia.org: Druckluftspeicherkraftwerk; abgerufen 23.12.2013
<http://de.wikipedia.org/wiki/Druckluftspeicherkraftwerk>
- [28] BINE Informationsdienst: Website des BINE Informationsdienst, Druckluftspeicherkraftwerke; abgerufen 23.12.2013
<http://www.bine.info/themen/publikation/druckluftspeicher-kraftwerke/>
- [29] Max-Planck-Institut für Plasmaphysik: Website des Instituts, Newsletter Ausgabe 01/2008, Stromspeicher Teil 2; abgerufen 23.12.2013
<http://www.ipp.mpg.de/14684/suchergebnis?utf8=%E2%9C%93&searchfield=Druckluftspeicher>

- [30] Neostore Batteriespeicherkraftwerk: Website Neovoltaic; abgerufen 23.12.2013
http://www.neovoltaic.com/de/produkte/neostore_compact
- [31] Solarserver: Website der Solarserver.de, Stromspeicher; abgerufen 23.12.2013
<http://www.solarserver.de/themenkanaele/stromspeicher.html>
- [32] Hundt, M. et al.: Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung; Universität Stuttgart Oktober 2010
- [33] www.Wikipedia.org: Schwungradspeicherung; abgerufen 23.12.2013
<http://de.wikipedia.org/wiki/Schwungradspeicherung>
- [34] Valentin, F. und Bredow, H.: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 61. Jahrgang Heft 12, Seite 99-105; 2011
- [35] Fraunhofer IWES: Gutachten „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes“, Seite 18; Kassel Februar 2011
- [36] Krajete, Alexander: pitches Bio Power Storage Cleantech Startup Greenthitan, Vortrag beim EcoSummit; März 2011
- [37] www.scinexx.de: Neues Power-to-Gas-Verfahren: Elektrolyse direkt in der Biogasanlage; abgerufen 20. September 2013
<http://www.scinexx.de/wissen-aktuell-16678-2013-09-20.html>
- [38] Fraunhofer ISE Presseinformation: Strom-Erdgas-Speicher"; abgerufen am 27. Dezember 2013.
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen>
- [39] Sterner, Michael und Schmidt, Jürgen (Hrsg.): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. kassel university press, Renewable Power Methane – solution for renewable power integration and energy storage, Seite 104–126; Kassel 2009
- [40] Krajete, Dr. Alexander, Krajete GmbH: „Intermittierende Stromspeicherung mit Krajete“, Vortrag 2. Forum Power-To-Gas von OTTI; Regensburg, 10. September 2013
- [41] Reuter, Dr. Monika, MicrobEnergy GmbH: Integration von p2g in Biogas/Kläranlagen-Technologie und Wirtschaftlichkeit, Vortrag 2. Forum Power-To-Gas von OTTI; Regensburg, 10. September 2013
- [42] Fraunhofer IWES: Gutachten „Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes“, Seite 18; Kassel Februar 2011
- [43] Canzler, Weert und Knie, Andreas: Schlaue Netze. Wie die Energie- und Verkehrswende gelingt. Seite 47; München 2013
- [44] Strategieplattform Power To Gas: Website der Deutschen Energieagentur (DENA), Berlin 2012 DENA; abgerufen 27.12.2013
<http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte/demonstrationsanlage-der-thuega-gruppe.html>;

- [45] Britisches Brennstoffzellenauto ist Open Source, 17.06.2009. Website der Golem.de; abgerufen am 27. Dezember 2013.
<http://www.golem.de/0906/67826.html>
- [46] Mercedes S-Klasse für 2025, Website der Daimler-Benz AG; abgerufen am 27. Dezember 2013.
http://www.mercedes-benz.de/content/germany/mpc/mpc_germany_website/de/home_mpc/passengercars.flash.skipintro.html
- [47] DVGW: Website des DVGW, Power-To-Gas Landkarte; abgerufen 27.12.2013
<http://www.dvgw-innovation.de/presse/power-to-gas-landkarte/>
- [48] Sauer, Uwe: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung; Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe , RWTH Aachen, Datum unbekannt
- [49] Sauer, Uwe et.al.: Überblick zum Potential und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien; Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe ; RWTH Aachen September 2012
- [50] Strategieplattform Power To Gas: Website der Deutschen Energieagentur (DENA), Berlin, Strom in Gas umwandeln; abgerufen 28. Dezember 2013
<http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html>
- [51] Seemann, Torsten; Siemens AG Hamburg: Vortrag „Power-to-Gas, Entwicklungsstand und Marktbedingungen“; HAW, Woche der Energie 2012
- [52] www.elektrolyse.de: ELT: Pressure Electrolyser Based on the LURGI System; abgerufen 27. Dezember 2013 http://elektrolyse.de/wordpress/?page_id=38
- [53] Schmidt, V.M.: Elektrochemische Verfahrenstechnik: Grundlagen, Reaktionstechnik, Prozessoptimierung, Wiley-VCH; Weinheim 2003
- [54] Smolinka, T.et.al.: Stand und Entwicklungspotential der Wasserstoffelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: Kurzfassung des Abschlussberichtes NOW Studie; Freiburg 2011
- [55] Brooks, K.P. et al.: Methanation of carbon dioxide by hydrogen reduction using the Sabatier process in microchannel reactors, Chemical Engineering Science, 62(4), Seite 1161-1170; 2007
- [56] Bajohr, S. et al.: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur, gwf-Gas, Erdgas, Seite 200-210; April 2011
- [57] Sterner, M.: Pressemitteilung: Bioenergy and renewable power methan in integrated 100% renewable energy systems: Limiting global warming by transforming energy systems; 2009
- [58] Krajete, A.: Breakthrough technology for renewable energy storage: Green tech process – CO₂ a new revolutionary dimension of energy storage!; Austria 2011
- [59] Klinski, S.: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz: Studie, 2.Auflage; Gülzow 2006
- [60] Website der Jauslin Stebler Ingenieure AG: Röhrenspeicher Etziken termingerecht in Betrieb; abgerufen 28. Dezember 2013; <http://www.jsag.ch/Roehrenspeicher>

- [61] Gaswerk Augsburg: Website des Gaswerk Augsburg, Funktionsweise eines Röhrenspeichers; abgerufen 28. Dezember 2013
<http://www.gaswerk-augsburg.de/roehre.html>
- [62] Strauß, Karl: Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen; 6., aktualisierte Auflage 2006, S. 343 ff, Springer Verlag
- [63] Website von RWE; abgerufen 31.12.2013
www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/17060/data/17066/2722/rwe-power-ag/standorte/kernkraftwerke/kkw-emsland/links-und-downloads/Down2.pdf
- [64] General electric: Website von General electric, product and services, Gas-Turbines Heavy Duty; abgerufen 31.12.2013
http://www.ge-energy.com/products_and_services/products/gas_turbines_heavy_duty/
- [65] GE Power and Water: Website GE Power and Water, products; abgerufen 31.12.2013
http://www.ge-energy.com/about/power_water.jsp
- [66] www.wikipedia.de, Blockheizkraftwerk; abgerufen 31.12.2013
<http://de.wikipedia.org/wiki/Blockheizkraftwerk>
- [67] Strategieplattform Power To Gas: Website der Deutschen Energieagentur (DENA), Berlin: Standortfaktoren für die Nutzung der Systemlösung Power-to-Gas, 22.Mai 2012; abgerufen 25. April 2013
<http://www.powertogas.info/strategieplattform/positionen/thesenpapier-standortfaktoren.html>
- [68] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Seite 5; Winsen/L, 18.07.2012
- [69] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Seite 9; Winsen/L, 18.07.2012
- [70] ENTSO-E: Website der ENTSO-E, Brüssel: MONTHLY CONSUMPTION OF A SPECIFIC COUNTRY FOR A SPECIFIC RANGE OF TIME; abgerufen 11.1.2014
<https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>
- [71] Hoffschmidt, B. et.al.: Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger-Energiestudie, Solar-Institut Jülich, Seite 16; August 2009
- [72] Auskunft von Stefan Möller, Tennet Netzfürung, Bayreuth, per E-Mail am 15.1.2014
- [73] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Seite 10; Winsen/L, 18.07.2012
- [74] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow: Website der FNR, Entwicklung und Prognose Kraftstoffverbrauch Deutschland bis 2025; abgerufen 20.1.2014
<http://mediathek.fnr.de/catalog/product/gallery/id/38/image/77/>
- [75] www.transparency.eex.com: Website der EEX, Leipzig : Tatsächliche Produktion Strom Konventionell, Wind, Solar; abgerufen 10. und 11.11.2013
<http://www.transparency.eex.com/de/>

- [76] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Seite 17; Winsen/L, 18.07.2012
- [77] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Seite 20; Winsen/L, 18.07.2012
- [78] Maschinenring Harburg e.V., Buchholz: Mündliche Auskunft vom 20.1.2014
- [79] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Seite 23; Winsen/L, 18.07.2012
- [80] Landkreis Harburg, Stabsstelle Klimaschutz: Erneuerbare Energien 2011 LK Harburg, Seite 5; Juni 2012
- [81] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Zusammenfassung der Daten; Winsen/L, 18.07.2012
- [82] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Seite 4; Winsen/L, 18.07.2012
- [83] Röpken, Cord, B.A.U.M. Consult: „Energiekonzept Landkreis Harburg“, Zwischenbericht für den Umweltausschuss, Seite 14; Winsen/L, 18.07.2012
- [84] Umweltbundesamt: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Seite 42-43; Dessau-Roßlau 2010
- [85] Umweltbundesamt: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Seite 78; Dessau-Roßlau 2010
- [86] www.et-energie-online.de: von Schnurbein, Dr. V.: Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Recht, Technik und Umwelt; Frankfurt a.M.; abgerufen 11.2.2014
- http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CEMQFjAA&url=http%3A%2F%2Fet-energie-online.de%2FPortals%2F0%2FPDF%2Fzukunftfragen_2012_03_etredaktion.pdf&ei=HZo9U_S0IMGVtQbm6oCwBA&usq=AFQjCNHo6GGsCiGpTXCn6VhBRAPITaS_Ug
- [87] www.wikipedia.org: Hybridkraftwerk; abgerufen 31.1.2014
<http://de.wikipedia.org/wiki/Hybridkraftwerk>
- [88] Vielhauer, Armin: Vorlesung „Versorgungsnetze für Wärme., Strom und Gas“; Akademie für Erneuerbare Energien, Lüchow Dannenberg Sommersemester 2010
- [89] www.wikipedia.org: CO₂ – Abscheidung und – speicherung; abgerufen 25.2.2014
http://de.wikipedia.org/wiki/CO2-Abscheidung_und_-Speicherung
- [90] Nord-Stream: Website der Nord-Stream, Infothek: Nord-Stream in Zahlen; abgerufen 15.2.2014
<http://www.nord-stream.com/de/presse-informationen/infothek/>
- [91] Smolinka, Tom et.al.: NOW-Studie „Stand und Entwicklungspotential der Wasserstoffelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“, Seite 7 - 11; Fraunhofer ISE ,

5.7.2011

- [92] Hey, Bastian: „Power-To-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements“, Masterthesis Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau, Seite 74; HAW Hamburg Oktober 2012
- [93] www.wikipedia.org: Hydrant; abgerufen 22.02.2014
<http://de.wikipedia.org/wiki/Hydrant>
- [94] Wasserbeschaffungsverband Harburg: Website des WBV, Daten und Fakten; abgerufen 24.02.2014
<https://wbv-harburg.de/index.php?id=35>
- [95] www.wikipedia.org: Wasserstoffspeicherung; abgerufen 26.02.2014
<http://de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoffspeicherung>
- [96] www.kibz.de: Kompetenz + Innovationszentrum Brennstoffzelle, Stuttgart-Kirchheim: Kurz-Information Wasserstoff, März 2004; abgerufen 27.2.2014
http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC4QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.presse-team.de%2FLesestoff%2Ftexte%2Fer_wasserstoff_auszug.pdf&ei=0pw9U9qoE8iltQb-4YGYBw&usq=AFQjCNEa6ITU4WLre9OIRceMDVT8D95fxg
- [97] <http://www.ascoco2.com>: Homepage der Asco Kohlensäure AG, Romanshorn, Schweiz: Produkte; abgerufen 28.2.2014
<http://www.ascoco2.com/de/produkte/co2-und-cryogene-tanks/>
- [98] Krassowski, Joachim: Power-To-Gas-Technologien als Baustein in einem regenerativen Energiesystem – Ansätze zur Systemintegration in der Altmark, Fraunhofer Umsicht, Seite 21; 30.Mai 2012
- [99] Müller-Syring, G. et.al.: Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung, EnergieWasser-Praxis Seite 52-57; Juni 2012
- [100] Reuter, Dr. Monika: MicrobEnergy GmbH, Schwandorf, Integration von p2g in Biogas-/Kläranlagen- Technologie und Wirtschaftlichkeit, Vortrag auf dem 2.Forum Power-to-Gas von OTTI; Regensburg, 10.September 2013
- [101] Möller, Andrea und Niehörster, Christof: Optimierung des Gasbezugs durch Röhrenspeicher; ET Energiewirtschaftliche Tagesfragen 6/2003, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; Aachen, 29.4.2003
- [102] Bellmann, Rolf: Dipl. Ingenieur aus der Energiewirtschaft (Fa. Vattenfall) im Ruhestand und Technischer Leiter der Windkraft Rosengarten GbR sowie der Windpark Rosengarten GmbH & Co KG; mündliche Auskunft vom 18.2.2014
- [103] www.wikipedia.org: Erdgasnetz; abgerufen 2.3.2014
<http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgasnetz#Transport>
- [104] Kost, Christoph et.al.: Fraunhofer ISE, Freiburg: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Seite 3, Seite 13 und Seite 19-25; Version November 2013

- [105] Döpelt Wind Consult: Windpotentialstudie für den Landkreis Harburg; Göttingen, 23.3.2012
- [106] Albrecht, Uwe et.al.: Analyse der Kosten erneuerbarer Gase, Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Seite 24-28; Ottobrunn, Dezember 2013
- [107] Wessel, S. et.al.: Arbeitsbericht Stromerzeugungskosten im Vergleich, Seite 13-19, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart; Stuttgart Februar 2008
- [108] Jauslin und Stebler Ingenieure AG, Muttenz (Schweiz) Website: Röhrenspeicher; abgerufen 5.3.2014
http://www.jsag.ch/Erdgas_speichern
- [109] energie I wasser- praxis: Lokale Energiespeicheranlagen in Deutschland, Teil 1, Artikel Ausgabe 2/2013
- [110] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.: BHKW Kenndaten 2011 – Module, Anbieter, Kosten; Frankfurt a.M. 2011
http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CC4QFjAA&url=http%3A%2F%2Fasue.de%2Fcms%2Fupload%2Fbroschueren%2F2011%2Fbhw-kenndaten%2Fasue-bhw-kenndaten-0311.pdf&ei=W549U9_iM4HAtQba3ICYBQ&usq=AFQjCNGIU9TGuYa3hfYMyauGdb1fbBaY7w&bvm=bv.64125504,d.Yms
- [111] Konstantin, Panos: Praxishandbuch Energiewirtschaft, 2.Auflage 2009, Seite 292
- [112] Maschinenring Harburg, Buchholz: Preisblatt Landenergie FIX-Tarif bis 31.12.2017; mündliche Auskunft 5.3.2014
- [113] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsunternehmen (Stromnetzentgeltverordnung): StromNEV 2011
<http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze,did=172476.html>
- [114] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien: EEG 2012
http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2009/
- [115] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Stromsteuergesetz: StromStG 2011
<http://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/BJNR037810999.html>
- [116] Auskunft im Gespräch mit Norbert Binger, Geschäftsführer Landenergie, Maschinenringe Deutschland GmbH; Neuburg/Donau, 8.10.2013
- [117] Mayer, Johannes: Fraunhofer Electricity sport prices and production data in Germany; Institute for Solar Energy Systems ISE, 19.Dezember 2013
- [118] Valentin, Florian und Hartwig von Bredow: Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61.Jg.(2011), Heft 12, Seite 99-105
- [119] Kost, Christoph et.al.: Fraunhofer ISE, Freiburg: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Seite 36-37; Version November 2013

Tabelle 66: Flächenbedarf Hybridkraftwerk LK Harburg Szenario 1

	BHKW [MW]	Elektrolyse [MW]	Fläche 100 m ² /3,5 MW [m ²]	GTP [MW]	Fläche 50 m ² /1 MW [m ²]	H ₂ Tank 10m Höhe [m ³] [m ²]	Fläche [m ²]	Biol. Metha. 4 m Höhe [m ³] [m ²]	Fläche [m ²]	Abgasrei- nigung [MW] [m ²]	Fläche [m ²]	Biol. Metha. 4 m Höhe [m ³] [m ²]	Fläche [m ²]	CO ₂ -Tank 10m Höhe [m ³] [m ²]	Fläche [m ²]	Methan- speicher [m ³] [m ²]	Gaseinspei- sung [m ³] [m ²]	Verkehrs- fläche [m ²]	Gesamt- fläche [m ²]
1 Ardestorf	1,0	31,3	894	3,1	155	549	55	118	30	1,0	50	100	25	81	8	6.201	100	3.759	11.277
2 Hallesbostel	0,5	7,4	211			141	14	53	13	0	0						100	169	508
3 Wernerstorf	0,5	7,4	211	1,6	80	275	28	59	15	0				40	4	1.550	100	994	2.982
4 Heidenau 1	1,3	40,7	1.163			714	71	154	39	1,3	65	127	32	105	11		100	740	2.220
5 Heidenau 2	2,2	68,9	1.969			1.209	121	260	65	2,2	110	216	54	178	18		100	1.218	3.654
6 Vaerloh 1	0,8	25,1	717			439	44	95	24	0,8	40	72	18	64	6		100	475	1.424
7 Vaerloh 2	0,5	7,4	211			141	14	53	13	0							100	169	508
8 Wistedt	0,5	7,4	211	1,6	80	141	14	53	13	0						1.550	100	984	2.953
9 Wüstenhöfen	0,5	7,4	211	1,6	80	141	14	53	13	0						1.550	100	984	2.953
10 Otter	0,5	7,4	211	1,6	80	141	14	53	13	0						1.550	100	984	2.953
11 Buchholz	7,4	231,7	6.620			4.064	406	877	219	7,4	370	725	181	615	62		100	3.979	11.938
12 Wesel	0,5	7,4	211	1,6	80	141	14	53	13	0						1.550	100	984	2.953
13 Klecken	0,5	7,4	211			141	14	53	13	0							100	169	508
14 Klärwerk Glüs.	0,8	25,1	717	2,5	125	439	44	95	24	0,8	40	72	18	64	6	4.651	100	2.863	8.588
15 Meckelfeld	0,5	7,4	211	1,6	80	141	14	53	13	0						1.550	100	984	2.953
16 Stelle	1,0	31,3	894			549	55	118	30	1,0	50	100	25	80	8		100	581	1.743
17 Holtorfloh	0,5	7,4	211			141	14	53	13	0							100	169	508
18 Pattensen	0,5	7,4	211			141	14	53	13	0							100	169	508
19 Bahlbürg	0,5	7,4	211			141	14	53	13	0							100	169	508
20 Rottorf	0,5	7,4	211			141	14	53	13	0							100	169	508
21 Tespe	0,5	7,4	211			141	14	53	13	0							100	169	508
22 Salzhäusen	0,5	7,4	211	1,6	80	141	14	53	13	0						1.550	100	984	2.953
23 Putensen	0,8	25,1	717	2,5	125	439	44	95	24	0,8	40	72	18	64	6	4.651	100	2.863	8.588
24 NN	0,7	10,3	294	2,2	110	384	38	83	21	0	35			57	6	2.170	100	1.387	4.161
Summe	23,5	600	17.157	21,5	1.750	11.035	1.104	2.459	674	15,3	800	1.954	371	1.348	135	28.523	2.400	26.119	78.358

Tabelle 67: Flächenbedarf Hybridkraftwerk LK Harburg Szenario 2

	BHKW [MW]	Elektrolyse [MW]	Fläche [m ²] 100 m ² /3,5 MW	GTP [MW]	Fläche [m ²] 50 m ² /1 MW	H ₂ -Tank Fläche [m ²] 10 m Höhe [m ³]	Fläche [m ²]	Biol. Metha. 4 m Höhe [m ³]	Fläche [m ²]	Abgasrei- nigung [MW]	Fläche [m ²]	Biol. Metha. 4 m Höhe [m ³]	Fläche [m ²]	CO ₂ -Tank 10 m Höhe [m ³]	Fläche [m ²]	Methan- speicher [m ³]	Gaseinspei- sung [m ³]	Verkehrs- fläche [m ²]	Gesamt- fläche [m ²]
1 Ardestorf	1,0	128	366	3,5	175	169	17	105	26							5.271	100	2.977	8.932
2 Halvesbostel	0,5	6,4	183			84	8	53	13								100	152	457
3 Wennerstorf	0,5	6,4	183	1,7	85	84	8	53	13							2.635	100	1.512	4.537
4 Heidenau 1	1,3	166	474			219	22	137	34								100	315	946
5 Heidenau 2	2,2	28,1	803			371	37	232	58								100	499	1.497
6 Vaerloh 1	0,8	10,2	291			135	14	77	19								100	212	636
7 Vaerloh 2	0,5	6,4	183			84	8	53	13								100	152	457
8 Wistedt	0,5	6,4	183	1,7	85	84	8	53	13							2.635	100	1.512	4.537
9 Wüstenhöfen	0,5	6,4	183	1,7	85	84	8	53	13							2.635	100	1.512	4.537
10 Otter	0,5	6,4	183	1,7	85	84	8	53	13							2.635	100	1.512	4.537
11 Buchholz	7,4	94,5	2.700			1.247	125	780	195								100	1.560	4.680
12 Wesel	0,5	6,4	183	1,7	85	84	8	53	13							2.635	100	1.512	4.537
13 Klecken	0,5	6,4	183			84	8	53	13								100	152	457
14 Klärwerk Glüs.	0,8	10,2	291	2,8	140	135	14	77	19							4.186	100	2.375	7.125
15 Meckelfeld	0,5	6,4	183	1,7	85	84	8	43	11							2.635	100	1.511	4.533
16 Stelle	1,0	128	366			169	17	105	26								100	254	763
17 Holtorfloh	0,5	6,4	183			84	8	53	13								100	152	457
18 Pattensen	0,5	6,4	183			84	8	53	13								100	152	457
19 Bahlbürg	0,5	6,4	183			84	8	53	13								100	152	457
20 Rottorf	0,5	6,4	183			84	8	53	13								100	152	457
21 Tespe	0,5	6,4	183			84	8	53	13								100	152	457
22 Salzhäusen	0,5	6,4	183	1,7	85	84	8	53	13							2.635	100	1.512	4.537
23 Putensen	0,8	10,2	291	2,8	140	135	14	77	19							4.186	100	2.375	7.125
24 NN	0,7	8,9	254	2,4	120	118	12	74	19							3.721	100	2.113	6.338
Summe	23,5	300	8.580	23,4	1.170	3.960	396	2.460	612							35.809	2.400	24.484	73.451

Tabelle 68: Flächenbedarf Hybridkraftwerk LK Harburg Szenario 3

	BHKW [MW]	Elektrolyse [MW]	Fläche [m ²] 100 m ² /3,5 MW	GTP [MW]	Fläche [m ²] 50 m ² /1 MW	H ₂ -Tank 10 m Höhe [m ²]	Fläche [m ²]	Biol. Metha. 4 m Höhe [m ²]	Fläche [m ²]	Abgasrei- nigung [MW]	Fläche [m ²]	Biol. Metha. 4 m Höhe [m ³]	Fläche [m ²]	CO ₂ -Tank 10 m Höhe [m ³]	Fläche [m ²]	Methan- speicher [m ³]	Gaseinspei- sung [m ³]	Verkehrs- fläche [m ²]	Gesamt- fläche [m ²]
1 Addestorf	1,0	5,9	169	3,1	155	24	2	105	26							4.031	100	2.242	6.725
2 Halvesbostel	0,5	2,9	83			12	1	53	13								100	99	296
3 Wennerstorf	0,5	2,9	83	1,6	80	12	1	53	13							2.015	100	1.146	3.438
4 Heidenau 1	1,3	7,6	217			31	3	137	34								100	177	532
5 Heidenau 2	2,2	12,9	369			52	5	232	58								100	266	798
6 Vaerlosh 1	0,8	4,7	134			19	2	77	19								100	128	383
7 Vaerlosh 2	0,5	2,9	83			12	1	53	13								100	99	296
8 Wüstedt	0,5	2,9	83	1,6	80	12	1	53	13							2.015	100	1.146	3.438
9 Wüstenhöfen	0,5	2,9	83	1,6	80	12	1	53	13							2.015	100	1.146	3.438
10 Otter	0,5	2,9	83	1,6	80	12	1	53	13							2.015	100	1.146	3.438
11 Buchholz	7,4	43,5	1.243			176	18	780	195								100	778	2.333
12 Wesel	0,5	2,9	83	1,6	80	12	1	53	13							2.015	100	1.146	3.438
13 Necken	0,5	2,9	83			12	1	53	13								100	99	296
14 Kärwerk Glüs.	0,8	4,7	134	2,5	125	19	2	77	19							3.100	100	1.740	5.221
15 Meckelfeld	0,5	2,9	83	1,6	80	12	1	49	11							2.015	100	1.145	3.435
16 Stelle	1,0	5,9	169			24	2	105	26								100	149	446
17 Holtorsloh	0,5	2,9	83			12	1	53	13								100	99	296
18 Pattensen	0,5	2,9	83			12	1	53	13								100	99	296
19 Bahnbürg	0,5	2,9	83			12	1	53	13								100	99	296
20 Rottorf	0,5	2,9	83			12	1	53	13								100	99	296
21 Tespe	0,5	2,9	83			12	1	53	13								100	99	296
22 Salzhäusen	0,5	2,9	83	1,6	80	12	1	53	13							2.015	100	1.146	3.438
23 Putensen	0,8	4,7	134	2,5	125	19	2	77	19							3.100	100	1.740	5.221
24 NN	0,7	4,1	117	2,2	110	17	2	74	19							2.790	100	1.569	4.706
Summe	23,5	138	3.929	21,5	1.075	561	56	2.449	612							27.126	2.400	17.599	52.977

Tabelle 69: Gesamtkosten Alkalischer Druckelektrolyseur LK Harburg 2030 Szenario 1 bis 3 [91] [94] [128] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installierte Leistung	[MW]	600	300	138
Einsatzstunden	[h/a]	6.900	5.300	6.900
Volllaststunden	[h/a]	988	832	2.098
Systemauslastung	[%]	14	16	30
Investitionskosten	[€/KW]	700	700	700
Investitionskosten	[€]	420.000.000	210.000.000	96.600.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	80.000	80.000	80.000
Kapitalkosten	[€/a]	30.904.335	15.452.168	7.107.997
Betriebskosten	[% der IK]	4	4	4
Betriebskosten	[€/a]	16.800.000	8.400.000	3.864.000
Wasserbedarf	[m ³]	310.253	130.554	151.069
Wasserkosten	[€/m ³]	0,92	0,92	0,92
Wasserkosten	[€/a]	285.433	120.110	138.983
Gesamtkosten	[€/a]	47.989.768	23.972.277	11.110.981
Wasserstoffmenge	[Nm ³ /a]	215.406.808	84.548.991	54.086.487
Wasserstoffmenge	[MWh/a]	732.198	308.106	356.523
Wasserstoffgestehungskosten	[€/Nm ³]	0,22	0,28	0,21
Wasserstoffgestehungskosten	[ct/KWh]	6,55	7,78	3,12
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	673,45	215,03	155,92
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	67,34	21,50	15,59

Tabelle 70: Gesamtkosten H₂-Speicher LK Harburg 2030 Szenario 1 bis 3 [106] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installiertes Volumen	[m ³]	11.024	3.960	560
Investitionskosten	[€/m ³]	3.438	3.438	3.438
Investitionskosten	[€]	37.900.512	13.614.480	1.925.280
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	2.788.786	1.001.777	141.665
Betriebskosten	[% der IK]	1	1	1
Betriebskosten	[€/a]	379.005	136.145	19.253
Gesamtkosten	[€/a]	3.167.791	1.137.922	160.918
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	44,45	10,21	2,26
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	4,45	1,02	0,23

Tabelle 71: Gesamtkosten biologische Methanisierung LK Harburg 2030 Szenario 1 bis 3 [98] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Einsatzstunden	[h/a]	8.000	8.000	8.000
Volllaststunden	[h/a]	8.000	8.000	8.000
Systemauslastung	[%]	100	100	100
Installiertes Volumen	[m ³]	2.475	1.682	1.073
Investitionskosten	[€/m ³]	4.800	4.800	4.800
Investitionskosten	[€]	11.880.000	8.073.600	5.150.400
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	160.000	160.000	160.000
Kapitalkosten	[€/a]	874.151	594.070	378.975
Betriebskosten	[ct/KWh CH ₄]	0,48	0,48	0,48
EE-Methanmenge	[Nm ³ /a]	1.711.310	1.163.280	743.582
EE-Methanmenge	[MWh/a]	32.411.182	22.031.818	14.083.000
Betriebskosten	[€/a]	356.523	242.350	154.913
Gesamtkosten	[€/a]	2.585.462	1.757.350	1.122.558
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	36,28	15,76	15,75
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	3,63	1,58	1,58

Tabelle 72: Gesamtkosten CO₂-Abscheidung aus BHKW Abgas LK Harburg 2030 Szenario 1 [97] [107] [Eigene Berechnungen]

Installierte elektrische Leistung der dafür notwendigen Standorte	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitionskosten	[€/KW]	300	0	0
Investitionskosten	[€]	4.590.000	0	0
Nutzungsdauer	[a]	20	0	0
Nutzungsdauer	[h]	160.000	0	0
Kapitalkosten	[€/a]	337.740	0	0
Energiebedarf CO ₂ -Wäsche	[MWh/t CO ₂]	0,9	0	0
Energiebedarf CO ₂ -Wäsche	[MWh/a]	41.781	0	0
Preis Erdgas	[€/MWh]	45,00	0	0
Energiekosten CO ₂ -Wäsche	[€/t CO ₂]	40,50	0	0
CO ₂ -Menge	[Nm ³ /a]	23.739.480	0	0
CO ₂ -Dichte	[kg/Nm ³]	1,98	0	0
CO ₂ -Menge	[t/a]	47.004	0	0
Kapitalkosten CO ₂ -Wäsche	[€/t CO ₂]	11,04	0	0
Betriebskosten CO ₂ -Wäsche	[€/a]	1.903.669	0	0
Gesamtkosten	[€/t CO ₂]	51,54	0	0
Gesamtkosten	[€/a]	2.241.409	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	31,45	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	3,14	0	0

Tabelle 73: Gesamtkosten CO₂-Speicher LK Harburg 2030 Szenario 1 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installiertes Volumen	[m ³]	1.348	0	0
Investitionskosten	[€/m ³]	1.200	0	0
Investitionskosten	[€]	1.617.600	0	0
Nutzungsdauer	[a]	20	0	0
Kapitalkosten	[€/a]	119.026	0	0
Betriebskosten	[% der IK]	1	0	0
Betriebskosten	[€/a]	16.176	0	0
Gesamtkosten	[€/a]	135.202	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	1,90	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	0,19	0	0

Tabelle 74: Gesamtkosten biologische Methanisierung LK Harburg Szenario 1 2030 [98] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Einsatzstunden	[h/a]	8.000	0	0
Volllaststunden	[h/a]	8.000	0	0
Systemauslastung	[%]	100	0	0
Installiertes Volumen	[m ³]	1.812	0	0
Investitionskosten	[€/m ³]	4.800	0	0
Investitionskosten	[€]	8.697.600	0	0
Nutzungsdauer	[a]	20	0	0
Nutzungsdauer	[h]	160.000	0	0
Kapitalkosten	[€/a]	639.985	0	0
Betriebskosten	[ct/KWh CH ₄]	0	0	0
Betriebskosten	[€/a]	1.386.163	0	0
EE-Methanmenge	[Nm ³ /a]	26.253.072	0	0
EE-Methanmenge	[MWh/a]	288.784	0	0
Gesamtkosten	[€/a]	2.026.148	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	28,43	0	0
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	2,84	0	0

Tabelle 75: Gesamtkosten Gaseinspeisung LK Harburg Szenario 1-3 2030 [106] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installierte Leistung	[KW]	2.942	1.336	1.336
Einsatzstunden	[h/a]	8.000	8.000	8.000
Eingespeiste EE-Methanmenge	[MWh/a]	617.671	242.350	154.913
Eingespeiste EE-Methanmenge	[Nm ³ /a]	56.151.909	22.031.818	14.083.000
Eingespeiste EE-Methanmenge	[Nm ³ /h]	7.019	2.754	1.760
Investitionskosten	[€/Nm ³ /h CH ₄]	830	830	830
Investitionskosten	[€]	5.825.761	2.285.801	1.461.111
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	160.000	160.000	160.000
Kapitalkosten	[€/a]	428.670	168.193	107.511
Betriebskosten	[% der IK]	0,50	0,50	0,50
Betriebskosten	[€/a]	29.129	11.429	7.306
Strombedarf	[KWh/Nm ³]	0,1237	0,1237	0,1237
Strompreis	[ct/KWh]	30	30	30
Stromkosten	[€/a]	2.083.797	817.601	522.620
Gesamtkosten	[€/a]	2.541.596	997.223	637.437
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	35,67	8,95	8,95
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	3,57	0,89	0,89

Tabelle 76: Gesamtkosten EE-Methanspeicherung LK Harburg Szenario 1-3 2030 [108] [109] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Gespeicherte EE-Methanmenge	[MWh/a]	147.587	70.149	44.879
Installiertes Volumen	[m ³]	18.400	23.100	17.500
Investitionskosten	[€/m ³]	2.400	2.400	2.400
Investitionskosten	[€]	44.160.000	55.440.000	42.000.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	3.249.370	4.079.372	3.090.434
Betriebskosten	[€/MWh CH ₄]	1,18	1,18	1,18
Betriebskosten	[€/a]	174.153	82.776	52.957
Gesamtkosten	[€/a]	3.423.523	4.162.148	3.143.391
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	48,04	37,34	44,11
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	4,80	3,73	4,41

Tabelle 77: Gesamtkosten Rückverstromung EE-Methan LK Harburg Szenario 1-3 2030 [109][112] [Eigene Berechnungen]

BHKW	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installierte el. Leistung	[MW]	21,5	23,4	21,5
Einsatzstunden	[h/a]	1.860	3.460	1.860
Volllaststunden	[h/a]	891	1.239	891
Systemauslastung	[%]	48	36	48
Stromerzeugung	[MWh/a]	19.157	28.993	19.157
Investitionskosten	[€/KW]	480	480	480
Investitionskosten	[€]	10.320.000	11.232.000	10.320.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	40.000	40.000	40.000
Kapitalkosten	[€/a]	759.364	826.470	759.364
Betriebskosten	[ct/KWh]	0,96	0,96	0,96
Betriebskosten	[€/a]	183902	278329	183902
Gesamtkosten	[€/a]	943266	1104799	943266
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	49,24	38,11	49,24
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	4,92	3,81	4,92
GuD	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Installierte el. Leistung	[MW]	58,5	66,6	58,5
Einsatzstunden	[h/a]	1.860	3.460	1.860
Volllaststunden	[h/a]	891	1.239	891
Systemauslastung	[%]	48	36	48
Stromerzeugung	[MWh/a]	52.124	82.517	52.124
Investitionskosten	[€/KW]	600	600	600
Investitionskosten	[€]	35.100.000	39.960.000	35.100.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Nutzungsdauer	[h]	80.000	80.000	80.000
Kapitalkosten	[€/a]	2.582.719	2.940.327	2.582.719
Betriebskosten	[ct/KWh]	0,48	0,48	0,48
Betriebskosten	[€/a]	250.193	396.084	250.193
Gesamtkosten	[€/a]	2.832.912	3.336.410	2.832.912
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	54,35	40,43	54,35
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	5,44	4,04	5,44
Gemittelte Kosten BHKW und GuD	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	52,99	39,84	52,99
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	5,30	3,98	5,30

Tabelle 78: Kosten für Stromleitungen Landkreis Harburg Szenario 1-3 2030 [Eigene Berechnungen]

Stromanschluss 110 KV	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Notwenige Leitungslänge	[km]	61	25	9
Investitionskosten	[€/km]	480.000	480.000	480.000
Investitionskosten	[€]	29.280.000	12.000.000	4.320.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	2.154.474	882.981	317.873
Betriebskosten	[% der IK]	1	1	1
Betriebskosten	[€/a]	146.400	60.000	21.600
Gesamtkosten	[€/a]	2.300.874	942.981	339.473
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	32,29	8,46	4,76
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	3,23	0,85	0,48

Tabelle 79: Kosten für Gasleitungen Landkreis Harburg Szenario 1-3 2030 [88] [106] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Notwenige Leitungslänge	[km]	23,5	23,5	23,5
Investitionskosten	[€/km]	1.200.000	1.200.000	1.200.000
Investitionskosten	[€]	28.200.000	28.200.000	28.200.000
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	2.075.005	2.075.005	2.075.005
Betriebskosten	[% der IK]	1	1	1
Betriebskosten	[€/a]	141.000	141.000	141.000
Gesamtkosten	[€/a]	2.216.005	2.216.005	2.216.005
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	31,10	19,88	31,10
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	3,11	1,99	3,11

Tabelle 80: Kosten für Steuerung Hybridkraftwerk Landkreis Harburg Szenario 1-3 2030 [88] [106] [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitionskosten PTG und GTP	[€]	640.031.473	380.805.881	225.076.791
Investitionskosten	[% der IK]	2	2	2
Investitionskosten	[€]	12.800.629	7.616.118	4.501.536
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	941.893	560.407	331.231
Betriebskosten	[% der IK]	4	4	4
Betriebskosten	[€/a]	512.025	304.645	180.061
Gesamtkosten	[€/a]	1.453.918	865.052	511.292
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	20,40	7,76	7,18
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	2,04	0,78	0,72

Tabelle 81: Pauschale Planungs-, Bau- und Engineeringkosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Investitionskosten PTG und GTP	[€]	640.031.473	380.805.881	225.076.791
Investitionskosten	[% der IK]	5	5	5
Investitionskosten	[€]	32.641.605	19.421.100	11.478.916
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kapitalkosten	[€/a]	2.401.826	1.429.039	844.639
Betriebskosten	[% der IK]	4	4	4
Betriebskosten	[€/a]	1.305.664	776.844	459.157
Gesamtkosten	[€/a]	3.707.491	2.205.883	1.303.795
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	52,03	19,79	18,30
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	5,20	1,98	1,83

Tabelle 82: Grundstückskosten Hybridkraftwerk LK Harburg 2030 [Eigene Berechnungen]

Grundstückskosten	Einheit	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Benötigte Fläche	[m ²]	78.358	74.951	52.797
Investitionskosten	[€/m ²]	60	60	60
Investitionskosten	[€]	4.701.480	4.497.060	3.167.820
Nutzungsdauer	[a]	20	20	20
Kalkulatorischer Zins	[%]	4,0	4,0	4,0
Kapitalkosten	[€/a]	188.059	179.882	126.713
Betriebskosten	[% der IK]	1	1	1
Betriebskosten	[€/a]	47.015	44.971	31.678
Gesamtkosten	[€/a]	235.074	224.853	158.391
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[€/MWh]	3,30	2,02	2,22
Stromkosten Produktion PTG/GTP	[ct/KWh]	0,33	0,20	0,22

Danksagung

Diese Masterthesis wäre nie entstanden, wenn mich nicht einige Personen bei dem Vorhaben unterstützt hätten, mit Ende Vierzig noch einmal die Schulbank zu drücken und neben dem Beruf ein Studium der Erneuerbaren Energien zu beginnen und zu vollenden.

Zu allererst danke ich meiner Frau Cornelia, die mir den Wunsch des Studiums von den Augen abgelesen und dann nicht nur ihr O.K. gegeben hat, sondern mir auch in vielerlei Hinsicht den Rücken frei gehalten hat. Wer wäre ich ohne sie?

Aber auch unseren fünf Kindern Michel, Johanna, Hauke, Lena und Tönjes gilt mein Dank denn Sie haben meine zusätzliche Abwesenheit mit getragen.

Ein besonderer Dank gilt auch dem gesamten Vorstand des Maschinenring Harburg, meinem Arbeitgeber. Dieser hat ohne Einschränkung sofort meinen Studienwunsch unterstützt und auch die Kosten dafür übernommen.

Auch meinen Arbeitskollegen im Büro möchte ich danken, denn sie haben mir oft genug im Alltag Arbeit abgenommen und in meiner Abwesenheit das Unternehmen gewissenhaft und zuverlässig geführt.

Dr. Friedrich Nothdurft gilt auch ein besonderer Dank. Er war in vielen Fragen während des Studiums und beim Schreiben dieser Masterthesis mein kritisches Gegenüber. Ich danke ihm für die vielen fruchtbaren Diskussionen. Ich habe großen Respekt vor seiner Weitsicht zu dem Thema der Erneuerbaren Energien.

Danke möchte ich auch den Mitarbeitern der Akademie für Erneuerbare Energien in Lüchow sagen, die sich während des Studiums auf mancherlei Weise um uns Studierende gekümmert haben und die immer ein offenes Ohr für uns hatten.

Zuletzt gilt mein Dank Herrn Hans Schäfers für einige Anregungen zu meiner Masterthesis und Herrn Prof. Gille.

Ich möchte diese Arbeit auch der Landwirtschaft im Landkreis Harburg widmen. Ihr verdanke ich sehr viel in meiner beruflichen Entwicklung.

Ohne Landwirte sind die zukünftigen Herausforderungen für die Ernährung, den Umweltschutz und die Energiewirtschaft nicht zu managen, und zwar überall auf der Welt. Es ist nicht verständlich, warum unsere Gesellschaft dieser Berufsgruppe immer öfter ablehnend gegenüber steht. Eine zukunftsfähige und am biologisch-technischen Fortschritt ausgerichtete Landwirtschaft war und ist eine wesentliche Grundlage für den Wohlstand in Deutschland. Das gilt es zu würdigen.

Harmstorf, den 11. April 2014





Formblatt Erklärung zur selbständigen Bearbeitung einer Masterthesis

Zur Erläuterung des Zweckes dieses Blattes:

§ 16 Abs. 5 der APSOTIBM lautet:

„Zusammen mit der Thesis ist eine schriftliche Erklärung abzugeben aus der hervorgeht, dass die Arbeit bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit (§18 Absatz 1) ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Dieses Blatt mit der folgenden Erklärung ist nach Fertigstellung der Arbeit durch jede/n Kandidat/en/in auszufüllen und jeweils mit **Originalunterschrift als letztes Blatt des als Prüfungsexemplar der Masterthesis gekennzeichneten Exemplars einzubinden.**

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann - auch nachträglich - zur Ungültigkeit der Masterprüfung führen.

Erklärung

Hiermit versichere ich,

Name: Hastedt

Vorname: Andreas

dass ich die vorliegende Masterthesis mit dem Thema

„Regionale Energieversorgung mit erneuerbaren Energien mittels eines Hybridkraftwerks unter Einbeziehung von erneuerbarem Methan (EE-Methan) als Energiespeicher – eine ökonomische Betrachtung für den Landkreis Harburg“

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Harmstorf

11.4.2014

Ort

Datum

Unterschrift im Original