

**P946****Motorenkonzept (Auslegungsvorschlag) am Deponiepark
Wicker der RMD****Technischer Teil mit anschließendem
Investitionskostenrahmen und der
Grenzwertbetrachtung betrieblicher Kosten und Erlöse in
der Lastgangsimulation über 20 Jahre**

Hannover / Kamp-Lintfort, 17.06. 2025

Erstellt von
Dipl.-Ing Heinz Ullrich Brosziewski VDI

Revisionshinweise

13.05.2025		Herleitung des technischen Konzepts ergänzt um die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Kapitel 7
10.06.2025		Kapitel 1 redaktionell grundsätzlich überarbeitet, im weiteren Text redaktionelle Klarstellungen, in Kapitel 7 Hinweis auf die Wärmeeigennutzung eingefügt
16.06.2025		Seite 19 Beschreibung zum Szenario „worst case“ ausführlicher gefasst Seite 21 Grafik Rohergebnisse „worst case“ zugefügt Seite 22 Kapitel 8 Fazit hinzugefügt Seite 23 Anhang „worst case“ hinzugefügt
17.06.2025		Kapitel 8 Fazit redaktionell überarbeitet

Abkürzungen

AfA	Absetzung für Abnutzung (Abschreibung)
BNetzA	Bundesnetzagentur
Bh	Betriebsstunden
BHKW	Blockheizkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023)
BHKW	Blockheizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-Wärme	Wärme aus KWK-Prozessen i.S. KWKG
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2023)
BiomasseV	Biomasse-Verordnung
VBh	Vollbenutzungsstunden

Die in diesem Bericht wiedergegebenen Auslegungen aus den Gesetzen und Verordnungen stellen keine Rechtsberatung dar, sondern geben informativ die Auslegung der Autoren nach bestem Wissen und Gewissen wieder. Sie dienen der Einordnung der Rahmenbedingungen zur Erarbeitung der technisch-fachlichen Empfehlungen zur Dimensionierung und Auslegung des Untersuchungsgegenstands und ersetzen keinesfalls die – soweit Bedarf vorliegt – fachlich kompetente rechtliche Beratung durch eine Kanzlei des Vertrauens des Auftraggebers.

Inhalt

1	Einleitung und Darstellung der Ausgangslage.....	4
2	Gasmengen Deponie und anaerobe Vergärung (Biogas)	6
3	Abfahren des elektrischen Eigenbedarfs	8
4	Auslegungsgrundlagen und Auslegungsvorschlag	10
5	Energetische Simulation und Speicherbewirtschaftung	11
6	Ersatzstromfähigkeit der ausgesuchten Module	14
7	Investitionskostenrahmen und Grenzwertbetrachtung der betrieblichen Kosten und Erlöse, 20-Jahressimulation	15
8	Fazit	22

1 Einleitung und Darstellung der Ausgangslage

RMD betreibt am Standort Wicker mehrere motorische Stromerzeuger nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit den am Standort entstehenden Gasarten Biogas aus anaerober Vergärung und Deponiegas.

Aufgrund der Anlagenhistorie gelten alle Motoren inkl. Biogasfermenter als eine Anlage nach dem Anlagenbegriff des EEG mit dem Inbetriebnahmejahr 2008. Daraus leitet sich das Ende der Ende der EEG-Fördermechanismen zum 31.12.2030 ab.

Auch die Einheiten, die erst später hinzugebaut wurden, haben aufgrund der Verklammerung im Anlagenbegriff des EEG dieses Inbetriebnahmejahr und das Ende der Förderdauer übernehmen müssen.

Mit Blick auf das in der Biomasse schlummernde Stromerzeugungspotential hat sich der Gesetzgeber entschlossen, im Ausschreibungssegment Biomasseanlagen auch im Bestand zu fördern (alle anderen Erzeugerarten müssen neue Anlagen sein).

Eine erste Überlegung war daher zu prüfen, ob durch Teilnahme an der Ausschreibung die EEG-Förderung als Anschlussförderung in Frage kommt.

Dazu EEG §39g „Einbeziehung bestehender Biomasseanlagen“ (Hervorhebung nicht im Original):

*1) Abweichend von § 39 Absatz 1 Nummer 1 können für Biomasseanlagen, die erstmals vor dem 1. Januar 2017 **ausschließlich mit Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung in der für die Inbetriebnahme maßgeblichen Fassung** in Betrieb genommen worden sind (bestehende Biomasseanlagen), Gebote abgegeben werden, wenn der bisherige Zahlungsanspruch für Strom aus dieser Anlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz in der für die Anlage maßgeblichen Fassung zum Zeitpunkt der Ausschreibung nur noch für höchstens acht Jahre besteht. Abweichend von § 22 Absatz 4 Satz 2 können auch bestehende Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von 150 Kilowatt oder weniger Gebote abgeben. Der Zuschlagswert ist für alle bezuschlagten Gebote von Anlagen nach Satz 2 abweichend von § 3 Nummer 51 der Gebotswert des höchsten noch bezuschlagten Gebots desselben Gebotstermins.*

Jedoch schließt die Bestimmung nach BiomasseV §3 Nr. 10 den Einsatzstoff Deponiegas eindeutig aus dem Biomassebegriff des EEG aus!

Da in den bestehenden Anlagen der RMD sowohl Biogas aus anaerober Vergärung von biogenen Abfällen als auch der eindeutig aus dem Biomassebegriff ausgeschlossene Brennstoff Deponiegas gemischt eingesetzt werden, ist die Voraussetzung „**ausschließlich mit Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung**“ **nicht erfüllt**.

Jegliche Überlegung in Bezug auf die Anschlussförderung scheidet damit aus.

Für die zukünftige Verwertung von Biogas und Deponiegas im Zuge der Verstromung kommt daher nur in Frage, die nicht mehr geförderte Direktvermarktung bzgl. der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung und die anteilige Eigennutzung innerhalb der Kundenanlage der RMD zu betrachten.

Dazu wird ausgehend von den heute als gesichert anzusehenden Energiemengen unter Berücksichtigung der kontinuierlich abnehmenden Deponiegasmengen herausgearbeitet, mit welcher Motorenkombination RMD voraussichtlich optimal fahren kann.

In einer darauf basierenden Fortschreibung wird dann betrachtet, ob sich das Motorenkonzept anders darstellt, wenn eine in Konzeption befindliche Änderung der Wärmeabnahme durch den bisherigen Wärmeabnehmer Iqony erfolgt.

RMD stellte dazu das Konzept der Iqony vor, das für die Jahre nach 2030 einen erheblichen Zuwachs im Wärmesystem Hochheim vorsieht und darüber hinaus den Einsatz von Wärmepumpen zur Erhöhung des nicht fossilen Anteils an Wärme vorsieht.

Ein Kernstück des Konzepts ist es, dass Iqony den größten Teil des Stroms für die Wärmepumpen von RMD als „echten Ökostrom“ direkt beziehen will.

Da zum heutigen Tage völlig offen ist, ob Iqony die vorgestellte deutliche Erweiterung des Wärmesystems in Hochheim realisieren kann, die Motoren in Wicker aber erneuert werden müssen, wurde der hier vorgelegte Auslegungsvorschlag basierend auf den aktuellen energetischen Verhältnissen aufgebaut.

Die bisherige EEG-Förderung läuft – wie bereits erwähnt – zum 31.12.2030 aus. Da ferner aufwändige Revisionen (u.a. SCR-Nachrüstung am Motor 8) anstehen würden, bietet es sich an, die gesamte Motorenanlage an die dann auch energierechtlich geänderten Verhältnisse durch vollständige Erneuerung anzupassen.

Ein evtl. sich anbietender Gedanke, nämlich die Auftrennung nach „neuer“ Deponiegasanlage im EEG und dann nur noch frei am Markt fahrender Biogasanlage ist angesichts der niedrigen Vergütungssätze für Strom aus Deponiegas nicht attraktiv:

EEG Vergütung Deponiegas §41 Abs. 1		
in ct/kWh Einspeisung		
IB im Jahr	bis 500 kW	bis 5 MW
2023	7,46	5,17
2024	7,35	5,09
2025	7,24	5,02
2026	7,13	4,94
2027	7,02	4,87
2028	6,92	4,79
2029	6,81	4,72
2030	6,71	4,65

Daher baut der hier vorgelegte Auslegungsvorschlag auf der zukünftig ausschließlich freien Vermarktung des erzeugten Stroms unter umfassender Berücksichtigung des Abfahrens des Eigenbedarfs in der Kundenanlage der RMD auf.

2 Gasmengen Deponie und anaerobe Vergärung (Biogas)

Aus den aktualisierten Angaben der RMD zu den Gasmengen wurden aufgrund des Umstands, dass die Gasmengen insbesondere im Deponieteil rückläufig sind, das Gasmengengerüst bestimmt:

Jahr	Biogas				Deponiegas				Gesamtgas	
	Gasmenge [Nm³]	CH ₄ - Gehalt	Energiegehalt [kWh]	FWL [kWh/h]	Gasmenge [Nm³]	CH ₄ - Gehalt	Energiegehalt [kWh]	FWL [kWh/h]	Energiegehalt [kWh]	FWL [kWh/h]
2023	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	4.550.000	47,0%	21.385.000	2.441	47.785.000	5.455
2024	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	4.231.500	46,9%	19.828.386	2.264	46.228.386	5.278
2025	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	3.935.295	46,7%	18.385.078	2.099	44.785.078	5.113
2026	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	3.659.824	46,6%	17.046.828	1.946	43.446.828	4.960
2027	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	3.403.637	46,4%	15.805.989	1.804	42.205.989	4.818
2028	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	3.165.382	46,3%	14.655.471	1.673	41.055.471	4.687
2029	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	2.943.805	46,2%	13.588.700	1.551	39.988.700	4.565
2030	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	2.737.739	46,0%	12.599.578	1.438	38.999.578	4.452
2031	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	2.546.097	45,9%	11.682.455	1.334	38.082.455	4.348
2032	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	2.367.870	45,7%	10.832.089	1.237	37.232.089	4.251
2033	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	2.202.119	45,6%	10.043.621	1.147	36.443.621	4.161
2034	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	2.047.971	45,5%	9.312.546	1.063	35.712.546	4.077
2035	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	1.904.613	45,3%	8.634.686	986	35.034.686	4.000
2036	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	1.771.290	45,2%	8.006.167	914	34.406.167	3.928
2037	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	1.647.300	45,1%	7.423.398	847	33.823.398	3.861
2038	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	1.531.989	44,9%	6.883.049	786	33.283.049	3.800
2039	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	1.424.750	44,8%	6.382.032	729	32.782.032	3.743
2040	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	1.325.017	44,7%	5.917.484	676	32.317.484	3.690
2041	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	1.232.266	44,5%	5.486.750	626	31.886.750	3.640
2042	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	1.146.007	44,4%	5.087.370	581	31.487.370	3.595
2043	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	1.065.787	44,3%	4.717.060	538	31.117.060	3.552
2044	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	991.182	44,1%	4.373.705	499	30.773.705	3.513
2045	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	921.799	44,0%	4.055.343	463	30.455.343	3.477
2046	4.800.000	55%	26.400.000	3.014	857.273	43,9%	3.760.155	429	30.160.155	3.443

In der linken Spalte sind die für die Konzeptentwicklung relevanten Jahre grau unterlegt.

Aufgrund der sichtbar abnehmenden Mengen an Deponiegas muss das Konzept sich an den zukünftigen Mengen orientieren, die historischen Daten sind nicht belastbar.

Insbesondere wurde vereinbart, dass abweichend von der bisherigen Betrachtungsweise nicht die stromwirtschaftliche Optimierung allein im Vordergrund stehen sollte, sondern die Gasverwertung oberes Leitkriterium ist.

Mit dem naheliegenden Ansatz, dass die Gasmengen relativ gleichmäßig anfallen (die Schwankungen aufgrund unterschiedlicher Luftdrücke, Luftfeuchtigkeit usw. sind nicht sauber prognostizierbar), wurde die zu verwertenden laufenden Feuerungswärmeleistung durch gleichmäßige Verteilung der Gasmenge auf die 8.760 Jahresstunden¹ verteilt.

¹ Die zusätzlichen 24 Stunden im Schaltjahr wurden aus Vereinfachungsgründen nicht berücksichtigt, da auch die Mengenprognose der RMD die Jahr gleichmäßig betrachtet.

Es wurden daher als Basis für den Vorschlag die Daten des Jahres 2035 verwendet.

	Dep.gas Nm3	Biogas Nm3	Dep.gas kWh Hi	Biogas kWh Hi	Mischgas kWh Hi	Anteil Bio	mittl. je Std kW Hi	Deponie Nm3/h	Deponie kW Hi	Biogas Nm3/h	Biogas kW Hi	mittl. P,el kW el (40%)	Eig.bed. RMD kWh,el/a	FWL total kW Hi
2027	3.403.637	4.800.000	15.805.989	26.400.000	42.205.989	62,55%	4.818	389	1.804	548	3.014	1.927	4.765.000	4.818
2028	3.165.382	4.800.000	14.655.471	26.400.000	41.055.471	64,30%	4.687	361	1.673	548	3.014	1.875	4.765.000	4.687
2029	2.943.805	4.800.000	13.588.700	26.400.000	39.988.700	66,02%	4.565	336	1.551	548	3.014	1.826	3.850.714	4.565
2030	2.737.739	4.800.000	12.599.578	26.400.000	38.999.578	67,69%	4.452	313	1.438	548	3.014	1.781	3.850.714	4.452
2031	2.546.097	4.800.000	11.682.455	26.400.000	38.082.455	69,32%	4.347	291	1.334	548	3.014	1.739	3.764.714	4.347
2032	2.367.870	4.800.000	10.832.089	26.400.000	37.232.089	70,91%	4.250	270	1.237	548	3.014	1.700	3.764.714	4.250
2033	2.202.119	4.800.000	10.043.621	26.400.000	36.443.621	72,44%	4.160	251	1.147	548	3.014	1.664	3.104.714	4.160
2034	2.047.971	4.800.000	9.312.546	26.400.000	35.712.546	73,92%	4.077	234	1.063	548	3.014	1.631	3.024.714	4.077
2035	1.904.613	4.800.000	8.634.686	26.400.000	35.034.686	75,35%	3.999	217	986	548	3.014	1.600	3.024.714	3.999
2036	1.771.290	4.800.000	8.006.167	26.400.000	34.406.167	76,73%	3.928	202	914	548	3.014	1.571	3.024.714	3.928
2037	1.647.300	4.800.000	7.423.398	26.400.000	33.823.398	78,05%	3.861	188	847	548	3.014	1.544	3.024.714	3.861
2038	1.531.989	4.800.000	6.883.049	26.400.000	33.283.049	79,32%	3.799	175	786	548	3.014	1.520	3.024.714	3.799
2039	1.424.750	4.800.000	6.382.032	26.400.000	32.782.032	80,53%	3.742	163	729	548	3.014	1.497	2.923.571	3.742
2040	1.325.017	4.800.000	5.917.484	26.400.000	32.317.484	81,69%	3.689	151	676	548	3.014	1.476	2.912.071	3.689
2041	1.232.266	4.800.000	5.486.750	26.400.000	31.886.750	82,79%	3.640	141	626	548	3.014	1.456	2.607.402	3.640
2042	1.146.007	4.800.000	5.087.370	26.400.000	31.487.370	83,84%	3.594	131	581	548	3.014	1.438	2.607.402	3.594
2043	1.065.787	4.800.000	4.717.060	26.400.000	31.117.060	84,84%	3.552	122	538	548	3.014	1.421	2.607.402	3.552
2044	991.182	4.800.000	4.373.705	26.400.000	30.773.705	85,79%	3.513	113	499	548	3.014	1.405	2.607.402	3.513
2045	921.799	4.800.000	4.055.343	26.400.000	30.455.343	86,68%	3.477	105	463	548	3.014	1.391	2.607.402	3.477
2046	857.273	4.800.000	3.760.155	26.400.000	30.160.155	87,53%	3.443	98	429	548	3.014	1.377	2.607.402	3.443

Um deren Einordnung und die Details der dann folgend beschriebenen Einlastungs-simulation nachvollziehbar zu machen, wird nebenstehend die Einzelaufstellung für die Jahre ab 2027 tabellarisch aufgeführt.

Es ist deutlich zu sehen, dass die Gesamt-Feuerungsleistung bedingt durch die Entwicklung im Deponieteil um rund 1.500 kW sinken wird. Bei 40% elektrischem Wirkungsgrad stehen damit langfristig rund 600 kW weniger an Erzeugungsleistung zur Verfügung (Spalte mittl.. P,el).

Mit diesem Datengerüst wurden verschiedene Motorenkonstellationen mit dem Ziel untersucht, dass einerseits das anfallende Gas stets vorschriftskonform hochwertig verwertet werden kann, aber andererseits nicht übermäßig viel ungenutzte Motorenkapazität bestehen bleibt.

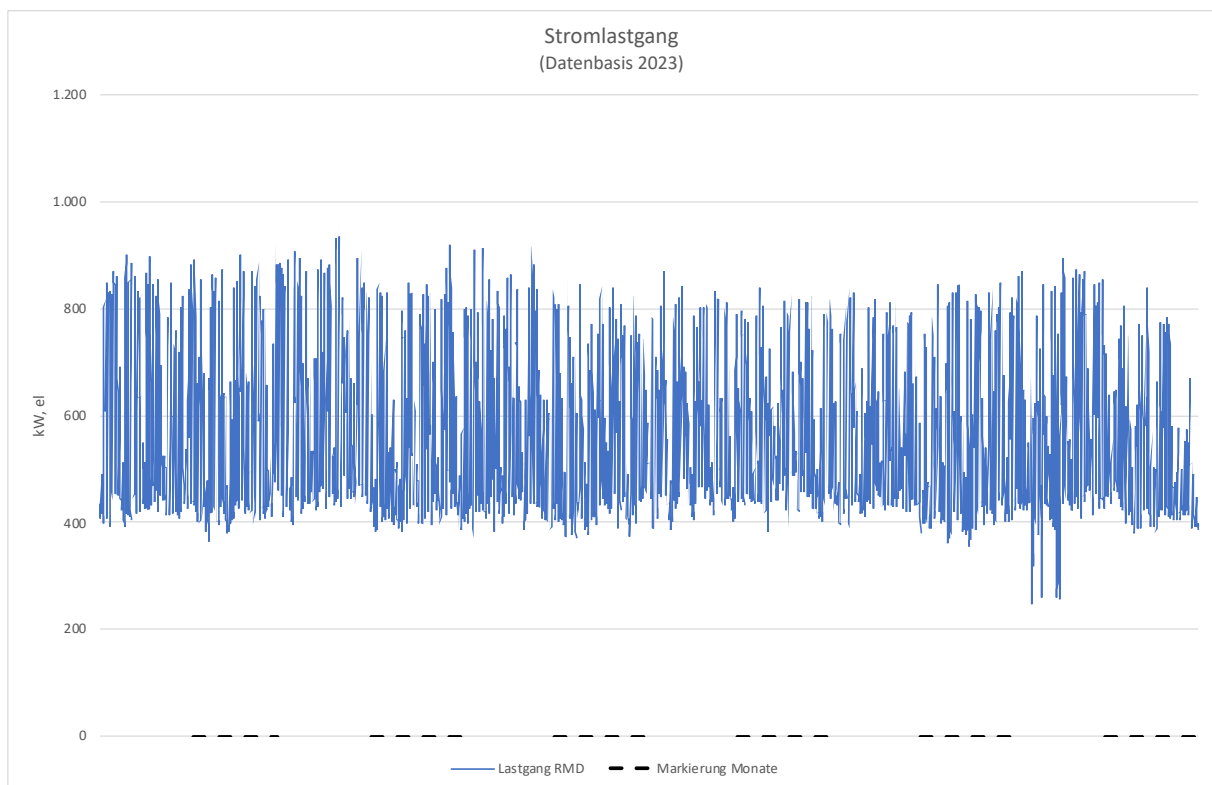
3 Abfahren des elektrischen Eigenbedarfs

Die Prognosen zum stündlichen Lastgang selbst sind für so einen langen Zeitraum kaum seriös möglich. Es wurde daher vereinbart, die Charakteristik des Jahres 2023, für das die Messwerte auf Stundenbasis ausgewertet wurden, auch für die Folgejahre anzusetzen und lediglich die in der Charakteristik abzubildenden veränderten Mengen anzusetzen.

So ergibt sich in der Struktur über die Jahre ein sehr ähnliches Bild des Lastgangs, jedoch sind die Absolutwerte tendenziell abnehmend.

Der in dieser Vereinfachung wahrscheinlich steckende Fehler ist aber für das Ergebnis von eher geringer Relevanz, da jede andere Art der Prognose ähnliche Fehlermöglichkeiten beinhaltet.

Der Eigenbedarf in der Kundenanlage der RMD im Jahr 2023 belief sich auf rund 4,8 GWh pro Jahr bei einer auf die Stunde bezogenen Maximalleistung von knapp 1 MW².



Bis auf wenige „Ausreißer“ im November stellt sich der Lastgang über das Jahr verteilt recht einheitlich dar, die Grundlast von 400 kW wird nur in wenigen Stunden (bis auf die erwähnten Ausreißer) minimal unterschritten.

Da es für den Eigenbedarf trotz zukünftig volatilerer Strompreise keinen wirklichen Anreiz gibt, Strom „vorsätzlich“ aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zu beziehen, hat die Abdeckung des eigenen Bedarfs absoluten Vorrang mit der Maßgabe, dass das anfallende Deponie- und Biogas stets vollständig verwertet wird.

² Im Verfahren können aus Gründen der Datengranularität nur die Stundenwerte betrachtet werden. Die Auflösung auf ¼-Stunden ist für Prognosen zwar technisch-rechnerisch machbar, würde aber eine nicht gegebene Genauigkeit vorgaukeln.

Hintergrund dieser Überlegung ist, dass der effektive Strompreis nur zu einem kleinen Teil aus dem Energiepreis besteht (Netzentgelten und Umlagen Stand 04/2025, Energiepreis aktueller Mittelwert EEX):

	ct/kWh netto
Energie	10
Netz (nur AP)	9,3
Offshore	0,816
§19 NEV	1,558
KWKG	0,277
KA	0,11
StrSt	2,05
Gesamt	24,111

Sinkt der Energiepreis auf Null, kostet der Strom immer noch rund 14 ct aufgrund der arbeitsbezogenen Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern.
Die leistungsbezogenen Entgelte werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt, da bereits bei einmaligen Strombezug über eine Viertelstunde der Leistungspreis auflaufen kann.

Negative Strompreise müssten so stark negativ sein, dass die Netzentgelte und Umlagen zumindest auf Null kompensiert werden. Das aber dürfte auch zukünftig nur in wenigen Stunden im Jahr der Fall sein, die Option der Eigenbedarfsdeckung bleibt auf lange Sicht attraktiv.

Angesichts der Lastgangdaten sollte daher Splittung der zu installierenden Module so gewählt werden, dass die Grundlast durch 1 Modul sicher gedeckt und die Mittellast und Spitzenlast flexibel durch die weiteren abgedeckt werden kann.

4 Auslegungsgrundlagen und Auslegungsvorschlag

Bedacht werden muss, dass auch bei Erzeugung von „Ökostrom“ außerhalb des EEG die Einspeisung in den Zeiten, in denen der Preis an der Strombörse Null oder negativ ist, seitens der Direktvermarkter unterbunden würde oder den Einspeiser Geld kostet.

Daher müssen die Module in gewissen Grenzen regelbar sein.

Andererseits fallen Deponiegas und Biogas stetig an und müssen verwertet werden. Der vorhandene Speicher für Biogas fasst maximal 7.500 m³, was zur Pufferung kleiner zeitlicher Asynchronitäten von Gasanfall und Stromerzeugungsbedarf reicht. Da Deponiegas muss mangels Speichermöglichkeit kontinuierlich vollständig verwertet werden.

Die erste „Schnellbetrachtung“ zeigt, dass das aus der Deponie kommende Gas hauptsächlich für die Erzeugung der Grund- und Mittellast des Eigenbedarfs eingesetzt werden kann. Jedoch reicht es in vielen Stunden des Jahres nicht aus, um die Leistung zu decken.

Daher wird davon ausgegangen, ein Modul rein bilanziell betrachtet so mit Mischgas zu betreiben, dass dessen Stromerzeugung den Eigenbedarf der RMD abfährt. Die bisherige Gaszuführung bleibt daher in dieser Betrachtung technisch unverändert. Jedoch wird für die Ermittlung des Kostenrahmens unterstellt, dass zur späteren technischen Optimierung des Betriebs die Gasanlage so umgebaut werden könnte, dass Biogas risikoarm in die in der Direktvermarktung (sowohl Strommarkt als auch wahlweise im Regelenergiemarkt) eingesetzten Module gefahren werden kann und das stetig abnehmende Deponiegas schwerpunktmäßig in dem Modul, dessen Stromerzeugung hauptsächlich zur Abdeckung des Eigenbedarfs dient.

Aus diesen Aspekten ergab sich nach mehreren Optimierungsläufen dann die gleiche Anlagenkonstellation, die auch in der früheren stromoptimierten Betrachtungsweise (damals aber nur optimiert für das Jahr 2035 ohne Reduktion des Eigenbedarf der RMD) ermittelt wurde:

	Modul 1	Modul 2	Modul 3
P, el	600 kW	600 kW	1.067 kW
P, th	569 kW	569 kW	1.093 kW
P, hi	1.401 kW	1.401 kW	2.539 kW

5 Energetische Simulation und Speicherbewirtschaftung

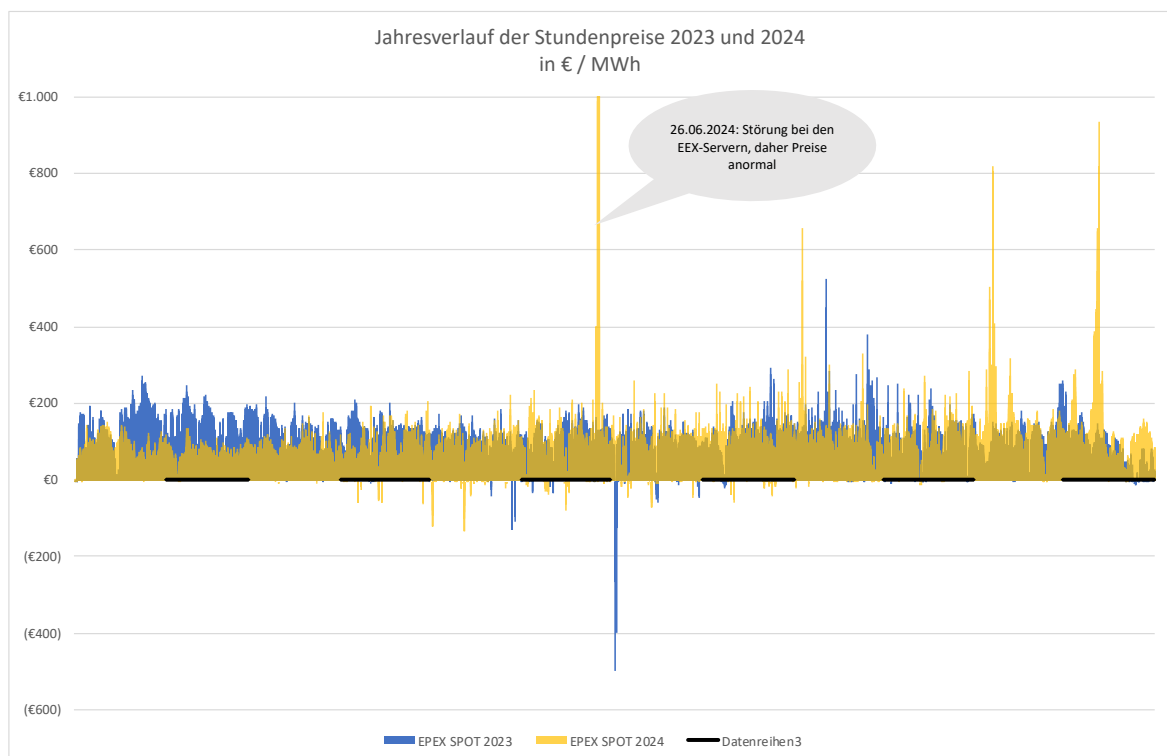
Um ein realitätsnahes Bild zu entwickeln, wurde – ohne eine Vorfestlegung bewirken zu wollen – anhand am Markt angebotener Module mit den obigen Daten dann die energetische Simulation durchgeführt.

Dazu wurde in jeder Stunde, in der der Börsenpreis nicht positiv war, jegliche Einspeisung vermieden³.

Da der BHKW-Betrieb auch bei „zwangsweise“ anfallendem Brennstoff Mindestkosten für Verbrauchsmittel wie Öl und Service verursacht, wurde auch immer dann, wenn das Gasspeichervolumen es zulässt, versucht, die Einspeisung bei Preisen unter 20 €/MWh zu vermeiden.

Bezogen auf das Biogas konnte mit dem vorhandenen Speichervolumen bis auf wenige Stunden sogar in der Richtung optimiert werden, dass die Einspeisung in den Stunden, in denen die Preise nicht nur größer Null bzw. 20 €/MWh sind, besonders viel Einspeisung gefahren wird.

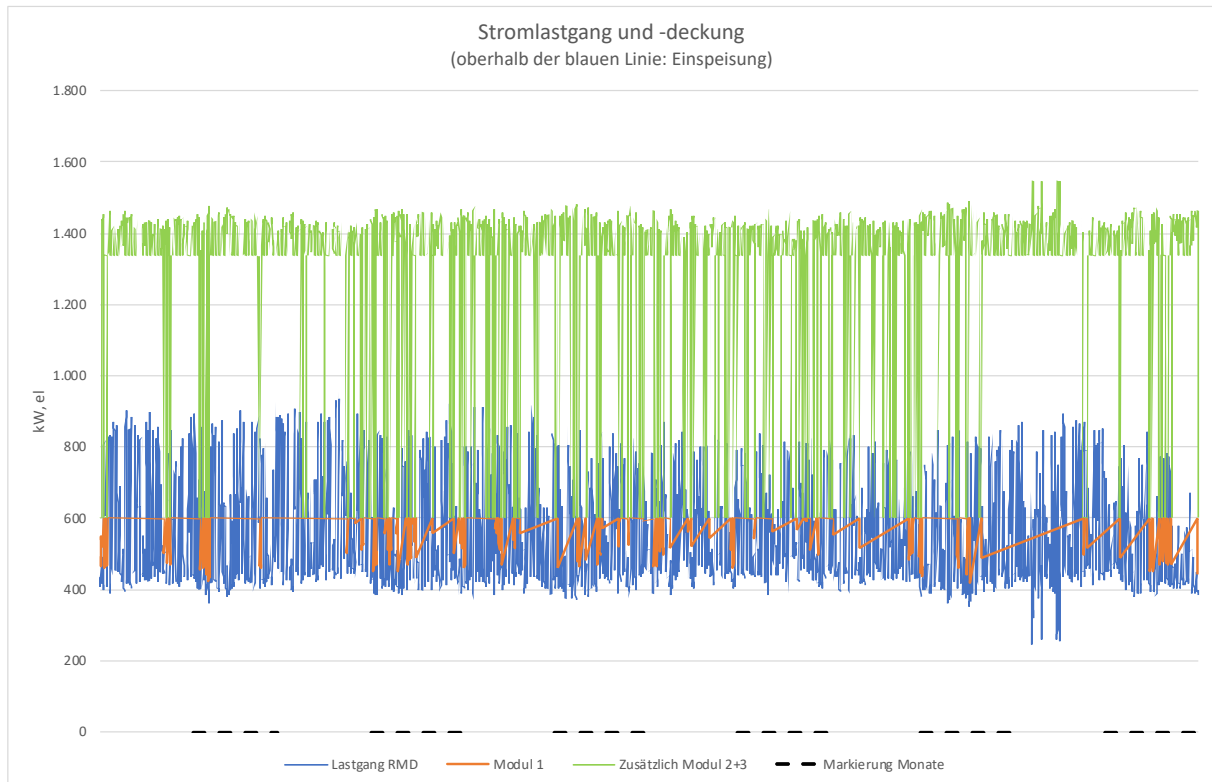
Zur Abbildung des Börsenpreisgeschehens wurde auf die Jahre 2023 und 2024 zurückgegriffen, wobei die unterschiedlichen Feiertagsverläufe durch rechnerische Verschiebung der Preise angeglichen wurden. Auch ein technischer Ausreißer durch die Störungen der Datenleitungen an der EEX wurde nicht als „echt“ bewertet.



³ Diese Betrachtung „freie Vermarktung“ geht noch vom jetzt gültigen System mit der Orientierung am Stundenpreis aus. Die in Entwicklung befindlichen Regeln für die viertelstundenbasierte Bepreisung sind hier wegen nicht vorliegender historischer Daten noch nicht berücksichtigt.

Es zeigt sich, dass mit der gewählten Leistungskonstellation die Lastdeckung zu fast jeder Stunde ideal möglich ist und ein noch attraktiver „Überschuss“ zur Einspeisung in den Stunden, in denen die Preise positiv sind, zur Verfügung steht.

Die hier **beispielhaft** für ein Jahr grafisch dargestellten Daten sollen illustrieren, wie der charakteristische Verlauf in der späteren für alle 20 Jahre der Betrachtungsdauer durchgeführten Gesamtsimulation ist.



Am gegenüber bisher erhöhten Zusatzbezug zeigt sich der Rückgang der Deponiegasmengen, der nicht vollständig durch die biogasbasierte Stromerzeugung ausgeglichen werden kann.⁴

Es wurde hier nicht mehr untersucht, zu welchen Teilen die Wärme genutzt werden kann und zu welchen Teilen die Wärme rückgeköhlt werden muss, da die Prognose zur zukünftigen Entwicklung unscharf ist.

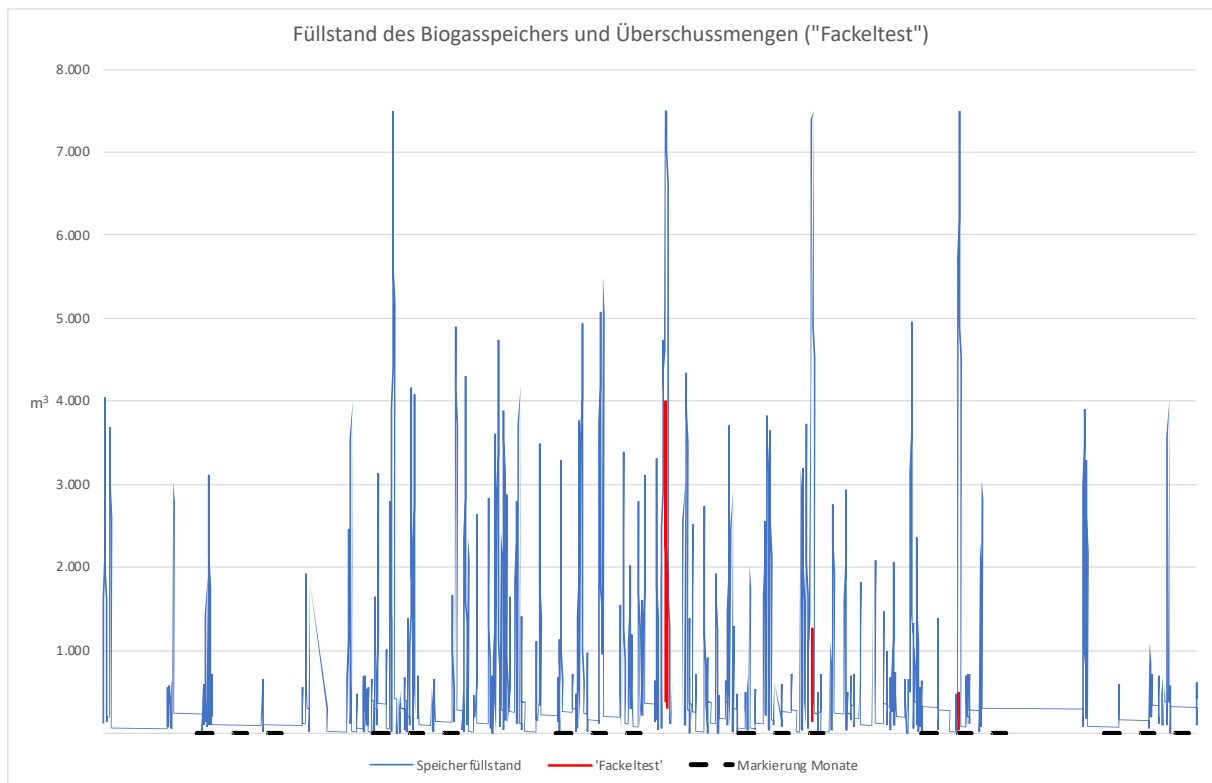
Grundsätzlich dürfte es bei den historischen Daten bleiben.

Sollte jedoch Iqony das Erweiterungskonzept in Hochheim realisieren können, müssen die Werte neu berechnet werden.

⁴ Hier werden die physischen Mengen betrachtet. Die rechnerische Verschiebung durch mögliche Anwendung der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe wurde nicht berücksichtigt.

Der nicht vollständige Ausgleich der Leistungswerte für den Eigenbedarf mag auf den ersten Blick erstaunen. Jedoch treten zwar nur kurze (und deswegen in den Grafiken nicht deutlich erkennbare) aber relevante Zeiten auf, in denen durch die Gasspeicherbewirtschaftung nicht ausreichend Gas zur Verfügung steht, um kurzzeitige Leistungsspitzen durch Hochfahren der aktuell laufenden Stromerzeugung abdecken zu können.

Mit nur etwas weniger als 10% der Strombedarfs erscheint aber der technische Aufwand, auch diesen Bedarfe durch Eigenerzeugung decken zu können, unangemessen hoch.



Der zeitliche Verlauf des Gasspeicherfüllstands zeigt, dass über viele Stunden im Jahr mit der gewählten Modulkonstellation ein Ausgleich für die „überschüssigen“ Biogasmengen gefahren werden kann.

Nur in sehr wenigen Stunden reicht das Volumen für Spitzen nicht aus, dann müsste die „Gasfackel zum Test“ eingeschaltet werden.

Diese Zeiten kommen durch die Restriktion zustande, dass in den Stunden nicht positiver Preise keine Strom eingespeist werden darf.

In der tatsächlichen Auslegung könnten alternativ Sonderstromverbraucher wie ein elektrischer Wärmeerzeuger oder ähnliche Geräte anstelle der Gasfackel genutzt werden. Hier für die Simulation wurde dazu aufgrund der geringen Vorkommniszahl und der geringen Mengen nicht weiter optimiert.

6 Ersatzstromfähigkeit der ausgesuchten Module

Da aufgrund des kontinuierlichen Gasanfalls die jederzeitige Gasverwertung sichergestellt sein muss, sollten die Module – so wie hier – derart ausgewählt werden, dass sie auch bei Netzausfall als Ersatzstromerzeuger im Inselbetrieb fahren können.

Dieser durchaus wichtige Aspekt muss bei der konkreten Auslegungsplanung berücksichtigt werden, kann hier jedoch nicht weiter betrachtet werden, da dazu auch die Details der Stromverbraucher zu berücksichtigen sind.

U.a. muss geklärt werden, welche Verbraucher im Falle von Netzstörungen nicht betrieben werden müssen, um Leistungsreserven und Puffer zu haben.

Soll auch die Schwarzstartfähigkeit nach einem Blackout gegeben sein, muss darüber hinaus an ein Batteriesystem zur Sicherstellung der Stromversorgung aller Nebenaggregate in der Startphase des ersten Moduls gedacht werden.

In Ergänzung dazu kann natürlich auch der vorhandene Dieselstromerzeuger eingebunden werden.

7 Investitionskostenrahmen und Grenzwertbetrachtung der betrieblichen Kosten und Erlöse, 20-Jahressimulation

Der Markt für Sondergasmotoren, die sowohl Deponiegas als auch Biogas als auch gemischtes Gas verwerten können, ist „überschaubar“.

Die genauere Bestimmung der Investitionskosten ist daher erst nach konkreter Auslegungsplanung und nach Ausschreibung feststellbar.

Um hier zu einer ersten Einschätzung zu kommen, wurden die Erwartungswerte durch interne anonymisierte „Umfrage“ als Kostenrahmen ermittelt und mit angemessenen Sicherheitszuschlägen gerundet.

Das gleiche gilt für die zu erwartenden Servicekosten.

a) Basis für das Abfragegerüst BHKW-Module:

- Modulkonfiguration wie in den vorstehenden Kapiteln beschrieben
- Abgasreinigung nach den aktuell bekannten Vorschriften des BImSchG und seiner Verordnungen
- Gasmischstrecken gegenüber dem vorhandenen System modulweise erneuert, um höhere und gezielte Flexibilität des Einsatzes bei fortschreitender Abnahme des Deponiegasanteils zu erreichen
- Einbau der Module in die entsprechend freigeräumten Flächen
- Notwendiger unmittelbar mit dem jeweiligen Modul verbundener Anlagenbau wie Verrohrung, Isolierung, interne Verkabelung und Auflegung auf die NSHV
- Anschluss der Abgasleitung an das vorhandene Kaminsystem
- Insgesamt Berücksichtigung einer modulweisen Umsetzung (nicht alle Module „auf einen Schlag“)

b) Die typischerweise bauseits angesiedelten notwendigen Maßnahmen wurden anhand von Kenndaten geschätzt. Das Gerüst dazu ist:

- Ausbau der vorhandenen und abgängigen Einheiten und deren Nebenanlagen
- Umbau vorhandener Installationen
- Stellung evtl. erforderlicher Gerüste und Hebeeinrichtungen

c) Nicht im Kostenrahmen enthalten sind

- Evtl. Kosten der Entsorgung von Sonderabfällen
- Evtl. Kosten der Sanierung kontaminierter Untergründe
- Durchführung der notwendigen Planungsarbeiten und Einholung der notwendigen Genehmigungen
- Kosten für Finanzierungsbeschaffung, evtl. zu stellende Sicherheiten u.ä.

Mit dieser Gerüstbasis ergibt der Rahmen für die Investitionen und die daraus resultierenden Kosten für die lineare AfA:

Investitionsrahmen		2x 600 kW	1x 1000 kW	Gesamt
Module	€	1.400.000	1.025.000	2.425.000
Gasmischsystem	€	85.000	60.000	145.000
sonst. Invest durch RMD	€	250.000	200.000	450.000
Gesamtinvest	€	1.735.000	1.285.000	3.020.000
spez. je kW _{el} netto	€/ kW _{el} netto	1.506	1.332	1.427

Die Kosten für Wartung und Instandhaltung ergeben sich aufgrund der Umfrage und wurde um geschätzte Eigenkosten der RMD erweitert:

Bewegliche Kosten		Mod. 600 kW	Mod. 1.000 kW	Gesamt
Service pro Betr.std.	€/Bh	7,39	12,73	
Zusätzliche Kosten RMD	€/Bh	1,50	1,5	
Gesamt	€/Bh	8,89	14,23	
Bruttoleistung	kW _{el} / Modul	600	1.000	
gesch. EB-Leistung	kW _{el} / Modul	24	35	
Nettoleistung	kW _{el} / Modul	576	965	2.117
spez. Grenzkosten	ct/kWh _{el} / Modul	1,54	1,47	
	€/MWh _{el} / Modul	15,40	14,70	

Unter Grenzkosten wird hier nur der Aufwand für den in der vorstehenden Tabelle dargestellten Aufwand für Service und ggfs. noch hinzuzurechnende Eigenkosten der RMD verstanden.

Der Brennstoff wird als „sowieso“ anfallender Stoffstrom ohne gesonderte Kosten betrachtet, da er anderenfalls anderweitig Kosten verursachend entsorgt werden müsste. Streng genommen sind die vermiedenen Entsorgungskosten dem BHKW-Betrieb noch gutzuschreiben, darauf wird hier als „Sicherheitspuffer“ jedoch verzichtet.

Die Ermittlung dieser Grenzkosten dient zur Entscheidung in der Simulation, bis zu welchem Preis „nach unten“ die Einspeisung von Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung noch ökonomisch sinnvoll ist. Unterhalb dieser Schwelle würde bei noch vorhandenem freien Gasspeichervolumen Biogas eingespeichert, in den Stunden attraktiver Preise würde dann wieder mit „Vollgas“ Strom erzeugt und in das Netz eingespeist.

Jedoch wird der Simulation auch vorgegeben, ein gewisses Speichervolumen „freizufahren“, sobald die Strompreise oberhalb des Schwellwertes sind, um für weitere unerschwellige Stunden Speicherreserve zu haben.

Die Bewertung der Wärme erfolgt mit den Preisen des Wärmelieferungsvertrages zwischen RMD und Iqony, wobei die Indexentwicklung zur Anwendung der Preisanpassungsklauseln geschätzt ist.

Aus Gründen der Vereinfachung und der Vorhersageungenauigkeit wird im weiteren nicht dezidiert aufgelöst, mit welchem der Aggregate primär der Eigenbedarf abgedeckt wird und aus welchen Aggregaten der in das Netz eingespeiste Strom stammt. Die Gesamtanlage wird vielmehr als einheitliches Ganzes betrachtet

Für das Verständnis der Simulation über 20 Jahre müssen folgende Aspekte noch ergänzend erklärt werden.

- „FW-Einspeisung nominal nach Simulation“ ist die Menge an Wärme, die sich aufgrund der historischen Daten als an Iqony verkaufbare Wärmemenge (8.868 MWh) über die jeweiligen Jahre ergibt.
- „Wärmeüberschuss“ stellt die Menge an Wärme dar, die aufgrund der Lastgangprognose nicht an Iqony geliefert werden kann und im Rückkühlwerk als Abwärme der Stromerzeugung „vernichtet“ werden muss.
- „Wärmeunterdeckung“ stellt die aggregierten Wärmemengen dar, die nicht im KWK-Prozess erzeugt werden können, weil negative Strompreise zur Abregelung der Motoren führten. Diese Mengen ergeben sich nur in den wenigen Stunden, in denen die Abregelung zwar erfolgen muss, aber der Wärmebedarf im Netz der Iqony gegeben ist. Es konnte im Rahmen der 20-Jahressimulation nicht untersucht werden, ob der Aufbau eines größeren Wärmespeichers ökonomisch sinnvoll ist oder ob ein Kessel als Frischwärmeerzeuger dann fehlende Wärmemenge erzeugen könnte. Hier ist ein komplexer Zusammenhang mit der Gasspeicherbewirtschaftung zu berücksichtigen, der ohne detaillierte Auslegung nicht einfach abbildbar ist.
Anstelle von Ersatzwärmeerzeugung im Kessel könnte auch die Abregelung der Motoren geringer ausfallen und die Wärme dann im elektrischen Wärmeerzeuger („Power-to Heat“, abgekürzt P2H) bereitgestellt werden. Diese Option wurde jedoch hier nicht weiter untersucht. Da dann wieder Rückwirkungen auf den Netzverknüpfungspunkt entstehen. Ein weiterer Grund für Unterdeckung in einigen Stunden ist, dass bei höheren Wärmelasten vor allem in den späteren Jahren nicht immer genügend Gas zur Verfügung steht.
- „FW-Einspeisung real (nominal ./ Unterdeckung)“ stellt die dann aus den Motoren tatsächlich gelieferte Wärmemenge dar, die zu den Wärmepreisen abgerechnet werden kann. Die vorstehende Unterdeckung, die ggfs. durch Kesselwärme ersetzt werden muss, ist
- "Fackelmenge Gas" ist der rechnerische Überschuss an Gas, das nicht in den Motoren verwendet werden kann, wenn die Motoren in den Zeiten niedriger bzw. negativer Strompreise abgeregelt werden. Diese Mengen sind sehr gering und im Rahmen der Simulation eher als Prognoseungenauigkeit zu betrachten. Da sie aber rechnerisch anfallen, werden sie hier zur Nachvollziehbarkeit aufgeführt.
- Die Betriebsstunden der beiden kleinen Module werden in der Realität sicherlich durch die jeweilige Vorrangschaltung gleichmäßig verteilt, was in der Simulation aber nicht abbildbar ist und das Endergebnis auch nicht verändern würde. Daher sind die Betriebsstunden der beiden kleinen Module gemeinsam zu betrachten.
- Die Ersatzinvestitionen wurden nach Abstimmung mit RMD nach jeweils 60.000 Betriebsstunden angesetzt und dann nur noch auf 7 Jahre abgeschrieben, wobei die Vorgabe der Sonder-AfA-Tabelle des Bundesfinanzministerium (10 Jahre) hier nicht weiter berücksichtigt wurde.
- Als kalkulatorischer Puffer wurde die Abschreibung der Erstinvestition gleichmäßig über die ersten 10 Jahre durchlaufen gelassen, obwohl aufgrund der Betriebsstunden bereits innerhalb der ersten 10 Jahre bereits Ersatzinvestitionen (Generalüberholung) anstehen.

Die folgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Simulation über 20 Jahre. Sie wird der RMD zur eigenen Weiterverarbeitung in offener Form zur Verfügung gestellt.

Jahr		2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
RMD Eigenbedarf Strom	MWh el	4.765	4.765	3.851	3.851	3.765	3.765	3.105	3.025	3.025	3.025	3.025	3.025	2.924	2.912	2.607	2.607	2.607	2.607	2.607	2.607
Stromabdeckung durch BHKW	MWh el	4.765	4.765	3.851	3.851	3.765	3.765	3.105	3.025	3.025	3.025	3.025	3.025	2.924	2.912	2.607	2.607	2.607	2.607	2.607	2.607
Strom-Zusatzbezug	MWh el	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strom-Einspeisung	MWh el	13.249	12.739	13.181	12.890	12.421	12.043	12.353	12.108	11.802	11.995	11.736	11.496	11.368	11.163	11.266	11.079	10.905	10.746	10.596	10.458
Wärmeerzeugung BHKW	MWh th	17.888	17.435	17.014	16.755	16.262	15.925	15.614	15.324	15.065	14.946	14.716	14.502	14.297	14.103	13.922	13.756	13.601	13.457	13.324	13.201
FW-Einspeisung nominal nach Simulation	MWh th	8.868	8.819	8.770	8.725	8.669	8.618	8.567	8.515	8.469	8.443	8.396	8.351	8.307	8.264	8.223	8.184	8.147	8.112	8.078	8.046
Wärmeüberschuss	MWh th	9.020	8.616	8.244	8.030	7.592	7.307	7.047	6.810	6.595	6.503	6.319	6.151	5.990	5.839	5.699	5.572	5.454	5.346	5.246	5.155
Wärmeunterdeckung	MWh th	222	271	320	365	421	472	523	575	621	647	694	739	783	826	867	906	943	978	1.012	1.044
FW-Einspeisung real (nominal ./ . Unterdeckung)	MWh th	8.646	8.548	8.450	8.360	8.248	8.146	8.044	7.940	7.848	7.796	7.702	7.612	7.524	7.438	7.356	7.278	7.204	7.134	7.066	7.002
Vollbtr.std. BHKW 1	VBh	7.226	6.802	6.411	6.168	5.709	5.392	5.101	4.833	4.795	8.696	8.280	7.893	7.531	7.193	6.878	6.586	6.315	6.061	5.825	5.606
Betriebs.std. BHKW 1	Bh	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Vollbtr.std. BHKW 2	VBh	7.218	6.794	6.398	6.155	5.690	5.377	5.084	4.811	4.770	759	744	730	710	687	665	647	628	616	603	591
Betriebs.std. BHKW 2	Bh	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	798	787	774	749	715	705	689	671	646	635	624
Vollbtr.std. BHKW 3	VBh	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.517	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Betriebs.std. BHKW 3	Bh	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.517	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
"Fackelmenge" Gas	Nm3	0	0	0	6.922	748	1.224	1.666	2.076	2.456	2.929	3.473	3.978	4.117	4.059	4.005	3.956	3.909	3.867	3.827	3.790
Anteil der "Fackelmenge" am Gesamtgas		0,00%	0,00%	0,00%	0,09%	0,01%	0,02%	0,02%	0,03%	0,04%	0,04%	0,05%	0,06%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Deponiegas	Nm3	3.403.637	3.165.382	2.943.805	2.737.739	2.546.097	2.367.870	2.202.119	2.047.971	1.904.613	1.771.290	1.647.300	1.531.989	1.424.750	1.325.017	1.232.266	1.146.007	1.065.787	991.182	921.799	857.273
Biogas	Nm3	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000
Gesamtgas	Nm3	8.203.637	7.965.382	7.743.805	7.537.739	7.346.097	7.167.870	7.002.119	6.847.971	6.704.613	6.571.290	6.447.300	6.331.989	6.224.750	6.125.017	6.032.266	5.946.007	5.865.787	5.791.182	5.721.799	5.657.273

		Steigerung p.a.																				
Wartung, Instandh. M1	2%	€/Bh	7,39	7,54	7,69	7,84	8,00	8,16	8,32	8,49	8,66	8,83	9,01	9,19	9,37	9,56	9,75	9,95	10,15	10,35	10,56	10,77
Bewegl. Kosten RMD	2%	€/Bh	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62	1,65	1,68	1,71	1,74	1,77	1,81	1,85	1,89	1,93	1,97	2,01	2,05	2,09	2,13	2,17
Wartung, Instandh. M2	2%	€/Bh	7,39	7,54	7,69	7,84	8,00	8,16	8,32	8,49	8,66	8,83	9,01	9,19	9,37	9,56	9,75	9,95	10,15	10,35	10,56	10,77
Bewegl. Kosten RMD	2%	€/Bh	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62	1,65	1,68	1,71	1,74	1,77	1,81	1,85	1,89	1,93	1,97	2,01	2,05	2,09	2,13	2,17
Wartung, Instandh. M3	2%	€/Bh	12,73	12,98	13,24	13,50	13,77	14,05	14,33	14,62	14,91	15,21	15,51	15,82	16,14	16,46	16,79	17,13	17,47	17,82	18,18	18,54
Bewegl. Kosten RMD	2%	€/Bh	1,50	1,53	1,56	1,59	1,62	1,65	1,68	1,71	1,74	1,77	1,81	1,85	1,89	1,93	1,97	2,01	2,05	2,09	2,13	2,17
Bewegl. Aufwand vor Afa (A1)		€/Jahr	280.408	286.014	291.708	297.402	303.359	309.403	315.448	321.755	324.020	250.060	255.022	260.045	265.014	269.964	275.267	280.676	286.053	291.422	297.138	302.849
Investition	3.020.000 €																					
Afa linear (K1)	10 Jahre	€/Jahr	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Re-Invest BHKW 1	200.000 € (nach 60.000 h)								200.000 €							200.000 €						
Afa linear (K2)	7 Jahre	€/Jahr							28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571
Re-Invest BHKW 2	200.000 € (nach 60.000 h)								200.000 €													
Afa linear (K3)	7 Jahre	€/Jahr							28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571	28.571							
Investition	350.000 € (nach 60.000 h)								350.000 €							350.000 €						
Afa linear (K4)	7 Jahre	€/Jahr							50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000

verm. Bezugskosten (G1)	1%	€/MWh	220,00	222,20	224,42	226,66	228,93	231,22	233,53	235,87	238,23	240,61	243,02	245,45	247,90	250,38	252,88	255,41	257,96	260,54	263,15	265,78
		€/Jahr	1.048.300	1.058.783	864.241	872.868	861.921	870.543	725.111	713.507	720.646	727.845	735.136	742.486	724.860	729.107	659.258	665.854	672.502	679.228	686.032	692.888
Erlöse Stromvermarktung (G2)	1%	€/MWh	40,00	40,40	40,80	41,21	41,62	42,04	42,46	42,88	43,31	43,74	44,18	44,62	45,07	45,52	45,98	46,44	46,90	47,37	47,84	48,32
		€/Jahr	529.940	514.665	537.795	531.200	516.973	506.308	524.517	519.208	511.165	524.669	518.511	512.952	512.365	508.128	517.992	514.499	511.454	509.017	506.929	505.316
Wärme-AP ≤ 2.700 MWh	1%	€/MWh	55,23	55,78	56,34	56,90	57,47	58,04	58,62	59,21	59,80	60,40	61,00	61,61	62,23	62,85	63,48	64,11	64,75	65,40	66,05	66,71
Wärme-AP > 2.700 MWh	1%	€/MWh	58,06	58,64	59,23	59,82	60,42	61,02	61,63	62,25	62,87	63,50	64,14	64,78	65,43	66,08	66,74	67,41	68,08	68,76	69,45	70,14
Erlöse Wärmeverkauf (G3)		€/Jahr	494.346	493.533	492.691	492.211	490.379	489.023	487.625	486.057	485.115	486.676	485.528	484.546	483.655	482.782	482.137	481.700	481.457	481.462	481.554	481.859

Summe Gutschriften (ΣG = G1+G2+G3)	€/Jahr	2.072.586	2.066.981	1.894.727	1.896.279	1.869.273	1.865.874	1.737.253	1.718.772	1.716.926	1.739.190	1.739.175	1.739.984	1.720.880	1.720.017	1.659.387	1.662.053	1.665.413	1.669.707	1.674.515	1.680.063
Deckungsbeitrag vor Afa (D1 = ΣG - A1)	€/Jahr	1.792.178	1.780.967	1.603.019	1.598.877	1.565.914	1.556.471	1.421.805	1.397.017	1.392.906	1.489.130	1.484.153	1.479.939	1.455.866	1.450.053	1.384.120	1.381.377	1.379.360	1.378.285	1.377.377	1.377.214
Deckungsbeitrag nach Afa (D2 = D1 - ΣK1,2,3,4) abzgl. weiterer Unternehmenskosten RMD	€/Jahr	1.490.178	1.478.967	1.301.019	1.296.877	1.263.914	1.254.471	1.012.662	987.874	983.763	1.079.987	1.377.010	1.372.796	1.348.723	1.371.482	1.305.549	1.302.806	1.300.789	1.299.714	1.298.806	1.298.643

Aus diesem Deckungsbeitrag D2, der die Wärmeerlöse im beschriebenen Umfang beinhaltet, müssen die verbleibenden Kosten der RMD gedeckt werden.

Nicht in Geld wurde die Wärmenutzung innerhalb der RMD bewertet, da dazu eine qualifizierte Alternative zu definieren wäre. Diese müsste ohne die Biogaserzeugungsanlage definiert werden, da anderenfalls ja das Gas „zwangsweise“ anfällt und vor allem die Beheizung der Fermentieranlage nicht mit alternativ erzeugter Wärme bewertet werden kann. Vereinfacht bleibt für die Gebäude ohne Fermenter der Jahreswärmebedarf von rund 1.060 MWh, der z.B. mit Wärme aus Ölheizung oder aus Flüssiggas bewertet werden könnte. Da diese Bewertung jedoch das Jahresergebnis nur verbessern kann, wurde auf die Einrechnung in vorstehenden Tabelle verzichtet.

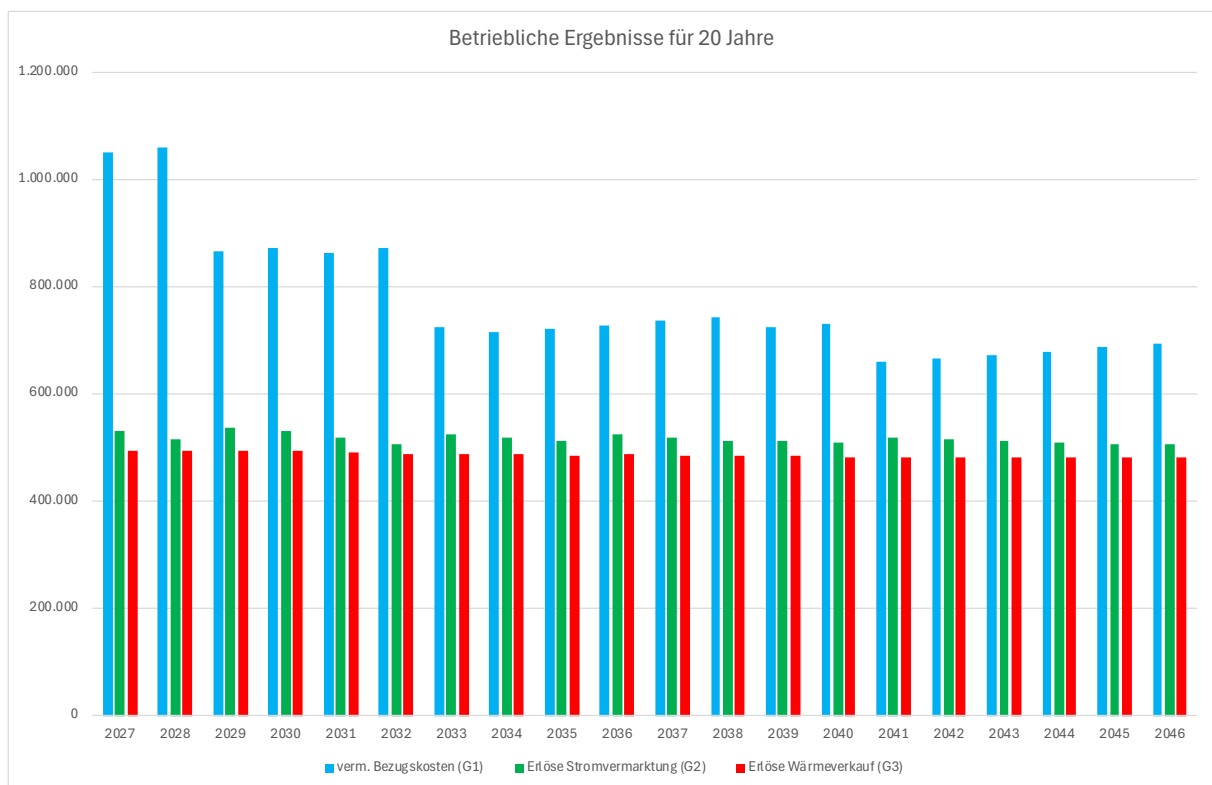
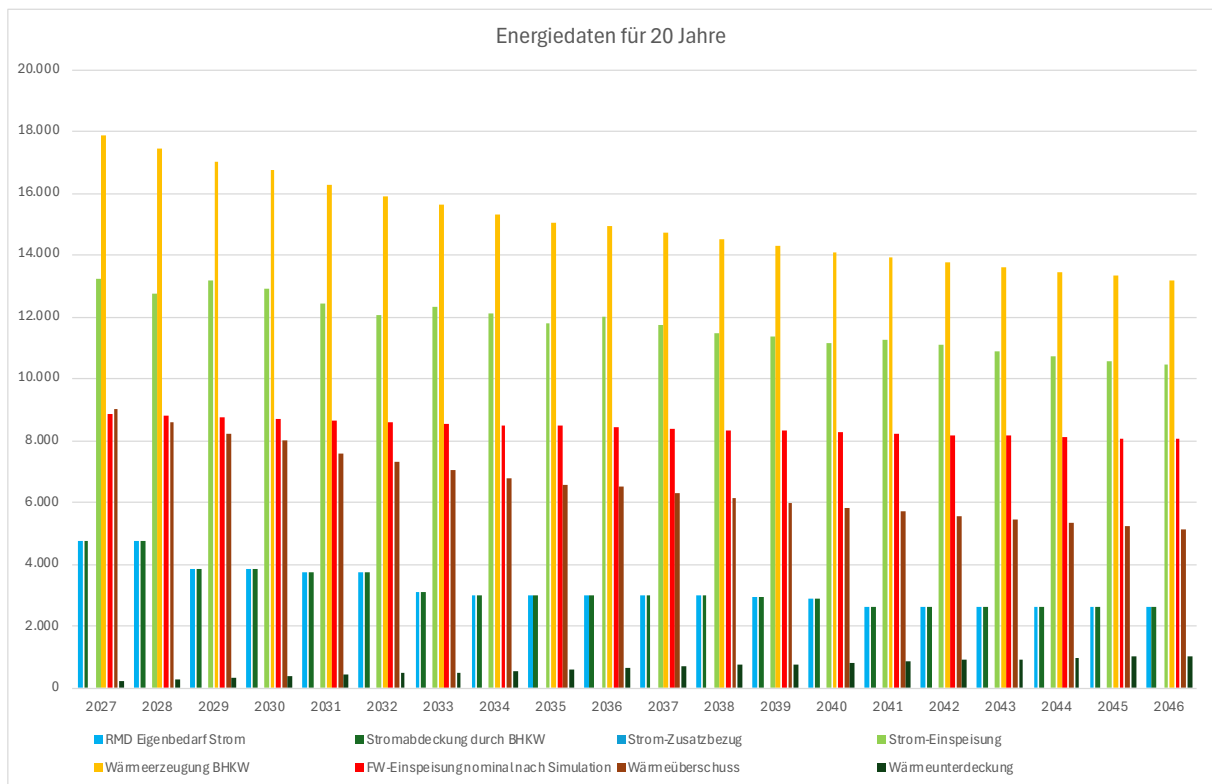
In der im Anhang dokumentierten Einzelbetrachtung eines „worst case“ mit sehr extremen Randbedingungen zeigte sich, dass selbst unter Extremwertbedingungen immer noch positive Deckungsbeiträge selbst dann erzielt werden, wenn für die Berechnungen die Ansätze „manipuliert“ werden:

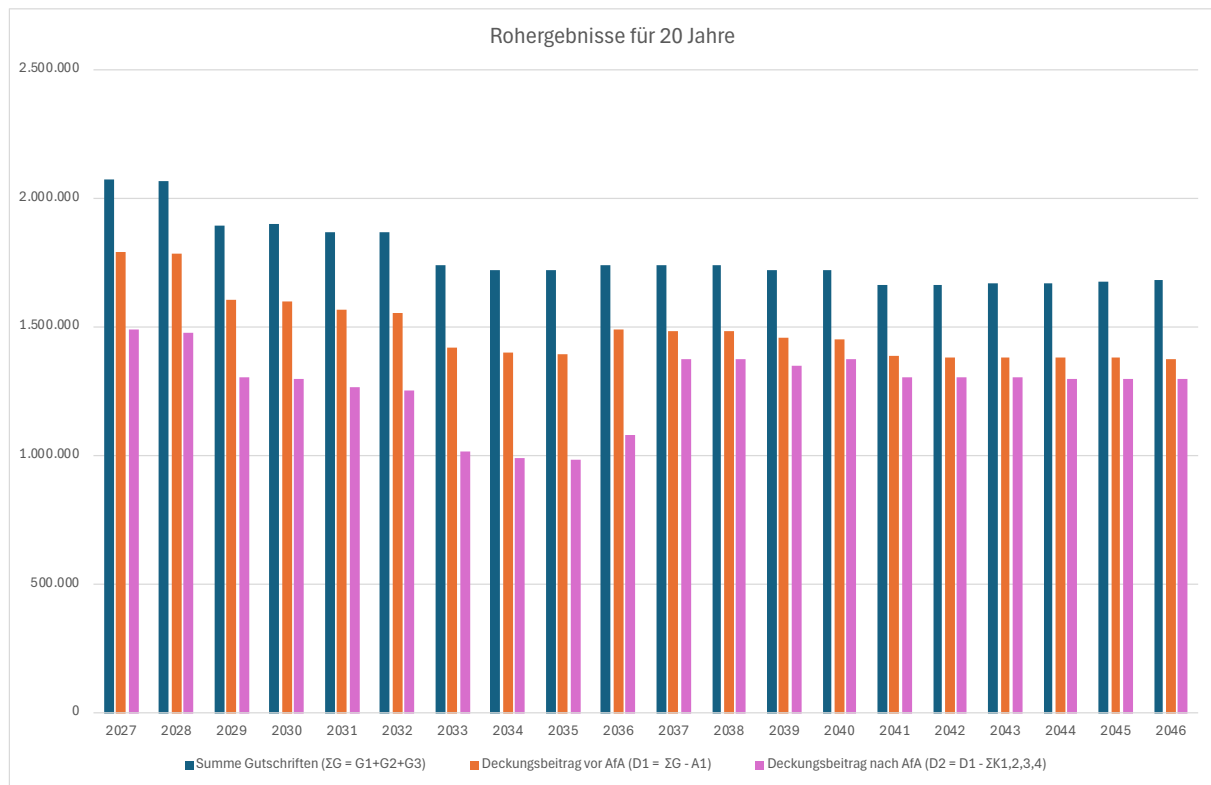
- Die vermiedenen Kosten des Bezugs halbieren sich.
- Die Vergütung für Einspeisung sinkt auf 0 €/MWh.
- Der Aufwand für Service und Instandhaltung steigt um den Faktor 2.
- Die Kosten der Reinvestition nach jeweils 60.000 Betriebsstunden verdoppeln sich.

Diese Extremwertannahmen stellen jedoch nur eine interne indikative Verprobung dar, weil willkürlich gewählt.

Aber selbst unter diesen extremen Annahmen bleibt der kumulierte Deckungsbeitrag D2 – wenn auch nur geringfügig – positiv, so dass in keinem Fall eine Hürde für die Investitionsentscheidung entsteht.

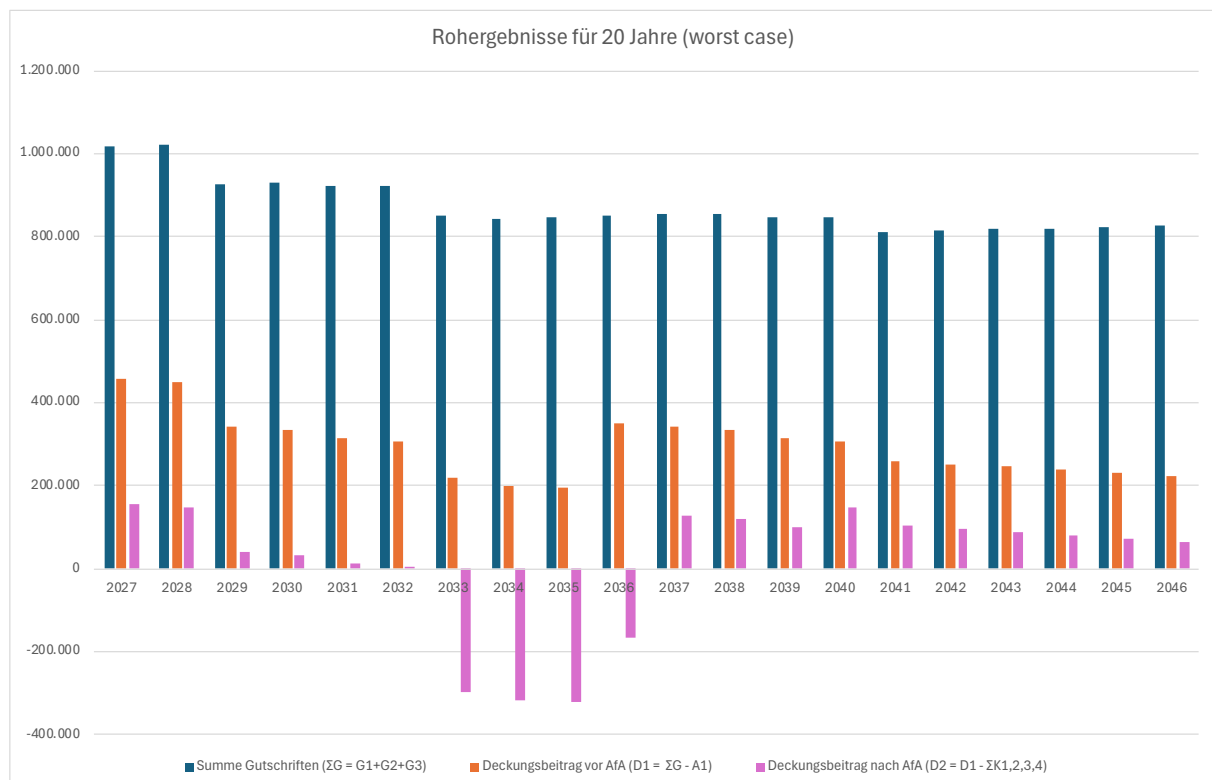
Die in der Datentabelle ausgewiesenen Simulationsergebnisse werden hier noch einmal grafisch dargestellt.





Der kumulierte Deckungsbeitrag über 20 Jahre (ohne Abzinsung) nach AfA beträgt rund 25.426 Tsd. €.

Im erwähnten „worst case“ mit den extremen Ansätzen kommt der kumulierte Deckungsbeitrag immer noch auf leicht über Null, nämlich rund 297 Tsd. €, was an dem Verlauf der Abschreibungsbeträge liegt:



8 Fazit

- Die Bestimmungen des EEG zur „Verklammerung von Anlagen“ und § 39g EEG regeln die Teilnahme an Anschlussschreibungen. Diese beinhalten, dass ausschließlich Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung eingesetzt werden darf. Da das Deponiegas nach § 3 der BiomasseV nicht als Biomasse anerkannt ist, scheidet eine Teilnahme an EEG-Anschlussschreibungen für die RMD aus.
- Es kommt deshalb nur das Modell einer freien Stromvermarktung, d.h. einer Abdeckung des Eigenbedarfs und eine freie Direktvermarktung in Betracht.
- Die jährlich abnehmende Deponiegasmenge stellt zwar gegenüber der kontinuierlichen Biogaserzeugung nur einen Anteil an der Gasmenge dar, reduziert jedoch über die Jahre hinweg die erzeugbare Strommenge deutlich (siehe Tabelle Seite 6).
- Aus den folgenden Anforderungen ergibt sich die im Bericht dargestellte Motorenkonfiguration als ein Optimum:
 - umfassende energetische Verwertung der anfallenden Gasmengen,
 - keine Stromeinspeisung in das Netz in Stunden nicht positiver Preise (Gefahr der Pönale),
 - soweit wie möglich Abdeckung des Strombedarfs im Gelände der RMD.
- Der in Ansatz gebrachte Kostenrahmen (Investition und Wartung/Instandhaltung) ergibt sich aus einer Marktabfrage für Maschinen, die auch bei Störungen im Stromnetz als Ersatzstromerzeuger den Betrieb der RMD aufrechterhalten können.
- Mit den – mit RMD abgestimmten – Kosten- und Erlöserwartungen ergibt sich der kumulierte Deckungsbeitrag über 20 Jahre (ohne Abzinsung) nach AfA vor Zinsen und Unternehmenskosten in Höhe von rd. 25,43 Mio. EUR.
- Als „Stresstest“ bzw. worst-case-scenario wurden für Kosten, Reinvestitionen und Gutschriften und für die Stromeinspeisung extrem schlechte Werte gewählt. Der kumulierte Deckungsbeitrag ergibt selbst dann noch einen positiven Beitrag von ca. 300 TEUR.

Da aufgrund weiterer Vorschriften im Abfallrecht die energetische Verwertung der Gase erfolgen muss, müssen aufgrund immissionsschutzrechtlicher Vorschriften (verschärfte Abgasvorschriften aus der 44.BImSchV) in jedem Fall Investitionen getätigt werden. Da die vorhandenen Motoren das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben, ist die Investition in das hier vorgestellte Konzept zu empfehlen.


Dipl.-Ing. Heinz Ullrich Brosziewski VDI


Dipl.-Ing. Markus Ermen-Zielonka VDI

Informativ: Tabelle zum Szenario „worst case“

Jahr		2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
RMD Eigenbedarf Strom	MWh el	4.765	4.765	3.851	3.851	3.765	3.765	3.105	3.025	3.025	3.025	3.025	3.025	2.924	2.912	2.607	2.607	2.607	2.607	2.607	2.607
Stromabdeckung durch BHKW	MWh el	4.765	4.765	3.851	3.851	3.765	3.765	3.105	3.025	3.025	3.025	3.025	3.025	2.924	2.912	2.607	2.607	2.607	2.607	2.607	2.607
Strom-Zusatzbezug	MWh el	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Strom-Einspeisung	MWh el	13.249	12.739	13.181	12.890	12.421	12.043	12.353	12.108	11.802	11.995	11.736	11.496	11.368	11.163	11.266	11.079	10.905	10.746	10.596	10.458
Wärmeerzeugung BHKW	MWh th	17.888	17.435	17.014	16.755	16.262	15.925	15.614	15.324	15.065	14.946	14.716	14.502	14.297	14.103	13.922	13.756	13.601	13.457	13.324	13.201
FW-Einspeisung nominal nach Simulation	MWh th	8.868	8.819	8.770	8.725	8.669	8.618	8.567	8.515	8.469	8.443	8.396	8.351	8.307	8.264	8.223	8.184	8.147	8.112	8.078	8.046
Wärmeüberschuss	MWh th	9.020	8.616	8.244	8.030	7.592	7.307	7.047	6.810	6.595	6.503	6.319	6.151	5.990	5.839	5.699	5.572	5.454	5.346	5.246	5.155
Wärmeunterdeckung	MWh th	222	271	320	365	421	472	523	575	621	647	694	739	783	826	867	906	943	978	1.012	1.044
FW-Einspeisung real (nominal ./.. Unterdeckung)	MWh th	8.646	8.548	8.450	8.360	8.248	8.146	8.044	7.940	7.848	7.796	7.702	7.612	7.524	7.438	7.356	7.278	7.204	7.134	7.066	7.002
Vollbtr.std. BHKW 1	VBh	7.226	6.802	6.411	6.168	5.709	5.392	5.101	4.833	4.795	8.696	8.280	7.893	7.531	7.193	6.878	6.586	6.315	6.061	5.825	5.606
Betriebs.std. BHKW 1	Bh	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Vollbtr.std. BHKW 2	VBh	7.218	6.794	6.398	6.155	5.690	5.377	5.084	4.811	4.770	759	744	730	710	687	665	647	628	616	603	591
Betriebs.std. BHKW 2	Bh	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	798	787	774	749	715	705	689	671	646	635	624
Vollbtr.std. BHKW 3	VBh	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.517	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Betriebs.std. BHKW 3	Bh	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.517	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
"Fackelmenge" Gas	Nm3	0	0	0	6.922	748	1.224	1.666	2.076	2.456	2.929	3.473	3.978	4.117	4.059	4.005	3.956	3.909	3.867	3.827	3.790
Anteil der "Fackelmenge" am Gesamtgas		0,00%	0,00%	0,00%	0,09%	0,01%	0,02%	0,02%	0,03%	0,04%	0,04%	0,05%	0,06%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Deponiegas	Nm3	3.403.637	3.165.382	2.943.805	2.737.739	2.546.097	2.367.870	2.202.119	2.047.971	1.904.613	1.771.290	1.647.300	1.531.989	1.424.750	1.325.017	1.232.266	1.146.007	1.065.787	991.182	921.799	857.273
Biogas	Nm3	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000
Gesamtgas	Nm3	8.203.637	7.965.382	7.743.805	7.537.739	7.346.097	7.167.870	7.002.119	6.847.971	6.704.613	6.571.290	6.447.300	6.331.989	6.224.750	6.125.017	6.032.266	5.946.007	5.865.787	5.791.182	5.721.799	5.657.273

	Steigerung p.a.																					
Wartung, Instandh. M1	2%	€/Bh	14,78	15,08	15,38	15,69	16,00	16,32	16,65	16,98	17,32	17,67	18,02	18,38	18,75	19,13	19,51	19,90	20,30	20,71	21,12	21,54
Bewegl. Kosten RMD	2%	€/Bh	3,00	3,06	3,12	3,18	3,24	3,30	3,37	3,44	3,51	3,58	3,65	3,72	3,79	3,87	3,95	4,03	4,11	4,19	4,27	4,36
Wartung, Instandh. M2	2%	€/Bh	14,78	15,08	15,38	15,69	16,00	16,32	16,65	16,98	17,32	17,67	18,02	18,38	18,75	19,13	19,51	19,90	20,30	20,71	21,12	21,54
Bewegl. Kosten RMD	2%	€/Bh	3,00	3,06	3,12	3,18	3,24	3,30	3,37	3,44	3,51	3,58	3,65	3,72	3,79	3,87	3,95	4,03	4,11	4,19	4,27	4,36
Wartung, Instandh. M3	2%	€/Bh	25,46	25,97	26,49	27,02	27,56	28,11	28,67	29,24	29,82	30,42	31,03	31,65	32,28	32,93	33,59	34,26	34,95	35,65	36,36	37,09
Bewegl. Kosten RMD	2%	€/Bh	3,00	3,06	3,12	3,18	3,24	3,30	3,37	3,44	3,51	3,58	3,65	3,72	3,79	3,87	3,95	4,03	4,11	4,19	4,27	4,36
Bewegl. Aufwand vor Afa (A1)		€/Jahr	560.815	572.116	583.504	595.154	606.893	618.894	631.421	644.035	648.820	500.948	510.680	520.543	530.306	540.293	550.899	561.535	572.376	583.208	594.458	606.148
Investition	3.020.000 €																					
Afa linear (K1)	10 Jahre	€/Jahr	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	302.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Re-Invest BHKW 1	400.000 € (nach 60.000 h)								400.000 €							400.000 €						
Afa linear (K2)	7 Jahre	€/Jahr							57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143
Re-Invest BHKW 2	400.000 € (nach 60.000 h)								400.000 €													
Afa linear (K3)	7 Jahre	€/Jahr							57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143	57.143							
Investition	700.000 € (nach 60.000 h)								700.000 €							700.000 €						
Afa linear (K4)	7 Jahre	€/Jahr							100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

verm. Bezugskosten (G1)	1%	€/MWh	110,00	111,10	112,21	113,33	114,46	115,60	116,76	117,93	119,11	120,30	121,50	122,72	123,95	125,19	126,44	127,70	128,98	130,27	131,57	132,89
		€/Jahr	524.150	529.392	432.121	436.434	430.942	435.234	362.540	356.738	360.308	363.908	367.538	371.228	362.430	364.553	329.629	332.914	336.251	339.614	343.003	346.444
Erlöse Stromvermarktung (G2)	1%	€/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		€/Jahr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Wärme-AP ≤ 2.700 MWh	1%	€/MWh	55,23	55,78	56,34	56,90	57,47	58,04	58,62	59,21	59,80	60,40	61,00	61,61	62,23	62,85	63,48	64,11	64,75	65,40	66,05	66,71
Wärme-AP > 2.700 MWh	1%	€/MWh	58,06	58,64	59,23	59,82	60,42	61,02	61,63	62,25	62,87	63,50	64,14	64,78	65,43	66,08	66,74	67,41	68,08	68,76	69,45	70,14
Erlöse Wärmeverkauf (G3)		€/Jahr	494.346	493.533	492.691	492.211	490.379	489.023	487.625	486.057	485.115	486.676	485.528	484.546	483.655	482.782	482.137	481.700	481.457	481.462	481.554	481.859

Summe Gutschriften (ΣG = G1+G2+G3)	€/Jahr	1.018.496	1.022.925	924.812	928.645	921.321	924.257	850.165	842.795	845.423	850.584	853.066	855.774	846.085	847.335	811.766	814.614	817.708	821.076	824.557	828.303
Deckungsbeitrag vor Afa (D1 = ΣG - A1)	€/Jahr	457.681	450.809	341.308	333.491	314.428	305.363	218.744	198.760	196.603	349.636	342.386	335.231	315.779	307.042	260.867	253.079	245.332	237.868	230.099	222.155
Deckungsbeitrag nach Afa (D2 = D1 - ΣK1,2,3,4)	€/Jahr	155.681	148.809	39.308	31.491	12.428	3.363	-297.542	-317.526	-319.683	-166.650	128.100	120.945	101.493	149.899	103.724	95.936	88.189	80.725	72.956	65.012
abzgl. weiterer Unternehmenskosten RMD																					