

BMUB-UMWELTINNOVATIONSPROGRAMM

Abschlussbericht

zum Vorhaben

Errichtung eines strohbefeuerten Heizkraftwerkes - BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland

KfW- Aktenzeichen: MB e1 - 1657

UBA- Aktenzeichen: 70 441/2 (08/36)

Vorhaben Nr.: 20188

Zuwendungsempfänger/-in

BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG

Umweltbereich

Energie

Laufzeit des Vorhabens

01.09.2010 bis 23.07.2016

Autor/-en

Matthias Pieper

**Gefördert mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und
Reaktorsicherheit**

Datum der Erstellung

28.11.2016

Berichts-Kennblatt

Aktenzeichen UBA: 70 441/2 (08/36)	Projekt-Nr.: 20188
Titel des Vorhabens: <i>Errichtung eines strohbefeuerten Heizkraftwerkes - BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland</i>	
Autor/-en : <i>Pieper, Matthias</i>	Vorhabenbeginn: <i>09.09.2009</i>
	Vorhabenende: <i>23.07.2016</i>
Zuwendungsempfänger/-in: <i>BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG Neuerostraße 5 49824 Emlichheim</i>	Veröffentlichungsdatum: <i>28.11.2016</i>
	Seitenzahl: <i>96</i>
Gefördert im BMUB-Umweltinnovationsprogramm des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.	
<p><i>Das BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland ist das erste mit Stroh befeuerte Heizkraftwerk Deutschlands mit einer Feuerungswärmeleistung von 49,8 MW und einem hocheffizienten Wärmekonzept.</i></p> <p><i>Stroh ist ein idealer Energieträger. Es muss nicht extra angebaut werden, sondern fällt als landwirtschaftliches Nebenprodukt bei der Getreideerzeugung an. Stroh ist damit als nachwachsende Biomasse eine nachhaltige Option zu fossilen Brennstoffen.</i></p> <p><i>Mit der auf der Basis bewährter Kraftwerkstechnik weiter entwickelten modernsten Feuerungstechnik haben wir Stroh energetisch nutzbar gemacht. Die chemisch- stofflichen Besonderheiten von Stroh machten dabei innovative technische Lösungen bei der Kesselkonstruktion, dem Materialeinsatz und der Prozessführung erforderlich. Dazu zählen z.B. der wassergekühlte Vibrationsrost mit zyklischen Vibrationsvorgängen zur Verhinderung der Verschlackung der Asche, die spezielle Ausführung der Überhitzer und die komplexe Kesselsteuerung, die für einen optimierten Ausbrand mit niedrigen Emissionen und hoher Effizienz führt.</i></p> <p><i>Einen Kernpunkt bildet die hocheffiziente Kraft- Wärme- Kopplung. Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärmeenergie ist die effizienteste Form der Primärenergienutzung. Mit dem Wärmekonzept erreichten wir im Bioenergiekraftwerk Emsland einen Gesamtnettowirkungsgrad von 63 % (2015) und sind darüber hinaus flexibel, in welchem Verhältnis Strom- und Wärmeenergie produziert werden.</i></p> <p><i>Davon profitieren auch alle Abnehmer - Industrieunternehmen durch die Bereitstellung von hochwertigem Prozessdampf für energieintensive Produktionsprozesse, die öffentliche Stromversorgung durch die Einspeisung der elektrischen Energie sowie durch Bereitstellung von Regelenergie und öffentliche Einrichtungen und Privathaushalte durch die Einspeisung von Heizwärme in das Nahwärmenetz.</i></p>	
Schlagwörter: <i>Strohheizkraftwerk, Bioenergiekraftwerk, Kraft- Wärme- Kopplung, Biomasse, Energieeffizienz, Strohverbrennung, Energieerzeugung</i>	
Anzahl der gelieferten Berichte Papierform: 7 Elektronischer Datenträger: 1	Sonstige Medien: Veröffentlichung im Internet geplant auf der Webseite: www.bekw.de

Report Coversheet

Reference-No. Federal Environment Agency: 70 441/2 (08/36)	Project-No.: 20188
Report Title: <i>Realization of a straw- fired combined heat and power plant - BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland</i>	
Author/Authors: <i>Pieper, Matthias</i>	Start of project: <i>09.09.2009</i>
	End of project: <i>23.07.2009</i>
Performing Organisation: <i>BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG Neuerostraße 5 49824 Emlichheim</i>	Publication Date: <i>28.11.2016</i>
	No. of Pages: <i>96</i>
Funded in the Environmental Innovation Programme of the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety.	
<p><i>The BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland is the first straw-fired combined heat and power plant in Germany. It delivers 49,8 Megawatts of furnace thermal capacity and is based on a high- efficiency heating design.</i></p> <p><i>Straw is an ideal energy carrier as it occurs as a by- product of grain production. And so straw is not in competition with food production, which is an important consideration given the increasing difficulties involved in providing enough food to feed the world population. As a renewable biomass, straw represents a sustainable alternative to fossil fuels.</i></p> <p><i>By combining the very latest fuel technologies with proven power plant engineering we have rendered straw utilisable as an energy source. The special chemical and material features of straw made it necessary to deploy innovative technical solutions in boiler design, in the use of materials and in process management. These include a water- cooled vibrating grate with regular vibration cycles to prevent the slagging of ash, the special design of the superheaters, and a complex boiler control system which yields optimised burn- out with lower emissions but higher efficiency levels.</i></p> <p><i>Essential hereby is the highly efficient coupling of electricity and heating. The combined generation of electricity and heating energy is the most efficient form of primary energy utilisation. Our unique heating system achieved an energy efficiency level of 63 % in 2015 and we are flexible in terms of the ratio of electricity to heating energy we produce. Additionally, the plant provides a fast active replacement reserve for the grid by responding within 15 minutes.</i></p> <p><i>All our consumers stand to benefit - from industrial companies with the delivery of high quality process steam for energy- intensive production processes, through to public power utilities with the feed- in of electrical power and public facilities and private homes with the input of heating energy into the district heating system.</i></p>	
Keywords: <i>Straw fired power plant, bioenergy power plant, combined heat and power production, biomass, energy efficiency, straw combustion, energy generation</i>	

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	8
1.1	Kurzbeschreibung des Unternehmens und ggf. der Projektpartner.....	8
1.1.1	BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG	8
1.1.2	BE Bioenergie GmbH & Co. KG	8
1.2	Ausgangssituation.....	8
1.2.1	Bedeutung der Bioenergie.....	8
1.2.2	Der Energieträger Stroh	9
1.2.3	Erneuerbare- Energien- Gesetz (EEG).....	9
2.	Vorhabenumsetzung	10
2.1	Ziel des Vorhabens	10
2.1.1	Ziele der Errichtung des Strohheizkraftwerks	10
2.1.2	Ziele des begleitenden Messprogramms	10
2.2	Technische Lösung (Auslegung und Leistungsdaten)	11
2.2.1	Einsetzbare Ballenmaße	12
2.2.2	Kenndaten.....	12
2.2.3	Projektbeschreibung	13
2.2.4	Grundlegende Verfahrensbeschreibung	14
2.2.5	Brennstoffannahme	16
2.2.6	Brennstoffzuführung.....	17
2.2.7	Strohverbrennungs- und Dampferzeugungstechnik.....	20
2.2.8	Rauchgasreinigung und Emissionsüberwachung	24
2.2.9	Dampfturbine und Generator.....	28
2.2.10	EEG- Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelenergie	29
2.2.11	Wärmekonzept und Wärmenutzung	29
2.2.12	Nahwärmenetz	32
2.2.13	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (MSR- Technik)	33
2.3	Umsetzung des Vorhabens	34
2.3.1	Zeitplan der Errichtung des Strohheizkraftwerks	34
2.3.2	Zeitplan des begleitenden Messprogramms	35
2.4	Behördliche Anforderungen.....	35
2.4.1	Genehmigung	35
2.4.2	Zielwerte des begleitenden Messprogramms	36
2.5	Erfassung und Aufbereitung der Betriebsdaten	37
2.5.1	Betriebsdaten.....	37
2.5.2	Emissionsdaten.....	37
2.6	Konzeption und Durchführung des Messprogramms	39
2.6.1	Aufgabenstellung	39

2.6.2	Beteiligte und deren Aufgaben im Messprogramm	40
2.6.3	Kontinuierliche Messungen	41
2.6.4	Diskontinuierliche Messungen.....	41
3.	Ergebnisdarstellung zum Nachweis der Zielerreichung	44
3.1	Bewertung der Vorhabendurchführung.....	44
3.1.1	Praktische Umsetzung des Messprogramms	44
3.1.2	Einteilung des Messprogramms in Teilbereiche	45
3.1.3	Ergebnisse und daraus resultierende Maßnahmen des ersten Teilbereichs.....	45
3.1.4	Ergebnisse und daraus resultierende Maßnahmen des zweiten Teilbereichs.....	51
3.1.5	Ergebnisse und daraus resultierende Maßnahmen des dritten Teilbereichs.....	53
3.1.6	Selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) als Sekundärmaßnahme zur NO _x - Reduzierung.....	53
3.2	Stoff- und Energiebilanz	58
3.2.1	Begleitendes Messprogramm - Kontinuierliche Emissionsmessungen	58
3.2.2	Begleitendes Messprogramm - Diskontinuierliche Emissionsmessungen.....	71
3.2.3	Begleitendes Messprogramm - Zusammenfassung und Ergebnis.....	76
3.2.4	Energiebilanzierung des Strohheizkraftwerkes	78
3.2.5	Gesamtwirkungsgrad des Strohheizkraftwerkes.....	86
3.2.6	Aschefraktionen	87
3.3	Umweltbilanz.....	89
3.3.1	Jahresfrachten (Staub, NO _x , SO ₂ , CO, HCl, N ₂ O) - BEKW Bioenergiekraftwerk	89
3.3.2	Treibhausgasemissionen - BEKW Bioenergiekraftwerk.....	89
3.3.3	Substituierung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk	90
3.3.4	Umweltentlastung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk.....	90
3.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse	91
3.5	Technischer Vergleich zu konventionellen Verfahren	92
4.	Übertragbarkeit	93
4.1	Erfahrungen aus der Praxiseinführung	93
4.2	Modellcharakter.....	93
5.	Zusammenfassung/ Summary.....	95

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 – Foto CE Kennzeichnung Wasserrohrkessel mit Rostfeuerung	8
Abbildung 2 – Projektkonzept Strohheizkraftwerk.....	10
Abbildung 3 – Foto Trasse Prozessdampf und Prozesswärme.....	11
Abbildung 4 – Technische Daten Strohheizkraftwerk.....	13
Abbildung 5 – Schema Strohheizkraftwerk	14
Abbildung 6 – Foto Strohlagerhalle	16
Abbildung 7 - Foto Prozesskrananlage.....	16
Abbildung 8 -Schema Brennstoffzuführung	17
Abbildung 9 - Schnittzeichnung Dampferzeuger	21
Abbildung 10 - Schnittzeichnung wassergekühltes Vibrationsrost	22
Abbildung 11 - Foto wassergekühltes Vibrationsrost	22
Abbildung 12 - Realisierung Verbrennungsluftzuführung.....	23
Abbildung 13 - Schema Rauchgasreinigung.....	25
Abbildung 14 - Foto Entnahmestelle Abgaskamin	27
Abbildung 15 – Foto Analysenschrank	27
Abbildung 16 - Emissionsmesstechnik	28
Abbildung 17 - Foto Dampfturbosatz	28
Abbildung 18 - Schema Wärmeschaltbild	30
Abbildung 19 - Schema Nahwärmenetz	32
Abbildung 20 - Meilensteine - Errichtung des Strohheizkraftwerks	34
Abbildung 21 - Meilensteine - Begleitendes Messprogramm	35
Abbildung 22 – Vereinfachtes Ablaufschema der Auswertung der kontinuierlichen Emissionsüberwachung.....	37
Abbildung 23 - Beteiligte im Messprogramm	40
Abbildung 24 - Umfang Messreihen.....	42
Abbildung 25 – Diskontinuierliche Beprobung – Brennstoff	42
Abbildung 26 - Diskontinuierliche Beprobung – Aschen (Rost- und Flugasche).....	43
Abbildung 27 - Diskontinuierliche Beprobung – Reingas	43
Abbildung 28 - Luftverteilungskurven bis 13.07.2015	47
Abbildung 29 – Luftverteilungskurven ab 13.07.2015	48
Abbildung 30 - NOx Emissionen in Abhängigkeit der Feuerungswärmeleistung	50
Abbildung 31 - NOx Emissionen in Abhängigkeit der Feuerraumtemperatur	51
Abbildung 32 – Vergleich der Ziel- und Grenzwerte der NOx- Emissionen	52
Abbildung 33 - Temperaturbereiche Feuerraum (24.10.2014 - 31.12.2015)	56
Abbildung 34 - NOx- Reduzierung in Abhängigkeit von der Temperatur.....	57
Abbildung 35 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von SO ₂	59
Abbildung 36 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von NO _x	61
Abbildung 37- Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von CO	63
Abbildung 38 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Staubemissionen.....	65
Abbildung 39 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von N ₂ O	67
Abbildung 40 – N ₂ O Emissionen in Abhängigkeit der Feuerraumtemperatur	68
Abbildung 41 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von HCl.....	70
Abbildung 42 - Diskontinuierliche PCDD/F, PAK und PCB Messungen im Reingas	71
Abbildung 43 - Diskontinuierliche PCDD/F, PAK und PCB Messungen in der Rostasche.....	73
Abbildung 44 - Diskontinuierliche PCDD/F, PAK und PCB Messungen in der Flugasche	74
Abbildung 45 – Diskontinuierliche Chlor, Schwefel, Stickstoff Messungen im Brennstoff.....	75
Abbildung 46 - Zusammenfassung der kontinuierlichen Messungen im Reingas.....	77
Abbildung 47 - Betriebsstunden BEKW im Kalenderjahr 2015.....	78
Abbildung 48 - Jahresverlauf Feuerungswärmeleistung	79
Abbildung 49 - Brennstoffeinsatz BEKW im Kalenderjahr 2015.....	80

Abbildung 50 - Durchschnittlicher Brennstoffeinsatz pro Betriebsstunde	80
Abbildung 51 - Strohherkunft Bundesland (Aug. - Sep. 2016).....	81
Abbildung 52 - Strohherkunft Niedersachsen (Aug. - Sep. 2016).....	82
Abbildung 53 – Strohherkunft Nordrhein- Westfalen (Aug. - Sep. 2016)	82
Abbildung 54 – Stromeinspeisung BEKW im Kalenderjahr 2015	83
Abbildung 55 - Stromeinspeisung BEKW im November 2015.....	83
Abbildung 56 – Prozessdampflieferung BEKW im Kalenderjahr 2015	84
Abbildung 57 – Nahwärmelieferung BEKW im Kalenderjahr 2015.....	85
Abbildung 58 - Nahwärmelieferung BEKW im Vergleich 2015/ 2016	85
Abbildung 59 – Eigenstrombedarf BEKW im Kalenderjahr 2015.....	86
Abbildung 60 - Deklaration Muster (Org.-min PK-Dünger)	88
Abbildung 61 – Jahresfrachten 2015 (Staub NO _x , SO ₂ , CO, HCl, N ₂ O).....	89
Abbildung 62 - Umweltentlastung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk im Kalenderjahr 2015..	90
Abbildung 63 – Wirtschaftlichkeitsbetrachtung BEKW Bioenergiekraftwerk (2015 bis 2020)	91

Anlagenverzeichnis

Anlage 1 - Technische Stellungnahme „Selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) als Sekundärmaßnahme zur NOx- Reduzierung“ vom 29.02.2016	53
Anlage 2 – Antwortschreiben der Fa. Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH vom 13.04.2016	53
Anlage 3 - „Das SNCR-Verfahren –Verfahrenstechnische Grundlagen“ erstellt durch Bernd von der Heide von der Fa. Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH	54
Anlage 4 - Strohtypen/ Herkünfte der diskontinuierlichen Messreihen (KW17/ 23/ 32/ 41 in 2015 und KW26 in 2016).....	75
Anlage 5 – Berechnungen Umweltentlastung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk	90

1. Einleitung

1.1 Kurzbeschreibung des Unternehmens und ggf. der Projektpartner

1.1.1 BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG

Die BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG ist Betreiber des Strohheizkraftwerks und der Antragssteller hinsichtlich des BMU-Umweltinnovationsprogramms.

Die Gesellschaft wurde 2007 gegründet und hat Ihren Sitz am Standort des Strohheizkraftwerks, Neurostraße 5 in 49824 Emlichheim.

1.1.2 BE Bioenergie GmbH & Co. KG

Die BE Bioenergie GmbH & Co. KG ist Generalplaner und Inverkehrbringer des Strohheizkraftwerks.

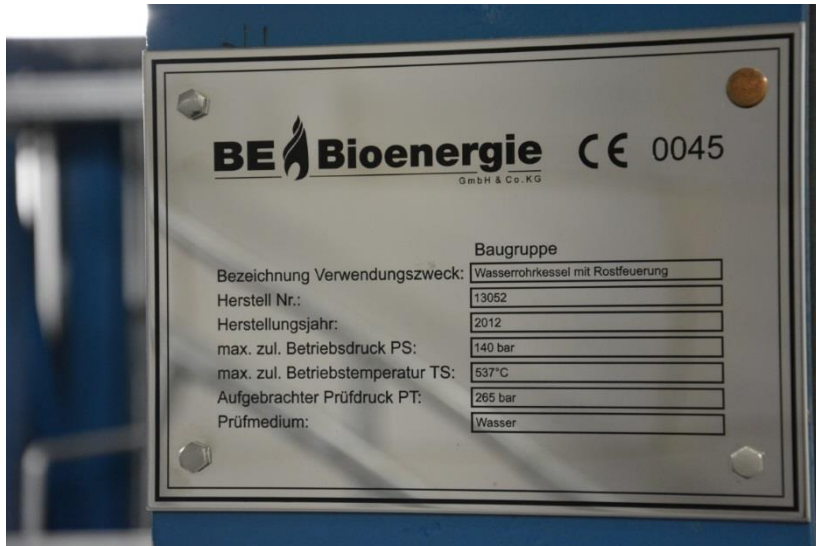


Abbildung 1 – Foto CE Kennzeichnung Wasserrohrkessel mit Rostfeuerung

Im Rahmen des BMU- Umweltinnovationsprogramms ist die BE Bioenergie GmbH & Co. KG der durch die BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG beauftragte Koordinator und Berichterstatter.

Die Gesellschaft wurde 2006 gegründet und hat Ihren Sitz in der Gaußstraße 2 in 49767 Twist.

1.2 Ausgangssituation

1.2.1 Bedeutung der Bioenergie

Der Bioenergie bzw. der Biomasse kommt als CO₂- neutralem und oftmals regional verfügbarem Energieträger eine besondere Bedeutung zu, da im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energien, wie beispielsweise der Wind- und Sonnenenergie, nahezu alle Anwendungsgebiete fossiler Energieträger erschlossen werden können. Zu den Vorzügen der Bioenergie gehört neben der Nutzung der Wärme zudem die Fähigkeit, Regelenergie bereitzustellen und auf diesem Wege einen wichtigen Beitrag zur Verstetigung der Wind- und Sonnenenergie und in der Folge zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien zu leisten.

1.2.2 Der Energieträger Stroh

Der landwirtschaftliche Energieträger Stroh steht als Nebenprodukt der Getreideerzeugung nicht in direkter Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelerzeugung und bietet ein beachtliches, jedoch bislang weitgehend ungenutztes Energiepotential.

In Deutschland fallen jedes Jahr etwa 35 Millionen Tonnen Stroh an. Einschlägigen Studien zufolge könnten davon etwa 12 Millionen Tonnen energetisch genutzt werden, ohne dass eine direkte Konkurrenz zur Lebensmittelerzeugung stattfindet, ohne zusätzlichen Flächenverbrauch und ohne negative Auswirkungen auf die Bodenfruchtbarkeit. Entsprechend bietet Stroh nach Holz das zweitgrößte Energiepotential im Bereich der Biomasse und ist unter den Reststoffen und Nebenprodukten die größte bislang weitgehend unerschlossene Energiequelle Deutschlands.

1.2.3 Erneuerbare- Energien- Gesetz (EEG)

Mit dem 27. Juli 2013 als Datum der ersten Stromeinspeisung fällt das Strohheizkraftwerk in den Gültigkeitsbereich des Erneuerbare- Energien- Gesetz (EEG) 2012.

Die Vergütung sowie die Anspruchsvoraussetzungen für die Gewährung der Vergütung für Strom aus Biomasse sind im § 27 des EEG 2012 festgelegt.

Dieser Paragraph regelt die Vergütung für in das öffentliche Netz eingespeisten Strom. Sie besteht aus einer Grundvergütung, die nach der Bemessungsleistung gestaffelt ist, sowie einer zusätzlichen Vergütung, die nach der Art der eingesetzten Biomasse und der Bemessungsleistung gestaffelt ist. Stroh ist als Energieträger der Einsatzstoffvergütungsklasse II entsprechend Nr. 21 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung eingestuft.

Eine wesentliche Anspruchsvoraussetzung für die Gewährung der EEG Vergütung ist die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 2 des EEG 2012.

Als weitere Anspruchsvoraussetzung ist zudem die Nachweispflicht der Herkunft der eingesetzten Brennstoffe seitens des Betreibers anhand eines Einsatzstofftagebuches zu erbringen.

Für jedes Kalenderjahr ist rückwirkend eine Prüfung der Anspruchsvoraussetzungen zur Gewährung der Einspeisevergütung unter Anwendung des § 27, Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 27, Abs. 4, Nr. 1 des EEG 2012 durch einen Umweltgutachter durchzuführen und dem zuständigen Netzbetreiber vorzulegen.

2. Vorhabenumsetzung

2.1 Ziel des Vorhabens

2.1.1 Ziele der Errichtung des Strohheizkraftwerks

Vor den in Kapitel 1.2 dargelegten Hintergründen entstand das Strohheizkraftwerk mit dem Ziel auf der Basis des nachwachsenden Rohstoffes Stroh eine umweltfreundliche Energieerzeugung zu realisieren.

Mit einer Feuerungswärmeleistung von 49,8 MW und einem hocheffizienten Wärmekonzept wird erstmals in Deutschland in einem großtechnischem Umfang Stroh auf Basis konventioneller Dampfkraftprozesse zur Bereitstellung von Strom und Wärmeenergie genutzt.

Während die in Kraft- Wärme- Kopplung erzeugte elektrische Energie in das öffentliche Netz eingespeist wird, dient die entstehende Wärme als hochwertiger Prozessdampf zur Versorgung der energieintensiven Produktionsprozesse der Emsland- Stärke GmbH sowie als Heißwasserwärme zur Einspeisung in ein Nahwärmenetz.

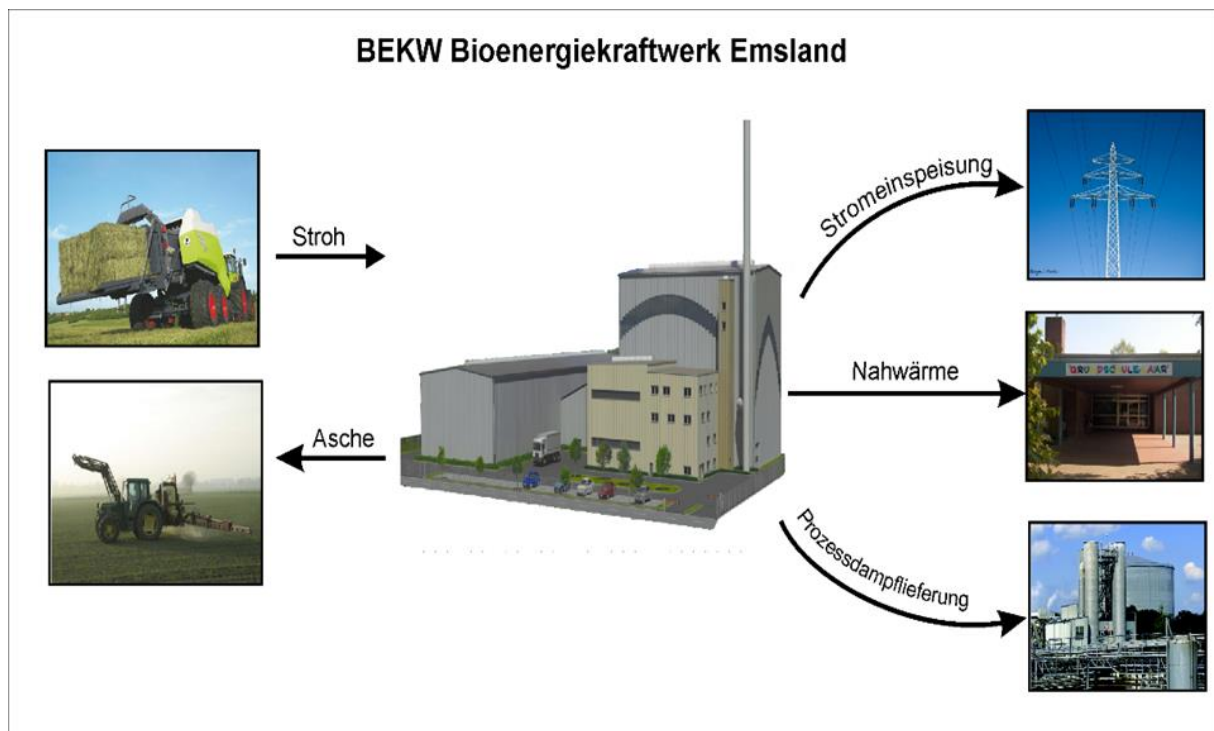


Abbildung 2 – Projektconcept Strohheizkraftwerk

2.1.2 Ziele des begleitenden Messprogramms

Im Zuge der Errichtung des Strohheizkraftwerks soll durch das begleitende Messprogramm eine emissionsreduzierte Strohverbrennung erzielt werden.

Das Messprogramm unterteilt sich in kontinuierlich und diskontinuierlich zu messende Emissionen.

Kontinuierlich zu messen sind die Emissionen von Staub, NO_x, SO₂, CO im Reingas.

In diskontinuierlichen Messreihen sind zusätzlich die Emissionen von N₂O, HCl, PCDD/F, PAK und PCB im Reingas zu messen. Die Einzelmessungen müssen Variationen der realen Betriebszustände (Lastbereiche, Stroharten und -herkünfte) abdecken. Parallel zu den

diskontinuierlichen Messungen im Abgas sind im Brennstoff Chlor, Schwefel, Stickstoff und in den Aschefractionen der Flug- und Rostasche PCDD/F, PAK und PCB zu messen.

Im Zuwendungsbescheid vom 16.09.2010 sind Zielwerte für SO₂, NO_x, CO, N₂O und Staub festgelegt, siehe Kapitel 2.4.2.

Das Messprogramm ist zunächst auf zwei Jahre angelegt und wurde in drei Teilbereiche eingeteilt, siehe Abbildung 21.

Auf Basis des Vergleichs der im ersten Zeitraum (Teilbereiche Nr. 1 und Nr. 2) des Messprogramms kontinuierlich und diskontinuierlich gemessenen Emissionen mit den im Förderbescheid festgelegten Zielwerten wird ein Zwischenbericht erstellt. Falls Zielwerte nicht eingehalten werden, entscheiden auf dieser Grundlage das Umweltbundesamt, Antragsteller und Anlagenbauer in einem gemeinsamen Gespräch über weitere Maßnahmen zur Minderung der Emissionen.

Nach Umsetzung dieser Maßnahmen zeigt die analog zum Zwischenbericht durchgeführte Auswertung nach dem Abschluss des zweiten Zeitraums (Teilbereich Nr. 3) des Messprogramms im Abschlussbericht, inwieweit die gemeinsam festgelegten Maßnahmen erfolgreich gewesen sind.

2.2 Technische Lösung (Auslegung und Leistungsdaten)

Das Strohheizkraftwerk befindet sich an der Neuerstraße 5 in 49808 Emlichheim.

Die Gemeinde Emlichheim liegt in unmittelbarer Nähe der deutsch- niederländischen Grenze im nordwestlichen Teil der Grafschaft Bentheim nahe dem Landkreis Emsland.

Die unmittelbare Nähe zur Emsland- Stärke GmbH bzw. zu ihren Dampfversorgungsanlagen ermöglicht durch Verlegung einer ca. 800m langen Trasse für Prozessdampf und Prozesswärme eine optimale Wärmeanbindung.



Abbildung 3 – Foto Trasse Prozessdampf und Prozesswärme

Die weiteren Wärmeabnehmer aus der Landwirtschaft und Industrie als auch öffentliche Gebäude wie Schulen und das Rathaus sowie Privathaushalte liegen in einem Umkreis von 3 km und werden durch unterirdisch verlegte, isolierte Nahwärmeleitungen versorgt.

Zur Stromeinspeisung in das öffentliche Versorgungsnetz befindet sich in unmittelbarer Nähe zum Anlagenstandort ein Anschlusspunkt an das 10kV Mittelspannungsnetz.

2.2.1 Einsetzbare Ballenmaße

In Dänemark, dem Ursprungsland der strohbefeuerten Kraftwerke, haben sich im Rahmen der Strohbergetechnik andere Strohballenmaße durchgesetzt als in Deutschland.

So ist in Dänemark aufgrund der gewachsenen Strukturen im Prinzip nur ein einziges Kanalmaß verbreitet. Entsprechend ist die gesamte „Ballenlinie“ dänischer Strohheizkraftwerke von der Entladung der anliefernden Fahrzeuge, über die Einlagerung bis hin zur Beschickung des Kessels konsequent auf ein Kanalmaß von 120 cm (Breite) x 130 cm (Höhe) ausgelegt.

Während das in Dänemark dominierende Ballenmaß von 130 x 120 cm in Deutschland nur eine geringe Bedeutung hat, haben sich in Deutschland eine Vielzahl von Kanalmaßen verbreitet.

So sind in Deutschland vor allem die Kanalmaße 70 x 120 cm und 90 x 120 cm verbreitet.

Zur Erschließung eines breiten Rohstoffspektrums war es daher notwendig, die gesamte Ballenlogistik im Bioenergiekraftwerk neu zu konzipieren. Dies betrifft die Entladung der Ballen durch die Krananlage, die Einlagerung in die Lagerhalle, die Auslagerung, den Transport über Förderbänder in das Kesselhaus, Schnurschneider, Ballenauflöser und letztlich das Einbringen des losen Stroh in den Kessel.

Mit der in den folgenden Kapiteln aufgezeigten Technik ist es erstmals in einer Konversionsanlage für Stroh ermöglicht worden alle verbreiteten Kanalmaße zu nutzen.

Somit ist sichergestellt, dass die in der Landwirtschaft vorhandene Technik genutzt werden kann und von Seiten der Strohlieferanten keine zusätzlichen Investitionen notwendig werden.

Die Bandbreite des verfügbaren Rohstoffpotentials wird dadurch entscheidend erweitert.

2.2.2 Kenndaten

Im Folgenden sind die technischen Daten des Strohheizkraftwerkes tabellarisch dargestellt:

Anlagentechnik - Strohheizkraftwerk	
Strohverbrennungstechnik	Wassergekühlter Vibrationsrost
Kesselanlage zur Dampferzeugung	Naturumlaufkessel
Kesselverbrennungsluftsystem	5 Zonen (Primär/ Rostluft, Zündluft, Sekundärluft Vorder- und Rückwand, Oberfeuerluft)
Gegendruckdampfturbine	Reaktionsturbine mit einer geregelten Entnahme zur Dampfauskopplung 14 bar für Prozessdampf und zwei Anzapfungen.
Nahwärmeversorgung	Wärmeauskopplung, Kondensator, Pufferspeicher und Nahwärmenetz
Wärmerückgewinnung	Economizer und Rauchgaskühler
Rauchgasreinigung	Trockensorptionsverfahren, Calciumhydroxid-Eindüsung, Gewebefilter.
Elektro-, Leit-, Mess- und Regeltechnik	Die EMSR-Technik steuert und regelt das gesamte Kraftwerkssystem einschließlich der Strohzuführung, des Prozessdampfes und der Nahwärme.

Spezifikation des einsetzbaren Strohs		
Einsetzbare Ballenmaße	Höhe	700 mm bis 1300 mm
	Breite	1200 mm +/- 50 mm
	Länge	2000 mm bis 3000 mm
Wassergehalt		max. 22%
Ascheanteil		ca. 5%
Leistungsdaten		
Max. Feuerungswärmeleistung		49.8 MW
Frischdampfparameter		522°C / 112 bar(ü)
Max. Frischdampfmenge		67 Tonnen / Stunde
Max. Bruttostromerzeugung an den Generatorklemmen		11,8 MW
Max. Stromeinspeisung am Einspeisepunkt in das 10 kV Mittelspannungsnetz des Energieversorgungsunternehmens (EVU)		10,6 MW
Eigenstrombedarf für den Kraftwerkseigenbedarf und die Nebenanlagen		~ 15 % im Jahresmittel (bezogen auf die Bruttostromerzeugung)
Gesamtnettowirkungsgrad		63 % im Jahresmittel 2015 76 % im November 2015 (Wärmeabnahmeabhängig)
Emissionen		
Grenzwerte im Abgas gem. Genehmigung entsprechend TA Luft 2002, insb. Kapitel 5.4 1.3 (im Tagesmittel bezogen auf 11 % O ₂)	Staub	20 mg/m ³
	CO	250 mg/m ³
	NO _x	400 mg/m ³
	HCl	30 mg/m ³
	SO ₂	350 mg/m ³
Prozessdampfbereitstellung		
Prozessdampfparameter am Einspeisepunkt Emsland- Stärke GmbH		190 °C / 10,3 bar(ü)
Länge der Dampftrasse		800 m
Max. Prozessdampfbereitstellung		25 MW
Liefermenge Prozessdampf (abhängig von der Produktionsauslastung der Emsland- Stärke GmbH)		ca. 165.000 Tonnen / Jahr
Prozess- und Nahwärmebereitstellung		
Temperaturen am Übergabepunkt in das Nahwärmenetz		85°C Vorlauf 60°C Rücklauf
Pufferspeichervolumen		4000 m ³
Max. Prozess- und Nahwärmebereitstellung		16 MW
Länge der Prozesswärmetrasse		800 m
Länge der Nahwärmehauptleitungen (kontinuierlicher Ausbau)		ca. 15.000 m

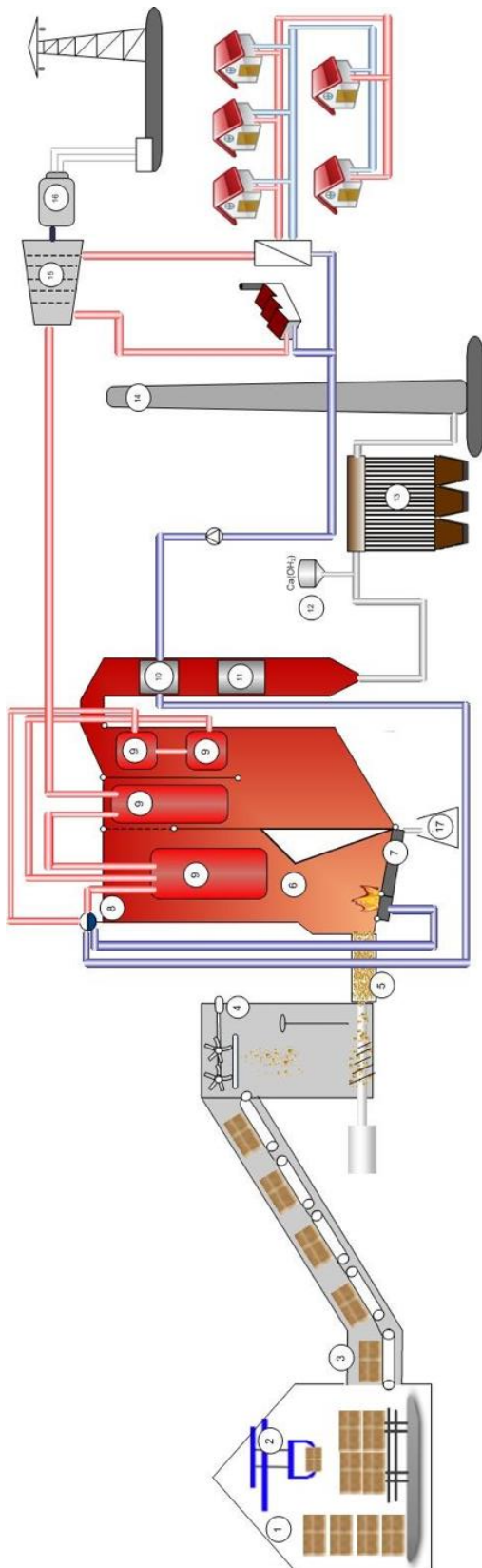
Abbildung 4 – Technische Daten Strohheizkraftwerk

2.2.3 Projektbeschreibung

Im Kapitel 2.2.4 wird zunächst die grundlegende Projekt- und Verfahrensbeschreibung dargestellt. Die in diesem Zusammenhang genannten Bestandteile des Strohheizkraftwerkes werden dann in den hierauf folgenden Kapiteln detaillierter thematisiert. Die sich im Projektverlauf als unumgänglich herausgestellten und daraufhin durchgeführten Anpassungen und Modifikationen werden hierbei ebenfalls dargelegt und erläutert.

2.2.4 Grundlegende Verfahrensbeschreibung

Basis eines Strohheizkraftwerkes ist bewährte Kraftwerkstechnik.



Ein Strohheizkraftwerk zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung basiert auf dem Clausius- Rankine-Prinzip, welches durch die Erzeugung von Dampf in einer Kesselanlage und dessen Entspannung in einer Turbine zur Erzeugung von elektrischem Strom gekennzeichnet ist.

Somit ist, ausgehend von der Annahme der Strohballen in der Lagerhalle bis zum Abgaskamin, der im nachfolgenden Übersichtsschema dargestellte Aufbau, weitgehend mit dem eines konventionellen Kraftwerkes identisch.

Das Strohheizkraftwerk besteht aus den Bereichen Strohlogistik, Strohfeuerungs- und Dampferzeugungstechnik sowie den Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung:

A) Strohlogistik

1. Strohlagerhalle
2. Krananlage
3. Brennstoffbrücke
4. Ballenauflöser
5. Stokerschnecke

B) Strohfeuerungs- und Dampferzeugung

6. Kessel
7. Rost
8. Kesseltrommel
9. Überhitzer
10. Economizer
11. Luftvorerwärmer
12. CaOH₂- Eindüsung
13. Gewebefilter
14. Abgaskamin
17. Nassentascher

C) Strom- und Wärmeerzeugung

15. Turbine
16. Generator

Abbildung 5 – Schema Strohheizkraftwerk

A) Strohlogistik:

Das Stroh wird von den Strohlieferanten zwischengelagert. Von dort werden die Strohballen sukzessive zum Lager des Strohheizkraftwerks transportiert.

Ausgehend von der Strohlagerhalle (1) werden die Strohballen mittels der Prozesskrananlage (2) über eine Brennstoffbrücke (3) den beiden Strohzuführungslinien und damit der Verbrennung im Kessel (6) zugeführt.

Jeweils am Ende der beiden symmetrisch aufgebauten Strohzuführungslinien befindet sich ein Schnurschneider, der die Schnüre der Strohballen mittels rotierender Messer schneidet. Kurz dahinter befindet sich ein Ballenauflöser (4), der durch langsame Rotation von stirnseitig angeordneten Schaufeln die Strohballen aufreißt. Nach den Ballenauflösern fällt das lose Brennmaterial in den Fallschacht und wird über waagerechte Stokerschnecken in den Kessel transportiert.

B) Strohfeuerungs- und Dampferzeugungstechnik:

In dem Kesselhaus sind die wichtigsten technischen Anlagen der Strohfeuerungs- und Dampferzeugungstechnik untergebracht. Dazu gehören der Dampferzeuger, die Rauchgasreinigungsanlage sowie der Ascheaustragung der Rostasche.

Nach der Beschickung des Kessels mit dem losen Stroh verbrennt dieses auf einem speziellen wassergekühlten Vibrationsrost (7). Das Vibrationsrost ist durch flexible Rohrleitungen mit den Bodensammlern des Kessels verbunden und somit Teil des Verdampfers. Die notwendige Kühlung des Vibrationsrostes zur Vermeidung einer Materialüberbeanspruchung erfolgt durch den Naturumlauf des Verdampfers, siehe Kapitel 2.2.7. Die regelmäßige Vibration des Rostes verhindert das bei der Überschreitung der Ascheerweichungstemperatur von 750 °C auftretende Verschlacken/ Verkleben des Brenngutes auf dem Rost und transportiert die anfallende Asche zum Nassentascher (17), der diese anschließend aus dem Kessel führt. Die bei der Verbrennung entstehende Wärme wird im ersten Schritt über die Kesselwandungen zum Verdampfen des Speisewassers genutzt. Eine Trennung von Speisewasser und Dampf erfolgt in der Kesseltrommel (8), die sich oberhalb des Kessels befindet. In den nachgeschalteten Überhitzern (9) erfolgt die Überhitzung des Dampfes auf die Frischdampf Temperatur von 522 °C. Im Weiteren werden die bei der Dampferzeugung und Überhitzung abgekühlten Rauchgase genutzt, um zunächst das Speisewasser über einen als Economiser (10) bezeichneten Wärmeaustauscher bis nahe dem Sättigungszustand zu erwärmen und im Weiteren über Luftvorwärmer (11) die Verbrennungsluft zu erhitzen.

Zur Minimierung von staub- sowie gasförmigen Emissionen wie Staub, Schwefeldioxid, Fluor- und Chlorwasserstoff werden die Rauchgase einer Rauchgasreinigungsanlage zugeführt. Sie besteht aus einem Trockensorptionsverfahren mit nachgeschalteten Gewebefiltern. D.h., dass zunächst die Eindüsung von Calciumhydroxid $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (12) erfolgt und anschließend die gebundenen Schadstoffe über den Gewebefilter (13) abgeschieden werden. Das Rauchgas wird als gereinigtes Abgas über den Abgaskamin (14) ins Freie abgeführt.

C) Stromerzeugung und Wärmenutzung

Der Dampf aus dem Kessel wird zur geregelten Wärmeentnahme und zur Stromerzeugung der Turbine (15) zugeführt, die über einen Antriebsstrang mit dem Generator (16) verbunden ist.

Zum Zwecke der Kraft-Wärme-Kopplung ist die Dampfturbine mit Anzapfungen zur Auskopplung von Prozess- und Nahwärme sowie mit einer geregelten Entnahme für Prozessdampf ausgerüstet. Der Prozessdampf wird über eine Dampfleitung zur Emsland-Stärke GmbH transportiert.

2.2.5 Brennstoffannahme

Das Stroh wird von den Strohlieferanten zwischengelagert. Die Strohballen werden sukzessive nach Bedarf zum Lager des Bioenergiekraftwerks angeliefert. Mit einer Größe von ca. 75 m x 35 m (Länge x Breite) und einer lichten Höhe von ca. 13 m ist dieses Lager so bemessen, dass mit einer Kapazität von bis zu 1.000 Tonnen Stroh die Bedarfsdeckung von bis zu 5 Tagen und somit die Überbrückung von Sonn- und Feiertagen gewährleistet ist.



Abbildung 6 – Foto Strohlagerhalle

Die anliefernden Strohtransporter werden zunächst mittels einer elektronischen Fahrzeugwaage gewogen. Anschließend werden die anliefernden Fahrzeuge durch einen Teleskopklader entladen. Es werden immer paarweise, sechs Strohballen hintereinander zu einem Raster zusammengestellt. Danach wird dieses, aus zwölf Strohballen bestehende Raster, durch die Greifer der Prozesskrananlage in einem Arbeitsgang eingelagert.



Abbildung 7 - Foto Prozesskrananlage

Beim Einlagerungsvorgang werden automatisch das Gewicht des aus zwölf Ballen bestehenden Rasters, deren Abmessungen sowie der Wassergehalt, der einen wesentlichen Einfluss auf den Heizwert des Stroh hat, ermittelt und in einem digitalen Warenwirtschaftssystem gespeichert. Der Wassergehalt wird für jedes der sechs Ballenpaare durch ein an den Greifern der Prozesskrananlage montiertes Messgerät mit einem Sender auf der einen und einem Empfänger auf der anderen Seite des Ballenpaars bestimmt. Die Messung basiert auf dem Prinzip der Mikrowellenmesstechnik. In Abhängigkeit von diesen Daten wird über ein Lagerverwaltungssystem ein geeigneter Lagerplatz bestimmt.

Die Auslagerung der Strohballen bzw. der Weitertransport zur Brennstoffzuführung der Kesselanlage ist vollautomatisch. Je nach Bedarf der Kesselanlage werden die Strohballen ausgelagert und somit die Brennstoffbrücke bestückt.

2.2.6 Brennstoffzuführung

Im Folgenden wird der Aufbau und die Funktion der gesamten Brennstoffzuführung von der Bestückung der Brennstoffbrücke mit den Strohballen bis zum Transport in den Feuerraum des BEKW Bioenergiekraftwerkes beschrieben.

Die Brennstoffzuführung besteht ab der Mess- und Wiegeeinheit (E) aus zwei parallelen, identisch aufgebauten Zuführungslinien. Die Verteilung der Strohballen von der Brennstoffbrücke auf die beiden Zuführungslinien erfolgt durch den Verteilerwagen (C).

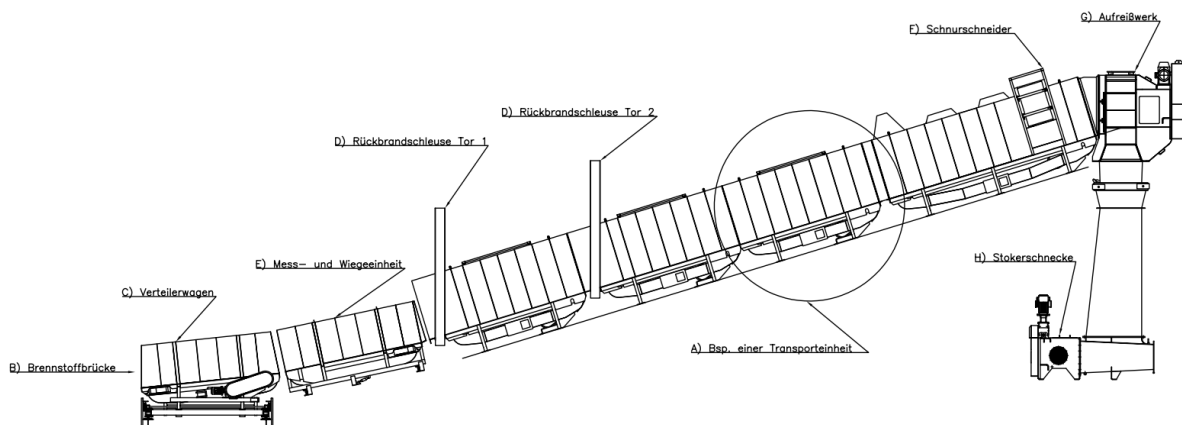


Abbildung 8 -Schema Brennstoffzuführung

A) Transporteinheiten

Der Transport der Strohballen erfolgt in allen Transporteinheiten durch 2- Strang Strohförderketten.

Diese Strohförderketten bestehen aus der eigentlichen Kette und den darauf geschweißten Förderzinken im Abstand von ca. 0,5 m. Die Förderzinken sind mit 5 cm bzw. 12 cm unterschiedlich lang ausgeführt, da die Brennstoffbrücke waagrecht und die Transporteinheiten beginnend mit dem Verteilerwagen in einem aufsteigenden Winkel ausgeführt sind.

Die Ketten werden am oberen Ende jeder Transporteinheit durch fest mit der Antriebswelle verbundene Zahnräder angetrieben. Die Drehzahl der Antriebswelle wird durch einen Elektrotriebemotor mit Frequenzumformer geregelt.

Die Umlenkung und Rückführung der Ketten erfolgt über drehbar auf der Umlenkwellen gelagerte Zahnräder.

Der Transport und die Übergabe der Strohballen zur nächsten Transporteinheit werden durch Fotozellen gesteuert.

Zu Beginn der Inbetriebnahme des Kraftwerks wickelten sich auf den Antriebs- und Umlenkwellen Strohschnüre auf, was in Abständen von 7- 10 Tagen ein solches Ausmaß annahm, dass die manuelle Entfernung der Strohschnüre zwingend erfolgen musste, um Schäden der Anlage zu vermeiden. Die Entfernung der Strohschnüre ist sehr zeitaufwendig und nur manuell möglich. Sie kann nicht während des Betriebes der Strohlagen durchgeführt werden. Es kam daher zu häufigen Stillständen der Anlage oder zumindest zur Außerbetriebnahme einer Brennstofflinie und damit zu einer starken Einschränkung des gesamten Betriebes.

Um dieses Problem zu vermeiden, wurden Messerplatten für die Antriebs- und Umlenkwellen der Strohfördereinheiten entwickelt und eingebaut. Dadurch ist es gelungen, die manuelle Entfernung der Schnüre und die hieraus resultierenden Einschränkungen des Kraftwerkbetriebs zu vermeiden.

B) Brennstoffbrücke

Die erste Transporteinheit der beiden Strohlagen übernimmt die die zwölf Strohballen von der Prozesskrananlage und transportiert diese anschließend gleichzeitig bis an die Übergabeposition vor dem Verteilerwagen.

C) Der Verteilerwagen

Der Verteilerwagen hat die Funktion, die paarweise nebeneinander auf der Brennstoffbrücke liegenden Strohballen, je nach Anforderung durch die Kesselsteuerung, an eine der beiden Linien der Brennstoffzuführung zu übergeben. Diese Konstruktion ermöglicht somit die unterschiedliche Beschickung der einzelnen Linien nach Bedarf und auch den Weiterbetrieb des Kraftwerks mit nur einer Linie der Brennstoffzuführung.

Der Verteilerwagen fuhr zu Beginn der Inbetriebnahme gelegentlich nicht in die genau definierte Übergabeposition und hat daher die Übergabe des Strohballens nicht automatisch ausgelöst, da der mechanische Drehgeber ausgefallen war. Der ausgetauschte mechanische Drehgeber fiel nach drei Monaten erneut aus.

Der mechanische Drehgeber wurde infolgedessen durch ein System für Laserentfernungsmessungen ersetzt. Seither funktioniert die Steuerung des Verteilerwagens einwandfrei.

D) Die Wiege-und Messeinheit

Die Wiege- und Messstation besteht aus einer ca. 4 m langen Transporteinheit.

Sie dient dazu, den jeweiligen Strohballen zu vermessen und zu wiegen sowie dessen Wassergehalt zu ermitteln. Diese Werte bilden die Grundlage für die in der Kesselsteuerung hinterlegte Heizwertberechnung und damit der Mengendosierung der Strohzufuhr für den Kessel.

E) Die Rückbrandschleuse

Die Rückbrandschleuse besteht aus einer ca. 4 m langen Transporteinheit mit mechanisch abdichtenden Toren an beiden Enden. Mindestens eines dieser beiden Tore ist immer geschlossen, um bei einem Rückbrand aus dem Kessel oder einem Brand seitens der Strohlagerhalle ein Überspringen des Feuers zu verhindern.

F) Der Schnurschneider

Die Strohballen sind in der Regel mit sechs Schnüren gebunden. Diese Schnüre müssen im Vorfeld durchgeschnitten werden, damit die Strohballen im Ballenauflöser aufgelöst werden können.

Im ursprünglich gelieferten und montierten Schnurschneider erfolgte die Durchtrennung der Strohschnüre durch einen Messerbalken mit aufgesetzten Dreiecksklingen. Diese Art der Durchtrennung erforderte einen sehr hohen Kraftaufwand, da das Stroh zwischen den Strohschnüren immer mitgeschnitten werden musste. Darüber hinaus wurden Strohschnüre häufig nicht sicher durchtrennt.

Da im Kraftwerk Strohballen mit Höhen von 70cm bis 130 cm eingesetzt werden, ist der Schnurschneider auf ein mit Druckluft betriebenes Maschinengerüst montiert, welches den Schnurschneider in die jeweils benötigte Schneideposition bringt.

Da der Druckluftzylinder seitlich auf dem Maschinengerüst montiert war, kam es in infolge unsymmetrischer Belastungen zu erheblichen Reibungskräften in der Führung des Maschinengerüsts, die bei leichter Strohansammlung im System zur Blockade des Maschinengerüsts führten.

Die Strohballen gelangen aufgrund der o.g. Probleme ohne durchtrennte Strohschnüre vor den Ballenauflöser und behindern die Auflösung des Strohs so lange, bis der Ballenauflöser überlastet ist, verstopft und sich daraufhin über den eingebauten Motorschutz ausschaltet. In der Folge stoppt die Strohzufuhr der betroffenen Brennstofflinie und es kommt damit zu einer starken Einschränkung des gesamten Betriebes bis hin zur Reparatur des Schnurschneiders.

Es wurde ein komplett neuer Schnurschneider entwickelt und eingebaut. Die Strohschnüre werden nun durch acht rotierende Messer geschnitten. Dadurch entfällt der Messerbalken und zudem wurde eine symmetrische Gewichts- und Kraftverteilung erzielt. Nach einigen technischen Nachbesserungen arbeiten diese Schnurschneider nun einwandfrei und der Betrieb des Kraftwerks wird hierdurch nicht mehr unterbrochen.

G) Der Ballenauflöser

Der eingesetzte Ballenauflöser ist eine robust ausgeführte Maschine, die aus 2 gegenläufigen Rotoren mit jeweils 5 Rotorschaukeln besteht. Mittels langsam rotierender Schaukeln werden hier die Strohballen sukzessive aufgelockert.

Konstruktionsbedingt wird ein relativ hoher Anpressdruck benötigt, um das Stroh in den Ballenauflöser zu fördern.

Insbesondere bei sehr fest gepresstem und etwas feuchtem Stroh war der für den Eintritt der Strohballen in den Ballenauflöser ursprünglich erforderliche Anpressdruck jedoch zu hoch, so dass infolgedessen der Ballenauflöser und somit die weitere Brennstoffzuführung stoppte.

Es wurden daraufhin unterschiedlich breite Streifen von den Rotorschaukeln des Ballenauflösers abgetrennt. Hierdurch verringert sich der benötigte Anpressdruck. Als weitere Maßnahme zur Verringerung des benötigten Anpressdrucks wurden Leitbleche vor dem Ballenauflöser angebracht, die das Stroh so direkt auf die Rotorschaukeln des Ballenauflösers lenken.

Des Weiteren wurden im Strohförderkanal vor dem Ballenauflöser Kameras eingebaut, die dem Betriebspersonal mögliche Probleme sofort aufzeigen.

Seit Umsetzung der oben genannten Maßnahmen treten im Ballenauflöser kaum noch Beeinträchtigungen auf und der Betrieb des Kraftwerks wird nicht mehr durch Störungen des Ballenauflösers unterbrochen.

H) Die Stokerschnecke

Das aufgelockerte Stroh wird mittels Stokerschnecke durch den Strohkanal in den Feuerraum des Kessels gefördert. Die Stokerschnecke besteht aus zwei gegenläufig rotierenden, konisch zulaufenden Schneckenbäumen in einem gemeinsamen Trog.

Bereits zu Anfang der Inbetriebnahme kam es hier zu erheblichen Störungen, da die konisch zulaufenden Schneckenbäume das Stroh zu stark verdichteten. Dieses hoch verdichtete Stroh konnte nur durch einen hohen Anpressdruck durch den Strohkanal in den Feuerraum des Strohheizkessels gefördert werden. Dadurch kam es immer wieder zu kurzzeitigen Ausfällen infolge einer Überlastung der Stokerschnecken und oft zu einem vollständigen Stau des Strohs vor und im Strohkanal.

Diese Verdichtung im Strohkanal kann dann nur noch durch einen vom Feuerraum ausgehenden Rückbrand des Strohs im Strohkanal aufgelöst werden.

Ist die Verdichtung des Strohs zu hoch, gelangt die für den Rückbrand benötigte Verbrennungsluft jedoch nicht in den Strohkanal und der Rückbrand bleibt aus. Zur Entfernung des Strohs aus dem Strohkanal muss der Strohheizkessel dann vollständig abgestellt, heruntergekühlt und belüftet werden. Anschließend muss der Strohkanal bergmännisch geräumt werden. Sind diese Arbeiten abgeschlossen, muss der Kessel wieder aus dem kalten Zustand mit dem Ölbrenner angefahren werden. Die dadurch verursachte Betriebsunterbrechung dauert ca. 3- 4 Tage.

Die konischen Schneckenwindungen der Förderschnecken wurden deshalb auf den maximalen Durchmesser erweitert. Damit wurde der Verdichtungswirkung der bisherigen stark konischen Schnecken erfolgreich entgegengewirkt.

Durch diesen Umbau wurden die o.g. Störungen vermieden.

2.2.7 Strohverbrennungs- und Dampferzeugungstechnik

Im Folgenden werden die eingesetzte Technik und Verfahrensschritte der Strohverbrennung und Dampferzeugung des BEKW Bioenergiekraftwerkes beschrieben.

A) Verbrennung auf einem wassergekühlten Vibrationsrost

Nach der Beschickung des Kessels mit dem losen Brennmaterial erfolgt die Verbrennung des Strohs auf einem wassergekühlten Vibrationsrost im Feuerraum des in Abbildung 9 dargestellten Dampferzeugers.

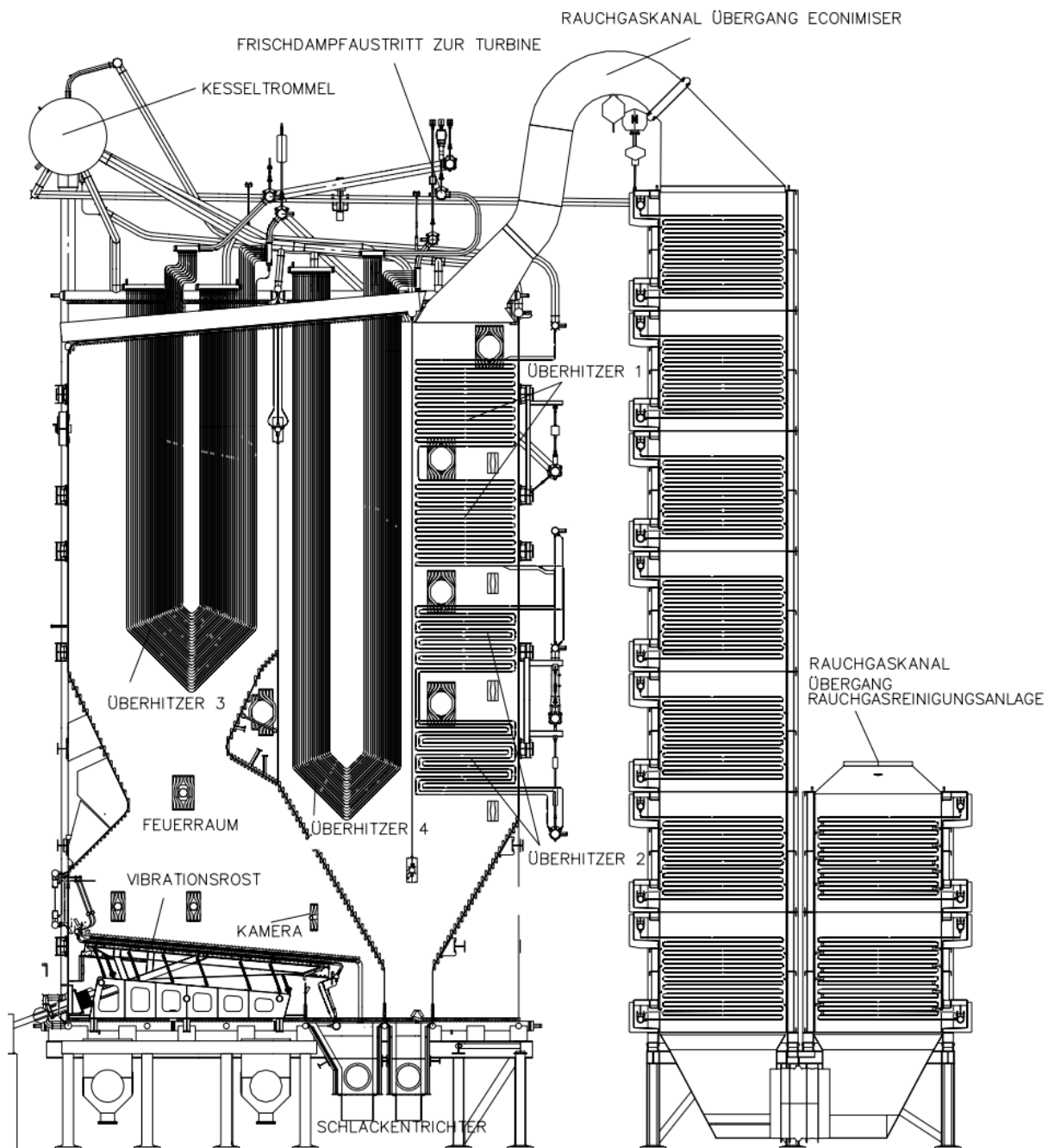


Abbildung 9 - Schnittzeichnung Dampferzeuger

Diese Technik ist in Dänemark aufgrund der Neigung des Brennstoffes Stroh zur Verschlackung speziell für die Strohverbrennung entwickelt worden.

Durch die Bewegung des Brennstoffes wird die Verschlackung des Brenngutes verhindert. Verschlackungen bilden Beläge auf den Rohren des Verdampfers und verringern den Wärmeübergang vom Rauchgas und den Wasser- Dampf- Kreislauf. Abhängig von dem Betriebszustand der Kesselanlage vibriert das Vibrationsrost ca. alle 3 Minuten für einen Zeitraum von etwa 5 Sekunden. Mit dieser Technik wird ein gleichmäßiger Ausbrand unterstützt. Die Kühlung des Rostes erfolgt durch die Einbindung in das Verdampfersystem. Dementsprechend wird über die Nutzung der Wärme des Vibrationsrostes der Gesamtwirkungsgrad der Kesselanlage gesteigert.

Durch eine oberhalb des Vibrationsrostes befindliche, wassergekühlte, ein- und ausfahrbare Kamera wird eine Feuerraumbeobachtung in Echtzeit realisiert. So können Störungen sofort

erkannt werden. Zudem kann das erfahrene Betriebspersonal anhand des Flammenbildes die Parameter Brennstoff- und Luftzuführung den aktuellen Betriebsbedingungen anpassen um eine optimale Verbrennung zu erzielen.



Abbildung 11 - Foto wassergekühltes Vibrationsrost

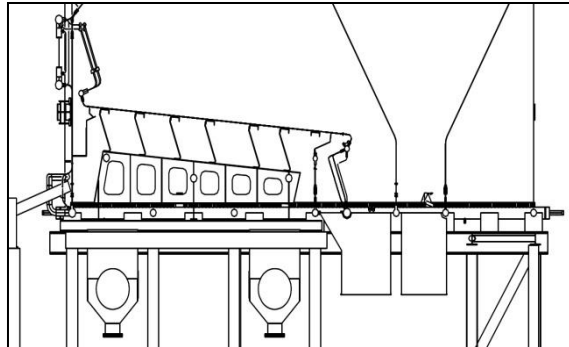


Abbildung 10 - Schnittzeichnung wassergekühltes Vibrationsrost

Die bei der Verbrennung anfallende Asche wird durch das zyklische Schütteln über einen Nassentascher aus dem Kessel zum Aschebunker geführt.

Der Nassentascher ist als Trogkettenförderer mit 2- Strang Gabellaschenkette und Mitnehmern für den Austrag der Rostasche ausgeführt. Die Drehzahl des Nassentaschers ist in Abhängigkeit der Feuerungswärmeleistung, somit der zugeführten Strohmenge und folglich auch der anfallenden Menge Strohasche (Rostasche) geregelt.

B) Verbrennungsluftzuführung

Zur Erreichung hoher Verbrennungstemperaturen, einem guten Ausbrand und damit einhergehend niedrigen verbrennungsbedingten Emissionen ist eine optimierte Verbrennungsluftzuführung erforderlich.

Das Verbrennungsluftsystem des Strohheizkraftwerkes besteht aus fünf Zonen:

- Primärluft (Primärluft vorne und Primärluft hinten als verbundenes System ausgeführt)
- Zündluft
- Sekundärluft Vorderwand
- Sekundärluft Rückwand
- Oberluft

Diese Luftströmungen können mittels Regelklappen und Durchflussmessungen separat voneinander angesteuert werden.

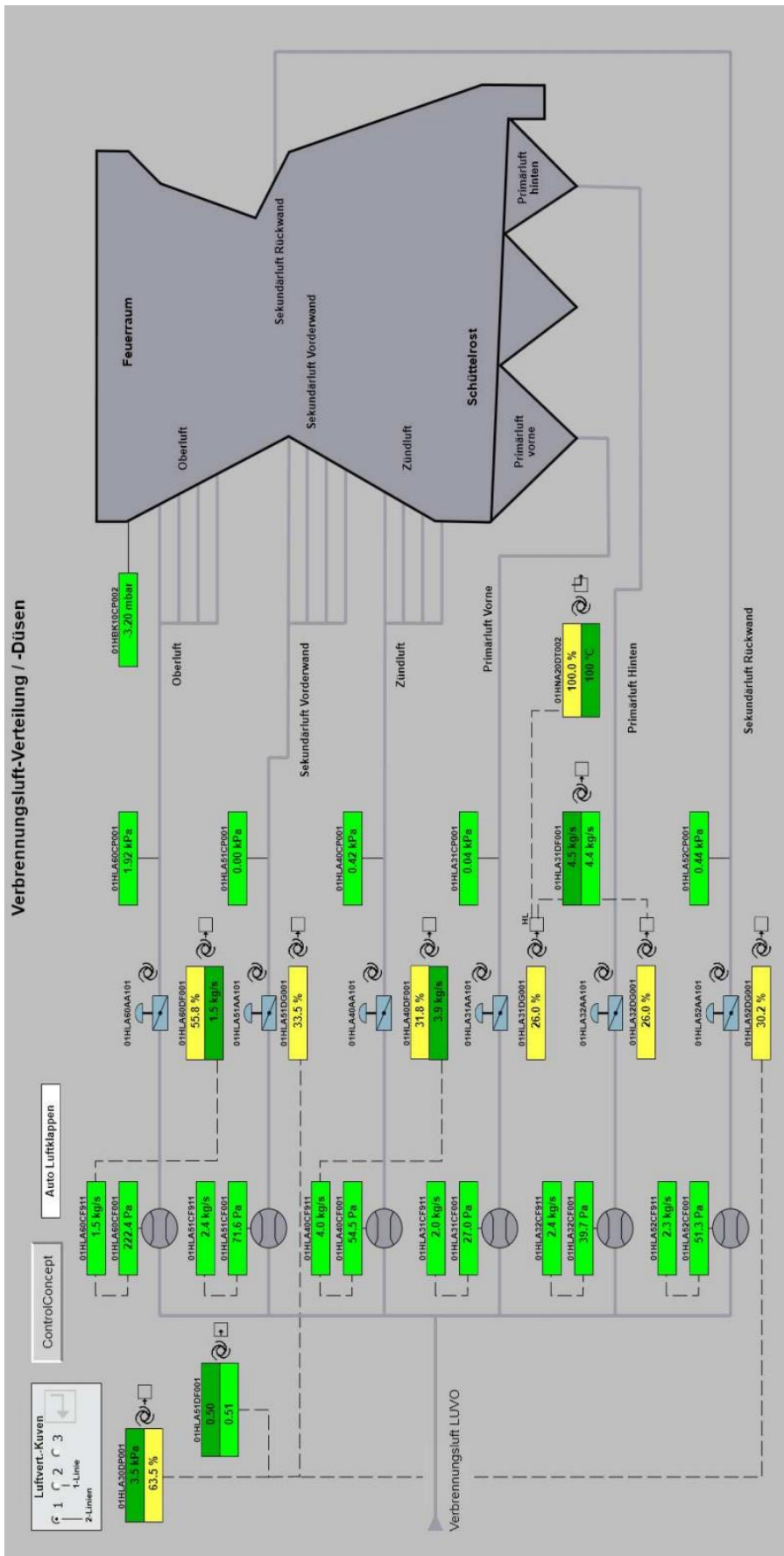


Abbildung 12 - Realisierung Verbrennungsluftzuführung

C) Bauart und Ausführung des Dampferzeugers

Die Umwandlung der in den Brennstoffen enthaltenen Primärenergie in Wärmeenergie erfolgt im Dampferzeuger.

Die Rohre des Dampferzeugers werden vom Wasser durchströmt und vom Rauchgas umströmt. Durch Strahlung, Wärmeleitung und Konvektion erfolgt die Wärmeübertragung vom Rauchgas über die Rohrwandungen auf das Kesselwasser.

Ein Naturumlaufkessel ist ein Dampferzeuger der Bauart Wasserrohrkessel, bei dem der Wasser- Dampf- Umlauf aufgrund des Dichteunterschiedes zwischen dem Wasser in den Fallrohren und dem zwei Phasen Gemisch aus Wasser und Dampf in dem beheizten Verdampferteil erreicht wird. Eine Pumpe zum Umlauf wird nicht benötigt.

Die oberhalb des Verdampfers befindliche Dampftrommel wirkt als Speicher für den Verdampfer und stellt sicher, dass dieser immer und gleichmäßig mit Speisewasser versorgt wird und somit nicht überhitzt. Zudem trennen sich in der Dampftrommel die flüssige Phase (Wasser) und die gasförmige Phase (Dampf).

Die flüssige Phase wird erneut dem Verdampfer zugeführt und der Dampf wird zu den Überhitzern geleitet.

D) Ausführung der Überhitzer und Wärmetauscher

Die 3. und 4. Überhitzer hängen als Schottenüberhitzer wie Girlanden im 1. Zug und 2. Zug des Kessels in direkter Verbindung mit den Rauchgasen, welche die höchsten Temperaturen aufweisen.

Das Verschlacken der Flugasche auf den Überhitzern wird bewusst in Kauf genommen, um das darunterliegende Metall vor zu hohen Temperaturen und dadurch bedingter Korrosion zu schützen. Kesselreinigungssysteme kommen deshalb bei diesen beiden Überhitzern nicht zum Einsatz. Da hierdurch der Wärmeübergang verschlechtert wird, sind diese beiden Überhitzer des Strohheizkraftwerks im Vergleich zu konventionellen Biomasseheizkraftwerken deutlich größer ausgeführt.

Im Feuerraum wird der Verschlackung der Membranwände des Verdampfers durch zwei an den Seitenwänden montierte Wasserlanzenbläser entgegengewirkt. Durch den horizontalen und vertikalen Schwenkbereich von jeweils 90° reinigt ein Wasserlanzenbläser große Flächen des Feuerraums mit Wasser als Reinigungsmedium.

Die 1. und 2. Überhitzer befinden sich im 3. Zug des Kessels und sind als waagerechte Rohrbündel ausgeführt. Sie sind ebenfalls in Kontakt mit den heißen Rauchgasen. Die Temperaturen der Rauchgase in diesem Bereich liegen bereits mehrere 100°C unter denen im Bereich der Schottenüberhitzer.

Diese als auch die analog aufgebauten Wärmetauscher des Economisers und des Hochdruckrauchkühlers werden im Gegensatz zu dem 3. und 4. Überhitzer durch Dampfpußbläser gereinigt um einen konstanten Wärmeübergang zu gewährleisten.

2.2.8 Rauchgasreinigung und Emissionsüberwachung

Stroh gilt nicht nur als CO₂-neutraler, sondern aufgrund seiner chemisch- stofflichen Eigenschaften auch als „schwieriger“ Brennstoff.

Für Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von bis zu 50 MW liefert die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) als Verwaltungsvorschrift unter dem

Bundesimmissionsschutzgesetz Vorgaben für die Genehmigung solcher Anlagen, siehe Kapitel 2.4.1.

Mit der Verbrennung von Stroh sind staub- und gasförmige Emissionen verbunden. Zu deren Vermeidung/ Verminderung sind sowohl feuerungstechnische Primärmaßnahmen zur Luftreinhaltung als auch rauchgasseitige Sekundärmaßnahmen wie der Einsatz eines hochwirksamen Staubabscheiders erforderlich. Die Einhaltung der genehmigungstechnisch festgelegten Emissionsgrenzwerte stellt hohe Anforderungen an die Feuerungstechnik (Primärmaßnahmen) und die Rauchgasreinigungstechnik (Sekundärmaßnahmen).

Die Messtechnik ist hierbei ebenfalls von signifikanter Bedeutung und deshalb ebenfalls in diesem Kapitel thematisiert.

A) Primärmaßnahmen:

Hinsichtlich der Emissionen sind insbesondere Produkte einer unvollständigen Verbrennung wie beispielsweise Kohlenmonoxid (CO) von Bedeutung.

Wird die Zielsetzung verfolgt Schadstoffemissionen zu minimieren, ist somit nicht nur die Rauchgasreinigungsanlage als solche von maßgeblicher Relevanz, sondern auch die eingesetzte Feuerungstechnik und hierbei insbesondere die Regelung der Verbrennungsluftzuführung, siehe Kapitel 2.2.7.

B) Sekundärmaßnahmen:

Im Strohheizkraftwerk ist eine auf die spezifischen Eigenschaften von Stroh abgestimmte Rauchgasreinigungstechnik zum Einsatz gekommen.

Das entwickelte Konzept basiert auf einem Trockensorptionsverfahren und nachgeschalteten Gewebefiltern.

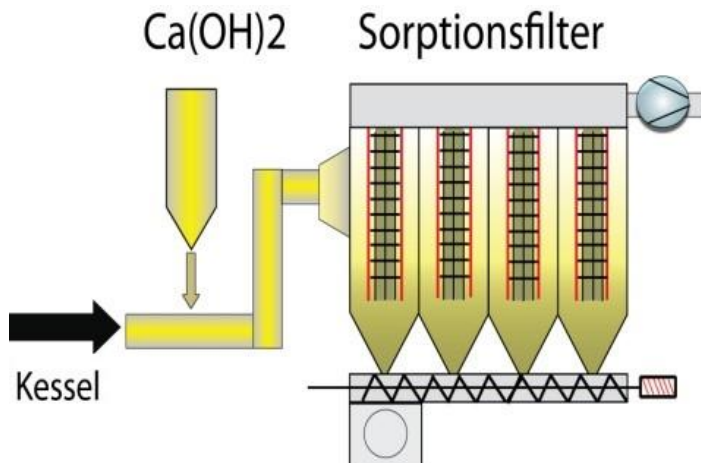


Abbildung 13 - Schema Rauchgasreinigung

Dem Rauchgasstrom wird Calciumhydroxid ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) durch ein Fördergebläse über eine flexible Förderleitung (Gummischlauch) im unteren Umlenkpunkt des Reaktors dem Rauchgas zugeführt und mit dessen Unterstützung möglichst homogen verteilt. Das Calciumhydroxid reagiert mit den in dem Rauchgas enthaltenen Schadgasen wie bspw. Schwefeloxiden (SO_x) und Chlorwasserstoff (HCl) und bewirkt einen Salzbildungsprozess, so dass die gasförmigen Schadstoffe gebunden und im nachfolgenden Sorptionsfilter abgeschieden werden können.

Der Sorptionsfilter besteht aus insgesamt 2376 vertikal angeordneten Flachschauchfiltern. Jeder Flachschauchfilter hat eine Länge von 3 m und besteht aus Nadelfilz beschichtet mit MIC (Verbesserung der Staubabweisung) und Antafin Plus (Verbesserung der Wasser- und Ölabweisung).

Die Flachschauchfilter werden im laufenden Betrieb mit Druckluft abgereinigt. Die Zykluszeit für die Abreinigung beträgt 12 min.

Zur Vermeidung von Taupunktunterschreitungen sind Reaktor, Filterkammern und Schneckenröge isoliert und mit einer elektrischen Widerstandsheizung versehen. Diese Heizung dient zum Erwärmen der Oberflächen und zur Verringerung von Wärmeverlusten. Sie ist in mehrere Regelkreise aufgeteilt und wird temperaturabhängig ein- und ausgeschaltet. Die Stillstands- und Begleitheizung ist auch nach dem Abschalten der Anlage solange in Betrieb, bis sie im Schaltschrank vollständig abgeschaltet wird.

Vorrichtungen für den zu Beginn des Projektes als mögliche Option angedachten zusätzlichen Einsatz von Herdofenkoks (HOK) als weiteres Additiv zur Rauchgasreinigung haben sich aufgrund der niedrigen Belastungen der Schadstoffe Quecksilber, PCDD/F, PCB und PAK im Abgas als nicht notwendig erwiesen und sind daher weder realisiert worden noch zukünftig vorgesehen.

Aufgrund der schlechten Förderfähigkeit des Flugstaubs in Verbindung mit dem zunächst ausgewählten Additiv aus reinem Calciumhydroxid kam es sehr häufig zu Verstopfungen innerhalb der Förderschnecken und massiven Anhaftungen an den Stahlblechwänden der Rauchgasreinigungsanlage.

Diesem Verhalten wurde durch Zugabe von Kalksteinmehl in das Additiv erfolgreich entgegengewirkt. Durch die Zugabe von Kalksteinmehl verbessert sich zwar auf der einen Seite das Fließverhalten aber auf der anderen Seite wird der reaktive Anteil des Additivs verringert. Dementsprechend wird anteilig mehr Additiv benötigt.

Nach dem Test mehrerer Mischungsverhältnisse erwies sich das Verhältnis von:

- 80 % Calciumhydroxid
- 20 % Kalksteinmehl

als optimales Additiv für die Rauchgasreinigungsanlage.

Aufgrund des generell nur geringen Bedarfs an Calciumhydroxid von durchschnittlich weniger als 20 kg / Stunde steigt der Bedarf an Additivzugabe des Kalksteinmehls nur marginal bei einer stark erhöhten Anlagenverfügbarkeit und bei weiterhin deutlicher Unterschreitung der Grenzwerte der TA Luft 2002.

Zur Vermeidung von Staubemissionen werden in dem nachgeschalteten Sorptionsfilter die Partikel durch eine poröse Filzschicht geleitet. Durch den sogenannten Siebeffekt und den herrschenden Adhäsionskräften werden die Staubpartikel von den Abgasen getrennt.

Die Auslegung auf die Einhaltung der Zielwerte des begleitenden Messprogramms erforderte die Auswahl feinmaschigerer Flachschauchfilter. Ein feinmaschiger Flachschauchfilter hat eine geringere Durchlässigkeit sowohl für den Staub als auch für das Rauchgas und dies bedingt wiederum, dass die Anzahl der Flachschauchfilter erhöht werden musste, um den gesamten Rauchgasvolumenstrom reinigen zu können. Daher ist die Filterfläche insgesamt um 10% vergrößert worden.

Mit dieser technischen Lösung können durch Vergrößerung der Filterfläche, Sorptions- und Absorptionsprozesse die relevanten Emissionen weitgehend reduziert und die Zielwerte für bspw. Staub, HCl und SO₂ sicher unterschritten werden.

Die anfallende Flugasche wird mittels eines pneumatischen Förderers in ein Tank Silo gefördert, durch einen zugelassenen Entsorger abgeholt und als Bergversatzstoff verwertet.

C) Emissionsüberwachung

Die Emissionsüberwachung der Gaskomponenten erfolgt nach der extraktiven Messmethode.

Dazu wird mittels Gasentnahmesonde eine repräsentative Messgasprobe direkt aus dem Abgaskamin entnommen und einem im Gebäude aufgestellten Analysenschrank zugeführt.

Die Entnahmestelle des 46 m hohen Abgaskamins befindet sich auf 13,5 m und ist durch eine begehbare Plattform erreichbar.

Der Analysenschrank beinhaltet die Komponenten der Messgasaufbereitung und den Mehrkomponenten- Gasanalysator.

Die Staubmessung befindet sich innerhalb des Abgaskamins auf einer Höhe von 13,5 m. Sie erfolgt kontinuierlich nach dem triboelektrischen Effekt (Reibungselektrizität).

Alle Messdaten, Bezugsdaten, Status- Signale der Messgeräte sowie relevante Signale der Feuerungsanlage werden auf einen eignungsgeprüften Emissionsdaten- Auswerterechner geschaltet und gemäß geltender Bestimmungen verrechnet.



Abbildung 14 - Foto Entnahmestelle Abgaskamin



Abbildung 15 – Foto Analysenschrank

Die Übertragung der Emissionsdaten an das zuständige Gewerbeaufsichtsamt erfolgt mittels der in Niedersachsen eingeführten Emissionsfernüberwachung (EFÜ).

Nachfolgend werden die eingesetzten Komponenten zur Emissionsmesstechnik tabellarisch aufgeführt:

Komponente	Hersteller	Typ
Gasanalysator (NO _x , CO, SO ₂ , O ₂ , HCl, N ₂ O, Feuchte)	Dr. Födisch Umweltmesstechnik AG	MCA 04
Staubmessung	Dr. Födisch Umweltmesstechnik AG	PFM 02V
Temperaturmessung	Dr. Födisch Umweltmesstechnik AG	FMD 09
Volumenstrommessung	Dr. Födisch Umweltmesstechnik AG	FMD 09
Druckmessung	Special Instruments	Digima LPU 3 profiline
Elektronische Auswerteeinrichtung	NIS Ingenieure	Talas/net 5.2 und Umwelt Office 2005
Dioxine/ Furane	Thermo Scientific	Thermo Trace GC Ultra / Thermo Finnigan MAT 95XP
PAK nach EPA	Hewlett- Packard	HP 5890 Serie II / HP MSD 5972 / HP 7673
WHO- PCB	Thermo Scientific	Thermo Trace GC Ultra / Thermo Finnigan MAT 95XP

Abbildung 16 - Emissionsmesstechnik

2.2.9 Dampfturbine und Generator

Der Dampf aus dem Biomassekessel wird zur geregelten Wärmeentnahme und Stromerzeugung zur Turbine geführt.

Die Turbine ist dabei als Entnahme- Gegendruck Dampfturbine mit einer geregelten Entnahme und zwei Anzapfungen ausgeführt.

Der in dem Biomassekessel erzeugte Dampf wird unter einem Druck von 112 bar(ü) und einer Temperatur von 522 °C zur Turbine geführt.

In der Dampfturbine erfolgt die Entspannung des Dampfes, das heißt durch eine Druck- und Temperaturabsenkung entsteht eine Expansionsströmung. Diese sorgt für den Antrieb des Turbinenläufers bei einer Drehzahl von 8.500 Umdrehungen pro Minute. Hierbei ist folglich die innere Energie des Dampfes in Bewegungsenergie umgewandelt worden.



Abbildung 17 - Foto Dampfturbosatz

Zur Stromerzeugung bzw. zur mechanisch- elektrischen Energieumwandlung wird ein Synchrongenerator mit einer Klemmleistung von 11,8 MW eingesetzt. Über das zwischen der Turbine und dem Generator angeflanschte Planetengetriebe wird die hohe Drehzahl der Turbine auf die Generator Drehzahl von 3.000 Umdrehungen pro Minute und damit der Netzfrequenz von 50Hz unteretzt. In diesem Synchrongenerator erfolgt die Gewinnung von elektrischer Energie mittels Induktion eines rotierenden Magnetläufers.

Die erzeugte elektrische Energie wird zum einen für den kraftwerkseigenen Energiebedarf genutzt und zum anderen in das 10 kV Mittelspannungsnetz eingespeist.

2.2.10 EEG- Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelenergie

Der Ausbau Erneuerbarer Energie erfordert durch den Ausbau der Wind- und Solarenergie grundlastfähige und schnell regelbare Erzeugungskapazitäten.

Das BEKW hat den technischen Nachweis der Fernsteuerbarkeit und Regelbarkeit erbracht und nimmt daher Teil an der:

- EEG-Direktvermarktung
→ Markt- und Managementprämie

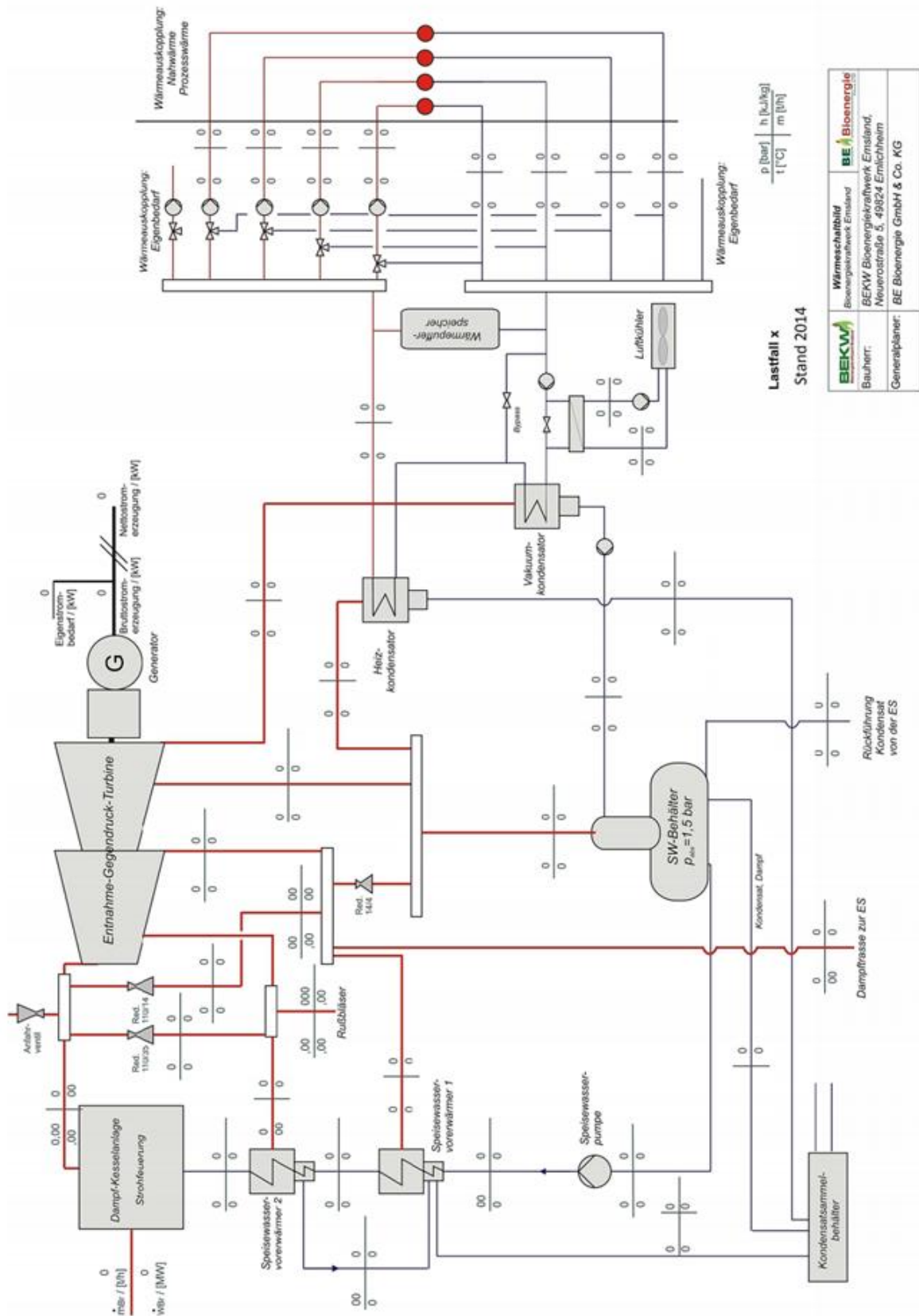
- Vermarktung von Regelenergie
→ Minutenreserve ($\pm 1,5$ MW)

Aufgrund dessen kann das BEKW im Bedarfsfall sowohl hoch- als auch heruntergeregelt werden und trägt dadurch zur Netzstabilität bei.

2.2.11 Wärmekonzept und Wärmenutzung

Ein Teil des in die Turbine geführten Dampfmassenstroms wird zwischen Dampf- ein- und -austritt zur Wärmenutzung über die geregelte Entnahme und den Anzapfungen aus der Turbine ausgekoppelt und zu den Wärmeverbrauchern geführt. Die geregelte Entnahme ermöglicht die Prozessdampfentnahme bei konstantem Druck. Die Anzapfungen werden intern zur Rückführung der Wärmeenergie in den kraftwerkseigenen Heizkreislauf wie z.B. der Vorerwärmung des Speisewassers (SW) benötigt.

In der nachfolgenden Abbildung ist das Wärmeschaltbild inkl. des Wärmeverteilungsnetzes vereinfacht dargestellt.



Lastfall x
Stand 2014

Wärmeschaltbild Bioenergieerzeugung	BE Bioenergie
Bauherr: BEKW Bioenergieerzeugung Neuerstraße 5, 49824 Emlichheim	
Generalplaner: BE Bioenergie GmbH & Co. KG	

Abbildung 18 - Schema Wärmeschaltbild

Wie in dem Wärmeschaltbild ersichtlich, wird der aus dem Dampferzeuger und den anschließenden Überhitzern kommende Frischdampf nach einer teilweisen Expansion in der Turbine über die erste Anzapfung zu den Wärmeüberträgern (Speisewasservorwärmer) des

Heizkreislaufes geführt. Die Dampfrohrbläser werden bei Betrieb ebenfalls über diese Anzapfung mit Dampf versorgt. Im weiteren Entspannungsteil enthält die Dampfturbine eine geregelte Entnahme zur Auskopplung von HD-Dampf. Neben der Wärmerückführung in den kraftwerkseigenen Heizkreislauf soll vorwiegend die bedarfsgerechte Entnahme von Dampfmengen für die Produktionsprozesse der Emsland- Stärke GmbH sichergestellt werden

Im rechten Teil der Abbildung befindet sich ein Pufferspeicher, zu dem die Wärme aus der Kondensation des Abdampfes geführt wird. Durch die Einbindung des Pufferspeichers können Lastschwankungen kompensiert werden und infolgedessen wird durch den Pufferspeicher ein konsequent wärmegeführter Betrieb ermöglicht. Insbesondere durch die Rückführung der aus dem Turbinenprozess ausgekoppelten Wärmeenergie in den kraftwerkseigenen Heizkreislauf sowie durch die Nutzung des Turbinenabdampfes erfolgt über die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion eine optimierte Primärenergienutzung. Hierdurch kann bis zu 90 % der Primärenergie in Nutzenergie umgewandelt werden.

2.2.12 Nahwärmenetz

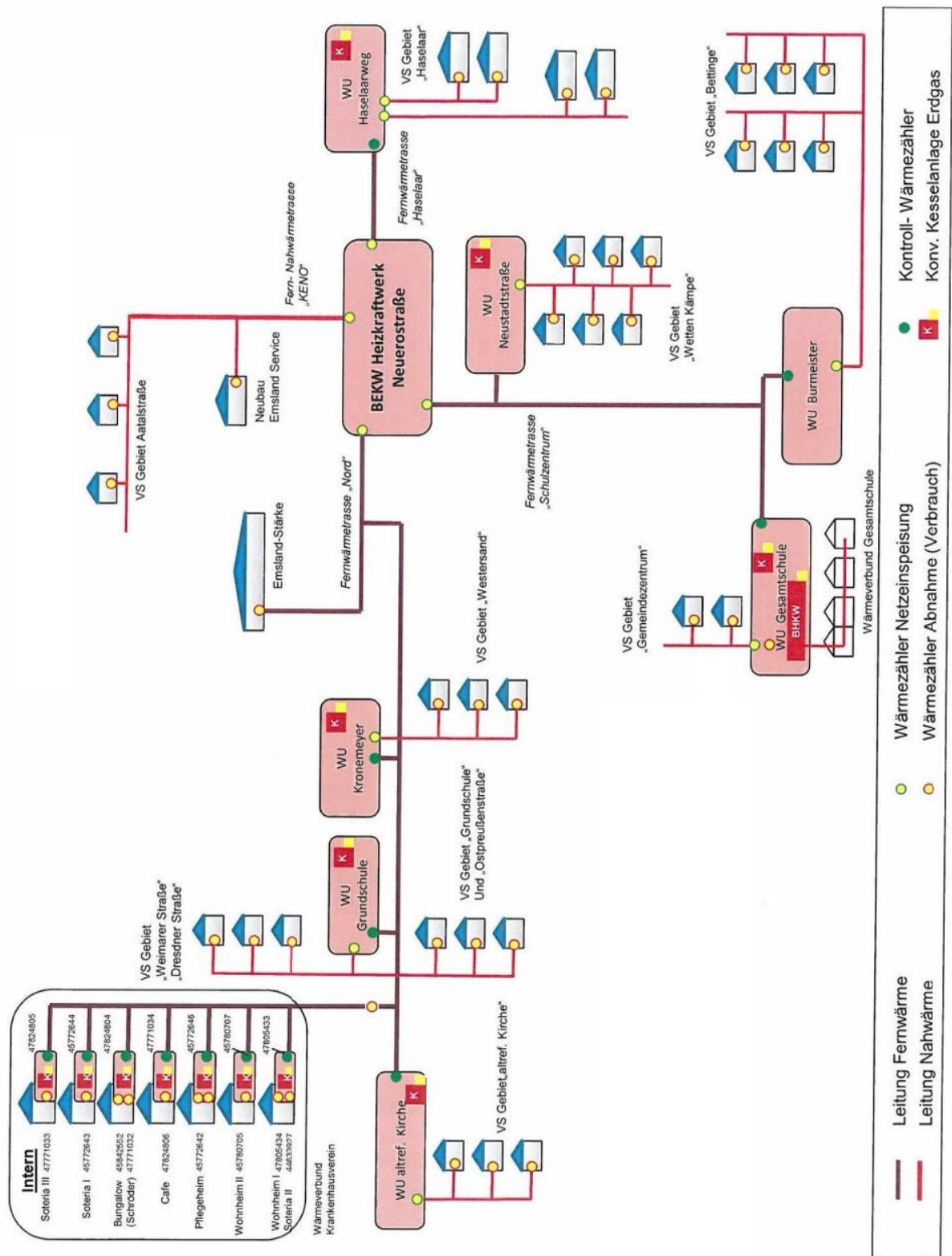


Abbildung 19 - Schema Nahwärmenetz

Die Kondensationswärme des Abdampfes der Turbine wird zur Versorgung eines Nahwärmenetzes genutzt.

Ein vorhandenes Nahwärmenetz stand nicht zur Verfügung, sodass die Leitungen neu verlegt wurden.

Sämtliche Leitungen zu den Wärmeunterstationen (WU) und innerhalb der einzelnen Versorgungsgebiete (VS) sind unterirdisch verlegt. Einzige Ausnahme hiervon bildet jedoch die Versorgung der Emsland- Stärke GmbH mit Prozesswärme. Sämtliche Rohrleitungen für die Bereitstellung von Prozesswärme und Prozessdampf für den Betrieb der der Emsland- Stärke GmbH sind gemeinsam auf einer oberirdischen Trasse verlegt, siehe Abbildung 3.

Aufgrund der starken Nachfrage zum Anschluss an das Nahwärmenetz beträgt die Leitungslänge der Hauptleitungen des sich weiterhin kontinuierlich im Ausbau befindlichen Wärmenetzes mittlerweile ca. 15.000 m. Somit erfolgte ein weitaus größerer Ausbau des Nahwärmenetzes als zu Beginn des Vorhabens prognostiziert.

An das in der Abbildung 19 schematisch dargestellte Nahwärmenetz sind Wärmeabnehmer aus der Landwirtschaft und Industrie als auch öffentliche Gebäude wie Schulen und das Rathaus sowie Privathaushalte angeschlossen.

Bei den Wärmeabnehmern handelt es sich sowohl um neue als auch um bestehende Gebäude und kommunale Einrichtungen.

Insbesondere die Integration der ersten und größeren Bestandsgebäude an das neu errichtete Nahwärmenetz stellte sich als große Herausforderung dar. Verantwortlich hierfür ist, abgesehen von den örtlichen Einbauverhältnissen, der Unterschied zu dem bisherigen Temperaturniveau der bestehenden Heizungssysteme. Die ursprünglich anvisierten primärseitigen Temperaturen von 60°C im Vorlauf und 35°C im Rücklauf sind insbesondere bei öffentlichen Gebäuden wie beispielsweise der Grund- und Gesamtschule knapp bemessen. Um auch bei niedrigeren Außentemperaturen eine ausreichende Wärmemenge zu liefern, wurde deshalb die Vorlauftemperatur durch den in Abbildung 17 dargestellten Heizkondensator auf 80°C angehoben. Der hierfür benötigte Dampf verringert den Gesamtwirkungsgrad.

Aufgrund dieser Tatsache wurde Ende 2014 die Anhebung des maximal zulässigen Abdampfdrucks der Entnahmegegendruckturbine von 0,5bar(a) auf 0,8bar(a) realisiert. Dadurch erhöht sich die Abdampf Temperatur und infolgedessen auch die Vorlauftemperatur für das Nahwärmenetz. Die ursprünglich angedachten primärseitigen Temperaturen wurden so auf 80°C im Vorlauf und 55°C im Rücklauf erhöht.

Die benötigten Temperaturen werden aufgrund dieser Maßnahme durch die zur Verfügung stehende Kondensationswärme im Vakuumkondensator erreicht. Die Nacherwärmung im nachgeschalteten Heizkondensator entfällt, was zu einer erheblichen Steigerung des Gesamtwirkungsgrades führt.

2.2.13 Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (MSR- Technik)

Grundvoraussetzung für eine hohe Anlagenverfügbarkeit und einen hohen Gesamtwirkungsgrad ist eine optimierte Prozessführung.

Basis hierfür bilden Messstellen der Prozessparameter wie z.B. Temperatur, Druck, Durchflussmenge, Füllstand, Sauerstoffgehalt.

Insgesamt ergibt sich eine Gesamtanzahl von mehr als 3.700 Verfahrensgrößen.

Darin enthalten sind:

- ca. 400 Temperaturmessungen
- ca. 200 Druckmessungen
- ca. 105 Durchflussmessungen

Die sekundärseitigen Messstellen des Nahwärmenetzes sind in der obigen Aufzählung noch nicht berücksichtigt.

So kann die Anlage nicht nur vollautomatisch betrieben werden, sondern es wird vor allem auch ein stabiler Prozess mit sehr niedrigen Emissionen und einer hohen Effizienz ermöglicht. Dahingehend dient die eingesetzte Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (MSR- Technik) unter anderem dazu, eine kontinuierliche Beschickung sowie die Einhaltung optimaler Bedingungen für den Verbrennungsprozess zu gewährleisten.

Das Bindeglied zwischen den vielfältigen kraftwerkseigenen Mess-, Steuer- und Regelsystemen ist die eingesetzte Leittechnik. Diese steuert und regelt einzelne Kraftwerkssysteme, dient der Erfassung sowie Überwachung von Messwerten und ermöglicht das rechtzeitige Erkennen von Betriebsfehlern und Gefahren. Über das Prozessleitsystem (PLS) erfolgt der reguläre Anlagenbetrieb weitgehend automatisiert. Das PLS ist ferner das Interface für das Betriebspersonal zum Kraftwerksprozess und ermöglicht somit die Überwachung, Bedienung und Steuerung des Kraftwerkes über die zentrale Leitwarte.

Am Bedienpult der Leitwarte sind sämtliche für den Anlagenbetrieb erforderlichen Bedienfunktionen und Signale zusammengefasst. So wird eine vollständige Überwachung des Kraftwerksprozesses sichergestellt. Insgesamt werden über das eingesetzte Leittechnikensystem die Ziele nach einer hohen Anlagenverfügbarkeit und Betriebssicherheit gefördert und gleichzeitig das Betriebspersonal entlastet.

2.3 Umsetzung des Vorhabens

2.3.1 Zeitplan der Errichtung des Strohheizkraftwerks

Im Folgenden ist der zeitliche Ablauf der Umsetzung wesentlicher Meilensteine der Errichtung des Strohheizkraftwerks tabellarisch dargestellt:

Meilensteine - Errichtung des Strohheizkraftwerks	
➤ 2005 bis ➤ 2008	Erstellung einer Machbarkeitsstudie hinsichtlich Strohpotential, Wärmekonzept und Anlagentechnik
➤ 2008	Erstellung und Einreichung des Antrages zur Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb des Strohheizkraftwerks nach 4. BImSchV
Dezember 2008	Erteilung der Genehmigung
➤ 2009 bis ➤ 2011	Planungsarbeiten
	Projektentwicklung
	Auftragsvergaben der Einzelgewerke
	Vorfertigung der Einzelgewerke
Oktober 2011	Beginn der Bauarbeiten
➤ 2011 bis ➤ 2012	Erd- und Betonarbeiten
	Stahl- und Hallenbau
	Montage der Einzelgewerke (insbesondere Dampferzeuger und Wasser- Dampf- Kreislauf)
	Installation der Elektro-, Mess- und Regelungstechnik
Januar 2013	Kesseldruckprobe
Juli 2013	Erste Stromeinspeisung
➤ 2013 bis ➤ 2014	Probetrieb
	Optimierungsbetrieb
Oktober 2014	Aufnahme des bestimmungsgemäßen Betriebes nach erstmaliger Überprüfung mit Einverständnis aller am Projekt beteiligter Behörden und Umsetzung aller Nebenbestimmungen der Genehmigung

Abbildung 20 - Meilensteine - Errichtung des Strohheizkraftwerks

2.3.2 Zeitplan des begleitenden Messprogramms

Im Folgenden ist der zeitliche Ablauf der Umsetzung wesentlicher Meilensteine des begleitenden Messprogramms tabellarisch dargestellt:

Meilensteine - Begleitendes Messprogramm	
Oktober 2014	Aufnahme des begleitenden Messprogramms (parallel zur Aufnahme des bestimmungsgemäßen Betriebes)
➤ Okt. 2014 bis Juli 2015	Kontinuierliche Messungen: - Erster Teilbereich des Messprogramms
	Diskontinuierliche Messreihen: - KW16 / 2015 - KW23 / 2015
Juli 2015	Revision des Strohheizkraftwerkes und Umsetzung erster Maßnahmen auf Grundlage der aus dem Messprogramm gewonnenen Daten
August 2015	Berichterstellung und Einreichung der Auswertung aus dem Messprogramm gewonnenen Daten sowie der umgesetzten Maßnahmen
➤ Juli 2015 bis Feb. 2016	Kontinuierliche Messungen: - Zweiter Teilbereich des Messprogramms
	Diskontinuierliche Messreihen: - KW32 / 2015 - KW41 / 2015
Februar 2016	Einreichung des Zwischenberichts
Februar 2016	Fachgespräch über weitere Maßnahmen zur Minderung der Emissionen beim Umweltbundesamt in Dessau (Teilnehmer: Umweltbundesamt, Antragsteller und Anlagenbauer)
➤ Feb. 2016 bis Juli 2016	Kontinuierliche Messungen: - Dritter Teilbereich des Messprogramms
	Diskontinuierliche Messreihen: - KW26 / 2016
Juli 2016	Abschluss des begleitenden Messprogramms

Abbildung 21 - Meilensteine - Begleitendes Messprogramm

2.4 Behördliche Anforderungen

2.4.1 Genehmigung

Die Genehmigung mit dem Aktenzeichen 08-006-01 wurde am 16.12.2008 durch das Staatliche Gewerbeaufsichtsamt Osnabrück gemäß §4, 6, und 19 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes erteilt.

Die Genehmigung umfasst die Errichtung und den Betrieb einer Anlage zur Erzeugung von Dampf durch den Einsatz von Stroh mit einer Feuerungswärmeleistung von 49,8 MW.

Die in den Genehmigungsaufgaben festgelegten Anforderungen hinsichtlich der Emissionen der Strohfeuerungsanlage basieren auf den Vorgaben der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) vom 24. Juli 2002.

In dieser Verwaltungsvorschrift sind, insbesondere in Kapitel 5.4.1.3, die Anforderungen an die Abgaswerte bei Einsatz von Stroh oder ähnlichen pflanzlichen Stoffen (z.B. Getreidepflanzen, Gräser, Miscanthus) als Brennstoff in Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 50 MW festgelegt.

Die folgenden Luftschadstoffe sind der Genehmigung entsprechend kontinuierlich zu überwachen und dürfen die nachfolgend genannten Massenkonzentrationen im Abgas nicht überschreiten:

- SO₂ im Tagesmittel: 350 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)
- NO_x im Tagesmittel: 400 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)
- CO im Tagesmittel: 250 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)
- HCl im Tagesmittel: 30 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)
- Staub im Tagesmittel: 20 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)

Die folgenden Luftschadstoffe sind der Genehmigung entsprechend auf dem Wege von Einzelmessungen zu überwachen und dürfen die nachfolgend genannten Massenkonzentrationen im Abgas nicht überschreiten:

Klasse I

Arsen-, Cadmium- und Chrom IV- Verbindungen sowie Benzo(a)pyren

- Massenkonzentration 0,05 mg/Nm³
oder
- Massenströme 0,15 g/h

Klasse II

Nickel und seine Verbindungen

- Massenkonzentration 0,5 mg/Nm³
oder
- Massenströme 1,5 g/h

Klasse III

Benzol

- Massenkonzentration 1 mg/Nm³
oder
- Massenströme 2,5 g/h

Schwer abbaubare leicht anreicherbare und hochtoxische organische Stoffe

„Dioxine und Furane“

- Massenkonzentration 0,1 ng/Nm³
oder
- Massenströme 0,25 µg/h

2.4.2 Zielwerte des begleitenden Messprogramms

Vorab zu den Zielwerten des begleitenden Messprogramms wird zur Vermeidung von Unklarheiten folgendes festgelegt:

Die in diesem Bericht angegebenen Emissionswerte sind als validierte und auf einen Bezugssauerstoffgehalt von 11 % bezogene Werte aufgeführt, sofern nicht explizit abweichend angegeben.

Im Zuwendungsbescheid vom 16.09.2010 sind folgende Zielwerte festgelegt:

- SO₂ im Tagesmittel: 100 mg/m³N (bezogen auf 6 % O₂)
- NO_x im Tagesmittel: 200 mg/m³N (bezogen auf 6 % O₂)
- CO im Tagesmittel: 150 mg/m³N (bezogen auf 6 % O₂)
- N₂O im Tagesmittel: 150 mg/m³N (bezogen auf 6 % O₂)

- Staub im Tagesmittel: 5 mg/m³N (bezogen auf 6 % O₂)
- Staub im Jahresmittel: 2,5 mg/m³N (bezogen auf 6 % O₂)

2.5 Erfassung und Aufbereitung der Betriebsdaten

2.5.1 Betriebsdaten

Die Betriebsdaten werden durch das Prozessleitsystem (PLS) erfasst und gespeichert.

Zur dauerhaften Archivierung und Aufbereitung der Daten wird ein Datenlogger eingesetzt. Mit dieser Software können bspw. Graphen, Berichte relevanter Betriebsdaten sowohl händisch als auch automatisiert generiert werden.

2.5.2 Emissionsdaten

Sämtliche Emissionsdaten der kontinuierlich überwachten Luftschadstoffemissionen sind durch den eignungsgeprüften Emissionsdaten- Auswerterechner auf einer Datenbank gespeichert. Das Programm UmweltOffice2005 stellt die Bedienoberfläche des Programmsystems zur Verwaltung und Auswertung der auf der Datenbank hinterlegten Emissionsdaten da und wird beim BEKW zur Datenübertragung bei der Emissionsfernüberwachung (EFÜ) durch die zuständige Behörde genutzt.

Da die Emissionsdaten Teil der Betriebsdaten sind, werden sie ebenfalls nach der in Kapitel 2.5.1 beschriebenen Systematik erfasst und gespeichert.

Wie bereits in Kapitel 2.4.2 geschrieben, sind die in diesem Bericht angegebenen Emissionswerte als validierte und auf einen Bezugssauerstoffgehalt von 11 % bezogene Werte aufgeführt, sofern nicht explizit abweichend angegeben.

Die Abbildung 22 zeigt ein vereinfachtes Ablaufschema der Auswertung der kontinuierlichen Emissionsüberwachung.

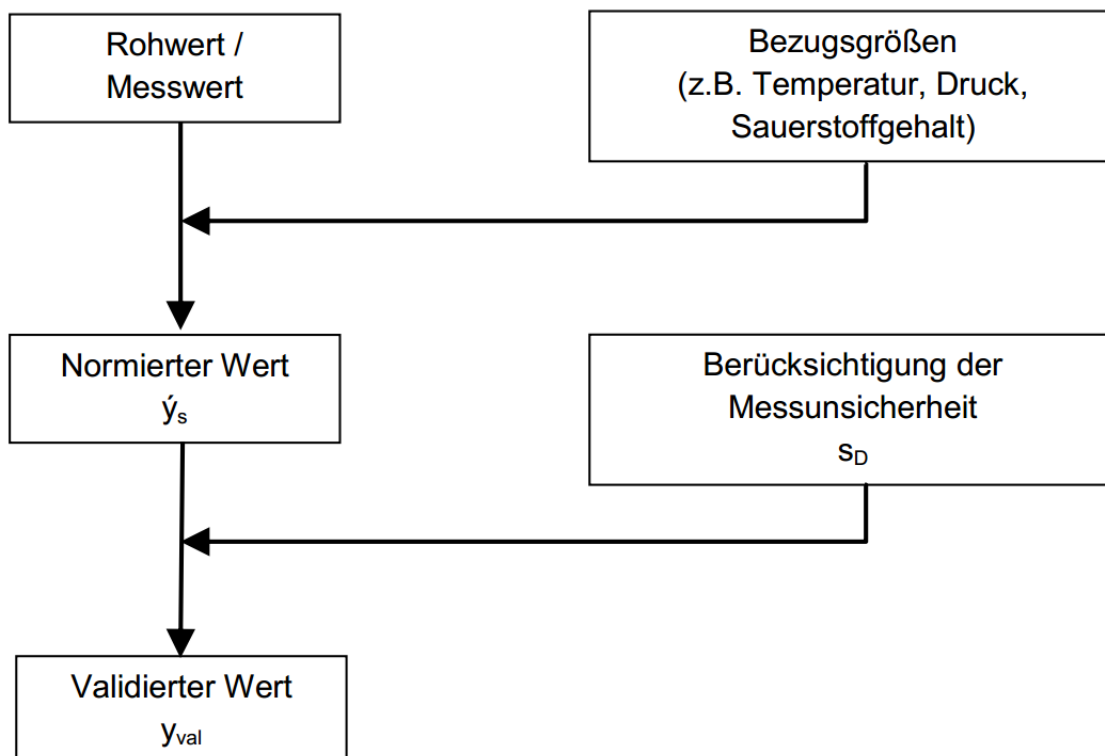


Abbildung 22 – Vereinfachtes Ablaufschema der Auswertung der kontinuierlichen Emissionsüberwachung

Die kontinuierliche Erfassung der Roh- bzw. Messwerte und der Bezugsgrößen wie beispielsweise Druck, Temperatur oder Sauerstoffgehalt im Reingas erfolgt an der Entnahmestelle des Abgaskamins.

Die Messdaten und Bezugsdaten werden anschließend durch den eignungsgeprüften Emissionsdaten- Auswerterechner gemäß geltender Bestimmungen verrechnet.

Neben der Normierung auf trockene Luft im Normzustand (Temperatur: 273,15 K; Druck: 101,3 kPa) erfolgt dabei ebenfalls die Normierung auf den in der TA Luft 2002 vorgeschriebenen Bezugssauerstoffgehalt von 11 %.

Die Normierung bezogen auf den Bezugssauerstoffgehalt erfolgt dabei mit der Formel:

$$\text{Normierter Wert (bez. auf } O_2) = \text{Messwert} \times \frac{21 - \text{Bezugssauerstoffgehalt}}{21 - \text{gemessener Sauerstoffgehalt}}$$

Eine Änderung des Bezugssauerstoffgehalts von 11 % auf 6 % hat bei Anwendung obiger Formel eine Erhöhung der Werte um den konstanten Faktor 1,5 zur Folge.

Am Emissionsdaten- Auswerterechner erfolgt abschließend die Berechnung des validierten Wertes (y_{val}) durch die Subtraktion der Messunsicherheit (s_D) vom normierten Wert (\hat{y}_s):

$$y_{val} = \hat{y}_s - s_D$$

Die Messunsicherheit (s_D) wird nach der Vorgabe der TA Luft 2002 im Abstand von drei Jahren wiederkehrend, durchzuführenden Kalibrierung der kontinuierlich arbeitenden Messeinrichtungen durch eine benannte Stelle nach §29b BImSchG für jede einzelne Komponente ermittelt.

Messunsicherheiten (s_D) der einzelnen Komponenten wurden den folgenden Kalibrierberichten entnommen:

Kalibrierung 2013

- Messdatum vom 15.10.2013 bis zum 17.10.2013
- Kalibrierbericht vom 09.01.2014

Kalibrierung 2015

- Messdatum vom 20.04.2015 bis zum 22.04.2015
- Kalibrierbericht vom 25.07.2015

Für die kontinuierlich zu messenden Komponenten sind Messunsicherheiten (s_D) der einzelnen Komponenten in Kapitel 3.2.1 dargestellt.

2.6 Konzeption und Durchführung des Messprogramms

2.6.1 Aufgabenstellung

Der Umfang und die Anforderungen an das begleitende Messprogramm sind im Zuwendungsbescheid der KfW vom 16.09.2010 definiert)

(Auszug aus dem Zuwendungsbescheid nachfolgend):

...Das Messprogramm muss den nachfolgend genannten Bedingungen, mindestens aber den Anforderungen der Nr. 5.3 der TA Luft genügen und folgende Inhalte / Messungen umfassen:

- *Im Rahmen des begleitenden Messprogramms sind in den Aschen die Gehalte an PCDD/F, PAK und PCB zu bestimmen.*
- *Es sind 2 Jahre lang die Emissionen folgender Schadstoffe kontinuierlich zu überwachen und zu dokumentieren: Staub, NO_x, SO₂, CO. Zielwerte sind, bezogen auf 6 % O₂ im Abgas:*
 - a) *die Emissionen von SO₂ sollen im Tagesmittel 100 mg/m³_N nicht überschreiten,*
 - b) *die Emissionen von NO_x - gemessen als NO₂ - sollen im Tagesmittel 200 mg/m³_N nicht überschreiten,*
 - c) *die Emissionen von Staub sollen im Tagesmittel 5 mg/m³_N und im Jahresmittel 2,5 mg/m³_N nicht überschreiten,*
 - d) *die Emissionen von CO sollen im Tagesmittel 150 mg/m³_N nicht überschreiten.*

Anzugeben sind alle Tagesmittelwerte (nicht aggregiert) und die Jahresmittelwerte.

- *Es sind über einen Zeitraum von 2 Jahren die Emissionen folgender Stoffe diskontinuierlich zu überwachen und zu dokumentieren: Im Reingas N₂O und HCl, PCDD/F, PAK, PCB. Die Einzelmessungen müssen Variationen der realen Betriebszustände (Temperaturbereich des Feuerraums, Stroharten und Herkünfte, Vollast und Teillast) abdecken. Alle diskontinuierlichen Analysen sollen jährlich 4 mal durchgeführt werden (Mitte Februar, Mitte Mai, Mitte August und Mitte November). Der Zusammenhang zwischen Strohzusammensetzung, den Emissionen und den Ascheanalysen soll durch jeweils zeitnahe Probenahmen und Messungen gesichert sein.*
 - e) *Im Reingas sind die Emissionen von N₂O, HCl, PCDD/F, PAK und PCB zu analysieren. Die Emissionen von N₂O sollen 0,15 g/m³_N nicht überschreiten (bezogen auf 6 % O₂),*
 - f) *In den Aschefractionen PCDD/F, PAK und PCB,*
 - g) *Im Brennstoff Chlor, Schwefel, Stickstoff,*
 - h) *Im Falle einer nachträglichen Installation einer NO_x-Abgasreinigung unter Einsatz von Ammoniak oder Harnstoff (wässrige Harnstofflösung) soll der Ammoniak-Schlupf auf höchstens 10 mg/m³ begrenzt werden.*

2.6.2 Beteiligte und deren Aufgaben im Messprogramm

Im Folgenden werden die Beteiligten und deren Aufgaben im Messprogramm spezifiziert:

A) Antragsteller im BMU-Umweltinnovationsprogramm		
BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG	Neuerostraße 5 49824 Emlichheim	Hermann Fehrmann
B) Koordination des Messprogramms und Berichterstellung		
BE Bioenergie GmbH & Co. KG	Gaußstraße 2 49767 Twist	Matthias Pieper
C) Emissionsmessungen (nach benannte Stelle nach §29b BImSchG)		
AIRTEC Gesellschaft für Umweltmessungen mbH	Arndts Hufen 19 04349 Leipzig	Rainer Tabor
D) Laboranalysen		
Wessling Laboratorien GmbH	Oststraße 6 48341 Altenberge	Heinz- Peter Janett
E) Wissenschaftliche Begleitung		
Leibniz Universität Hannover Institut für Technische Verbrennung	Welfengarten 1a 30167 Hannover	Prof. Dr. Friedrich Dinkelacker

Abbildung 23 - Beteiligte im Messprogramm

A) Antragsteller: BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG

Im Zuge des Messprogramms erteilt die BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG sämtliche Aufträge wie zum Beispiel die Beauftragungen zur Durchführung der Messungen und Analysen.

Hinsichtlich der Organisation und Abwicklung des Messprogramms, sowie der Berichterstattung und Optimierungsvorschläge wird sie die BE Bioenergie GmbH & Co. KG in das Messprogramm einbinden. Da die BE Bioenergie im Projekt bereits als Generalplaner tätig ist, ist auch hinsichtlich der Anlagenerrichtung sichergestellt, dass im Gesamtvorhaben emissionsmindernde Maßnahmen umgesetzt werden.

B) Koordinator: BE Bioenergie GmbH & Co. KG

Die BE Bioenergie GmbH & Co. KG wird das Messprogramm koordinieren und auf Grundlage der Mess- bzw. Analyseergebnisse die geforderten Berichte erstellen. Sie erbringt diese Arbeiten im Auftrag der BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG.

Im Weiteren wird sie dazu beitragen, die Abhängigkeiten von Strohbeschaffenheit und Art bzw. Herkunft eruieren. Hinsichtlich der Optimierung des Gesamtprozesses soll darüber hinaus eine wissenschaftliche Begleitung erfolgen. Diese Aufgabe soll von der Leibniz Universität Hannover erbracht werden. Anhand der Ergebnisse wird sie der BEKW ggfs. Optimierungsvorschläge unterbreiten. Des Weiteren wird sie über den Erfolg der getroffenen Maßnahmen berichten.

C) Emissionsmessungen: AIRTEC Gesellschaft für Umweltmessungen mbH

Die AIRTEC Gesellschaft für Umweltmessungen mbH ist benannte Stelle nach §29b BImSchG.

Sie wird die Messungen hinsichtlich der Emissionen im Reingas durchführen. Ebenso ist sie zuständig für die im Rahmen der Förderaufgabe genannten Berichte:

1. Bericht über die Durchführung von jährlichen Funktionsprüfungen und Kalibrierungen
2. Bericht über die Durchführung von Emissionsmessungen

Die Berichte werden der BEKW und der BE Bioenergie zugetragen. Letztere wird die Berichte hinsichtlich der Gesamtberichtserstattung einpflegen.

D) Laboranalysen: Wessling Laboratorien GmbH

Die Wessling Laboratorien GmbH führt die Analysen von Stroh und Rost- und Flugasche durch.

Aufgabe wird es sein, die geforderten Inhaltsstoffe zu bestimmen. Die Ergebnisse sollen der BEKW und der BE Bioenergie zugetragen, und auf diesem Wege in das Messprogramm eingepflegt werden.

E) Wissenschaftliche Begleitung: Leibniz Universität Hannover

Das Institut für Technische Verbrennung der Leibniz Universität Hannover soll als wissenschaftlicher Partner das Messprogramm begleiten.

Im Institut sollen die Gesamtprozesse im Bioenergiekraftwerk wissenschaftlich analysiert werden. Diese Analysen sollen wiederum als Grundlage für etwaige Optimierungen dienen.

2.6.3 Kontinuierliche Messungen

Das begleitende Messprogramm fordert die kontinuierliche Messung der Emissionen von Staub, NO_x, SO₂, CO im Reingas und ihre Auswertung.

Die in den Genehmigungsaufgaben festgelegten Anforderungen hinsichtlich der Emissionen der Strohfeuerungsanlage entsprechen den Vorgaben der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft 2002). Hieraus resultiert die zusätzlich erfolgende, kontinuierliche Messung der Emissionen von HCl im Reingas.

Der in Kapitel 2.2.8 beschriebenen Mehrkomponenten- Gasanalysator hat aufgrund seiner bauseitigen Ausführung zudem die Möglichkeit, die Emissionen von N₂O im Reingas zu messen. Aufgrund dessen wurde im Juli 2015 eine Kalibrierung um die Erweiterung der Komponente N₂O vorgenommen. Somit stehen auch für die Emissionen von N₂O kontinuierliche Messwerte zur Verfügung, mit denen die Einhaltung des Zielwerts überprüft werden kann.

Zusammengefasst ergibt dies eine kontinuierliche Erfassung und tagescharfe Dokumentation folgender Emissionen:

- Staub
- NO_x
- SO₂
- CO
- HCl
- N₂O

2.6.4 Diskontinuierliche Messungen

In diskontinuierlichen Messreihen sind zusätzlich die Emissionen von PCDD/F, PAK und PCB im Reingas zu messen. Die Einzelmessungen müssen Variationen der realen Betriebszustände (Lastbereiche, Stroharten und -herkünfte) abdecken.

Parallel zu den diskontinuierlichen Messungen im Abgas sind im Brennstoff Chlor, Schwefel, Stickstoff und in den Aschefractionen der Flug- und Rostasche PCDD/F, PAK und PCB zu messen. Wassergehalt, sowie Brenn- und Heizwert des Brennstoffs wurden ebenfalls gemessen.

A) Terminierung der Messreihen

Die diskontinuierlichen Messreihen wurden wie folgt terminiert

- KW17 / 2015
- KW23 / 2015
- KW32 / 2015
- KW41 / 2015
- KW26 / 2016

B) Umfang der Messreihen

In Abbildung 24 wird der Umfang der einzelnen Messreihen dargestellt.

Aufgrund der Anzahl unterschiedlicher Brennstoff Typen (3 Varianten) und Lastfälle (3 Varianten) ergeben sich insgesamt 9 Messungen je Messreihe. Das für die Messreihen eingesetzte Stroh ist in Anlage 12 spezifiziert.

Der Messzeitraum jeder einzelnen Messung erstreckt sich nach Vorgabe der nach benannten Stelle nach §29b BImSchG über eine Dauer von ca. 6 Stunden.

Variable	Umfang	Faktor
Brennstoff Typ	3 Varianten (Strohart / Stroherkunft)	3
Lastzustand	3 Varianten (Kessellast ca. 50%, 75%, 100%)	3
Feuerraumtemperatur	Ergibt sich aus dem Lastzustand	
Gesamtanzahl Messungen je Messreihe:		9

Abbildung 24 - Umfang Messreihen

C) Brennstoffanalyse

Diskontinuierliche Beprobung - Brennstoff	
Ort	Strohbeschickung
Menge	5 Liter Probeeimer
Zeitpunkt	Zeitpunkt der Emissionsmessung
Umfang	<ul style="list-style-type: none"> - Wassergehalt - Brennwert - Heizwert - Chlorgehalt - Schwefelgehalt - Stickstoffgehalt

Abbildung 25 – Diskontinuierliche Beprobung – Brennstoff

D) Aschenanalyse

Diskontinuierliche Beprobung – Aschen (Rost- und Flugasche)	
Ort	Rostasche: Nassentaschung der Kesselanlage Flugasche: Flugaschesilo (Abgang Gewebefilter)
Menge	5 Liter Probeeimer
Zeitpunkt	Zeitpunkt der Emissionsmessung
Umfang	- PCDD/F - PAK - PCB

Abbildung 26 - Diskontinuierliche Beprobung – Aschen (Rost- und Flugasche)

E) Reingasanalyse

Diskontinuierliche Beprobung – Reingas	
Ort	Emissionsmesspunkt nach TA- Luft 2002 (Abgaskamin)
Zeitpunkt	Dauerhaft während der Emissionsmessung
Umfang	- PCDD/F - PAK - PCB - N ₂ O (Komponente zusätzlich kontinuierlich gemessen) - HCl (Komponente zusätzlich kontinuierlich gemessen)

Abbildung 27 - Diskontinuierliche Beprobung – Reingas

3. Ergebnisdarstellung zum Nachweis der Zielerreichung

3.1 Bewertung der Vorhabendurchführung

3.1.1 Praktische Umsetzung des Messprogramms

Aufgrund des Einsatzes hochwertig ausgeführter und eignungsgeprüfter Messtechnik im Zusammenspiel mit den regelmäßig durchgeführten Kontrollen durch das Betriebspersonal und turnusmäßigen Wartungen durch das Servicepersonal des Herstellers werden die kontinuierlichen Messdaten, Bezugsdaten und Status- Signale zuverlässig erfasst.

Vor Aufnahme des Messprogramms wurde der ordnungsgemäße Einbau durch eine benannte Stelle nach §29b BImSchG bestätigt. Funktionsprüfungen und eine Kalibrierung, mit Erweiterung um die Komponente N₂O, erfolgten im Zeitraum des Messprogramms ebenfalls durch eine benannte Stelle nach §29b BImSchG.

Sämtliche in diesem Abschlussbericht aufgeführten TMW sind dem Programm UmweltOffice 2005 entnommen. Bei Angaben von TMW für einen spezifischen Betrachtungszeitraum handelt es sich um den Mittelwert aller beim Betrieb des Kraftwerkes ermittelten Tagesmittelwerte im genannten Betrachtungszeitraum.

Sowohl die Integration in den regulären Betrieb als auch die eigentliche Durchführung der fünf diskontinuierlichen Messreihen verlief unproblematisch. Es kam während der einzelnen Messungen zu keinem Anlagenausfall des Strohheizkraftwerkes, so dass Messungen weder abgebrochen noch wiederholt werden mussten. Die Probenahme vom eingesetzten Brennstoff und den beiden Aschefractionen erfolgte ebenfalls am korrekten Ort im dafür festgelegten Zeitfenster.

Die diskontinuierlichen Messreihen erfolgten nach dem folgenden Ablaufschema:

- 1. Messung: Brennstoff Typ 1 Lastzustand 50 %
- 2. Messung: Brennstoff Typ 2 Lastzustand 50 %
- 3. Messung: Brennstoff Typ 3 Lastzustand 50 %
- 4. Messung: Brennstoff Typ 1 Lastzustand 75 %
- 5. Messung: Brennstoff Typ 2 Lastzustand 75 %
- 6. Messung: Brennstoff Typ 3 Lastzustand 75 %
- 7. Messung: Brennstoff Typ 1 Lastzustand 100 %
- 8. Messung: Brennstoff Typ 2 Lastzustand 100 %
- 9. Messung: Brennstoff Typ 3 Lastzustand 100 %

Die Brennstofftypen unterteilen sich für jede einzelne diskontinuierliche Messreihe nach Getreideart (z.B. Weizen oder Roggen) und Herkunft (z.B. lokal oder küstennah). Die Spezifikation nach Typ und Herkunft ist Anlage 12 zu entnehmen.

Zusammengefasst erfolgte die praktische Durchführung des begleitenden Messprogramms ohne Zwischenfälle oder Fremdeinflüsse auf die erzielten Messergebnisse.

3.1.2 Einteilung des Messprogramms in Teilbereiche

Der gesamte Messzeitraum des begleitenden Messprogramms hat sich vom 24. Oktober 2014 bis zum 23. Juli 2016 erstreckt.

Dieser Zeitraum wurde in drei Teilbereiche unterteilt:

A) Erster Teilbereich – Oktober 2014 bis Juli 2015

Beginnend mit der Aufnahme des begleitenden Messprogramms am 24.10.2014 bis zur Wiederinbetriebnahme des Strohheizkraftwerks am 23.07.2015 nach der Revision.

A) Zweiter Teilbereich – Juli 2015 bis Februar 2016

Beginnend mit Wiederinbetriebnahme des Strohheizkraftwerks am 23.07.2015 bis zum Fachgespräch beim Umweltbundesamt in Dessau am 17.02.2016.

A) Dritter Teilbereich – Februar 2016 bis zum Juli 2016

Beginnend mit dem Fachgespräch beim Umweltbundesamt in Dessau am 17.02.2016 bis zum Abschluss des begleitenden Messprogramms am 23.07.2016.

Nach Beendigung eines Teilbereichs erfolgte die Auswertung der Messergebnisse und daraufhin ggfs. die Umsetzung geeigneter Maßnahmen. Der Erfolg der getroffenen Maßnahmen wurde mittels Auswertung der Messergebnisse des darauffolgenden Teilbereichs überprüft.

Diese Vorgehensweise hat sich als zielführend für eine emissionsreduzierte Strohverbrennung erwiesen.

In den folgenden Kapiteln dieses Abschnittes werden zunächst die Emissionen, bei denen die Zielvorgaben nicht bzw. zunächst nicht eingehalten werden konnten, aufgezeigt und die daraufhin umgesetzten Maßnahmen beschrieben und bewertet.

Die Ergebnisdarstellung des Messprogramms erfolgt dann im Anschluss für sämtliche Parameter und den gesamten Messzeitraum in Kapitel 3.2.

3.1.3 Ergebnisse und daraus resultierende Maßnahmen des ersten Teilbereichs

In Bezug auf die Vorgaben des begleitenden Messprogramms zeigten sich im ersten Teilbereich vereinzelte Überschreitungen des festgelegten Zielwertes für SO₂. Insgesamt wurde in diesem Betrachtungszeitraum bei ca. 5 % der TMW der Zielwert nicht eingehalten.

Der höchste TMW lag in diesem Betrachtungszeitraum bei 84 mg/Nm³ bezogen auf 11 % O₂. Dies entspricht umgerechnet 126 mg/Nm³ bezogen auf 6 % O₂. Bezogen auf den Zielwert von 100 mg/Nm³ bedeutet dies eine Überschreitung von 26%.

Größtenteils wird der festgelegte Zielwert für SO₂ jedoch bereits in diesem Betrachtungszeitraum sehr deutlich unterschritten. So lag der durchschnittliche TMW bei 37 mg/Nm³ bezogen auf 11 % O₂. Dies entspricht umgerechnet 56 mg/Nm³ bezogen auf 6% O₂ und dementsprechend etwa der Hälfte des Zielwerts.

Die Überschreitungen für SO₂ korrelieren mit den Emissionen für HCl und treten zumeist vereinzelt auf. Zur weiteren Reduzierung der Emissionen und Vermeidung von diesen sporadischen Spitzen wurde im Rahmen der Revision der Schneckenbaum der Additivdosierschnecke ausgetauscht. Der neue Schneckenbaum hat dieselbe Mindest- jedoch eine erhöhte Maximalfördermenge. Dadurch bleibt im Normalbetrieb der Additivverbrauch

unverändert. Bei erhöhten Konzentrationen im Reingas kann jedoch kurzzeitig mehr Additiv zugeführt werden.

Die TMW von NO_x liegen über den Zielwerten des BMU Umweltinnovationsmessprogramms, jedoch bei nur etwa der Hälfte der in den Genehmigungsaufgaben geforderten Grenzwerte.

Der durchschnittliche TMW lag in diesem Betrachtungszeitraum bei 203 mg/Nm³ bezogen auf 11 % O₂. Dies entspricht umgerechnet 305 mg/Nm³ bezogen auf 6 % O₂ und demzufolge in etwa dem Eineinhalbfachen des vor der Umsetzung des Projektes festgelegten Zielwertes von 200 mg/Nm³.

Als Primärmaßnahme zur Minimierung der NO_x Emissionen wurde im Rahmen der Revision im Juli 2015 die Anpassung der drei im Prozessleitsystem (PLS) hinterlegten Luftverteilungskurven der zugeführten Verbrennungsluft auf Basis der Auswertung empirischer Untersuchungen durchgeführt.

Die hinsichtlich der Minimierung der NO_x Emissionen optimierten Luftverteilungskurven sind im Folgenden genauer spezifiziert, siehe auch Abbildung 28 und Abbildung 29.

Boiler load [MW]	Verbrennungs- luftdruck [kPa]	Oberluft (OFA)						Zündluft (IA)						Primärluft (PA)						Sekundärluft						
		(1) [kg/s]	(2) [kg/s]	(3) [kg/s]	(1) %	(2) %	(3) %	(1) [kg/s]	(2) [kg/s]	(3) [kg/s]	(1) %	(2) %	(3) %	(1) [kg/s]	(2) [kg/s]	(3) [kg/s]	(1) %	(2) %	(3) %	(1) [kg/s]	(2) [kg/s]	(3) [kg/s]				
20	9,0	3,5	13,6%	1,2	12,6%	1,1	12,6%	1,1	30,0%	2,7	26,0%	2,3	32,9%	3,0	40,7%	3,7	40,7%	3,7	40,7%	3,7	15,7%	1,4	20,7%	1,9	13,8%	1,2
25	10,2	4	12,6%	1,3	12,6%	1,3	12,6%	3,1	30,0%	3,1	26,0%	2,6	32,9%	3,4	37,8%	3,8	37,8%	3,8	37,8%	3,8	19,6%	2,0	23,6%	2,4	16,7%	1,7
30	12,1	4,5	11,8%	1,4	11,8%	1,4	11,8%	3,6	30,0%	3,6	26,0%	3,1	29,4%	3,6	35,6%	4,3	35,6%	4,3	35,6%	4,3	22,6%	2,7	26,6%	3,2	23,2%	2,8
35	13,3	5	11,2%	1,5	11,2%	1,5	11,2%	4,0	30,0%	4,0	26,0%	3,5	26,9%	3,6	33,8%	4,5	33,8%	4,5	33,8%	4,5	25,0%	3,3	29,0%	3,9	28,1%	3,7
40	14,7	5,5	11,0%	1,6	10,8%	1,6	10,8%	4,4	30,0%	4,4	26,0%	3,8	25,0%	3,7	33,0%	4,9	33,0%	4,9	33,0%	4,9	26,0%	3,8	30,2%	4,4	31,2%	4,6
45	16,1	6	10,4%	1,7	10,4%	1,7	10,4%	4,8	30,0%	4,8	26,0%	4,2	23,4%	3,8	31,1%	5,0	31,1%	5,0	31,1%	5,0	28,5%	4,6	32,5%	5,2	35,1%	5,7
50	17,8	6,5	10,0%	1,8	10,0%	1,8	10,0%	5,3	30,0%	5,3	26,0%	4,6	22,6%	4,0	30,0%	5,3	30,0%	5,3	30,0%	5,3	30,0%	5,3	34,0%	6,1	37,4%	6,7

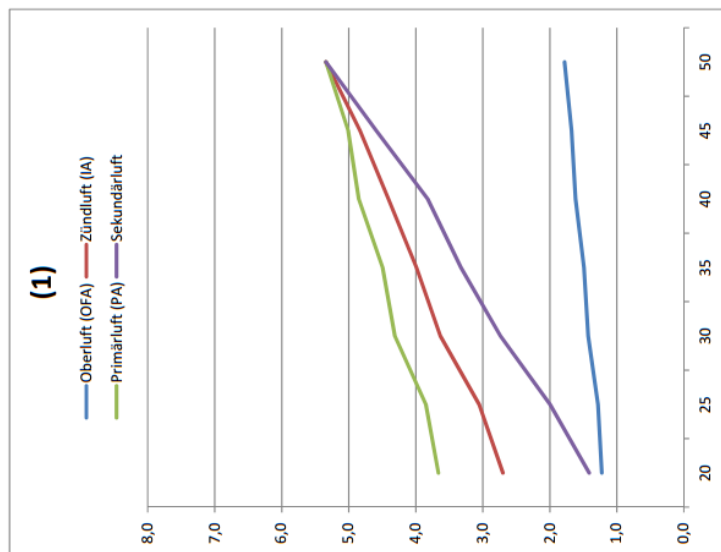
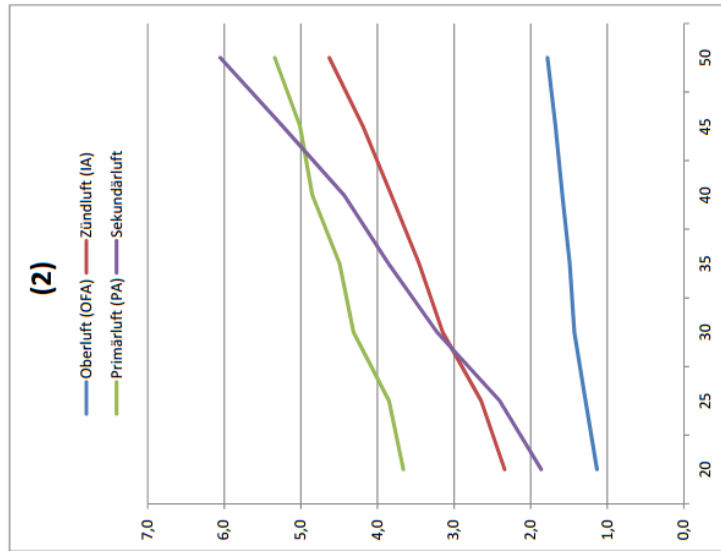
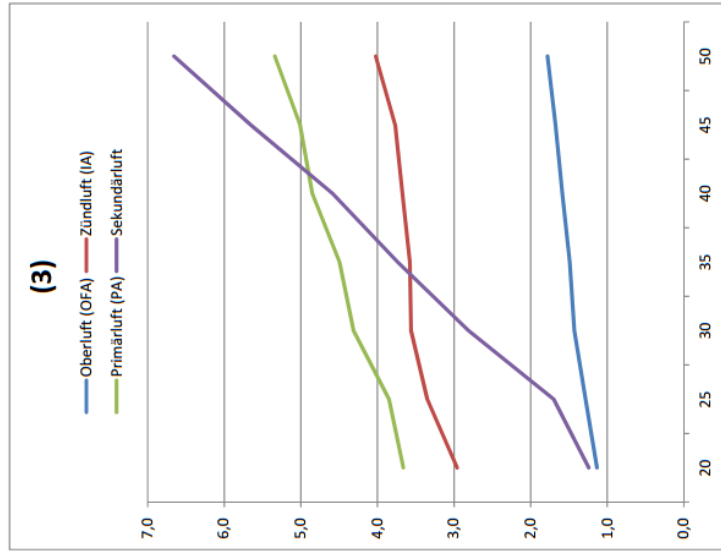


Abbildung 28 - Luftverteilungskurven bis 13.07.2015

Luftverteilungskurven

Boiler load [MW]	Verbrennungs- luftdruck [kg/s]	Oberluft (OFA)						Zündluft (IA)						Primärluft (PA)						Sekundärluft						
		(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)				
	[kg/s]	%	[kg/s]	%	[kg/s]	%	[kg/s]	%	[kg/s]	%	[kg/s]	%	[kg/s]	%	[kg/s]	%	[kg/s]	%	[kg/s]	%	[kg/s]	%				
20	9,0	3	13,6%	1,2	12,6%	1,1	12,6%	1,1	30,0%	2,7	33,6%	3,0	32,9%	3,0	40,7%	3,7	45,6%	4,1	40,7%	3,7	15,7%	1,4	8,2%	0,7	13,8%	1,2
25	10,2	3,5	12,6%	1,3	12,6%	1,3	12,6%	3,1	30,0%	3,1	33,6%	3,4	32,9%	3,4	37,8%	3,8	42,3%	4,3	37,8%	3,8	19,6%	2,0	11,5%	1,2	16,7%	1,7
30	12,1	3,5	11,8%	1,4	11,8%	1,4	11,8%	3,6	30,0%	3,6	33,6%	4,1	29,4%	3,6	35,6%	4,3	39,9%	4,8	35,6%	4,3	22,6%	2,7	14,7%	1,8	23,2%	2,8
35	13,3	3,5	11,2%	1,5	11,2%	1,5	11,2%	4,0	30,0%	4,0	33,6%	4,5	26,9%	3,6	33,8%	4,5	37,9%	5,0	33,8%	4,5	25,0%	3,3	17,3%	2,3	28,1%	3,7
40	14,7	3,5	11,0%	1,6	10,8%	1,6	10,8%	4,4	30,0%	4,4	33,6%	4,9	25,0%	3,7	33,0%	5,4	37,0%	5,4	33,0%	4,9	26,0%	3,8	18,6%	2,7	31,2%	4,6
45	15,9	4	11,0%	1,7	10,4%	1,7	10,4%	4,8	30,0%	4,8	33,6%	5,3	23,4%	3,7	32,0%	5,1	35,8%	5,7	31,1%	4,9	27,0%	4,3	20,2%	3,2	35,1%	5,6
50	17,1	4	11,0%	1,9	10,0%	1,7	10,0%	1,7	30,0%	5,1	33,6%	5,7	22,6%	3,9	31,5%	5,4	35,3%	6,0	30,0%	5,1	27,5%	4,7	21,1%	3,6	37,4%	6,4

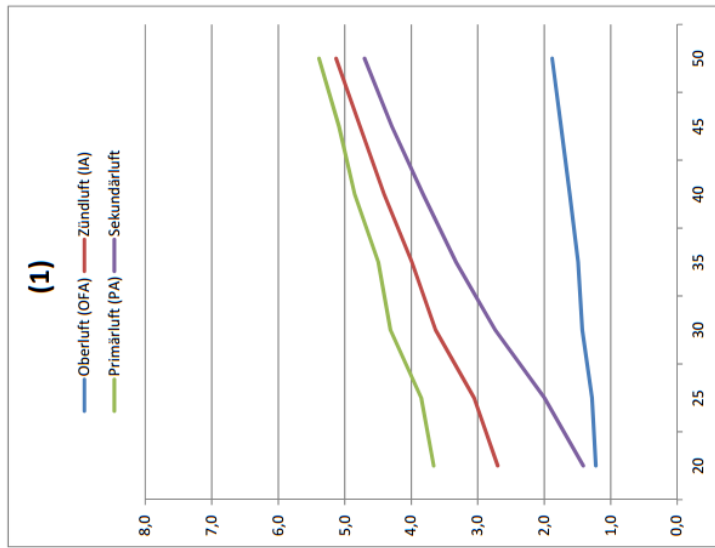
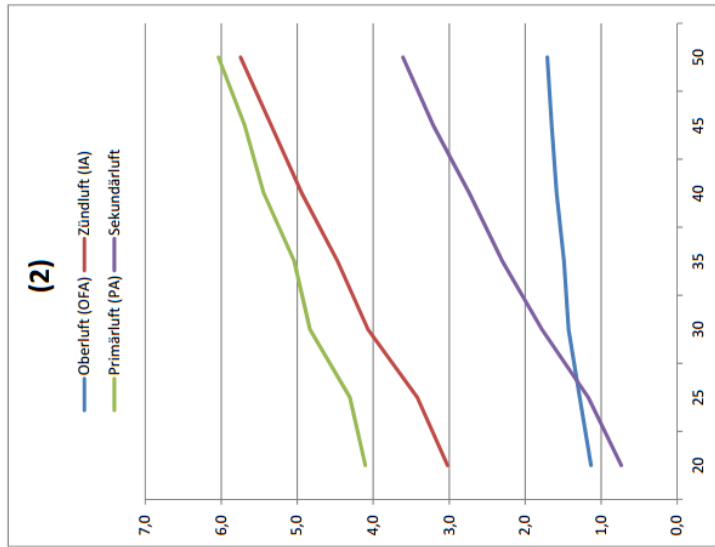
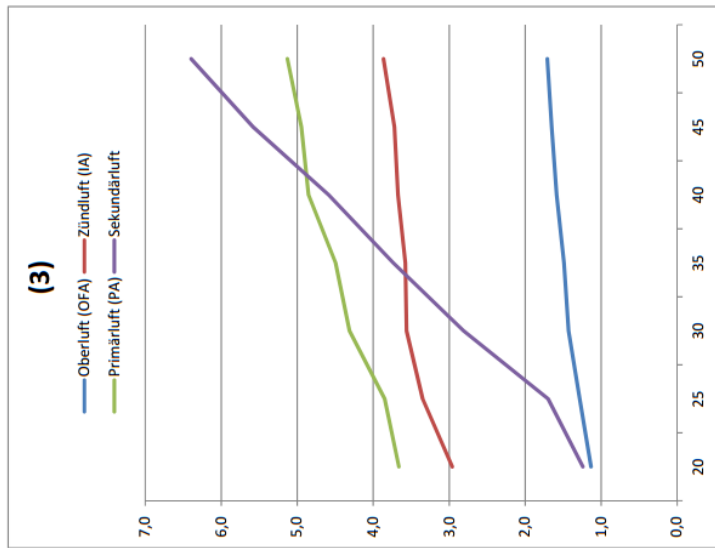


Abbildung 29 – Luftverteilungskurven ab 13.07.2015

Anpassungen der zugeführten Verbrennungsluft:

A) Gesamtverbrennungsluftmenge

Verringerung der Gesamtverbrennungsluftmenge im hohen Lastbereich (> 40MW) um ca. 5% für alle drei Luftverteilungskurven.

B) Vibrationsrost

Unveränderte Pausen- und Schüttelzeiten des Vibrationsrostes.

C) Oberluft

Anhebung der Oberluftmenge für die Luftverteilungskurve 1 im hohen Lastbereich

D) Zündluft:

Sehr deutliche Anhebung der Zündluftmenge für die Luftverteilungskurve 2 in allen Lastbereichen.

E) Primärluft:

Anhebung der Primärluftmenge für die Luftverteilungskurve 1 im hohen Lastbereich.
Deutliche Anhebung der Primärluftmenge für die Luftverteilungskurve 2 in allen Lastbereichen.

F) Sekundärluft:

Reduzierung der Sekundärluftmenge für die Luftverteilungskurve 1 im hohen Lastbereich.
Sehr deutliche Reduzierung der Sekundärluftmenge für die Luftverteilungskurve 2 in allen Lastbereichen.

Die Verteilung der Verbrennungsluft erfolgt im Prozessleitsystem (PLS) voreingestellt entsprechend der Luftverteilungskurve (1).

Durch die, in Kapitel 2.2.7 beschriebene, oberhalb des Vibrationsrostes befindliche Kamera kann das erfahrene Betriebspersonal anhand des Flammenbildes die Luftverteilungskurve bei Bedarf den aktuellen Betriebsbedingungen anpassen. Die Notwendigkeit hierfür kann durch eine Vielzahl von Ursachen hervorgerufen werden. Insbesondere jedoch durch abrupt auftretende stark erhöhte Wassergehalte im Brennstoff oder durch starke Lastschwankungen aufgrund produktionsbedingter Schwankungen seitens des Prozessdampfabnehmers. Aufgrund der dadurch geänderten Bedingungen im Feuerraum erfolgt die Anwahl der Luftverteilungskurve (2) oder (3) durch das Betriebspersonal. Eingriffe in die Luftverteilungskurven durch das Betriebspersonal erfolgen in etwa 5 bis 10-mal pro Woche.

Anhand des beiden folgenden Beispiele wird die temporäre Anwahl der Luftverteilungskurve (2) oder (3) durch das Betriebspersonal veranschaulicht:

- Ursache: Starker Anstieg des Wassergehaltes im Brennstoff
- Gegenmaßnahme: Anwahl der Luftverteilungskurve (2) durch das Betriebspersonal
 - ➔ Bei der Luftverteilungskurve (2) ist der Anteil der Zündluft der zugeführten Verbrennungsluft im Vergleich zur Luftverteilungskurve (1) deutlich erhöht worden, so dass sich das im Feuerraum befindliche nassere Stroh schneller entzündet.
 - ➔ Die Anwahl Luftverteilungskurve (2) ist eine kurzzeitige Maßnahme für einen Zeitraum von in etwa 10- 20 min und trägt zu verminderten NOx Emissionen durch die Verstetigung der Betriebsbedingungen bei.
- Ursache: Starke Reduzierung der Abnahme seitens des Prozessdampfabnehmers
- Gegenmaßnahme: Anwahl der Luftverteilungskurve (3) durch das Betriebspersonal

- ➔ Bei der Luftverteilungskurve (3) ist der Anteil der Zündluft der zugeführten Verbrennungsluft im Vergleich zur Luftverteilungskurve (1) im höheren Lastbereich deutlich geringer, so dass sich das im Feuerraum befindliche Stroh langsamer entzündet. Dadurch kann die Verbrennung der Lastabnahme kurzfristig angepasst werden.
- ➔ Die Anwahl Luftverteilungskurve (3) ist eine kurzzeitige Maßnahme für einen Zeitraum von in etwa 5- 15 min und trägt zu verminderten NOx Emissionen durch die Verstetigung der Betriebsbedingungen bei.

In Abbildung 30 und Abbildung 31 sind die durchschnittlichen Stundenmittelwerte der NOx Emissionen in Abhängigkeit der Feuerungswärmeleistung und Feuerraumtemperatur nach Anpassung der Luftverteilungskurven, Betrachtungszeitraum vom 23.07.2015 bis zum 23.07.2016, dargestellt.

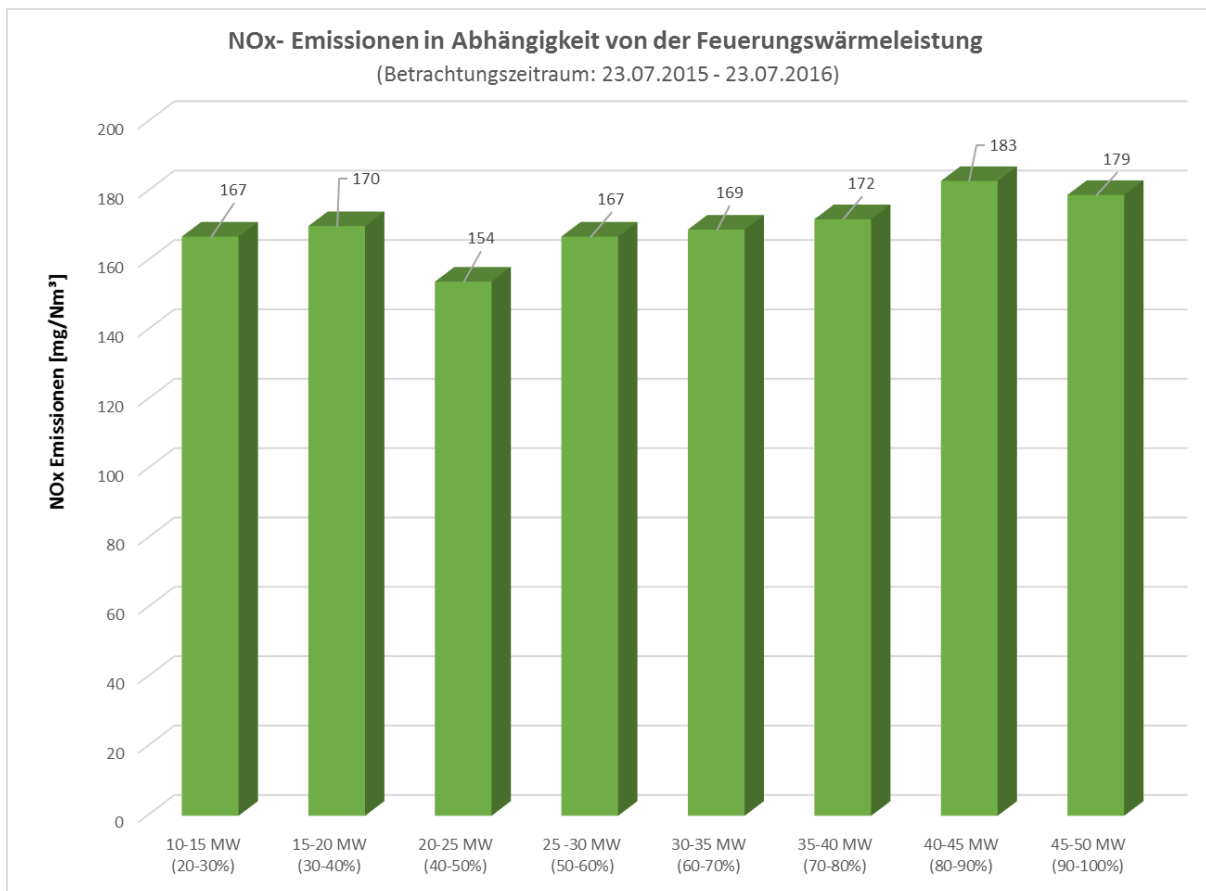


Abbildung 30 - NOx Emissionen in Abhängigkeit der Feuerungswärmeleistung

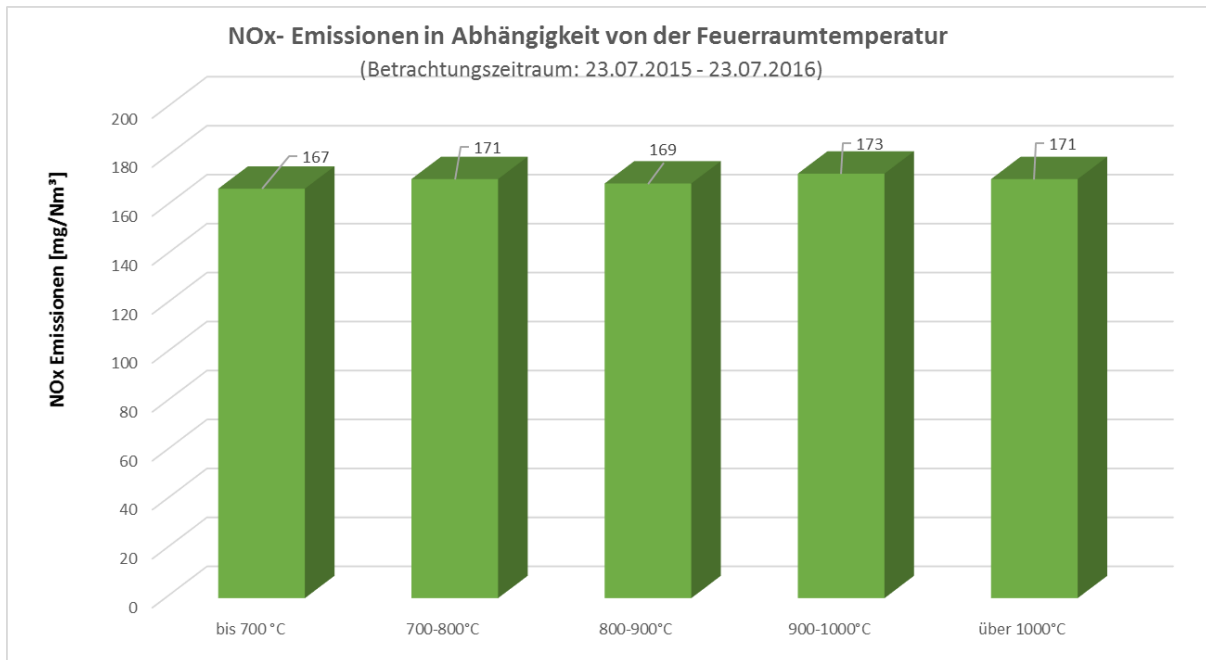


Abbildung 31 - NO_x Emissionen in Abhängigkeit der Feuerraumtemperatur

Abbildung 30 ist zu entnehmen, dass die NO_x Emissionen in Bezug auf die Feuerungswärmeleistung keine signifikanten Abweichungen aufweisen. Lediglich im Lastbereich von 40- 50 % sind leicht reduzierte und im Lastbereich oberhalb von 80 % marginal erhöhte NO_x Emissionen zu erkennen. Bei diesen Abweichungen, die sowohl unter- als auch oberhalb des durchschnittlichen Lastbereiches von 60- 80 % liegen, siehe Abbildung 48, ist zu beachten, dass diese Lastbereiche im Betrieb nur selten auftreten und daher in der Abbildung der Einfluss einzelner abweichender Stundenmittelwerte deutlich stärker ins Gewicht fällt.

Ein Einfluss der Feuerraumtemperatur auf die NO_x Emissionen ist anhand der Abbildung 31 nicht zu erkennen.

3.1.4 Ergebnisse und daraus resultierende Maßnahmen des zweiten Teilbereichs

Durch den Einbau des neuen Schneckenbaums in die Additivdosierschnecke konnten im zweiten Teilbereich des Messprogramms die sporadisch auftretenden Spitzen der SO₂-Emissionen abgebaut und so gültige Überschreitungen des Zielwertes für die TMW für die Emissionen von SO₂ vermieden werden.

Dadurch halbierte sich ebenso der TMW der SO₂ Emissionen von durchschnittlich 37 auf 20 mg/Nm³.

Aufgrund der Optimierung der Verbrennungsluftzuführung im Rahmen der Revision im Juli 2015 konnten die Stickoxid (NO_x) Emissionen deutlich reduziert werden. Im zweiten Teilbereich des begleitenden Messprogramms verringerte sich durch die Umsetzung dieser Primärmaßnahme der TMW der NO_x- Emissionen von durchschnittlich 203 auf 178 mg/Nm³, was einer Reduzierung um ca. 15% entspricht.

Allerdings führt der ausschließliche Einsatz von primär wirkenden Maßnahmen zur NO_x-Emissionsminderung dazu, dass die hohe Schwankungsbreite der NO_x-Emissionen auch nach Abschluss des ersten Teilbereichs erhalten bleibt, wie die Auswertung der auf 6% O₂ bezogenen NO_x-Tagesmittelwerte im Kapitel 3.2.1 Teil B) und dort in Abbildung 36 zeigt, danach ist die Schwankungsbreite der Tagesmittelwerte im zweiten Teilbereich sogar höher als im Teilbereich 1. Es kann vermutet werden, dass eine Ursache für die auf reduziertem

Niveau schwankenden Emissionswerte in Schwankungen des Stickstoffgehaltes im Brennstoff zu suchen ist.

Der angestrebte Zielwert von 200 mg/Nm³ konnte jedoch bei erzielten 267 mg/Nm³, jeweils bezogen auf 6 % O₂, nicht erreicht werden.

Der erzielte TMW in diesem Betrachtungszeitraum entspricht 45 % des einzuhaltenden Grenzwerts nach TA Luft 2002 (600 mg/Nm³ entsprechend bezogen auf 6 % O₂).

Die innerhalb der EU ab dem 01. Januar 2025 geltenden Grenzwerte für Bestandsanlagen (650 mg/Nm³ bezogen auf 6 % O₂) als auch für Neuanlagen (300 mg / Nm³ bezogen auf 6 % O₂) werden ebenfalls unterschritten. Diese Grenzwerte sind in der EU Richtlinie 2015/2193 des Europäischen Parlaments zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft festgelegt worden.

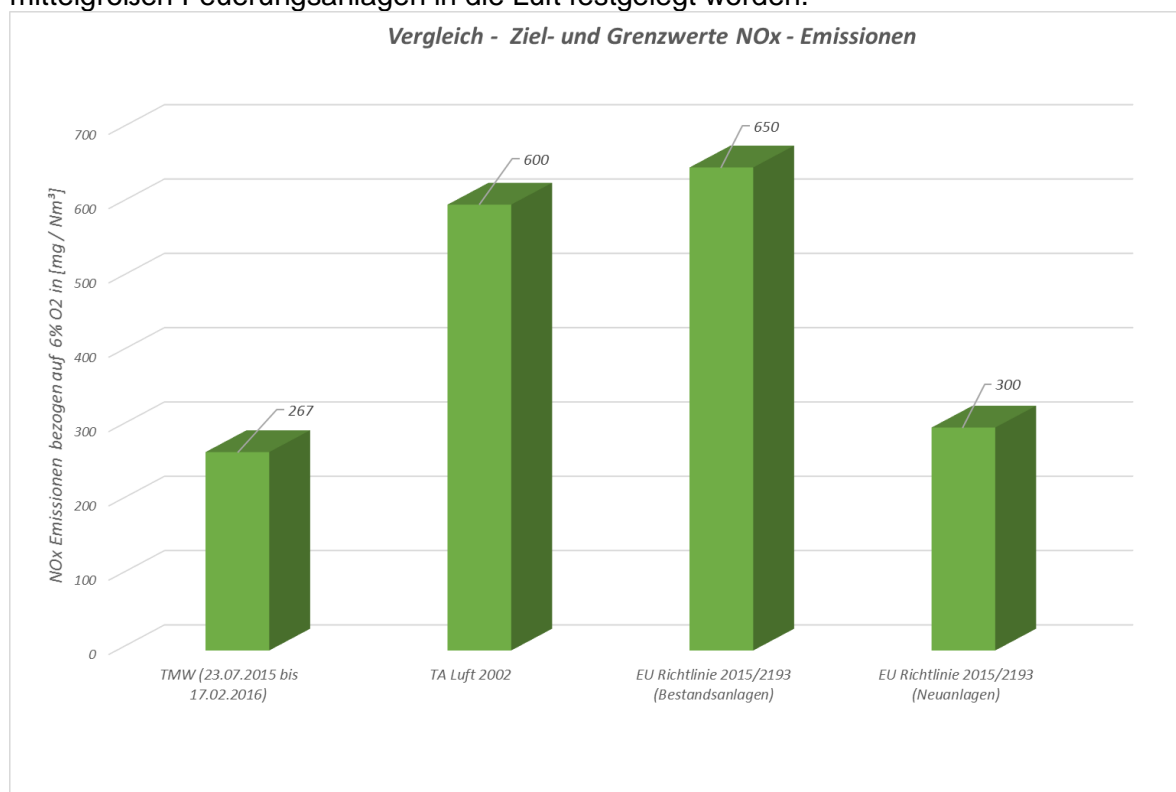


Abbildung 32 – Vergleich der Ziel- und Grenzwerte der NOx- Emissionen

Nach Einschätzung aller Beteiligten beim Fachgespräch am 17. Februar 2016 beim Umweltbundesamt in Dessau-Roßlau sind durch weitere Primärmaßnahmen nur noch marginale Reduzierungen der NOx- Emissionen zu erzielen. So sind sowohl Anlagenbauer, Anlagenbetreiber, die vom Anlagenbetreiber hinzugezogene wissenschaftliche Begleitung als auch die Fachbegleiter des Umweltbundesamts einvernehmlicher Auffassung, dass ein Zielwert von 200 mg/Nm³ bezogen auf 6 % O₂ nur durch Primärmaßnahmen nicht zu erreichen ist.

Für die Einhaltung dieses Zielwerts wurden deshalb im Fachgespräch die möglichen Sekundärmaßnahmen diskutiert.

Ergebnis dieser Diskussion ist die einvernehmliche Feststellung, dass die Nachrüstung und Integration einer SCR- Anlage in das bestehende Strohheizkraftwerk technisch nicht realisierbar ist.

Aufgabenstellung war deshalb die Überprüfung des nachträglichen Einbaus einer SNCR-Anlage im Hinblick auf die Einhaltung der Zielwerte sowie möglicher Nebenwirkungen.

Die technische Stellungnahme als Ergebnis dieser Analyse ist im Anschluss an die Bewertung des dritten Teilbereichs in einem separaten Kapitel dargelegt.

3.1.5 Ergebnisse und daraus resultierende Maßnahmen des dritten Teilbereichs

Im dritten Teilbereich des Messprogramms kam es zu einer Stabilisierung bzw. zu einer weiteren, leichten Reduzierung der SO₂ und NO_x Emissionen.

Der TMW der SO₂ Emissionen reduzierte sich von durchschnittlich 20 auf 16 mg/Nm³, was einer weiteren Reduzierung um 20 % entspricht.

Der TMW der NO_x Emissionen reduzierte sich von durchschnittlich 178 auf 164 mg/Nm³, was einer weiteren Reduzierung um 8 % entspricht. Die Schwankungsbreite der NO_x-Tagesmittelwerte konnte im Vergleich zum zweiten Teilbereich reduziert werden, bleibt aber beträchtlich und ungefähr auf dem Niveau wie im ersten Teilbereich, wie die auf 6% O₂ bezogenen Angaben in Abbildung 36 zeigen.

Als Ergebnis des dritten Teilbereichs ist damit festzuhalten, dass die im zweiten Teilbereich erzielten Ergebnisse und Verbesserungen hinsichtlich der SO₂ und NO_x Emissionen bestätigt werden konnten. Die beiden durchgeführten Maßnahmen nach Abschluss des ersten Teilbereichs haben somit dauerhaft in einem hohen Maße zur emissionsreduzierten Strohverbrennung beigetragen.

3.1.6 Selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) als Sekundärmaßnahme zur NO_x- Reduzierung

Die Überprüfung des nachträglichen Einbaus einer SNCR Anlage im Hinblick auf die Einhaltung der Zielwerte, unter Berücksichtigung möglicher Nebenwirkungen, ist durch die technische Stellungnahme „Selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) als Sekundärmaßnahme zur NO_x- Reduzierung“ und das ergänzende Schreiben der Fachfirma Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH umfänglich erfolgt.

Die Dokumente dienen als wesentliche Grundlage für dieses Kapitel und sind als Anlage an diesen Bericht beigefügt.

Anlage 1 - Technische Stellungnahme „Selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) als Sekundärmaßnahme zur NO_x- Reduzierung“ vom 29.02.2016

Anlage 2 – Antwortschreiben der Fa. Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH vom 13.04.2016

A) Vorbemerkungen - Gesetzliche Grundlagen und Auswirkungen des EEG 2012

Im Projektverlauf haben sich die Rahmenbedingungen für den Betrieb des BEKW im Zuge der Novellierung des Erneuerbare- Energien- Gesetzes (EEG) stark verändert. Mit dem 27. Juli 2013 als Datum der ersten Stromeinspeisung fällt das BEKW unter die Bestimmungen des EEG 2012.

In § 27 dieses Gesetzes ist die Vergütung des eingespeisten Stroms festgelegt. Insbesondere die drastische Reduzierung der Vergütung für eine Bemessungsleistung oberhalb 5 MW führt zu einer entsprechend angepassten Fahrweise des BEKW.

So liegt das Jahresplansoll der Stromeinspeisung etwas oberhalb von 43.800 MWh (5 MW x 8760 Stunden). Mit Gestehungskosten oberhalb der dann drastisch reduzierten

Stromeinspeisevergütung ist für überdies hinaus eingespeiste Strommengen ein wirtschaftlicher Betrieb des Kraftwerks nicht realisierbar.

Die maximale Einspeiseleistung des BEKW beträgt 10,6 MW. Dementsprechend ist eine jährliche Stromeinspeisung von 92.856 MWh (10,6 MW x 8760 Stunden) technisch möglich.

Das BEKW wurde im Betrachtungszeitraum vom 24.10.2014 bis zum 31.12.2015 im Teillastbereich mit einer durchschnittlichen Feuerungswärmeleistung von 34 MW betrieben.

Dies entspricht 68 % der Volllast von 49,8 MW.

B) Selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) von NO_x als Sekundärmaßnahme

Bei der selektiven nichtkatalytischen Reduktion (SNCR) von NO_x werden Reduktionsmittel in wässriger Lösung (Ammoniakwasser, Harnstoff) oder gasförmig (Ammoniak) in die heißen Rauchgase eingedüst.

Eine detaillierte Verfahrensbeschreibung durch Fa. Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH ist diesem Dokument als Anlage beigefügt:

Anlage 3 - „Das SNCR-Verfahren –Verfahrenstechnische Grundlagen“ erstellt durch Bernd von der Heide von der Fa. Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH

C) Einsatz des SNCR Verfahrens in vergleichbaren Strohheizkraftwerken

Das SNCR Verfahren wird zur Reduzierung der NO_x Emissionen in Strohheizkraftwerken mit Vibrationsrost und einem grundsätzlich vergleichbaren Aufbau mit dem des BEKW Bioenergiekraftwerks eingesetzt.

Die beiden, ebenfalls durch den dänischen Kesselbauer Burmeister & Wain Energy A/S geplanten, Kraftwerke:

- Sleaford, England, 4-Brennstofflinien, Feuerungswärmeleistung 115 MW
- Brigg, England, 4- Brennstofflinien, Feuerungswärmeleistung 117 MW

setzen diese Technik erstmalig bei Strohheizkraftwerken ein.

Bei beiden Kraftwerken wird Ammoniakwasser in mehreren Ebenen in den Feuerraum des Kessels eingedüst.

Zur generellen Vergleichbarkeit müssen die Feuerungswärmeleistungen bei Betrieb in Relation gesetzt werden. Die o.g. Kraftwerke werden im Volllastbetrieb (100 %) betrieben, das BEKW hingegen nur im Teillastbetrieb (68 % im Betrachtungszeitraum). Dies berücksichtigt, beträgt das Verhältnis der durchschnittlichen Feuerungswärmeleistung im Betrieb von 34 MW beim BEKW zu 115 MW bzw. 117 MW zu o.g. Kraftwerken nur ca. 30 %.

Das BEKW wird also lediglich mit einem Drittel der Leistung der o.g. Kraftwerke betrieben.

Aufgrund dessen ist die Feuerraumtemperatur beim BEKW deutlich geringer. Dies hat einen signifikanten, nachfolgend erläuterten, Einfluss auf die Anwendbarkeit des SNCR Verfahrens im BEKW Bioenergiekraftwerk.

D) Umsetzung des SNCR Verfahrens beim BEKW

Bei der Überprüfung der Umsetzbarkeit eines nachträglichen Einbaus einer SNCR Anlage sind im Hinblick auf die Emissionen folgende Aspekte von besonderer Relevanz:

- Temperaturbereich SNCR Verfahren
- Ammoniak- Schlupf
- Lachgasemissionen

Die nicht direkt die Emissionen beeinflussenden technischen und wirtschaftlichen Aspekte werden im Folgenden kurz aufgezählt, jedoch an dieser Stelle nicht weiter vertieft.

Technische Aspekte:

- Verringerung des Gesamtwirkungsgrades aufgrund der Eindüsung des wässrigen Reduktionsmittels
- Anbackungen und Verstopfungen und ein dadurch bedingt insgesamt schlechterer Betrieb sowie erhöhte Ausfallzeiten der Rauchgasreinigungsanlage aufgrund der Eindüsung des wässrigen Reduktionsmittels
- Korrosionsprobleme im Feuerraum und an den Wärmetauschern im Rauchgasweg durch Bildung von Ammoniaksalzen aufgrund der Eindüsung des wässrigen Reduktionsmittels

Wirtschaftliche Aspekte:

- Betriebsausfallkosten durch den Einbau der SNCR- Anlage
- Investitionskosten der SNCR- Anlage
- Kosten der mechanischen Nachrüstung sowie der Prozessanbindung
- Betriebskosten der SNCR- Anlage
- Zusätzliche Personalkosten für den Betrieb der SNCR- Anlage
- Erhöhte Brennstoffeinsatzkosten aufgrund des geringeren Gesamtwirkungsgrades

E) Temperaturbereich SNCR Verfahren

Das Temperaturfenster, in dem eine spürbare NO_x- Reduktion erzielt wird, ist relativ schmal und hängt im Wesentlichen von der Rauchgaszusammensetzung ab. Je nach eingesetzter Feuerungstechnik (z.B. Wirbelschichtfeuerung, Staubfeuerung, Rostfeuerung) im Zusammenspiel mit dem eingesetzten Brennstoff liegt der Temperaturbereich, in dem eine spürbare NO_x-Reduktion erzielt wird, zwischen 900 und 1100 °C.

Zur konkreten Anwendung auf das Strohheizkraftwerk wurden deshalb bei der Fa. Mehdau & Steinfath Umwelttechnik GmbH Informationen über den Temperaturbereich für eine spürbare NO_x-Reduktion bei einer strohbefeuerten Verbrennungsanlage mit Vibrationsrost eingeholt.

Wie dem Antwortschreiben zu entnehmen ist, ergibt sich für das BEKW Bioenergiekraftwerk folgender Sachverhalt: „Für eine spürbare NO_x- Abscheidung mittels SNCR Verfahren sind bei der o.g. Anlage Temperaturen oberhalb von 950 °C erforderlich.“

F) Temperaturbereich BEKW Bioenergiekraftwerk

Zur schnellen und präzisen Temperaturmessung im Feuerraum werden drei Infrarot(IR)-Strahlungspyrometer eingesetzt.

Die Temperaturmessung unterhalb der Kesseldecke erfolgt durch einen Temperatursensor mit schützendem Keramiküberzug im Rauchgasweg.

Die stundengenaue Auswertung der Temperaturen ergibt für den Betrachtungszeitraum vom 24.10.2014 bis zum 31.12.2015 folgende Verteilung:

	Temperatur im Feuerraum	Temperatur unterhalb Kesseldecke Feuerraum
Durchschnittliche Temperatur	ca. 825 °C	ca. 730 °C
Temperaturbereich bis 700°C	7,2 %	24,7 %
Temperaturbereich 700°C – 800°C	16,4 %	62,7 %
Temperaturbereich 800°C – 900°C	44,8 %	12,4 %
Temperaturbereich 900°C – 950°C	21,6 %	0,2 %
Temperaturbereich 950°C – 1000°C	10,5 %	0,0 %
Temperaturbereich 1000°C -1100°C	1,4 %	0,0 %
Temperaturfenster SNCR (950 – 1100°C)	11,9 %	0,0 %

Abbildung 33 - Temperaturbereiche Feuerraum (24.10.2014 - 31.12.2015)

Die Abbildung 33 zeigt, dass die für das SNCR Verfahren benötigten Temperaturen unterhalb der Kesseldecke nicht erreicht werden. Vorrichtungen für eine Eindüsung im oberen Bereich des Feuerraums sind daher nicht zielführend.

Im Feuerraum werden die für das SNCR Verfahren benötigten Temperaturen ebenfalls nur in etwa 12 % der Betriebszeit erreicht. Vorrichtungen für eine Eindüsung im diesem Bereich des Feuerraums wären daher im Großteil der Zeit unwirksam oder gänzlich inaktiv und daher nur sehr beschränkt zielführend.

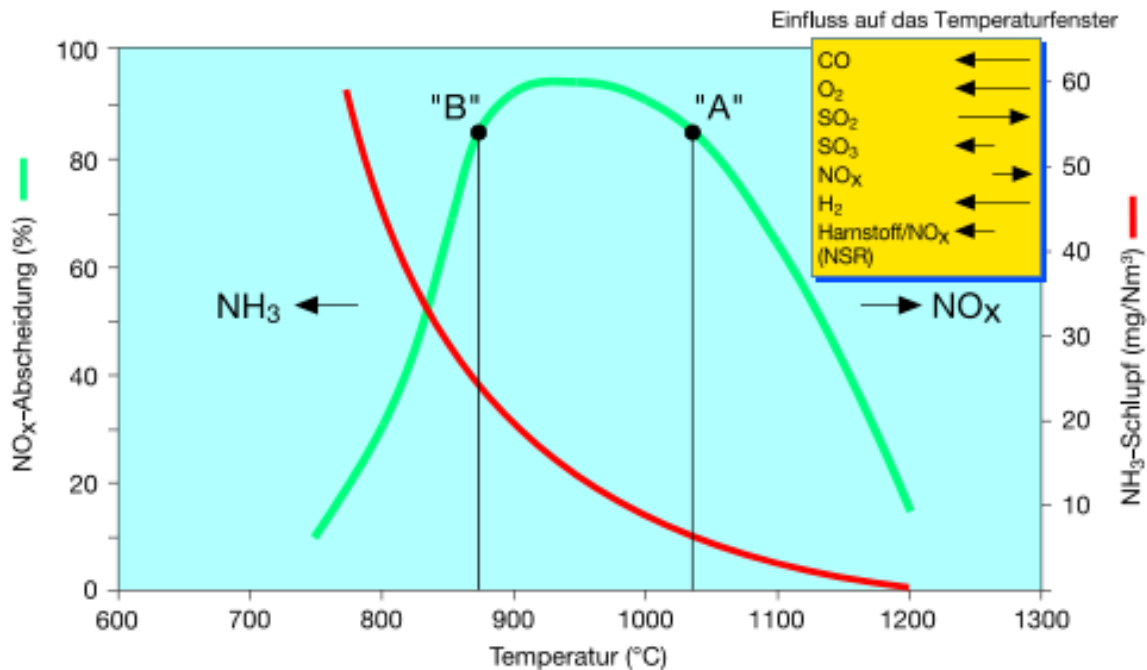
G) Ammoniak- Schlupf

Beim SNCR Verfahren nimmt die Reaktionsgeschwindigkeit mit fallender Temperatur ab und der Ammoniak- Schlupf zu.

In den Auflagen des begleitenden Messprogramms ist unter Punkt 2h) der Ammoniak- Schlupf bei einer nachträglichen Installation einer NOx- Abgasreinigung auf höchstens 10 mg/Nm³ begrenzt.

Der Abbildung 33 ist zu entnehmen, dass die durchschnittliche Temperatur im Feuerraum in etwa 825 °C beträgt

Dies führt bei Anwendung von Abbildung 34 zu einem Ammoniak- Schlupf von ca. 30 mg/Nm³ und damit dem Dreifachen des im Messprogramms festgelegten Zielwerts.



"A"- Optimale Temperatur für SNCR alleine (niedriger Ammoniak Schlupf)
 "B"- Optimale Temperatur für SNCR + SCR (hoher Ammoniak Schlupf)

Abbildung 34 - NO_x- Reduzierung in Abhängigkeit von der Temperatur

Entsprechend Abbildung 34 liegt die optimale Temperatur „A“ für das SNCR- Verfahren bei ca. 1050 °C. Dieser Temperaturbereich wird beim BEKW Bioenergiekraftwerk nur in 1,4 % der Betriebszeit erreicht.

Diese Abbildung differenziert bei der NO_x- Abscheidung in % (grüne Linie) nicht die Unterschiede in der Rauchgaszusammensetzung.

Dieser Einfluss der Rauchgaszusammensetzung auf das Temperaturfenster ist in der Abbildung aus Gründen der Übersichtlichkeit in dem gelb hinterlegten Rechteck in der rechten, oberen Ecke nur schematisch durch Pfeile angedeutet.

Die Pfeile zeigen am Beispiel des CO- Gehalts im Rauchgas, dass hohe CO- Gehalte die benötigte Temperatur für das SNCR- Verfahren herabsetzen. Da beim Strohheizkraftwerk nur geringe CO- Gehalte im Rauchgas enthalten sind, erhöht sich die benötigte Temperatur für das SNCR- Verfahren dementsprechend. Die NO_x- Abscheidung in % (grüne Linie) verschiebt sich nach rechts. Dies führt wiederum zu geringeren NO_x- Abscheidungen im niedrigeren Temperaturbereich.

Die konkrete Interpretation dieser Abbildung auf die Verbrennungstechnik und die dadurch bedingte Rauchgaszusammensetzung des Strohheizkraftwerkes wurde deshalb ebenfalls bei der Fa. Mehdau & Steinfath Umwelttechnik GmbH angefragt.

In dem Antwortschreiben wird nachfolgendes Fazit gezogen: „Bei einer Rauchgastemperatur von 825°C liegt die NO_x- Abscheidung bei der o.g. Anlage im nicht messbaren Bereich der Messungenauigkeit (max. 5 mg/Nm³). Darüber hinaus wäre der NH₃- Schlupf unverhältnismäßig hoch.“

H) Lachgasemissionen

Im Zuwendungsbescheid vom 16.09.2010 ist unter Punkt 2e) für die Emissionen von Lachgas (N₂O) ein Zielwert von 150 mg / Nm³ bezogen auf 6 % O₂ festgelegt.

Im Betrachtungszeitraum vom 24.10.2014 bis 31.12.2015 betragen die N₂O Emissionen 0,06 mg/Nm³, validiert und bezogen auf 11% O₂. Die in Kapitel 3.2.1 aufgezeigte Messunsicherheit ergibt normierte N₂O Emissionen von weniger als 2 mg/Nm³.

Die Eindüsung des Ammoniakwassers in den Feuerraum unterstützt bei der NO_x-Reduzierung, fördert jedoch die N₂O- Bildung. Die Auswirkungen der möglicherweise stark erhöhten N₂O Emissionen gilt es bei Nachrüstung einer SNCR- Anlage zu bewerten

I) Zusammenfassung und Fazit

Aufgrund §27 des EEG 2012 wird das BEKW dauerhaft im Teillastbereich betrieben.

Diese Betriebsweise führt dazu, dass die für das SNCR Verfahren benötigten Temperaturen nur in 12 Prozent der Betriebszeit erreicht werden.

Eine spürbare NO_x- Abscheidung ist bei den überwiegend vorherrschenden Temperaturen nicht zu erzielen.

Diese Temperaturen führen zudem zu einem erhöhtem Ammoniak- Schlupf deutlich über dem im Zuwendungsbescheid festgelegten Zielwert.

Aufgrund dessen ist das SNCR- Verfahren für das BEKW Bioenergiekraftwerk keine geeignete Sekundärmaßnahme zur NO_x- Reduzierung.

3.2 Stoff- und Energiebilanz

3.2.1 Begleitendes Messprogramm - Kontinuierliche Emissionsmessungen

A) Kontinuierliche Schwefeldioxid (SO₂) Messungen im Reingas

Abbildung 35 zeigt die Auswertung der kontinuierlichen Schwefeldioxid (SO₂) Messungen.

Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von SO₂

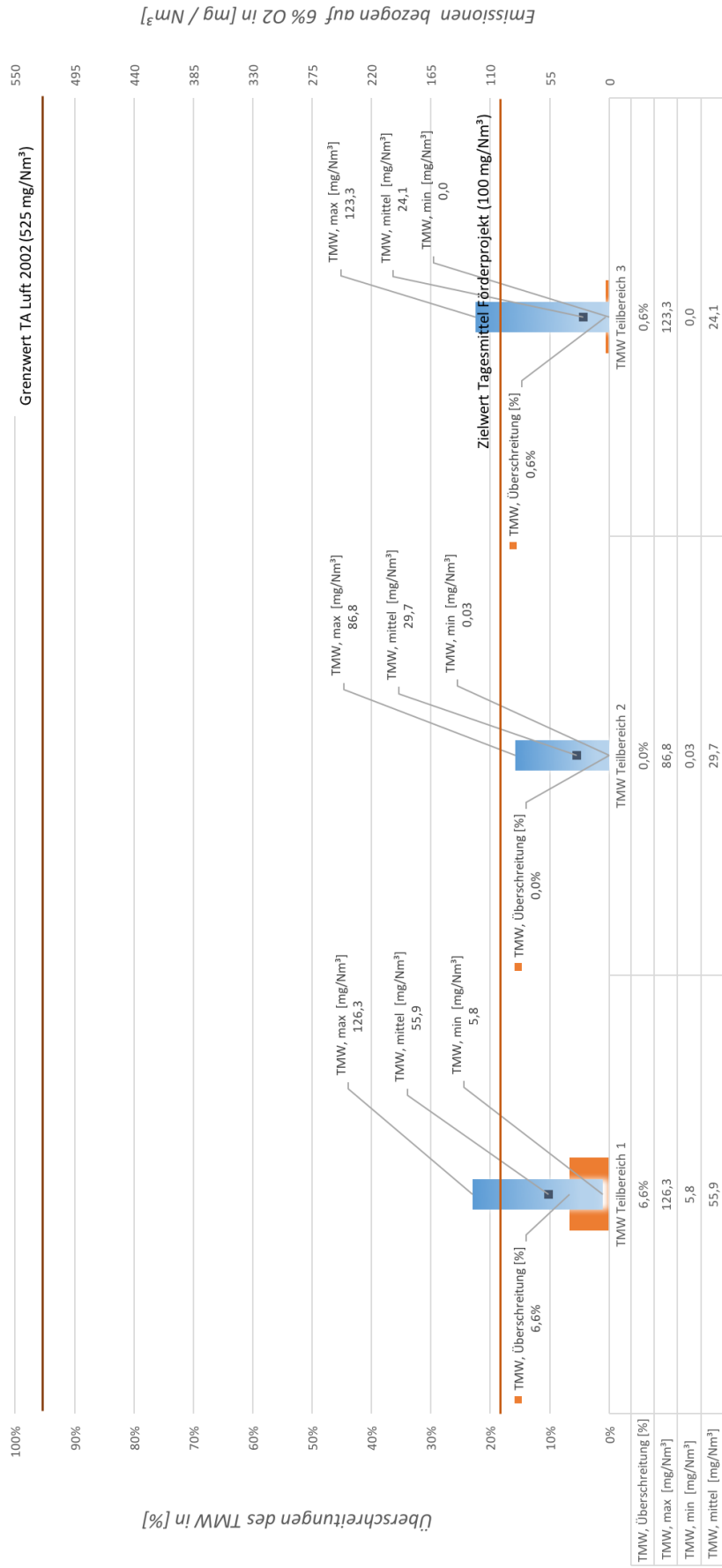


Abbildung 35 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von SO₂

Der im Gesamtzeitraum des Messprogramms erreichte TMW liegt deutlich unterhalb des Zielwertes im Messprogramm und des Grenzwertes in der TA Luft 2002.

Die Zielvorgaben des begleitenden Messprogramms werden somit deutlich unterschritten.

Die tagesscharfe Auswertung ergibt eine Überschreitung des TMW von 3 %. Das heißt, dass lediglich an drei Prozent der Betriebstage der Zielwert nicht eingehalten werden konnte. Diese Überschreitungen traten überwiegend im ersten Teilbereich des Messprogramms auf und werden seitdem durch den Einbau des neuen Schneckenbaums in die Additivschnecke weitestgehend vermieden.

Bei einer, über den Umfang des Abschlussberichts hinausgehenden, Erfassung des Emissionsniveaus sind die normierten Werte von besonderem Interesse. Diese können, wie in Kapitel 2.5.2 dargestellt, durch die Messunsicherheit (s_D) berechnet werden.

Aufgrund der Kalibrierung in 2015 ergeben sich im Zeitraum des Messprogramms im dritten Teilbereich geänderte Messunsicherheiten zum ersten und zweiten Teilbereich:

- 1- 2. Teilbereich: $s_D = 1,9 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O_2)
- 3. Teilbereich: $s_D = 5,6 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O_2)

B) Kontinuierliche Stickstoffoxid (NOx) Messungen im Reingas

Abbildung 36 zeigt die Auswertung der kontinuierlichen Stickstoffoxid (NOx) Messungen.

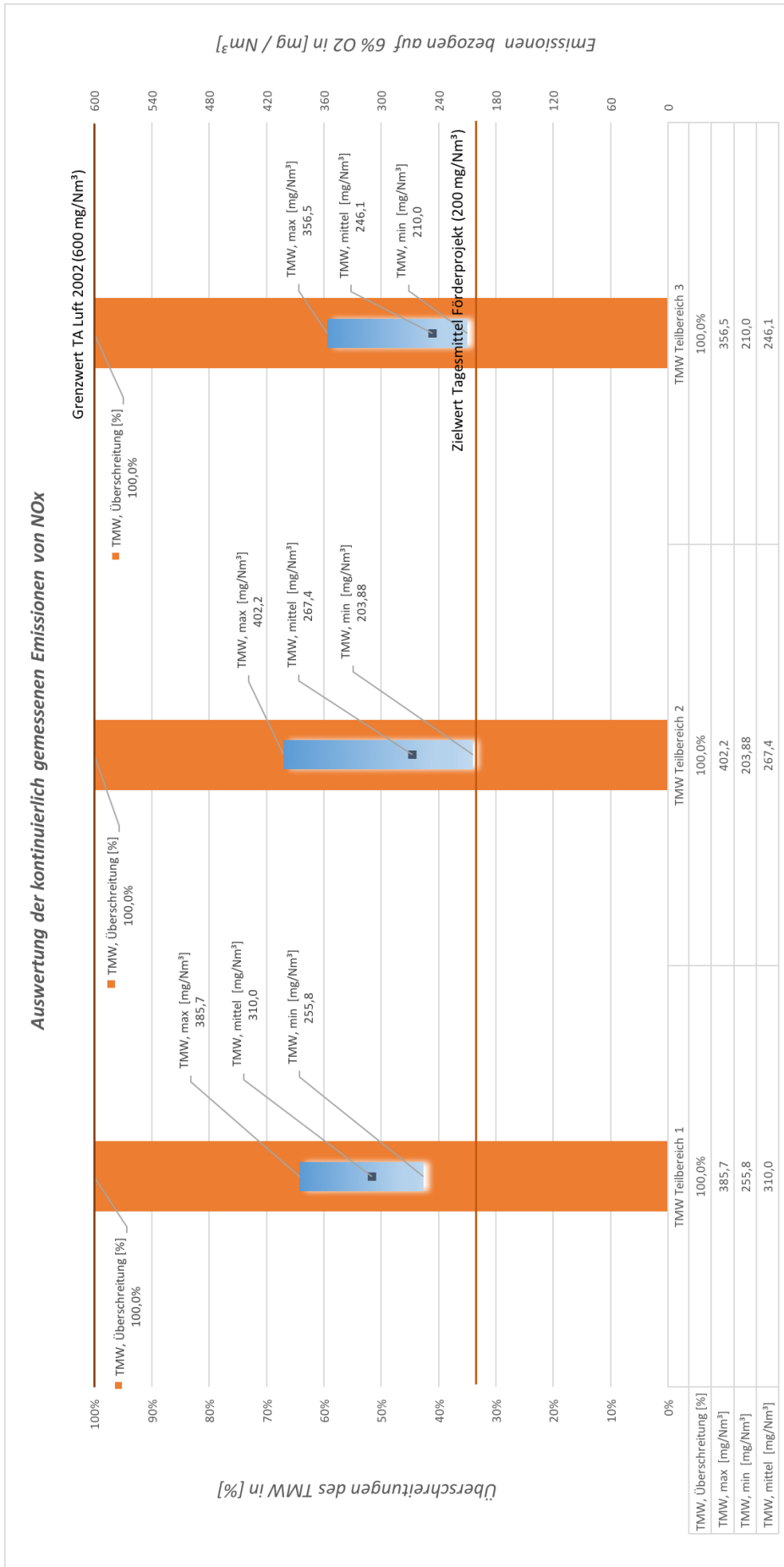


Abbildung 36 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von NOx

Der im Gesamtzeitraum des Messprogramms erreichte TMW liegt oberhalb des Zielwerts des Messprogramms, allerdings deutlich unterhalb des Grenzwertes der TA Luft 2002.

Durch die Umsetzung der in Kapitel 3.1.3 beschriebenen Primärmaßnahmen konnten die NO_x Emissionen im Zeitraum des Messprogramms signifikant reduziert werden, ohne jedoch die Schwankungsbreite der Tagesmittelwerte signifikant senken zu können.

Nach Einschätzung aller Beteiligten des Fachgesprächs vom 17. Februar 2016 beim Umweltbundesamt in Dessau- Roßlau sind durch weitere Primärmaßnahmen nur noch marginale Reduzierungen der NO_x- Emissionen zu erzielen, so dass für die Einhaltung des Zielwertes die Überprüfung der technischen Umsetzbarkeit des SNCR- Verfahrens als Sekundärmaßnahme erfolgte, siehe Kapitel 3.1.6.

Als Ergebnis dieser Überprüfung wurde, unter Zuhilfenahme der Fa. Mehdau & Steinfath Umwelttechnik GmbH und anschließender Überprüfung durch das Umweltbundesamt, eindeutig festgestellt, dass das SNCR Verfahren für das BEKW Bioenergiekraftwerk keine geeignete Sekundärmaßnahme zur NO_x- Reduzierung darstellt, siehe Kapitel 3.1.6.

Die Einhaltung des vor der Vorhabenumsetzung festgelegten Zielwertes von 200 mg/Nm³ bezogen auf 6 % O₂ hat sich als technisch- wirtschaftlich nicht umsetzbar erwiesen.

Bei einer, über den Umfang des Abschlussberichts hinausgehenden, Erfassung des Emissionsniveaus sind die normierten Werte von besonderem Interesse. Diese können, wie in Kapitel 2.5.2 dargestellt, durch die Messunsicherheit (s_D) errechnet werden.

Aufgrund der Kalibrierung in 2015 ergeben sich im Zeitraum des Messprogramms im dritten Teilbereich geänderte Messunsicherheiten zum ersten und zweiten Teilbereich:

- 1- 2. Teilbereich: $s_D = 13,6 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O₂)
- 3. Teilbereich: $s_D = 7,1 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O₂)

C) Kontinuierliche Kohlenstoffmonoxid (CO) Messungen im Reingas

Abbildung 37 zeigt die Auswertung der kontinuierlichen Kohlenstoffmonoxid (CO) Messungen.

Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von CO

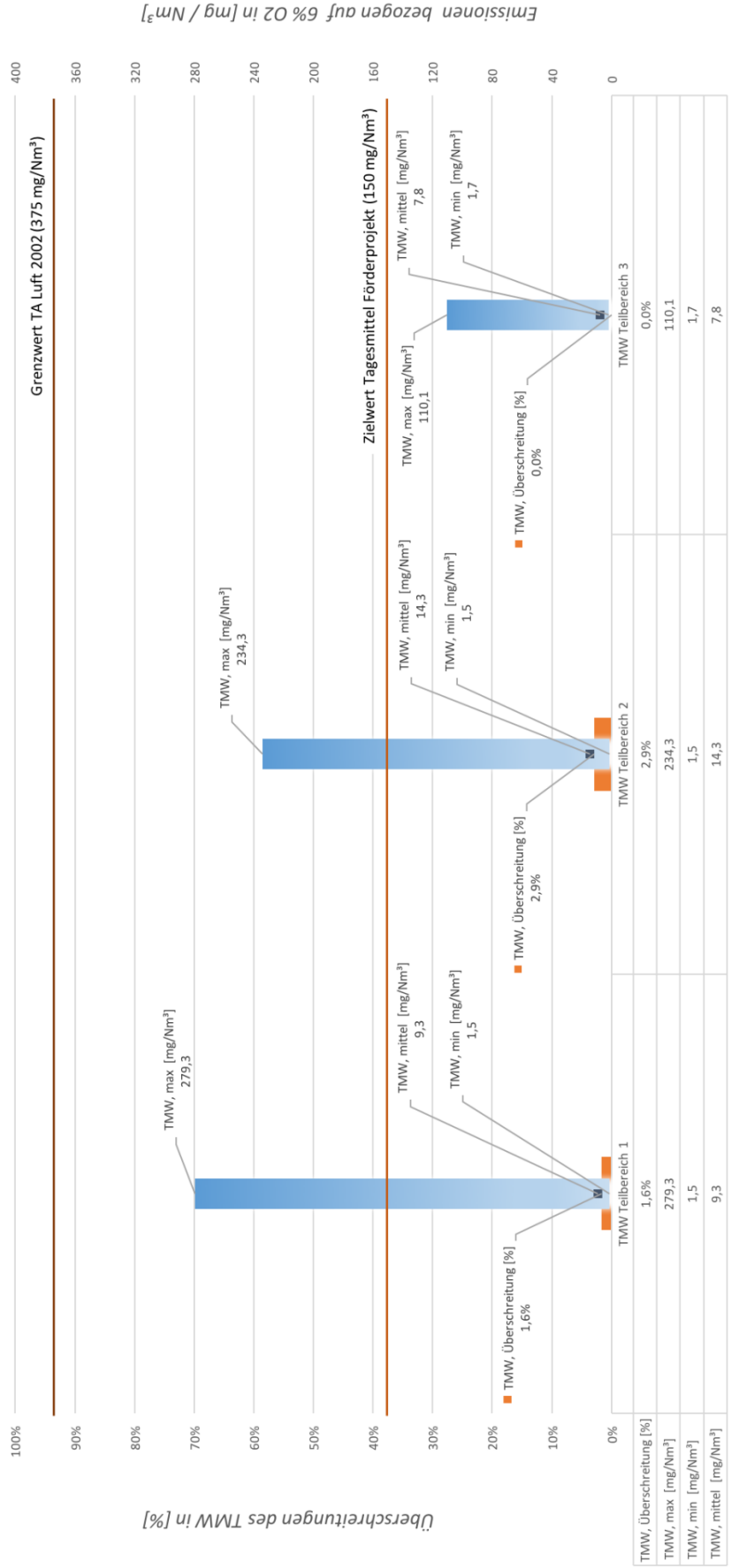


Abbildung 37- Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von CO

Der im Gesamtzeitraum des Messprogramms erreichte TMW liegt deutlich unterhalb des Zielwerts des Messprogramms und des Grenzwerts der TA Luft 2002.

Die Zielvorgaben des begleitenden Messprogramms werden wesentlich unterschritten.

Die tagesscharfe Auswertung ergibt eine Überschreitung des TMW von 1,5 %. Das heißt, dass lediglich an eineinhalb Prozent der Betriebstage der Zielwert nicht eingehalten werden konnte. Diese Überschreitungen korrelieren mit den Anfahrvorgängen aus dem kalten Betriebszustand, da dort der Kessel mit einer sehr geringen Feuerungswärmeleistung langsam auf Normalbetriebstemperatur gebracht werden muss. Die Verbrennung im technisch minimal möglichen Schwachlastbereich führt zu den dann erhöhten CO Emissionen.

Bei einer, über den Umfang des Abschlussberichts hinausgehenden, Erfassung des Emissionsniveaus sind die normierten Werte von besonderem Interesse. Diese können, wie in Kapitel 2.5.2 dargestellt, durch die Messunsicherheit (s_D) berechnet werden.

Aufgrund der Kalibrierung in 2015 ergeben sich im Zeitraum des Messprogramms im dritten Teilbereich geänderte Messunsicherheiten zum ersten und zweiten Teilbereich:

- 1- 2. Teilbereich: $s_D = 5,0 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O_2)
- 3. Teilbereich: $s_D = 2,9 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O_2)

D) Kontinuierliche Staubmessungen im Reingas

Abbildung 38 zeigt die Auswertung der kontinuierlichen Staubmessungen.

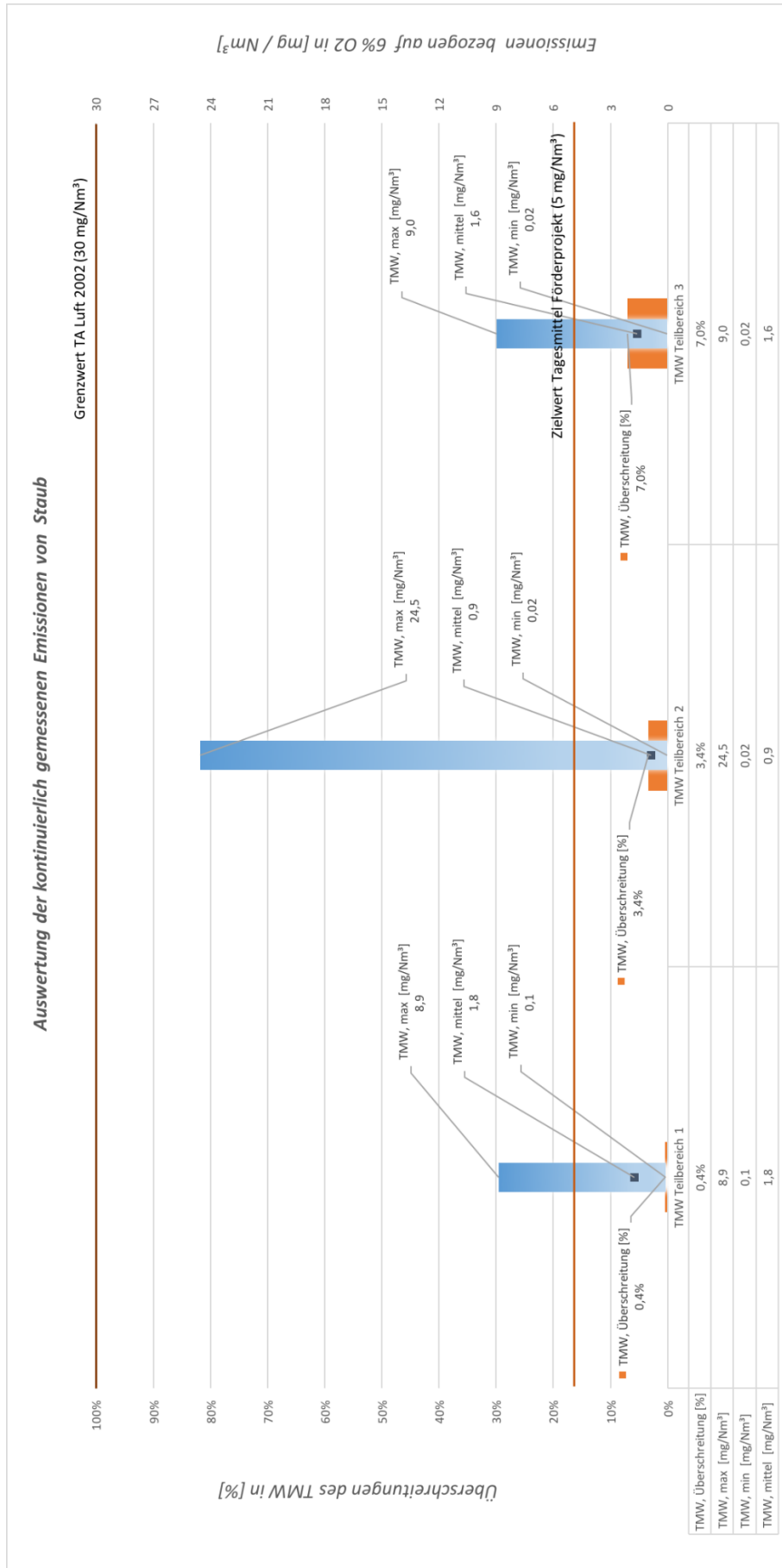


Abbildung 38 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Staubemissionen

Der im Gesamtzeitraum des Messprogramms erreichte TMW liegt deutlich unterhalb der Zielwerte des Messprogramms (5 mg/Nm³ im Tagesmittel und 2,5 mg/Nm³ im Jahresmittel) und des Grenzwerts der TA Luft 2002.

Die Zielvorgaben des begleitenden Messprogramms werden deutlich unterschritten.

Die tagesscharfe Auswertung ergibt eine Überschreitung des TMW von 3 %. Das heißt, dass lediglich an drei Prozent der Betriebstage der Zielwert nicht eingehalten werden konnte. Diese Überschreitungen korrelieren zumeist mit den Anfahrvorgängen des Strohheizkraftwerkes. Ursächlich hierfür sind die Temperaturen weit unterhalb der optimalen Betriebstemperatur, die das Staubabscheidevermögen der Flachschauchfilter in der Rauchgasreinigungsanlage reduzieren.

Die erhöhte Anzahl der Überschreitungen gegen Ende des zweiten und insb. zu Beginn des dritten Teilbereichs ist durch zwei defekte Flachschauchfilter begründet. Nach dessen Austausch am 27. April 2016 kam es zu keiner weiteren Überschreitung. Die Begutachtung der defekten Flachschauchfilter wies lediglich minimale Schäden auf und erklärt somit die zunächst sehr vereinzelt auftretenden erhöhten Staubemissionen, die jedoch bis zum Austausch der Flachschauchfilter stetig zunahmen.

Bei einer, über den Umfang des Abschlussberichts hinausgehenden, Erfassung des Emissionsniveaus sind die normierten Werte von besonderem Interesse. Diese können, wie in Kapitel 2.5.2 dargestellt, durch die Messunsicherheit (s_D) berechnet werden.

Aufgrund der Kalibrierung in 2015 ergeben sich im Zeitraum des Messprogramms im dritten Teilbereich geänderte Messunsicherheiten zum ersten und zweiten Teilbereich:

- 1- 2. Teilbereich: $s_D = 0,2 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O₂)
- 3. Teilbereich: $s_D = 0,4 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O₂)

E) Kontinuierliche Lachgas (N₂O) Messungen im Reingas

Abbildung 39 zeigt die Auswertung der kontinuierlichen Lachgas (N₂O) Messungen.

Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von N₂O

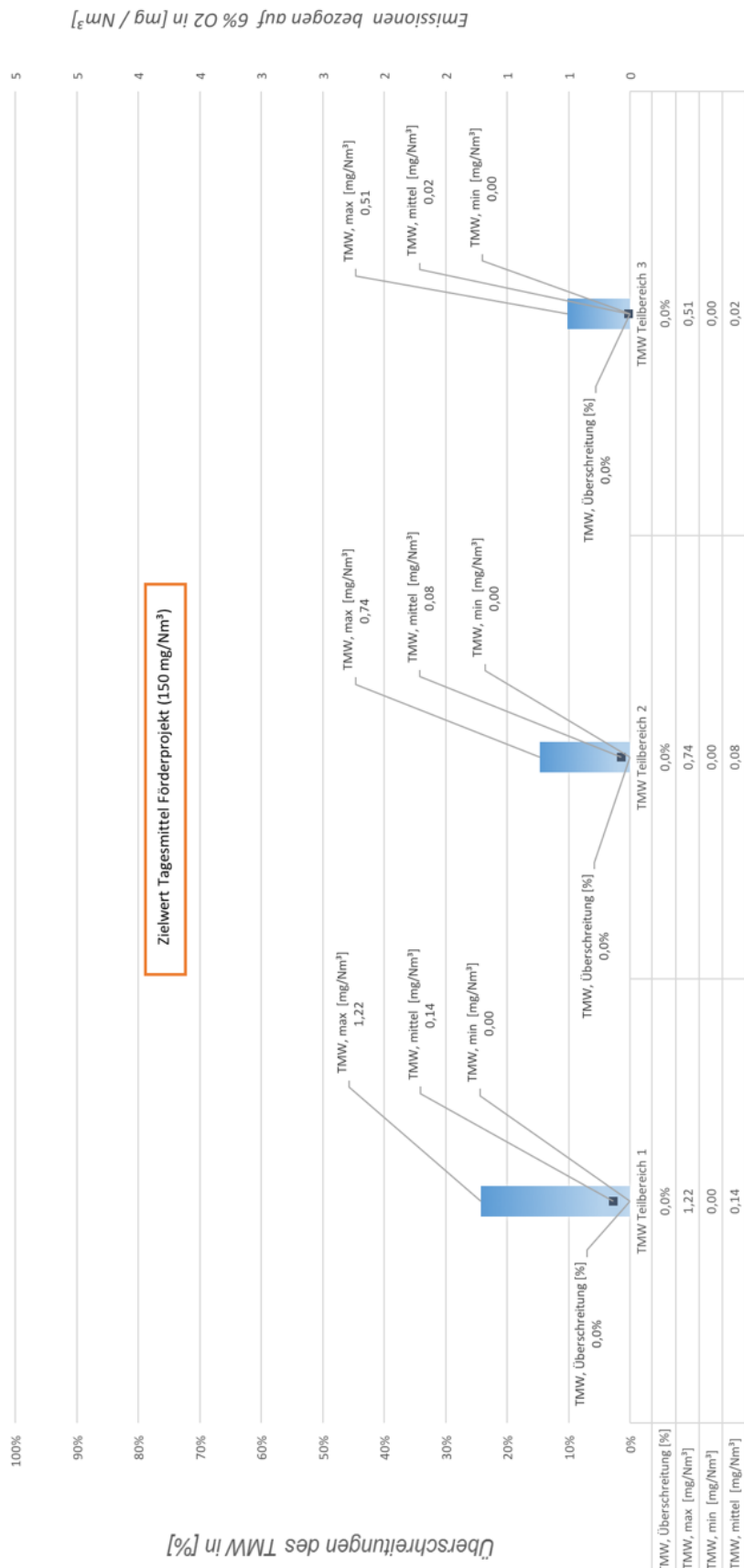


Abbildung 39 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von N₂O

Der im Gesamtzeitraum des Messprogramms erreichte TMW liegt wesentlich unterhalb des Zielwertes. Kontinuierliche Messungen sind nach TA Luft 2002 für diese Komponente nicht vorgesehen.

Die Zielvorgaben des begleitenden Messprogramms werden wesentlich unterschritten.

Die tagesscharfe Auswertung ergibt keine Überschreitung eines TMW.

Hierbei ist zu beachten, dass die Erstkalibrierung der Komponente N₂O durch eine benannte Stelle nach §29b BImSchG im April 2015 erfolgte. Für diese Komponente liegen seitdem zusätzlich zu den geforderten Messungen bei den diskontinuierlichen Messreihen kontinuierlich gemessene, normierte und validierte TMW vor. Für den Zeitraum bis zu dieser Kalibrierung ist eine Messunsicherheit (s_D) von 0,0 mg/Nm³ im Emissionsdaten-Auswerterechner hinterlegt worden, so dass normierte und validierte TMW identisch sind.

Aufgrund dessen ergeben sich im Zeitraum des Messprogramms im dritten Teilbereich geänderte Messunsicherheiten (s_D) zum ersten und zweiten Teilbereich:

- 1- 2. Teilbereich: s_D = 0,0 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)
(Messbereich des Messgeräts: 0- 200 mg/m³)
- 3. Teilbereich: s_D = 1,5 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)
(obere Grenze (OG) des gültigen Kalibrierbereichs: 30 mg/Nm³)

Der abzudeckende (gültige) Messbereich wurde durch den Einsatz von Referenzmaterialien erweitert, da bei den Vergleichsmessungen ausschließlich niedrige Emissionskonzentrationen ermittelt wurden. Die obere Grenze des gültigen Kalibrierbereiches wurde mit 20 % (entspricht 30 mg/m³) vom Emissionsgrenzwert festgelegt.

Bei der in Abbildung 40 dargestellten Betrachtung der N₂O- Emissionen in Abhängigkeit von der Feuerraumtemperatur zeigt sich eine Reduzierung der N₂O- Emissionen bei einem Anstieg der Feuerraumtemperaturen, siehe analoge Auswertung diesbezüglich für die Komponente NO_x in Abbildung 30.

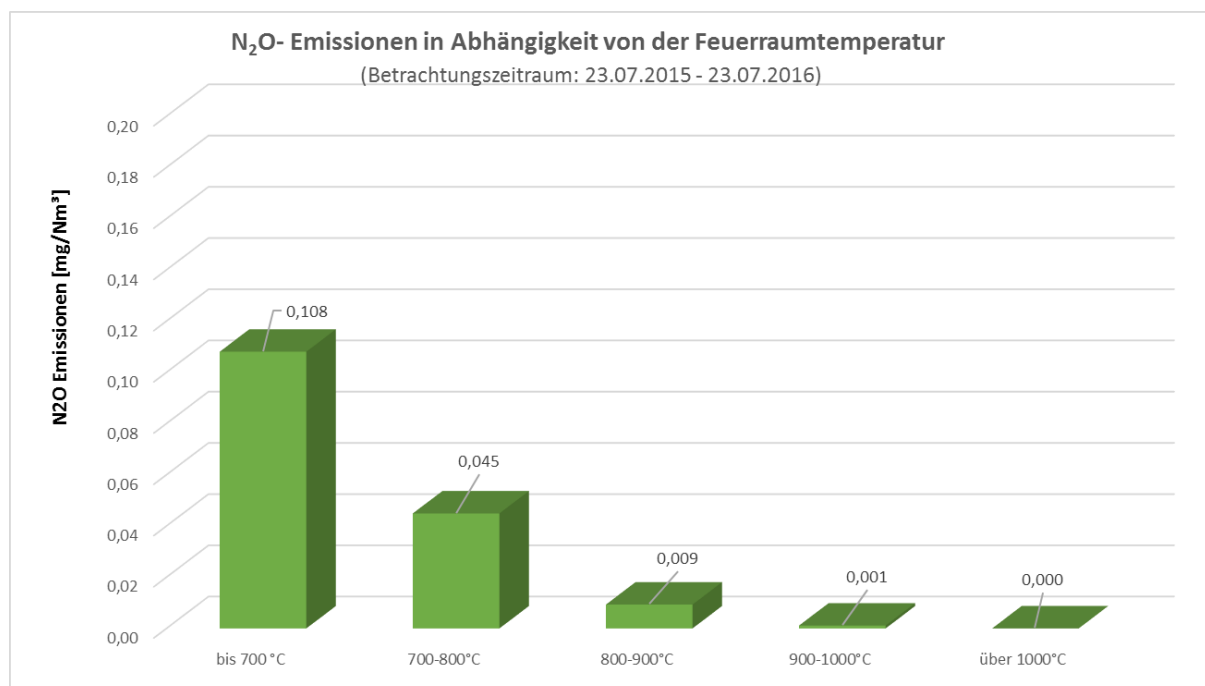


Abbildung 40 – N₂O Emissionen in Abhängigkeit der Feuerraumtemperatur

F) Kontinuierliche Chlorwasserstoff (HCl) Messungen im Reingas

Abbildung 41 zeigt die Auswertung der kontinuierlichen Chlorwasserstoff (HCl) Messungen.

Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von HCl

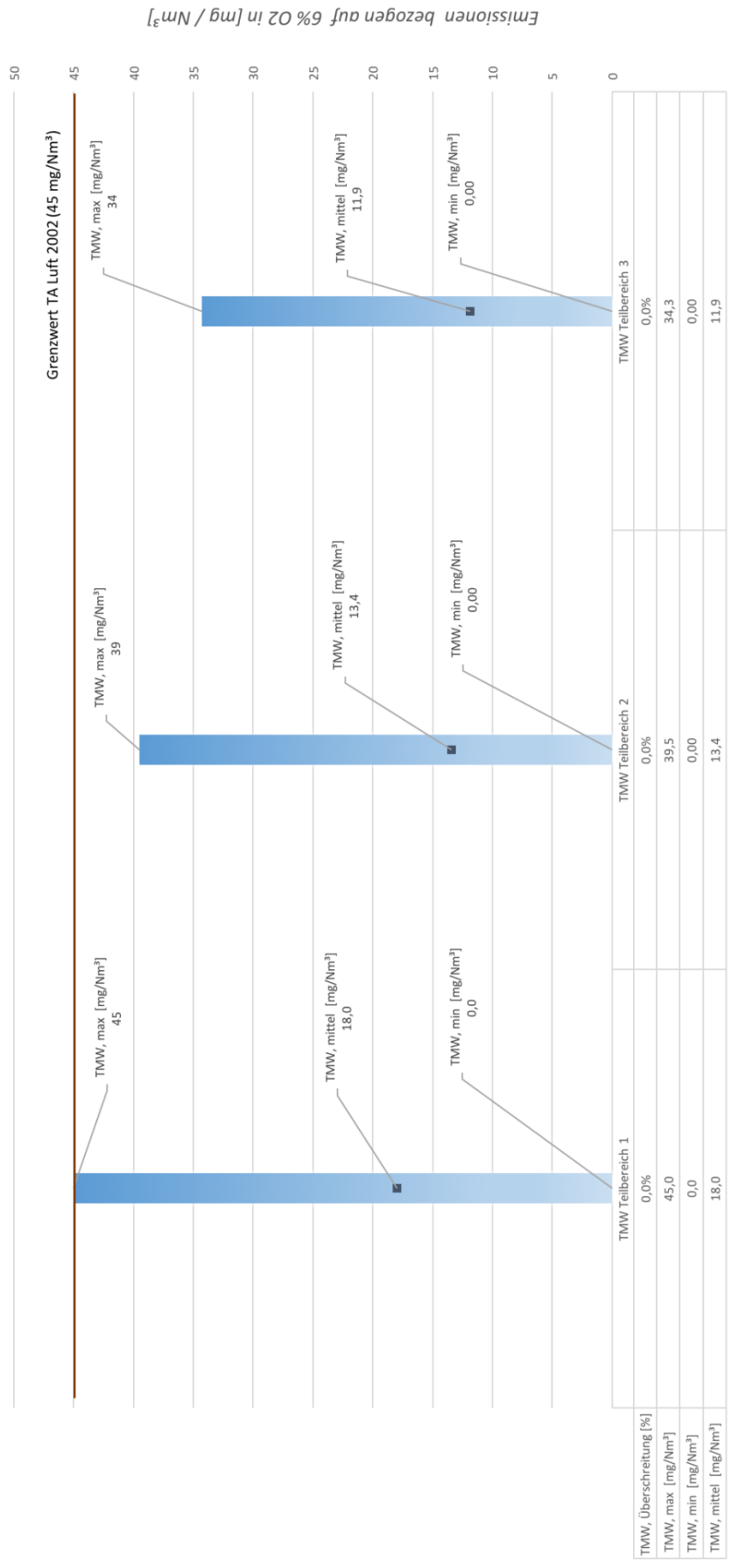


Abbildung 41 - Auswertung der kontinuierlich gemessenen Emissionen von HCl

Der im Gesamtzeitraum des Messprogramms erreichte TMW liegt deutlich unterhalb des Grenzwertes der TA Luft 2002. Die Einhaltung eines spezifischen Zielwertes für diese Komponente ist im Messprogramm nicht vorgegeben. Ebenso werden keine kontinuierlichen, sondern lediglich diskontinuierliche Messungen gefordert.

Aufgrund der Kalibrierung in 2015 ergeben sich im Zeitraum des Messprogramms im dritten Teilbereich geänderte Messunsicherheiten zum ersten und zweiten Teilbereich:

- 1- 2. Teilbereich: $s_D = 0,5 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O_2)
- 3. Teilbereich: $s_D = 2,9 \text{ mg/Nm}^3$ (bezogen auf 11 % O_2)

3.2.2 Begleitendes Messprogramm - Diskontinuierliche Emissionsmessungen

A) Diskontinuierliche PCDD/F, PAK und PCB Messungen im Reingas

Abbildung 42 zeigt die Auswertung der diskontinuierlichen PCDD/F, PAK und PCB Messungen im Reingas.

Diskontinuierliche PCDD/F, PCB und PAK Messungen im Reingas (Ergebnisse zzgl. Messunsicherheit bezogen auf 11 % O_2)										
Messreihe KW17 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD/F	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PCB	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PAK	[mg/Nm ³]	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
Messreihe KW23 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD/F	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PCB	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PAK	[mg/Nm ³]	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
Messreihe KW32 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD/F	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PCB	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PAK	[mg/Nm ³]	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
Messreihe KW42 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD/F	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PCB	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PAK	[mg/Nm ³]	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01
Messreihe KW26 in 2016										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD/F	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PCB	[ng/Nm ³]	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
PAK	[mg/Nm ³]	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01

Abbildung 42 - Diskontinuierliche PCDD/F, PAK und PCB Messungen im Reingas

Sämtliche Messungen weisen identische PCDD/F, PAK und PCB Gehalte auf. Diese liegen, auch bei Einbeziehung der Messunsicherheit, unterhalb der Grenzwerte der TA Luft 2002:

- PCDD/F: 0,1 ng/Nm³ (bezogen auf 11 % O_2)
- PCB: 0,1 ng/Nm³ (bezogen auf 11 % O_2)
- PAK: 0,05 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O_2)

Die Einhaltung eines spezifischen Zielwertes für diese Komponente ist im Messprogramm nicht vorgegeben.

Zusammenhänge zwischen eingesetztem Brennstoff/ Lastzustand des Kessels und den PCDD/F/ PAK/ PCB Gehalten im Reingas können aufgrund völlig identischer Analysenergebnisse nicht erkannt werden. Dies gilt sowohl für die neun Messungen einer Messreihe als auch übergreifend für die fünf Messreihen.

Bei einer, über den Umfang des Abschlussberichts hinausgehenden, Erfassung des Emissionsniveaus sind die normierten Werte von besonderem Interesse. Diese können, wie in Kapitel 2.5.2 dargestellt, durch die Messunsicherheit berechnet werden.

Messunsicherheiten:

- PCDD/F: 0,002 ng/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)
- PCB: 0,00001 ng/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)
- PAK: 0,000003 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)

B) Diskontinuierliche Quecksilbermessungen (Hg) im Reingas

Im Rahmen einer diskontinuierlichen Messreihe (KW41 in 2015) wurden über die Anforderungen des begleitenden Messprogramms hinaus Quecksilbermessungen (Hg) im Reingas durch eine benannte Stelle nach §29b BImSchG durchgeführt.

Sämtliche Messungen weisen identische Quecksilbergehalte auf. Diese liegen, auch bei Einbeziehung der Messunsicherheit, unterhalb der Bestimmungsgrenze.

Der Grenzwert nach TA Luft 2002 für Quecksilber beträgt:

- Hg: 0,05 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)

Die Messunsicherheit wurde durch die benannte Stelle nach §29b BImSchG schriftlich nachgereicht und beträgt:

- Hg: 0,001 mg/Nm³ (bezogen auf 11 % O₂)

C) Diskontinuierliche PCDD/F, PAK und PCB Messungen in der Rostasche

Abbildung 43 zeigt die Auswertung der diskontinuierlichen PCDD/F, PAK und PCB Messungen in der Rostasche:

Diskontinuierliche PCDD/F, PCB und PAK Messungen in der Rostasche (Ergebnisse auf Trockenmasse (TM) bezogen)										
Messreihe KW17 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCDF	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Messreihe KW23 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCDF	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Messreihe KW32 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCDF	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Messreihe KW42 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCDF	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Messreihe KW26 in 2016										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCDF	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-

Abbildung 43 - Diskontinuierliche PCDD/F, PAK und PCB Messungen in der Rostasche

Sämtliche Rostascheproben weisen identische PCDD/F, PAK und PCB Gehalte auf.

Die Ergebnisse zeigen, dass für die insgesamt 45 Proben der fünf Messreihen die PCDD/F, PAK und PCB Gehalte immer unterhalb der Bestimmungsgrenze liegen. Da jede einzelne Probe auf eine Vielzahl von Typen, insgesamt sieben (7) PCB, fünfzehn (15) PAK, sechs (6) PCDD und neun (9) PCDF untersucht worden ist, liegen über 1600 Einzelmessergebnisse unterhalb der Bestimmungsgrenze vor.

Die Toxizitätsäquivalente (TEQ) nach Berechnung der Weltgesundheitsorganisation (WHO 2005) wird in Abbildung 43 ebenfalls angegeben. Zu Ermittlung dieser Äquivalente wird zunächst die Giftigkeit der Einzelsubstanzen mit dem toxischsten Kongener verglichen. Jeder Schadstoff erhält so einen Toxizitätsäquivalentfaktor, der dem jeweiligen Unterschied in der Giftigkeit Rechnung trägt. Durch Multiplikation mit den Toxizitätsäquivalentfaktoren werden zunächst die Konzentrationen der Einzelsubstanzen berechnet. Deren Addition ergibt dann die Gesamtkonzentration der Toxizitätsäquivalente (TEQ). Durch dieses System kann die Toxizität der Proben anhand eines einzelnen Wertes schnell und übersichtlich bewertet werden.

Die TEQ nach WHO 2005 liegt, eksl. Einbeziehung der Bestimmungsgrenzen, für sämtliche Proben unterhalb des messbaren Bereichs.

Zusammenhänge zwischen eingesetztem Brennstoff/ Lastzustand des Kessels und den PCDD/F/ PAK/ PCB Gehalten der Rostasche können aufgrund völlig identischer Analysenergebnisse nicht abgeleitet werden. Dies gilt sowohl für die neun Messungen einer Messreihe als auch die übergreifend zwischen den fünf Messreihen.

D) Diskontinuierliche PCDD/F, PAK und PCB Messungen in der Flugasche

Abbildung 44 zeigt die Auswertung der diskontinuierlichen PCDD/F, PAK und PCB Messungen in der Flugasche.

Diskontinuierliche PCDD/F, PCB und PAK Messungen in der Flugasche (Ergebnisse auf Trockenmasse (TM) bezogen)										
Messreihe KW17 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCDF	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	0,67	4,26	0,44	-/-	1,41	3,16	11,90	4,74	3,28
Messreihe KW23 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCDF	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	0,68	0,64	3,37	0,64	14,60	0,58	0,63	20,50	4,06
Messreihe KW32 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	162,00	86,30	< 50	52,40	62,60	85,40	51,40	< 50	< 50
PCDF	[ng/kg TM]	< 50	< 50	< 50	< 50	< 50	< 50	< 50	< 50	< 50
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	0,24	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	212,00	27,80	7,90	20,30	22,30	18,70	11,30	6,10	5,56
Messreihe KW42 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	184,00	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCDF	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	22,40	2,58	0,42	0,44	2,33	0,50	31,40	3,17	2,19
Messreihe KW26 in 2016										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
PCDD	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCDF	[ng/kg TM]	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100	< 100
PCB	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
PAK	[mg/kg TM]	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-	-/-
Toxizitätsäquivalente TEQ (WHO 2005)	[ng/kg TM]	11,20	-/-	0,46	0,42	0,45	2,28	1,88	1,25	0,94

Abbildung 44 - Diskontinuierliche PCDD/F, PAK und PCB Messungen in der Flugasche

Die Ergebnisse zeigen, dass bei 44 Proben der fünf Messreihen die PCDD/F, PAK und PCB Konzentrationen ausnahmslos nur sehr gering sind und zumeist sogar unterhalb der Bestimmungsgrenze liegen.

Als Maßstab hierfür kann die höchste Toxizitätsäquivalente (TEQ nach WHO 2005) dieser Proben von 31,4 ng/kg TM angeführt werden.

Die einzige Ausnahme hiervon bildet die Probe der 1. Messung der Messreihe KW32 in 2015. Diese hat eine Toxizitätsäquivalente (TEQ nach WHO 2005) von 212 ng/kg TM. Aufgrund der Vielzahl der durchgeführten Analysen kann bei diesem Wert von einem einzelnen „Ausreißer“ ausgegangen werden.

Eindeutige Zusammenhänge zwischen eingesetztem Brennstoff/ Lastzustand des Kessels und den PCDD/F/ PAK/ PCB Gehalten der Flugasche sind nicht erkennbar. Dies gilt sowohl für die neun Messungen einer Messreihe als auch übergreifend zwischen den fünf Messreihen.

E) Diskontinuierliche Chlor, Schwefel, Stickstoff Messungen im Brennstoff

Abbildung 45 zeigt die Auswertung der diskontinuierlichen Chlor, Schwefel und Stickstoff Messungen im Brennstoff. Der Wassergehalt sowie Brenn- und Heizwert wurden ebenfalls bestimmt.

Diskontinuierliche Chlor, Schwefel und Stickstoff Messungen im Brennstoff (Ergebnisse auf Originalsubstanz OS oder Trockensubstanz (TS) bezogen)										
Messreihe KW17 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
Wassergehalt	[Gew.% OS]	14,3	13,8	13,5	16,8	15,7	15,0	15,0	12,3	13,7
Brennwert	[kJ/kg TS]	18.942	18.307	18.734	18.655	18.166	18.652	18.725	17.842	18.757
Heizwert	[kJ/kg OS]	14.173	13.639	14.136	13.416	13.239	13.749	13.869	13.627	14.113
Chlor (Cl)	[Gew.% TS]	0,09	0,09	0,10	0,26	0,18	0,12	0,34	0,10	0,44
Schwefel (S)	[Gew.% TS]	0,02	0,10	0,03	0,07	0,10	0,02	0,08	0,09	0,08
Stickstoff (N)	[Gew.% TS]	0,27	0,46	0,39	0,36	0,35	0,37	0,48	0,54	0,36
Messreihe KW23 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
Wassergehalt	[Gew.% OS]	14,5	10,0	13,8	15,9	13,9	12,9	13,8	13,3	12,3
Brennwert	[kJ/kg TS]	18.411	18.635	17.175	18.190	17.541	17.107	18.831	17.530	18.733
Heizwert	[kJ/kg OS]	14.140	15.204	13.286	13.691	13.546	13.377	14.626	13.618	14.816
Chlor (Cl)	[Gew.% TS]	0,50	0,31	0,18	0,26	0,04	0,17	0,21	0,07	0,22
Schwefel (S)	[Gew.% TS]	0,06	0,10	0,11	0,07	0,09	0,09	0,08	0,12	0,07
Stickstoff (N)	[Gew.% TS]	0,51	1,10	1,10	0,64	1,10	0,70	0,57	1,30	0,58
Messreihe KW32 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
Wassergehalt	[Gew.% OS]	13,9	9,6	12,7	13,2	11,1	13,8	13,5	13,4	13,2
Brennwert	[kJ/kg TS]	18.779	18.094	18.022	18.832	19.169	18.421	18.614	18.003	18.268
Heizwert	[kJ/kg OS]	14.558	14.761	14.115	14.720	15.371	14.233	14.477	13.997	14.250
Chlor (Cl)	[Gew.% TS]	0,33	0,79	0,67	0,26	0,17	0,09	0,22	0,26	0,27
Schwefel (S)	[Gew.% TS]	0,08	0,10	0,10	0,05	0,05	0,06	0,07	0,11	0,10
Stickstoff (N)	[Gew.% TS]	1,20	0,52	0,32	0,44	0,44	0,31	0,42	0,53	0,50
Messreihe KW42 in 2015										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
Wassergehalt	[Gew.% OS]	14,2	13,6	9,4	14,3	9,3	9,7	17,3	15,0	7,2
Brennwert	[kJ/kg TS]	18.836	18.876	17.679	18.372	18.547	19.703	18.506	19.046	19.014
Heizwert	[kJ/kg OS]	14.575	14.744	14.534	14.180	15.320	16.310	13.699	14.605	16.143
Chlor (Cl)	[Gew.% TS]	0,03	0,19	0,32	0,06	0,09	0,35	0,22	0,12	0,18
Schwefel (S)	[Gew.% TS]	0,03	0,04	0,10	0,04	0,04	0,13	0,05	0,07	0,05
Stickstoff (N)	[Gew.% TS]	0,27	0,51	0,44	0,48	0,31	0,93	0,45	0,41	0,28
Messreihe KW26 in 2016										
Messparameter		Messung 1	Messung 2	Messung 3	Messung 4	Messung 5	Messung 6	Messung 7	Messung 8	Messung 9
Wassergehalt	[Gew.% OS]	13,4	8,4	14,0	15,7	12,0	14,6	13,4	14,8	14,7
Brennwert	[kJ/kg TS]	18.321	18.682	18.893	17.304	17.713	18.122	17.583	18.333	19.093
Heizwert	[kJ/kg OS]	13.886	15.126	14.213	12.548	13.591	13.457	13.281	13.660	14.348
Chlor (Cl)	[Gew.% TS]	0,16	0,02	0,16	0,13	0,15	0,29	0,59	0,50	0,21
Schwefel (S)	[Gew.% TS]	0,05	0,03	0,05	0,22	0,06	0,07	0,97	0,06	0,07
Stickstoff (N)	[Gew.% TS]	0,54	0,57	0,47	0,61	0,80	0,84	0,57	0,70	0,65

Abbildung 45 – Diskontinuierliche Chlor, Schwefel, Stickstoff Messungen im Brennstoff

Herkunft und Getreideart des für die fünf diskontinuierlichen Messreihen eingesetzten Stroh sind zusammengefasst und diesem Dokument als Anlage beigefügt:

Anlage 4 - Strohtypen/ Herkünfte der diskontinuierlichen Messreihen (KW17/ 23/ 32/ 41 in 2015 und KW26 in 2016)

Die analysierten Proben der Messreihen weisen sowohl für den Heiz- als auch den Brennwert des eingesetzten Strohs keine wesentlichen Abweichungen auf. Die gemessenen Werte stimmen zudem mit denen in der einschlägigen Fachliteratur überein. Für die Messreihen im Kalenderjahr 2015 ergibt sich ein durchschnittlicher Heizwert von 14.299 kJ/kg (3,97 MWh/ Tonne) und für den Durchschnitt der fünf Messreihen von 14.129 kJ/kg (3,94 MWh/ Tonne).

Insgesamt ergaben die Heizwertbestimmungen der fünf Messreihen eine Bandbreite von 12.548 kJ/kg bis 16.310 kJ/kg.

Unterschiede zeigen sich allerdings in der Beschaffenheit bzw. der chemischen Zusammensetzung des eingesetzten Stroh.

Stickstoff

- Gesamtbetrachtung (Mittelwert: 0,6 %) von 0,27 bis 1,3 %
- Einzelbetrachtung (Typ 1 in KW32/ 2015): von 0,42 % bis 1,2 %

Chlor

- Gesamtbetrachtung (Mittelwert: 0,2 %) von 0,02 bis 0,79 %
- Einzelbetrachtung (Typ 2 in KW26/ 2016): von 0,02 % bis 0,5 %

Schwefel

- Gesamtbetrachtung (Mittelwert: 0,1 %) von 0,02 bis 0,97 %
- Einzelbetrachtung (Typ 1 in KW26/ 2016): von 0,05 % bis 0,97 %

Bei der Betrachtung der Messergebnisse eines eingesetzten Brennstoff-Typs einer Messreihe zeigen sich Schwankungen, die nahezu identisch mit denen der Gesamtbetrachtung sind. Aufgrund dessen können anhand der vorhandenen Daten keine Abhängigkeiten der Strohbeschaffenheit hinsichtlich des eingesetzten Brennstoff-Typs (Strohtyp/ Herkunft) abgeleitet werden.

Hinsichtlich der Chlorgehalte weisen die bisherigen Betriebserfahrungen als auch Informationen von den Strohlieferanten Vorort darauf hin, dass Regenfälle zwischen dem Dreschen des Getreides und dem Pressen der Strohballen eine leichte „Auswaschung“ von Chlor zur Folge haben. Dies ist eine naheliegende Erklärung der Schwankungen der Chlorgehalte bei gleichem Brennstoff-Typ (Strohtyp/ Herkunft).

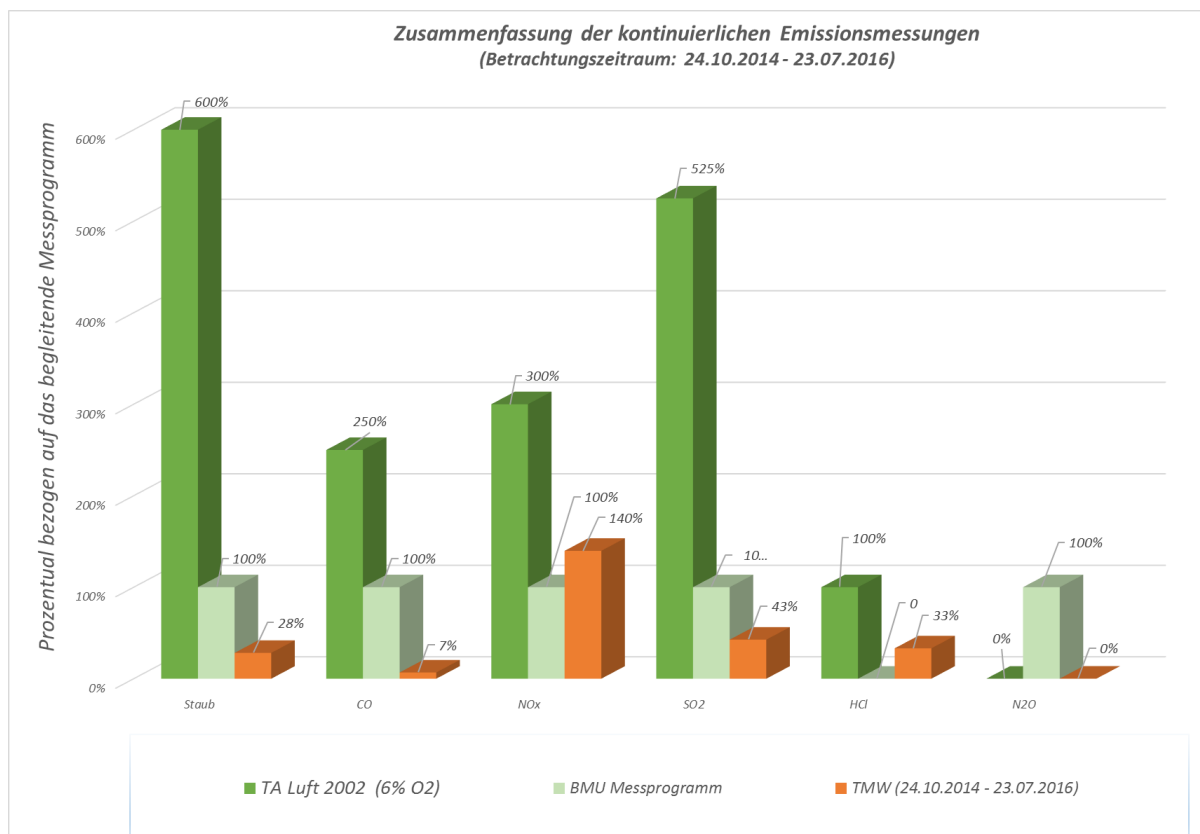
Bei einer Mittelwertbildung der neun Messungen einer Messreihe zeigt sich eine vergleichbare Strohbeschaffenheit bzw. chemische Zusammensetzung bei den fünf Messreihen. Signifikante Schwankungen im Jahresverlauf sind anhand der vorhandenen Daten nicht zu erkennen.

Allerdings deutet sich beim Vergleich der Stickstoff-Mittelwerte der Messreihen mit den Reingas-NO_x-Tagesmittelwerten der zugehörigen Messtage eine Korrelation an. Bei erhöhtem N-Gehalt des Stroh und sonst gleichen Randbedingungen liegen auch die NO_x-Werte höher. Diese Abhängigkeit scheint nach Optimierung der feuerungstechnischen Maßnahmen im Juli 2015 stärker geworden zu sein.

3.2.3 Begleitendes Messprogramm - Zusammenfassung und Ergebnis

A) Ergebnis der kontinuierlichen Emissionsmessungen

Abbildung 46 zeigt sämtliche Messwerte und Grenzwerte der TA Luft 2002 in Relation zu den Zielwerten des begleitenden Messprogramms.



Vorschrift /Auflage	Staub	CO	NOx	SO ₂	HCl	N ₂ O
[-]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]
TA Luft 2002 (6% O ₂)	600%	250%	300%	525%	100%	keine Angabe
BMU Messprogramm	100%	100%	100%	100%	keine Angabe	100%
TMW (24.10.2014 - 23.07.2016)	28%	7%	140%	43%	33%	0%

Abbildung 46 - Zusammenfassung der kontinuierlichen Messungen im Reingas

Im Ergebnis zeigt sich eine erhebliche Unterschreitung sämtlicher Grenzwerte der TA Luft 2002 als auch der Zielwerte des begleitenden Messprogramms. Einzige Ausnahme bilden die Emissionen von Stickstoffoxid (NO_x). Die Einhaltung des vor der Vorhabenumsetzung festgelegten Zielwertes von 200 mg/Nm³ bezogen auf 6 % O₂ hat sich als nicht umsetzbar erwiesen.

B) Ergebnis der diskontinuierlichen Emissionsmessungen

Grundsätzlich ist bei der Beurteilung der Brennstoffzusammensetzung vorab die generelle Marktsituation zu bewerten und in Relation mit dem Strohheizkraftwerk zu setzen. Bei einer deutschlandweit verfügbaren Strohmenge von ca. 35 Mio. Tonnen pro Jahr und einem Brennstoffbedarf von ca. 70.000 Tonnen pro Jahr hat das Strohheizkraftwerk eine Marktnachfrage von ca. 0,2 Prozent der Gesamtmenge und damit keinen feststellbaren Einfluss darauf, die chemische Zusammensetzung des eingesetzten Strohs zu beeinflussen. Dies wird noch zusätzlich durch die Tatsache verstärkt, dass Stroh ein Nebenprodukt der Getreiderente darstellt und im Strohheizkraftwerk ausschließlich vorher vom Korn separiertes Stroh energetisch genutzt wird.

Der stark wärmegeführte Betrieb des Kraftwerks mit ebenfalls nicht vorhersehbaren äußeren Einflüssen, wie beispielsweise Schwankungen der Abnahme von Prozessdampf und Heißwasserwärme erfordert zudem permanent eine rasche Anpassung der Feuerungswärmeleistung.

Der folgerichtige Ansatz ist daher die Anlagentechnik an die nicht zu beeinflussende Inhomogenität des Stroh bei unterschiedlichen Lastzuständen anzupassen. Dies war bereits während der Konzeptentwicklung ein Leitgedanke, der bei Planung, Bau, Inbetriebnahme und auch während des begleitenden Messprogramms stetig weiterentwickelt und konsequent umgesetzt wurde.

Dies spiegeln auch die im Messprogramm erzielten Ergebnisse wieder. So wurden im Reingas und in der Rostasche identische und somit vom eingesetztem Brennstoff/ Lastzustand des Kessels unabhängige PCDD/F/ PAK/ und PCB Gehalte gemessen, siehe Abbildung 42 und Abbildung 43. Auch in der Flugasche weisen die Messergebnisse keinen eindeutigen Zusammenhang zwischen eingesetztem Brennstoff/ Lastzustand des Kessels und den PCDD/F/ PAK/ PCB Gehalten auf, siehe Abbildung 44.

Zusammenfassend hat das begleitende Messprogramm gezeigt, dass durch die eingesetzte Technik eine emissionsarme Fahrweise der Kesselanlage bei allen eingesetzten Brennstoff-Typen (Strohtyp/ Herkunft) und Lastzuständen gewährleistet wird.

3.2.4 Energiebilanzierung des Strohheizkraftwerkes

Im Folgenden werden die erreichten Betriebsstunden/ Verfügbarkeiten, Brennstoffeinsatz und die erzeugten Strom- und Wärmemengen monats-scharf für ein repräsentatives Jahr des Anlagenbetriebes (Kalenderjahr 2015) dargestellt.

A) Betriebsstunden und technische Verfügbarkeit

Abbildung 47 zeigt die monats-scharfen Ist- und Sollwerte der Betriebsstunden des BEKW Bioenergiekraftwerkes.

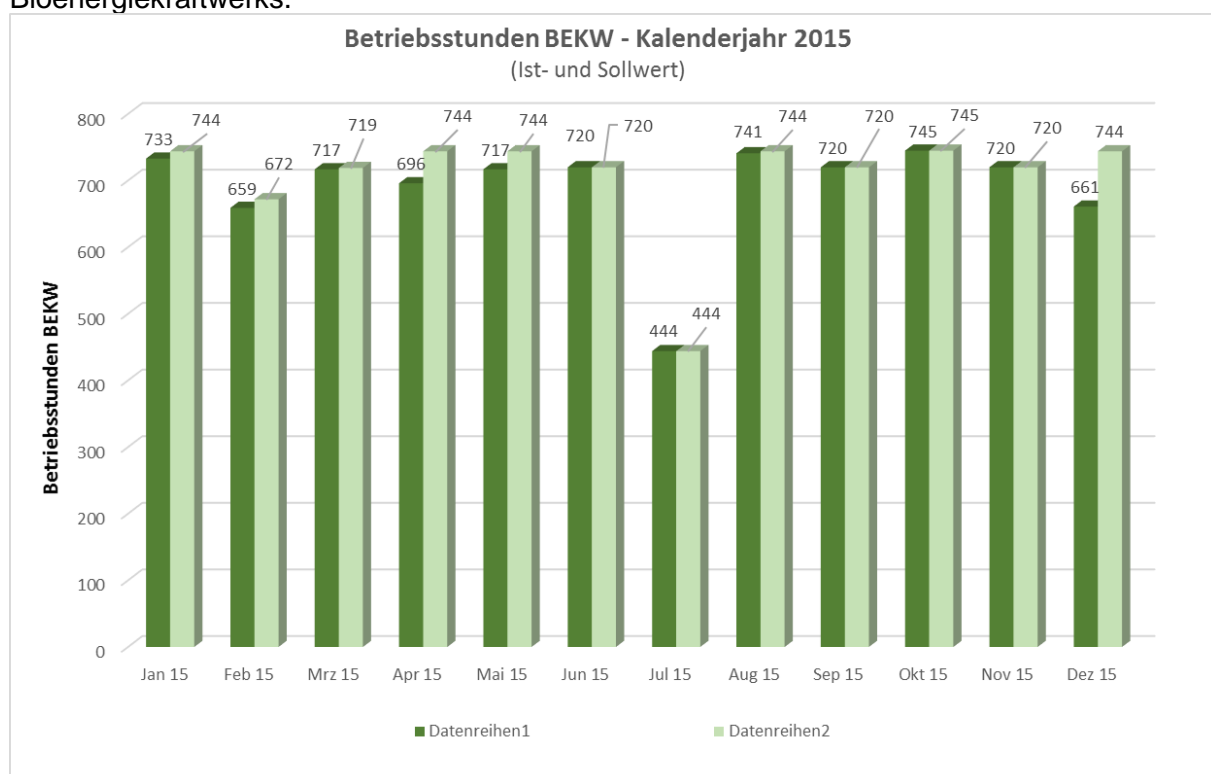


Abbildung 47 - Betriebsstunden BEKW im Kalenderjahr 2015

Im Kalenderjahr 2015 wurden insgesamt 8.273 Betriebsstunden erreicht. Aufgrund der geplanten Revision im Juli ergibt sich ein Sollwert von 8.460 Stunden für die geplante Betriebszeit. Somit beträgt die technische Verfügbarkeit des Strohheizkraftwerkes 98 Prozent in 2015. Bezogen auf die Gesamtjahresstunden beträgt die Verfügbarkeit 95 Prozent.

B) Feuerungswärmeleistung

Abbildung 48 zeigt den Jahresverlauf der Verteilung der Feuerungswärmeleistung des BEKW Bioenergiekraftwerkes.

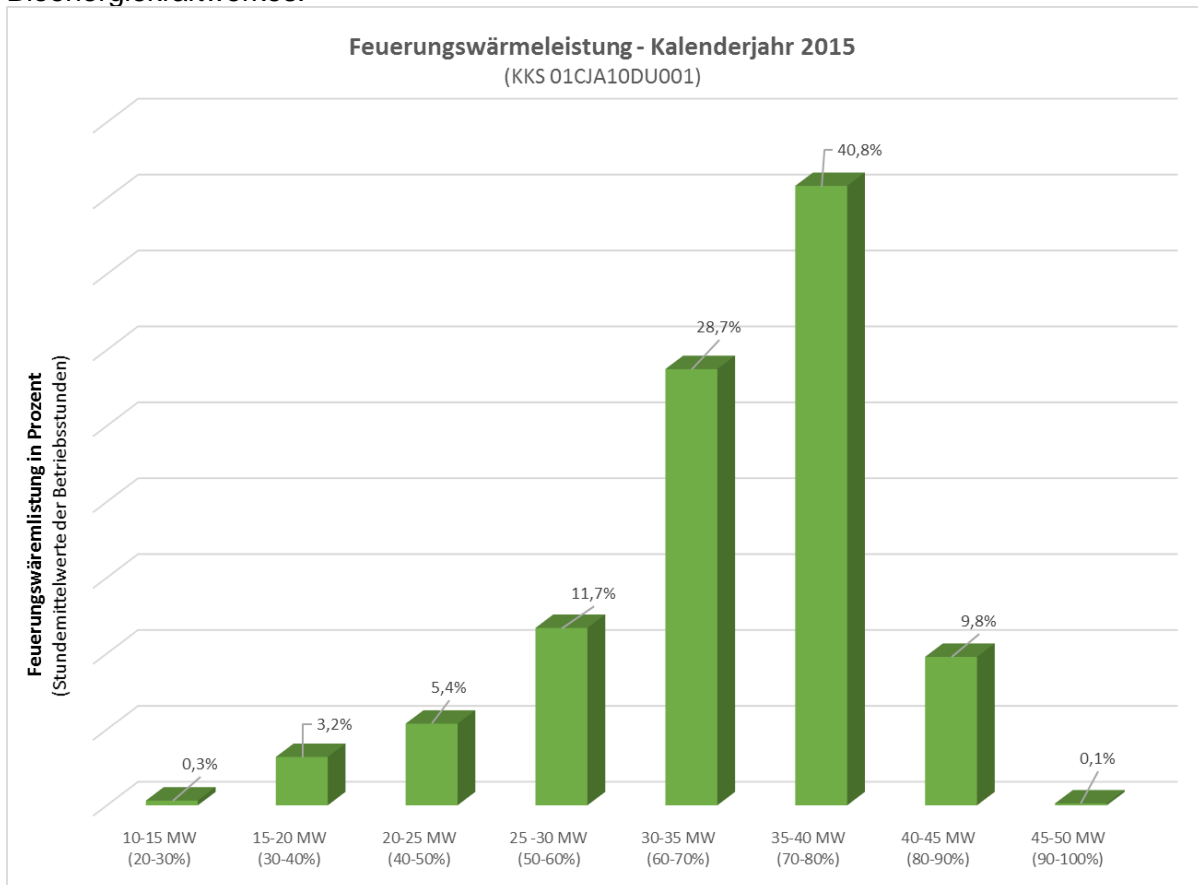


Abbildung 48 - Jahresverlauf Feuerungswärmeleistung

Im Kalenderjahr 2015 lag die durchschnittliche Feuerungswärmeleistung bei 33 MW, umgerechnet 66 % der maximalen Feuerungswärmeleistung von 49,8 MW.

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass das BEKW Bioenergiekraftwerk dauerhaft im Teillastbereich betrieben wird. Hierbei überwiegt im Leistungsbereich von 30- 40 MW, umgerechnet 60- 80 % der maximalen Feuerungswärmeleistung von 49,8 MW. Dies deckt sich mit den Ausführungen in Kapitel 3.1.6 und der in Abbildung 33 dargestellten Auswertung der Feuerraumtemperaturen.

C) Brennstoffeinsatz

Abbildung 49 zeigt den monatscharfen Brennstoffeinsatz des BEKW Bioenergiekraftwerkes.

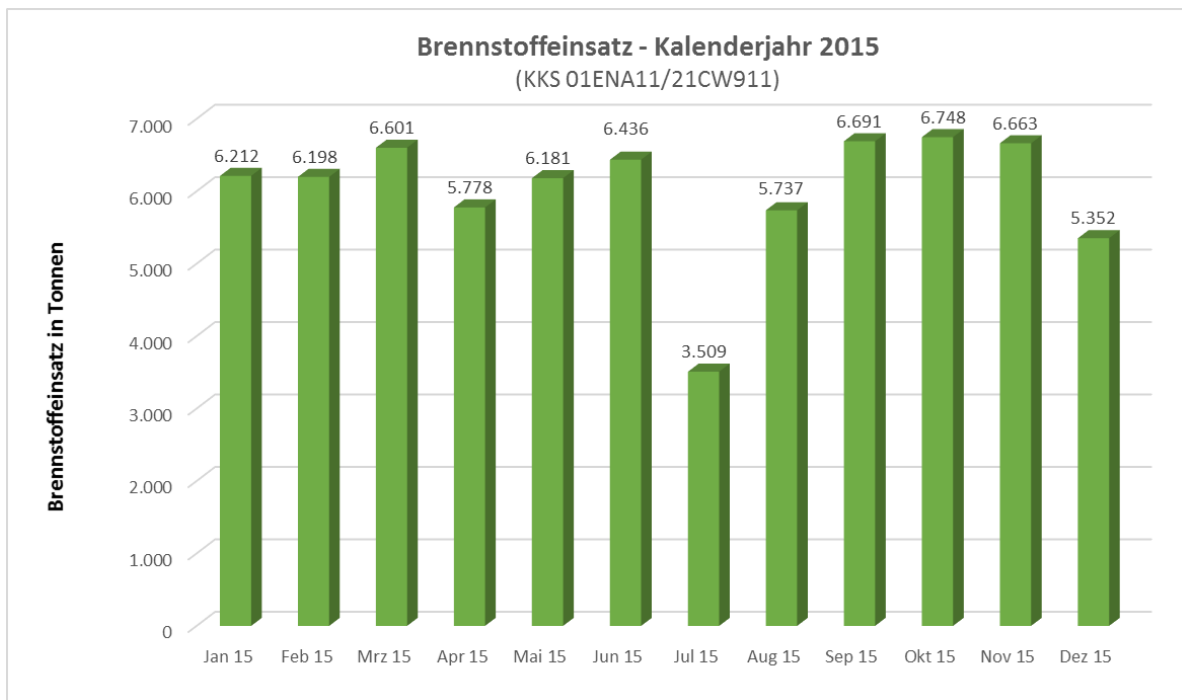


Abbildung 49 - Brennstoffeinsatz BEKW im Kalenderjahr 2015

Im Kalenderjahr 2015 wurden insgesamt 72.107 Tonnen Frischmasse Stroh energetisch genutzt. Daraus ergibt sich, unter Anwendung des in Kapitel 3.2.2 Abschnitt E) ermittelten durchschnittlichen Heizwerts von 3,97 MWh/ Tonne, eine Brennstoffwärme von insgesamt 286.265 MWh.

Der niedrige Brennstoffeinsatz im Dezember ist zum einen durch einen technischen begründeten Stillstand des Strohheizkraftwerkes und zum anderen durch den Produktionsstillstand der Stärkeverarbeitung der Emsland Stärke GmbH von Weihnachten bis Neujahr begründet, siehe Abbildung 49 und Abbildung 56.

Abbildung 50 zeigt den monatscharfen Brennstoffeinsatz pro Betriebsstunde des BEKW Bioenergiekraftwerks.

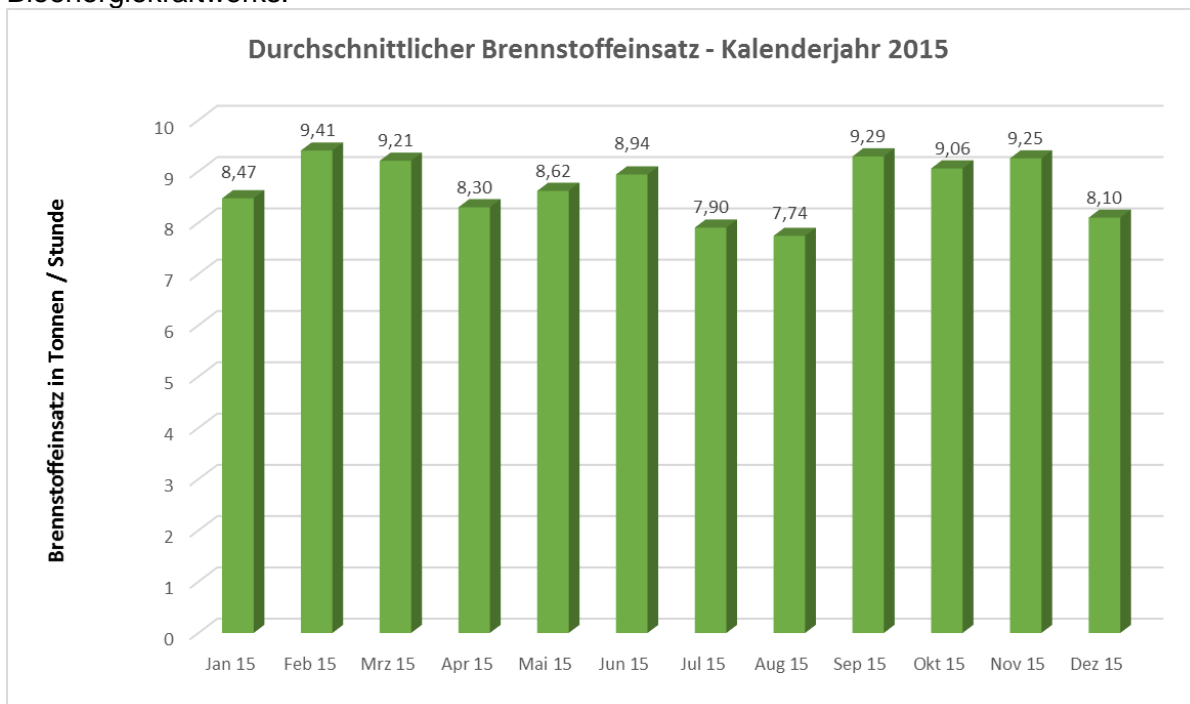


Abbildung 50 - Durchschnittlicher Brennstoffeinsatz pro Betriebsstunde

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass der Brennstoffeinsatz pro Betriebsstunde mit steigender Wärmabnahme zunimmt und in den Sommermonaten Juli und August mit einem Einsatz von weniger als 8 Tonnen / Stunde am geringsten ist.

D) Brennstoffherkunft

Abbildung 51 zeigt die Herkunft des Strohs für den Zeitraum August bis September 2016. Die Darstellung erfolgt nach Bundesland und in Prozent der eingesetzten Gesamtmenge. Bei einem Einsatz von 11.403 Tonnen Frischmasse Stroh in den o.g. Zeitraum entspricht 1 % demgemäß einer Menge von 114 Tonnen Frischmasse.

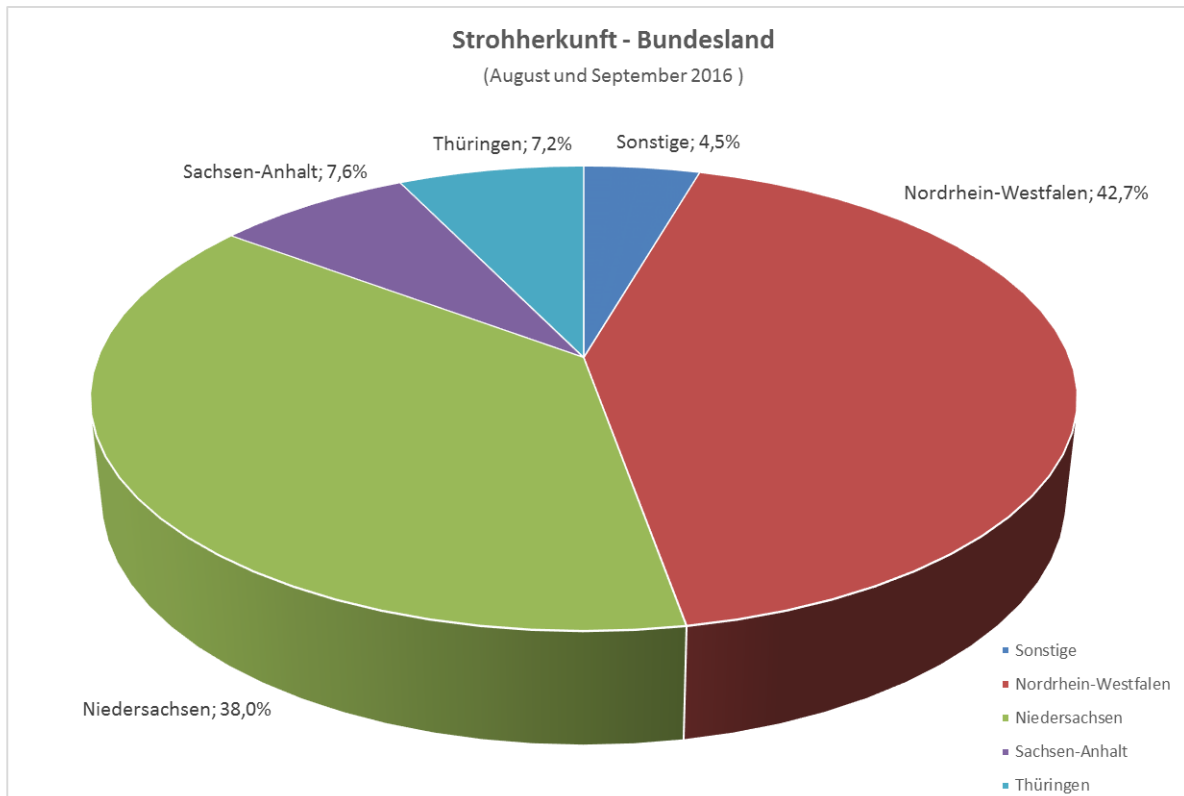


Abbildung 51 - Strohherkunft Bundesland (Aug. - Sep. 2016)

Der Abbildung ist zu entnehmen, dass mit einem Anteil von mehr als 80 % der überwiegende Anteil des eingesetzten Strohs aus Niedersachsen und Nordrhein- Westfalen stammt.

Zur detaillierteren Spezifizierung der Herkunft ist daher in Abbildung 52 und Abbildung 53 die Verteilung innerhalb der Bundesländer Niedersachsen und Nordrhein- Westfalen auf Landkreisebene aufgezeigt. In diesen Abbildungen beziehen sich die prozentualen Angaben auf die jeweilige Menge des Bundeslandes. Somit entspricht in diesen Abbildungen 1 % einer Menge von 43,3 Tonnen Frischmasse in Niedersachsen bzw. 48,6 Tonnen Frischmasse in Nordrhein- Westfalen.

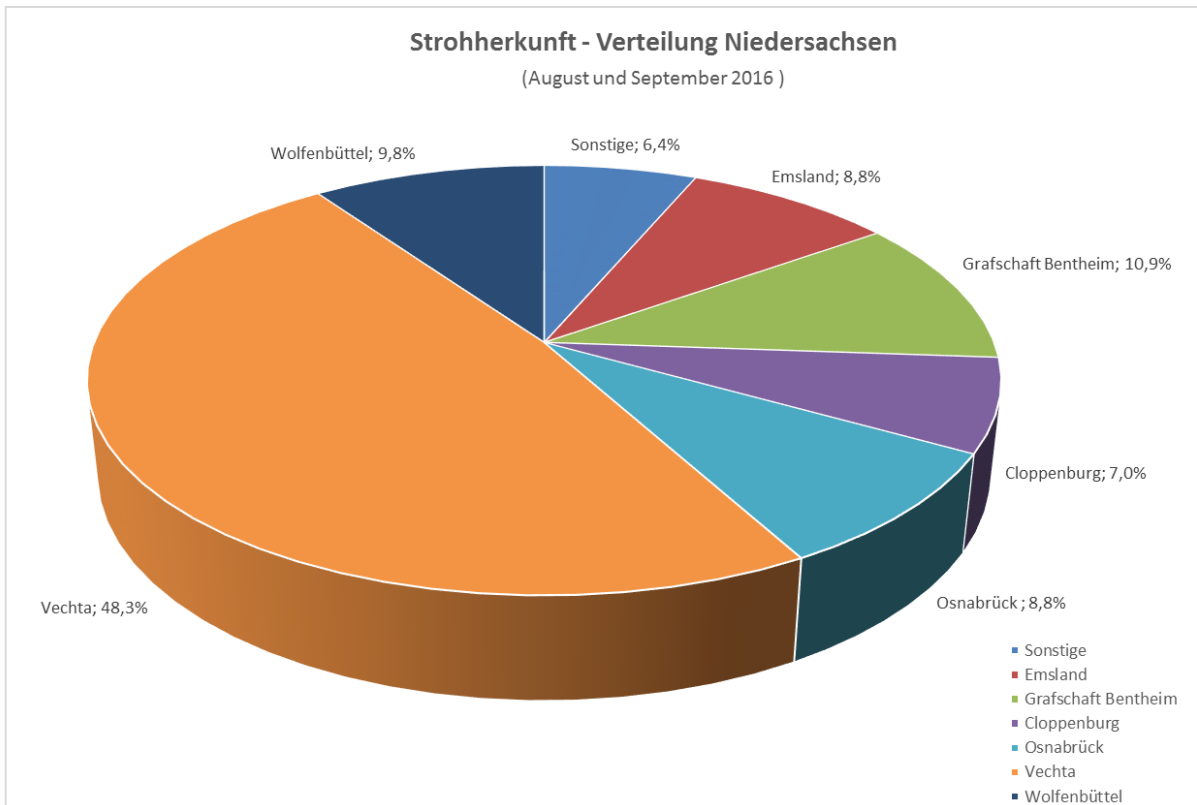


Abbildung 52 - Strohherkunft Niedersachsen (Aug. - Sep. 2016)

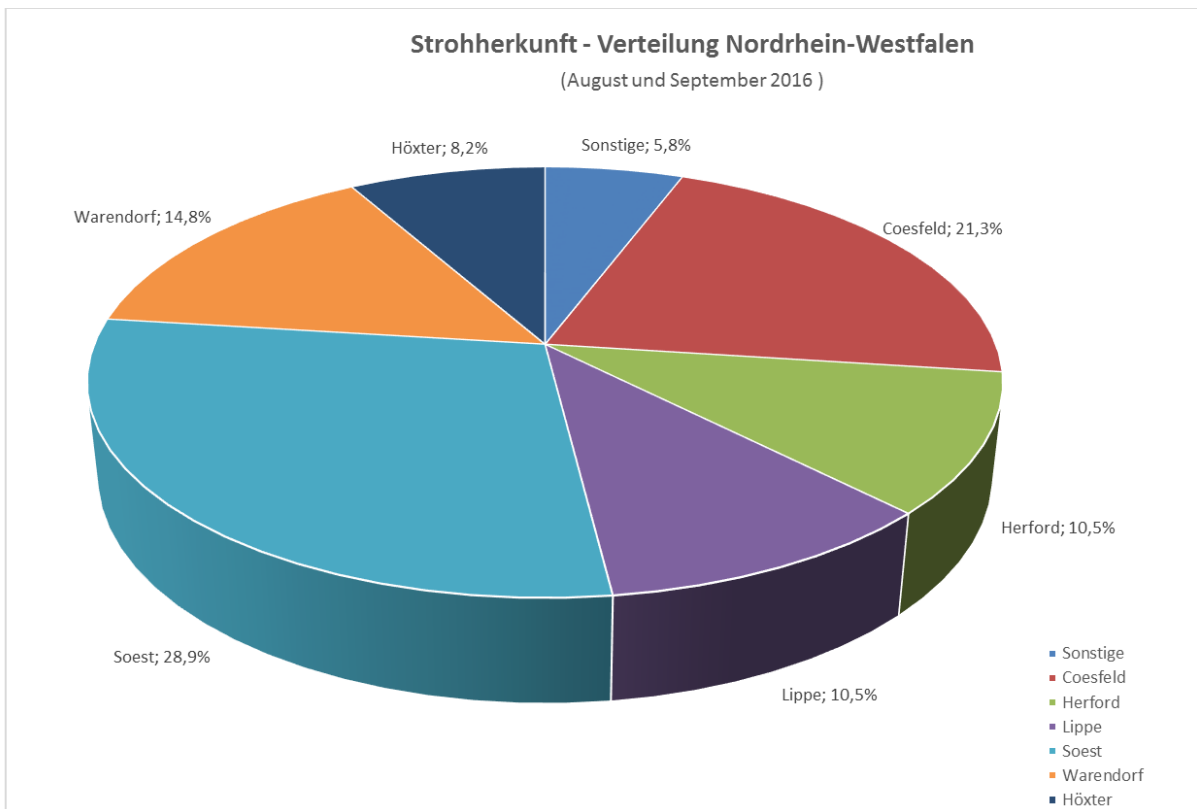


Abbildung 53 – Strohherkunft Nordrhein- Westfalen (Aug. - Sep. 2016)

E) Stromeinspeisung

Abbildung 54 zeigt die monatscharfe Stromeinspeisung des BEKW Bioenergiekraftwerks.

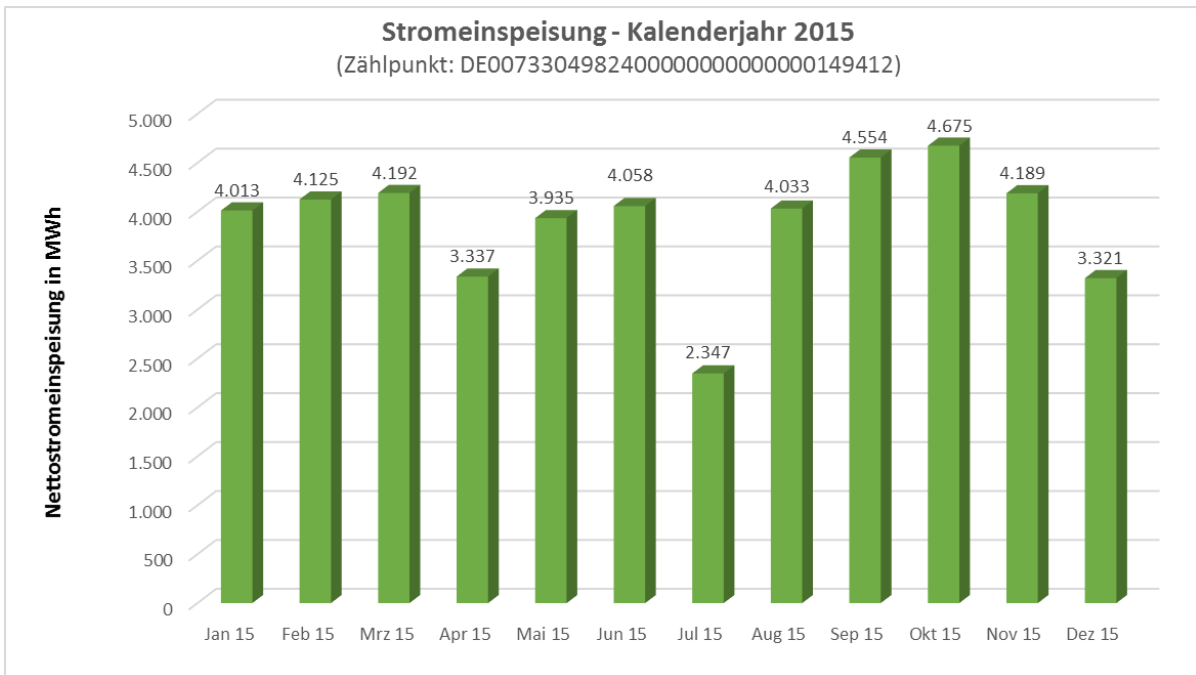


Abbildung 54 – Stromeinspeisung BEKW im Kalenderjahr 2015

Im Kalenderjahr 2015 wurden insgesamt 46.781 MWh Strom in das öffentliche 10 kV Netz eingespeist. Somit wurde das Jahresplansoll der Stromeinspeisung von 43.800 MWh erfüllt.

Abbildung 55 zeigt die tagesscharfe Stromeinspeisung des BEKW Bioenergiekraftwerks für den November 2015.

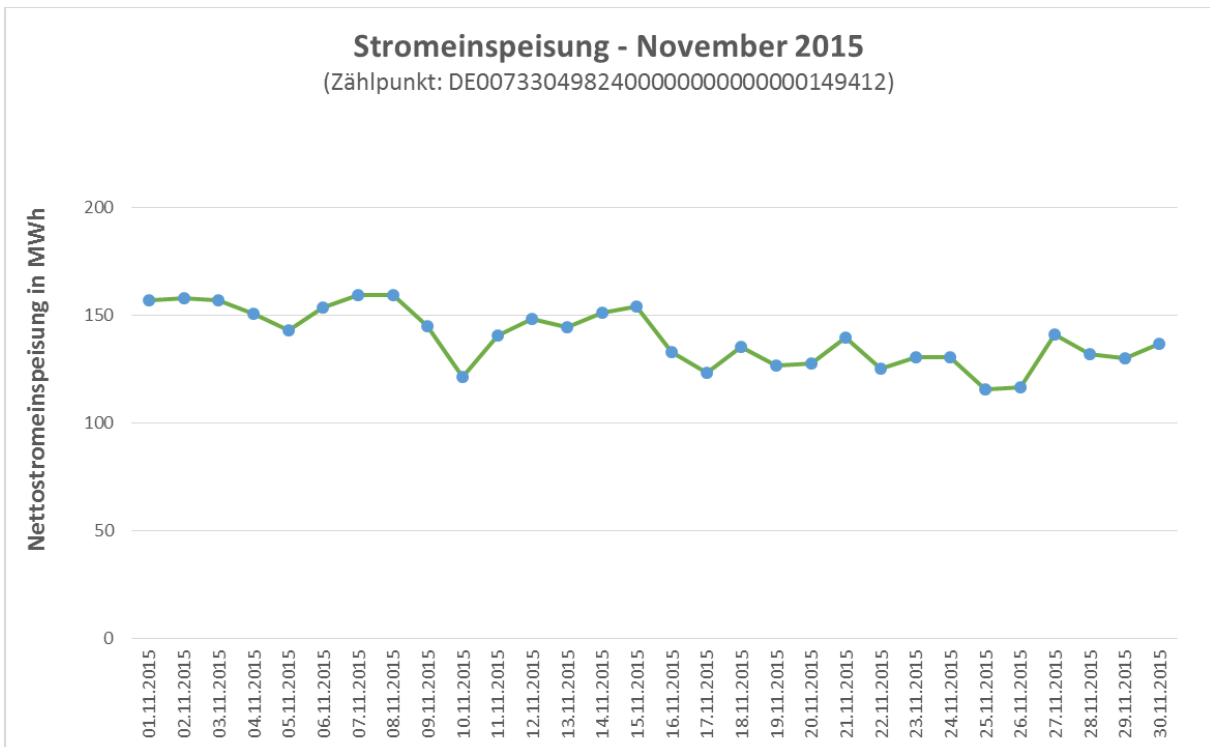


Abbildung 55 - Stromeinspeisung BEKW im November 2015

F) Prozessdampflieferung

Abbildung 56 zeigt die monatscharfe Prozessdampflieferung vom BEKW Bioenergiekraftwerk an die Emsland- Stärke GmbH.

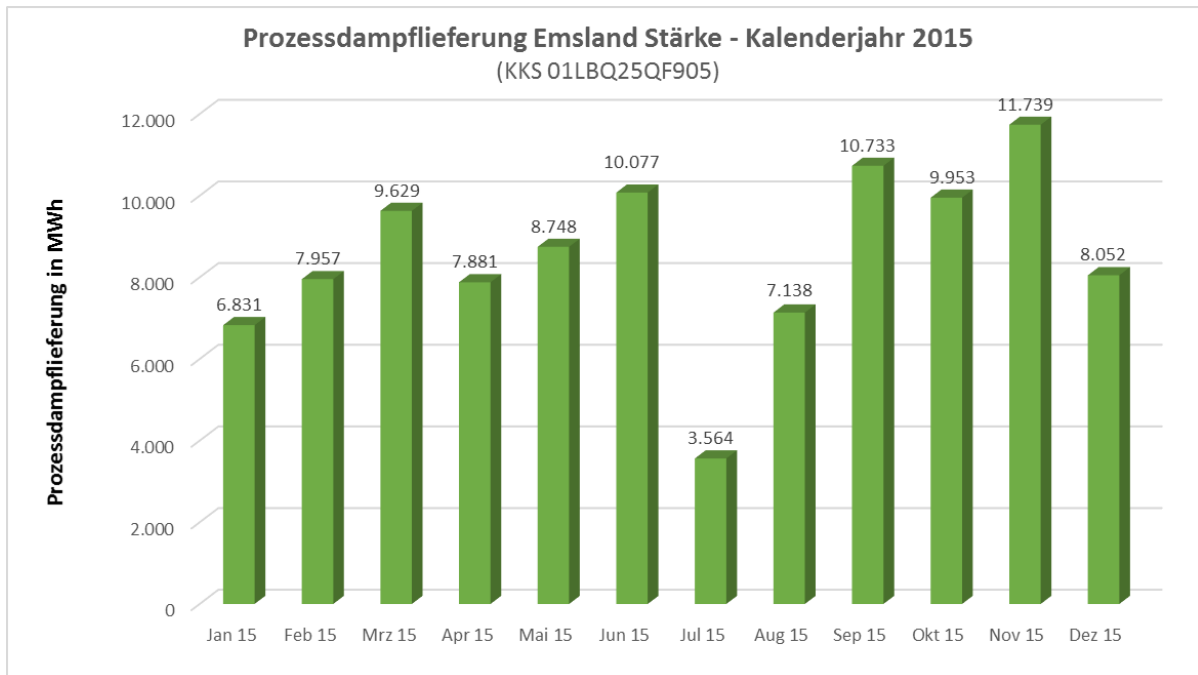


Abbildung 56 – Prozessdampflieferung BEKW im Kalenderjahr 2015

Im Kalenderjahr 2015 wurden insgesamt 102.300 MWh Prozessdampf an die Emsland- Stärke GmbH geliefert. Die Dampfparameter sind konstant bei einem Druck von 10,3 bar(ü) und einer Temperatur von 190°C am Übergabepunkt. Aufgrund der o.g. Dampfparameter entspricht die gelieferte Wärme eine Menge von ca. 145.000 Tonnen Prozessdampf.

Die Dampfliefermengen korrelieren mit den Verarbeitungszeiträumen der Emsland Stärke GmbH. Die Kampagne der Stärkekartoffeln liegt, abhängig von der Erntezeit, vorwiegend in den Monaten September bis Dezember. Im Dezember ist hierbei der Produktionsstillstand der Stärkeverarbeitung der Emsland Stärke GmbH von Weihnachten bis Neujahr zu berücksichtigen. Die hohen Dampfliefermengen im März und Juni sind durch Betriebsausfälle und Revisionen anderer Dampferzeugungsanlagen, die ebenfalls Prozessdampf für die Emsland Stärke GmbH erzeugen, begründet.

G) Nahwärmelieferung

Abbildung 57 zeigt die monatscharfe Nahwärmelieferung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk.

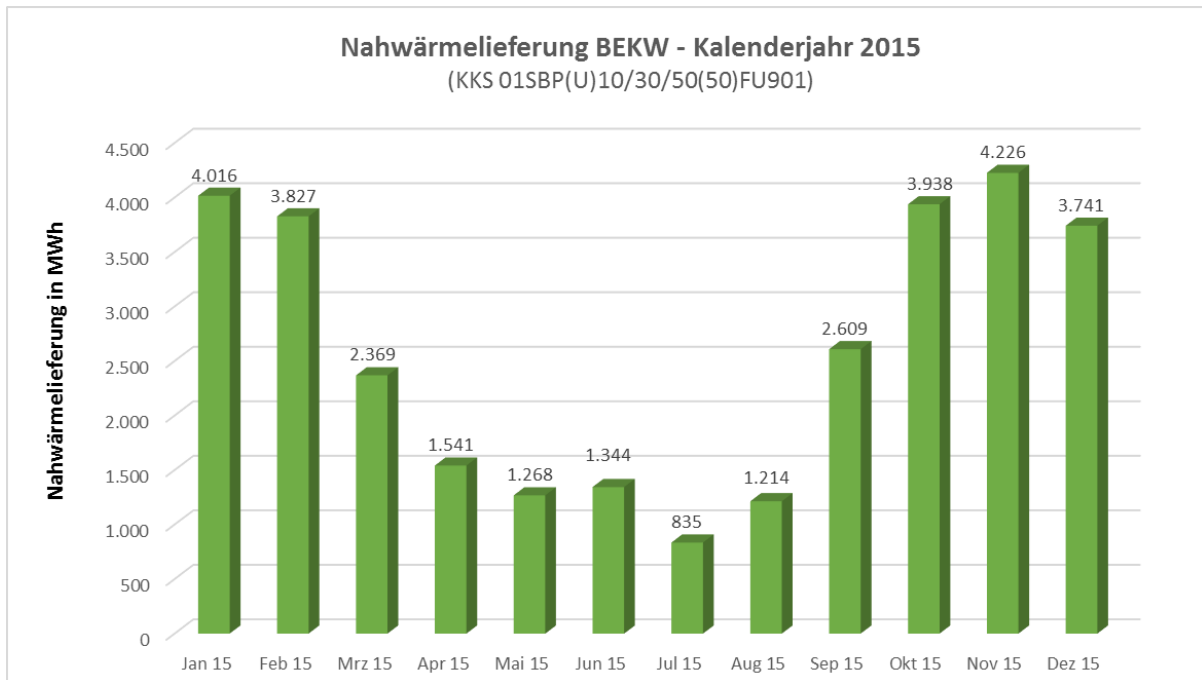


Abbildung 57 – Nahwärmelieferung BEKW im Kalenderjahr 2015

Im Kalenderjahr 2015 wurden insgesamt 30.923 MWh Heißwasserwärme in das Nahwärmenetz eingespeist. Der Einfluss der Jahreszeiten auf den Nahwärmebedarf ist im Jahresverlauf deutlich erkennbar.

Aufgrund des stetigen Ausbaus des Nahwärmenetzes steigt folglich auch der Nahwärmebedarf. Dies zeigt der in Abbildung 58 dargestellte Vergleich der ersten sechs Monate des Jahre 2015/ 2016 mit der Erhöhung der Nahwärmelieferung um mehr als 50 %.

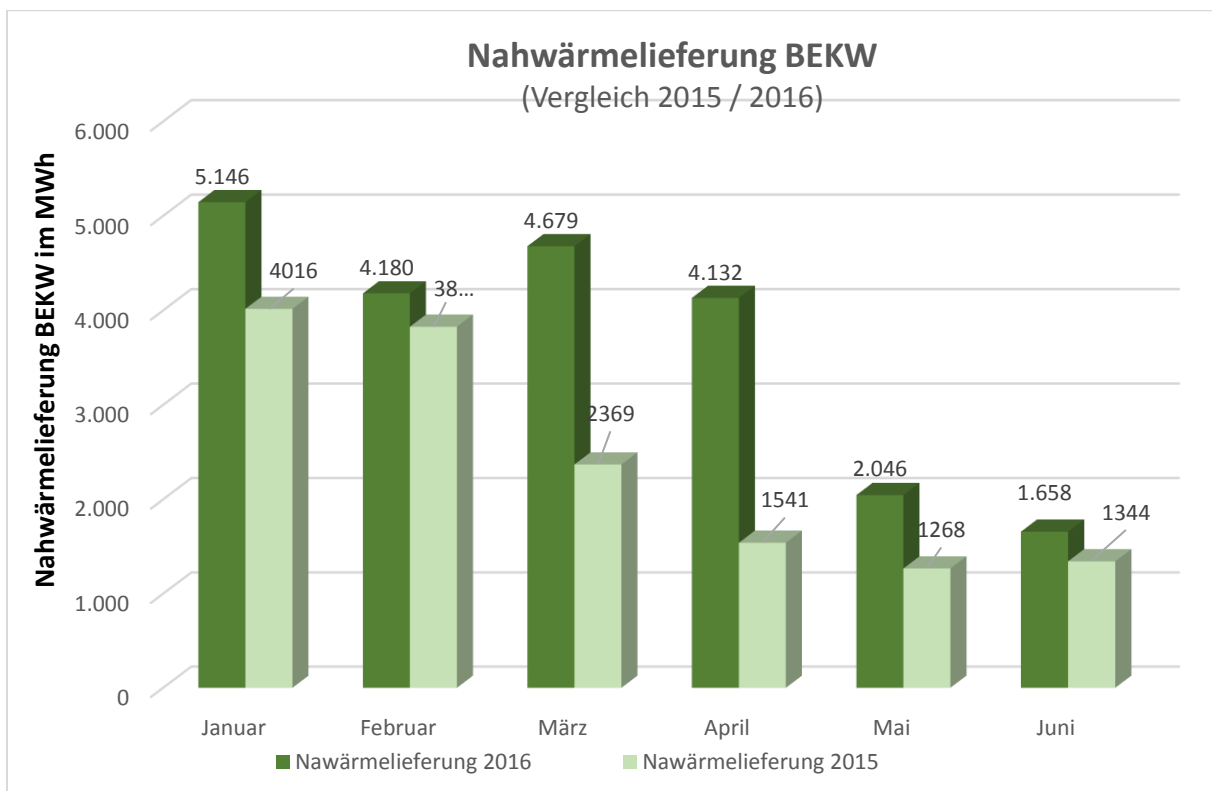


Abbildung 58 - Nahwärmelieferung BEKW im Vergleich 2015/ 2016

H) Eigenstrombedarf

Abbildung 59 zeigt den monatscharfen Eigenstrombedarf für den Kraftwerkseigenbedarf (Speisewasserpumpe, Frischluft- und Saugzuggebläse etc.) und den Bedarf der Nebenanlagen (z.B. Beleuchtung, Nahwärmepumpen etc.) des BEKW Bioenergiekraftwerks.

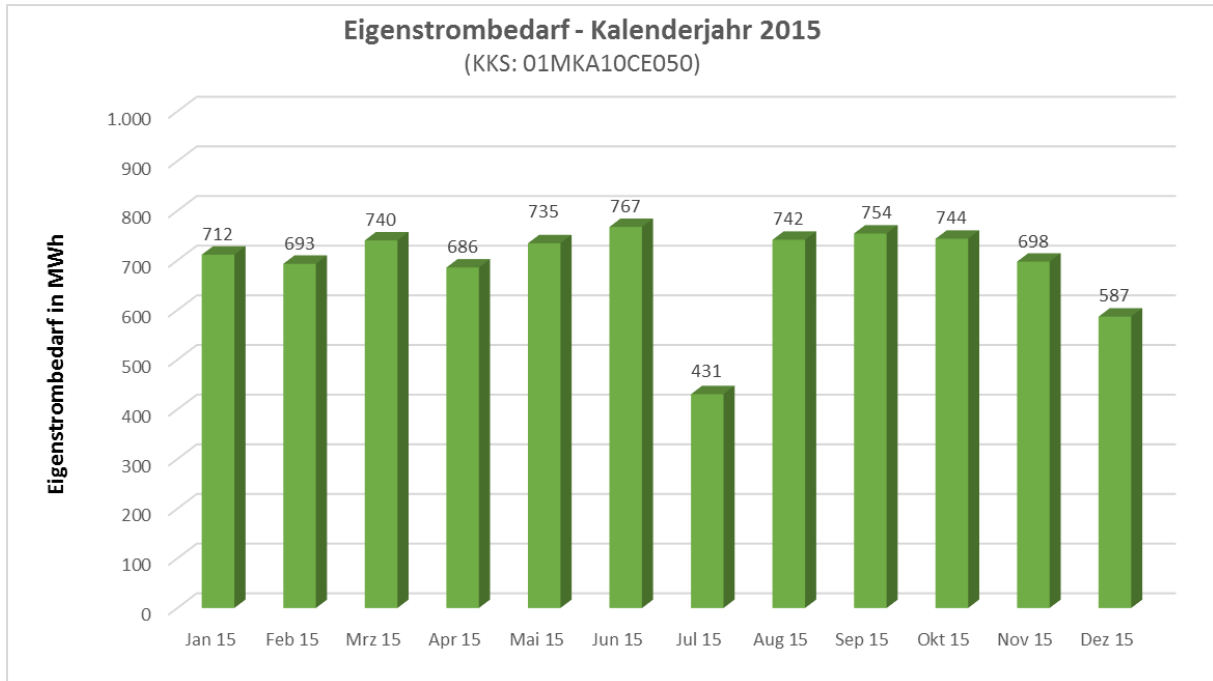


Abbildung 59 – Eigenstrombedarf BEKW im Kalenderjahr 2015

Der Eigenstrombedarf für den Kraftwerkseigenbedarf und den Bedarf der Nebenanlagen beträgt im Kalenderjahr 2015 insgesamt 8.287 MWh, umgerechnet 15 % der Bruttostromerzeugung.

3.2.5 Gesamtwirkungsgrad des Strohheizkraftwerkes

Das BEKW Bioenergiekraftwerk ist konsequent auf die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung ausgelegt.

Für diese in Kraft- Wärme- Kopplung betriebene Anlage ist dementsprechend der Gesamtwirkungsgrad maßgebend:

- **Gesamtwirkungsgrad, netto** = $\frac{\text{Stromeinspeisung} + \text{Prozessdampflieferung} + \text{Nahwärmelieferung}}{\text{Brennstoffwärme}}$

$$\eta_{\text{Gesamt,Netto}} = \frac{46.781 \text{ MWh} + 102.300 \text{ MWh} + 30.923 \text{ MWh}}{286.265 \text{ MWh}} = 63\%$$

Der Eigenstrombedarf des Kraftwerks und seiner für den Betrieb benötigten Nebengewerke sind hierbei bereits in Abzug gebracht.

Der Gesamtnettowirkungsgrad von 63 % ist der Durchschnittswert für 2015 und beinhaltet neben den An- und Abfahrvorgängen auch die energetisch ungünstigen Schwachlastphasen aufgrund geringerer Wärmeabnahmen, insbesondere in den Sommermonaten oder bei Stillständen des Prozessdampfabnehmers.

Dies zeigt sich deutlich beim Vergleich des Gesamtnettowirkungsgrades des Kalenderjahrs 2015 mit dem Gesamtnettowirkungsgrad für den Monat November 2015:

$$\eta_{\text{Gesamt,netto,November2015}} = \frac{4.189 \text{ MWh} + 11.739 \text{ MWh} + 4.226 \text{ MWh}}{26.452 \text{ MWh}} = 76\%$$

In diesem Monat lag der Gesamtnettowirkungsgrad bei 76 % und damit 13 %- Punkte über dem Jahresdurchschnitt.

Insbesondere durch den Ausbau des Nahwärmenetzes in 2016 (vgl. Abbildung 58) als auch in den folgenden Jahren wird der Nahwärmebedarf und ebenso der Gesamtnettowirkungsgrad der Anlage noch erheblich zunehmen, sodass zukünftig Monatsmittelwerte in den Wintermonaten im Bereich deutlich über 80 % zu erwarten sind.

Zur Steigerung des Gesamtnettowirkungsgrades erweist sich die in Kapitel 2.2.11 beschriebene Nutzung der Kondensationswärme des Dampfes als besonders vorteilhaft, da dadurch die im Frischdampf enthaltene Kondensationsenergie energetisch genutzt wird. Dies gilt sowohl für die Prozessdampf- als auch die Nahwärmelieferung.

3.2.6 Aschefractionen

A) Art und anfallende Mengen der Aschefractionen

Beim Betrieb des BEKW Bioenergiekraftwerks fallen die beiden folgenden Aschefractionen an:

- Rostasche (= Kesselasche)
- Flugasche (= Filterasche)

Die Mengenerfassung der anfallenden Rost- und Flugasche erfolgt über die Fahrzeugwaage auf dem Betriebsgelände des Strohheizkraftwerkes.

Die Zusammenstellung der angefallenen Rost- und Flugasche im Kalenderjahr 2015 weist folgende Mengen auf:

- Rostasche: 3064 Tonnen Trockenmasse (TM)
- Flugasche: 864 Tonnen Trockenmasse (TM)

B) Verwertung der Rostasche

Rostaschen aus pflanzlichen Stoffen sind in der Düngemittelverordnung (DüMV) als mineralischer Ausgangsstoff für Düngemittel, Bodenhilfsstoffe etc. in der Anlage 2, Tabelle 7 Nr. 7.3.16 in Verb. mit Nr. 7.1.2 (Pflanzliche Stoffe aus der Landwirtschaft) geregelt.

Nach düngemittelrechtlicher Einstufung durch die zuständige Landwirtschaftskammer Niedersachsen ist die anfallende Strohasche des BEKW Emlichheim u.a. als Ausgangsstoff (Hauptbestandteil) zur Mischung mit anderen Stoffen für die Herstellung von Düngemitteln zugelassen.

Durch Beimischung von gemahlenem Stroh, unter Einhaltung der Vorgaben von mindestens 10 Prozent organischer Substanz bezogen auf die Trockenmasse (TM), entsteht ein organisch- mineralischer Dünger nach Anlage 1 Abschnitt 3.2 der DüMV.

Die BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG ist Hersteller und Inverkehrbringer des Düngers.

Proben der Rostasche werden regelmäßig entnommen und durch ein dafür zugelassenes Labor analysiert. Unter Einhaltung der Anforderungen der DüMV und anhand der

Analysenergebnisse wird daraufhin die Deklaration des organisch- mineralischen PK- Düngers erstellt und bei Abgabe an die Abnehmer ausgehändigt, siehe Abbildung 60.

Kennzeichnung gem. DüMV

BEKW
Bioenergiekraftwerk Emsland

Organisch-mineralischer PK-Dünger (1,6 – 8,2)
unter Verwendung von pflanzlichen Stoffen
und Aschen aus pflanzlichen Stoffen

1,6 % Gesamtphosphat (P_2O_5)
8,2 % Gesamtkaliumoxid (K_2O)

Nettomasse:
_____ [Kilogramm]

Inverkehrbringer:
BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG
Neurostraße 5
49824 Emlichheim

Ausgangsstoffe:
Pflanzliche Stoffe aus der Landwirtschaft (Stroh) und
Aschen aus pflanzlichen Stoffen aus der Landwirtschaft (Strohaschen)

Nebenbestandteile:
14,5% Basisch wirksame Bestandteile (als CaO)
0,9% Magnesium (MgO)
0,6 % Schwefel (S)
1,0 % Natrium (Na_2O)
7,9 % organische Substanz

Weitere Angaben:
Kühl und trocken lagern.
Bei der Lagerung sind Austragungen der Nährstoffe zu vermeiden.
Alle Nährstoffe können in der Fruchtfolge zu 100% angerechnet werden.

Hinweis: Die Empfehlungen der amtlichen Beratung gehen vor.

Muster

Abbildung 60 - Deklaration Muster (Org.-min PK-Dünger)

C) Verwertung der Flugasche

Die Flugasche hat den Abfallschlüssel 100119 (Abfälle aus der Abgasbehandlung mit Ausnahme derjenigen, die unter 100105, 100107 und 100118 fallen).

Gemäß der Verordnung über das Europäische Abfallverzeichnis (Abfallverzeichnis-Verordnung - AVV) ist dieser Abfall nicht gefährlich im Sinne des § 41 des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes.

Die Verwertung erfolgt derzeit durch die Firma Eberhard Zimmermann GmbH & Co. KG aus Gütersloh im Verfahren R5 (Recycling und Rückgewinnung von anderen anorganischen Stoffen) als Bergversatzstoff.

3.3 Umweltbilanz

3.3.1 Jahresfrachten (Staub, NO_x, SO₂, CO, HCl, N₂O) - BEKW Bioenergiekraftwerk

Abbildung 61 zeigt die gemessenen Frachten für ein repräsentatives Jahr des Anlagenbetriebes.

Kalenderjahr 2015	Staub	NO _x	SO ₂	CO	N ₂ O	HCL
Fracht in Tonnen	0,32	82,31	12,02	2,99	0,03	4,49

Abbildung 61 – Jahresfrachten 2015 (Staub NO_x, SO₂, CO, HCl, N₂O)

Die gemessenen Frachten sind auf der Datenbank des Emissionsdaten- Auswerterechners hinterlegt und mittels des Programms UmweltOffice2005 ausgewertet worden.

3.3.2 Treibhausgasemissionen - BEKW Bioenergiekraftwerk

Die Treibhausgasemissionen (THG) ergeben sich aus der Gesamtheit der verschiedenen ausgestoßenen Treibhausgase. Zu den Treibhausgasen gehören neben Kohlenstoffdioxid (CO₂) auch Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O).

Um die verschiedenen Treibhausgase zusammenfassen zu können, werden sie hinsichtlich ihrer Klimaschädlichkeit mittels spezifischem Faktor in ein CO₂- Äquivalent umgerechnet:

- Kohlenstoffdioxid (CO₂) hat einen CO₂- Äquivalent- Faktor von 1
- Methan (CH₄) hat einen CO₂- Äquivalent- Faktor von 25
- Lachgas (N₂O) hat einen CO₂- Äquivalent- Faktor von 298

So ist beispielsweise Methan 25- mal so schädlich wie Kohlenstoffdioxid und 1 Kilogramm Methan entspricht deshalb 25 Kilogramm CO₂- Äquivalent.

Bei der Verbrennung von Biomasse wie bspw. Stroh wird nur so viel Kohlenstoff freigesetzt, wie die Pflanzen vorher durch die Photosynthese aufgenommen haben.

Die Verbrennung von Biomasse wird daher gemäß den Bilanzierungsregeln des Kyoto-Protokolls als CO₂-neutral bilanziert.

Die Emittierung von Methan (CH₄) kann aufgrund der im Feuerraum herrschenden Verbrennungstemperaturen im Kessel ausgeschlossen werden.

Die kontinuierlich gemessenen Emissionen von Lachgas (N₂O) ergeben eine Fracht von lediglich 0,03 Tonnen für ein repräsentatives Jahr des Anlagenbetriebes.

Somit ergeben sich zusammengefasst folgende Treibhausgasemission, dargestellt als CO₂ – Äquivalent für das BEKW Bioenergiekraftwerk:

- CO₂: Gesamtfracht: 0 Tonnen Faktor: 1 0 Tonnen CO₂- Äquivalent
- CH₄: Gesamtfracht: 0 Tonnen Faktor: 25 0 Tonnen CO₂- Äquivalent
- N₂O: Gesamtfracht: 0,03 Tonnen Faktor: 298 9 Tonnen CO₂- Äquivalent
- **Treibhausgasemission, Gesamt in 2015: 9 Tonnen CO₂- Äquivalent**

Bei der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung des BEKW Bioenergiekraftwerks sind in 2015 insgesamt Treibhausgasemission von umgerechnet 9 Tonnen CO₂- Äquivalent emittiert worden.

Bei einer gesamtökologischen Betrachtung der THG- oder Umweltbilanz zur Energieerzeugung aus der Strohfeuerungsanlage sind die Bilanzgrenzen auf den Transport von Stroh und den beiden Aschefractionen zu erweitern.

3.3.3 Substituierung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk

Durch die kombinierte Strom-, Dampf- und Heißwassererzeugung unter Einsatz nachwachsender Energieträger wird durch das BEKW Bioenergiekraftwerk Folgende Substitution fossiler Energieträger erzielt:

- Die Stromeinspeisung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk substituiert bestehende Steinkohlekraftwerke.
- Die Prozessdampflieferung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk substituiert bestehende, erdgasbefeuerte Industriekesselanlagen.
- Die Nahwärmelieferung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk substituiert zu 70 % bestehende und mit Erdgas betriebene sowie zu 30 % bestehende und mit Heizöl EL betriebene Kleinfeuerungsanlagen.

3.3.4 Umweltentlastung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk

Die Grundlage für die Ermittlung der Umweltentlastung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk bilden die in vorherigen Kapiteln aufgezeigten Emissionen sowie die Jahresmengen 2015 der Stromeinspeisung sowie der Prozessdampf- und Nahwärmelieferung. Die Emissionsdaten der fossil befeuerten Kraftwerke, Industrie- und Kleinfeuerungsanlagen wurden durch das Umweltbundesamt bereitgestellt.

Die ausführlichen Berechnungen sind diesem Bericht als Anlage beigefügt.

Anlage 5 – Berechnungen Umweltentlastung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk

Abbildung 62 zeigt die wesentlichen Ergebnisse der o.g. Berechnungen.

	NOx (ber. als NO ₂)	CO	Staub	SO₂	CO₂ (ber. als CO ₂ - Äquivalent)
	(Tonnen/Jahr)	(Tonnen/Jahr)	(Tonnen/Jahr)	(Tonnen/Jahr)	(Tonnen/Jahr)
Emissionen aus der konventionellen Energiebereitstellung	48,7	8,3	1,6	32,8	68.401
Emissionen aus dem Bioenergiekraftwerk	82,3	3,0	0,3	12,0	9
Umweltentlastung	-33,6	5,3	1,3	20,8	68.392

Abbildung 62 - Umweltentlastung durch das BEKW Bioenergiekraftwerk im Kalenderjahr 2015

Wie der obigen Abbildung zu entnehmen ist, konnte durch den Betrieb des Strohkraftwerkes in 2015 insgesamt eine erhebliche Umweltentlastung erzielt werden.

Bei einer Einzelbetrachtung der Schadstoffe zeigen sich Entlastungen durch den Betrieb des Strohheizkraftwerkes hinsichtlich der CO, Staub und SO₂ Emissionen, jedoch eine Zunahme der NOx Emissionen.

Die signifikanteste Umweltentlastung ist jedoch die erreichte CO₂- Einsparung von mehr als 68.000 Tonnen. Durch den Betrieb des BEKW Bioenergiekraftwerkes werden somit Treibhausgasemissionen in einem erheblichen Umfang vermieden.

3.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Abbildung 63 zeigt die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des BEKW Bioenergiekraftwerks von 2015 bis einschließlich 2020 zum Planungszeitpunkt Dezember 2015.

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland						
Wirtschaftliche Betrachtung bei jährlicher Stromeinspeisung von 43.800 MWh und Vergütung nach EEG 2012						
Kalenderjahr	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	3	4	5	6	7	8
1 Ertragsprognose						
I. Stromerträge:						
2a Stromerträge, EEG	8.483.420 €	8.412.860 €	8.412.860 €	8.412.860 €	8.412.860 €	8.412.860 €
2b Stromerlöse, Direktvermarktung (Mehrerlös)	53.820 €	52.440 €	52.440 €	52.440 €	52.440 €	52.440 €
2 Σ Stromerträge:	8.537.240 €	8.465.300 €	8.465.300 €	8.465.300 €	8.465.300 €	8.465.300 €
II. Erträge Dampferzeugung:						
3 Σ Dampferzeugung:	3.577.500 €	3.611.050 €	3.625.671 €	3.641.384 €	3.658.212 €	3.676.176 €
III. Erträge Nahwärmeversorgung (Bauabschnitt I und II)						
4 Σ Nahwärmeversorgung:	534.212 €	794.067 €	856.585 €	920.889 €	967.029 €	1.012.553 €
IV. Sonstige Erträge:						
5 Σ Sonstige Erträge:	2.749.625 €	2.760.650 €	2.770.428 €	2.784.963 €	2.797.425 €	2.809.627 €
6 Σ Erträge	15.398.577 €	15.631.067 €	15.717.984 €	15.812.537 €	15.907.967 €	15.963.657 €
7 Prognose der Aufwendungen						
I. Rohstoffaufwendungen:						
8 Σ Rohstoffaufwendungen	5.200.000 €	4.960.000 €	5.059.200 €	5.160.384 €	5.263.592 €	5.368.864 €
II. Hilfs- und Betriebsstoffe:						
9 Σ Hilfs- und Betriebsstoffe BHKW	116.555 €	119.398 €	122.315 €	125.305 €	128.371 €	131.516 €
III. Personal- und Verwaltungsaufwand:						
10 Personalkosten BHKW-Betrieb:	636.540 €	655.636 €	675.305 €	695.564 €	716.431 €	737.924 €
11 Personalkosten Personalgestaltung	407.974 €	407.974 €	407.974 €	407.974 €	407.974 €	407.974 €
12 Allgemeine Verwaltung, BGA:	63.654 €	65.564 €	67.531 €	69.556 €	71.643 €	73.792 €
13 Haftungs- / Geschäftsführungsvergütung, Steuer- und Rechtsberatung:	156.060 €	159.181 €	162.365 €	165.612 €	168.924 €	172.303 €
14 Versicherung:	208.080 €	212.242 €	216.496 €	220.816 €	225.232 €	229.737 €
15 Σ Personal- und Verwaltungsaufwand:	1.472.308 €	1.500.596 €	1.529.661 €	1.559.523 €	1.590.205 €	1.621.730 €
IV. Sonstige betriebliche Aufwendungen:						
16 Labor / Analyse (Düngemittel - Asche) und Abfallentsorgung Entsorgungskos	77.446 €	79.769 €	82.162 €	84.627 €	87.166 €	89.781 €
17 Aufwendungen Leikessel Cloppenburg, (Gas TÜV Vers. Personal sonstiges)	2.207.641 €	2.207.641 €	2.207.641 €	2.207.641 €	2.207.641 €	2.207.641 €
18 Sonderausgaben Einkauf 2014 / Sonstige Aufwendungen / Reserve	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €	125.000 €
19 Σ Sonstige betriebliche Aufwendungen:	2.410.087 €	2.412.410 €	2.414.803 €	2.417.268 €	2.419.807 €	2.422.422 €
V. Wartung, Instandhaltung, Wiederkehrende Prüfung, Revision						
20 Wartung, Instandhaltung, Wiederkehrende Prüfung	209.314 €	241.072 €	218.519 €	297.269 €	403.464 €	266.886 €
21 Jährliche Revision	91.870 €	119.792 €	96.424 €	98.737 €	156.298 €	103.538 €
22 Σ Wartung und Instandhaltung:	301.184 €	360.864 €	314.942 €	396.006 €	559.762 €	370.424 €
VI. Zinsen, Bank- und Bürgschaftsgebühren						
23 Zinsen - Bankdarlehen incl. Bürgschaftsgebühr Disagio u. Bankgebühren	1.429.889 €	1.284.421 €	1.115.932 €	946.818 €	775.233 €	621.552 €
26 Zinsen sonstige Darlehen	146.250 €	135.000 €	135.000 €	135.000 €	135.000 €	135.000 €
27 Σ Zinsen:	1.605.298 €	1.419.421 €	1.250.932 €	1.081.818 €	910.233 €	756.552 €
28 Abschreibungen	2.439.999 €	4.791.418 €	4.802.964 €	4.808.210 €	4.436.424 €	4.041.602 €
29 Σ Aufwendungen	13.545.431 €	15.564.108 €	15.494.817 €	15.548.513 €	15.308.394 €	14.713.109 €
30 Aufwendungen inkl. Gew.:	13.588.003 €	15.608.065 €	15.552.035 €	15.605.461 €	15.399.567 €	14.876.099 €
31 Ergebnis vor Gewerbesteuer:	1.853.147 €	66.959 €	223.167 €	264.024 €	599.573 €	1.250.548 €
32 Gewerbesteuer	42.572 €	43.957 €	57.218 €	56.948 €	91.174 €	162.989 €
33 Ergebnis nach Gewerbesteuer	1.810.574 €	23.002 €	165.949 €	207.075 €	508.400 €	1.087.558 €
Liquiditätsprognose						
33 Gewinn oder Verlust	1.810.574 €	23.002 €	165.949 €	207.075 €	508.400 €	1.087.558 €
35 + Abschreibungen	2.439.999 €	4.791.418 €	4.802.964 €	4.808.210 €	4.436.424 €	4.041.602 €
36 + zzgl. Disagio (anteilig)	14.159 €	10.421 €	6.682 €	2.943 €	152 €	0 €
38 + Investitionszuschüsse zum Anlagevermögen	1.728.379 €	500.000 €				
43 - Tilgung Darlehen von Dritte	0 €	500.000 €	0 €	0 €	0 €	0 €
44 - Tilgungen	4.097.044 €	3.597.044 €	3.597.044 €	3.847.044 €	3.574.790 €	3.272.044 €
45 - laufende Investitionen	2.250.000 €	250.000 €	150.000 €	150.000 €	150.000 €	100.000 €
46 Liquidität je Jahr	1.102.468 €	977.797 €	1.453.551 €	1.246.185 €	1.220.185 €	1.757.117 €
48 + Restwert Nahwärmenetz und Kraftwerk						
49 Summe						
50 Darlehensstände Bank zum 31.12.	31.995.260 €	28.398.216 €	24.801.172 €	20.954.128 €	17.379.338 €	14.107.294 €
51 Darlehensstände von Dritten 31.12.	6.500.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €	6.000.000 €

Abbildung 63 – Wirtschaftlichkeitsbetrachtung BEKW Bioenergiekraftwerk (2015 bis 2020)

In Zeile 33 „Gewinn oder Verlust“ sind die Betriebsergebnisse nach Abzug der Gewerbesteuer für die Kalenderjahre 2015 bis 2020 angegeben. Hieraus wird der wirtschaftlich sinnvolle Betrieb des Strohheizkraftwerkes ersichtlich.

3.5 Technischer Vergleich zu konventionellen Verfahren

Basis eines Strohheizkraftwerkes zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung bildet bewährte Kraftwerkstechnik. So ist der grundsätzliche Aufbau mit den Bereichen Dampferzeuger sowie den Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung mit dem eines konventionellen Kraftwerkes identisch.

Die in Kapitel 2.2 beschriebene Technik zeigt jedoch auch die zahlreichen Besonderheiten und Modifikationen bei dem Einsatz von Stroh als Brennstoff. Hier sind bei der Brennstoffzuführung beispielsweise Schnurschneider und Ballenauflöser sowie beim Dampferzeuger das Vibrationsrost und die Ausführung der Überhitzer zu nennen. Auch die MSR- Technik muss speziell an die Anforderungen angepasst werden.

Die in Kapitel 3.2.4 aufgezeigten Jahresbetriebsstunden und Verfügbarkeiten belegen, dass mit dem Strohheizkraftwerk dauerhaft und zudem sehr zuverlässig Strom, Prozessdampf und Heißwasserwärme in Kraft- Wärme- Kopplung erzeugt werden kann.

Aufgrund der für die in dieser Kraftwerksgröße hohen Frischdampfparameter von 112 bar(ü) und 522 °C würde bei Auslegung des Dampfkraftprozesses auf Kondensationsbetrieb ein rein elektrischer Wirkungsgrad von 34 % erzielt. Bei Nutzung der Kraft- Wärme- Kopplung lässt sich der Gesamtwirkungsgrad jedoch noch erheblich steigern, siehe Kapitel 3.2.5. Somit sind insbesondere Standorte im ländlichen Bereich mit großem Wärmebedarf prädestiniert für Strohheizkraftwerke.

Im Vergleich zur konventionellen Energieerzeugung durch die Nutzung fossiler Brennstoffe können durch den Betrieb des Strohheizkraftwerkes jährliche CO₂- Einsparungen von bis zu 100.000 Tonnen erreicht werden. Durch diese Vermeidung von Treibhausgasemissionen wird somit eine erhebliche Umweltentlastung erzielt.

4. Übertragbarkeit

4.1 Erfahrungen aus der Praxiseinführung

Die Vorhabenumsetzung hat bewiesen, dass es in Deutschland möglich ist, Stroh in großem Maße energetisch nutzbar zu machen.

Durch die speziellen Eigenschaften des Brennstoffs Stroh haben sich bei der Vorhabenumsetzung und insbesondere zu Beginn der Inbetriebnahme zahlreiche Anpassungen und Modifikationen des Strohheizkraftwerks als unumgänglich erwiesen, siehe Kapitel 2.2

Nach deren erfolgreicher Umsetzung gelingt es seither im BEKW Bioenergiekraftwerk mit einer hohen Gesamtverfügbarkeit und einem hohen Wirkungsgrad Strom und Wärme zu erzeugen.

Das begleitende Messprogramm hat gezeigt, dass durch die eingesetzte Technik eine, von der Beschaffenheit des Strohs und dem Lastzustand des Kessels unabhängige, emissionsarme Fahrweise gewährleistet wird.

Die Grenzwerte der TA Luft 2002 werden deutlich unterschritten.

Die Zielwerte des begleitenden Messprogramms wurden nach Modifikationen an der Anlage eingehalten. Lediglich beim Tagesmittelwert für NO_x kam es noch zu Überschreitungen, auch bei Ausschöpfung aller primärseitiger Maßnahmen.

4.2 Modellcharakter

Stroh bietet im Bereich der Reststoffe und Nebenprodukte innerhalb der Biomasse die größte, bislang jedoch weitgehend unerschlossene Energiequelle Deutschlands.

Mit einer Feuerungswärmeleistung von 49,8 MW wird im BEKW Bioenergiekraftwerk erstmals in Deutschland in einem großtechnischen Umfang Stroh auf Basis konventioneller Dampfkraftprozesse zur Bereitstellung von Strom und Wärmeenergie genutzt.

Das deutschlandweit zur Verfügung stehende Potential an Stroh würde die Errichtung einer Vielzahl (>100 Kraftwerke) von weiteren Strohheizkraftwerken in der Größenordnung des BEKW Bioenergiekraftwerk ermöglichen.

Während die in Kraft- Wärme- Kopplung erzeugte elektrische Energie ins öffentliche Netz eingespeist wird, dient die entstehende Wärme als hochwertiger Prozessdampf zur Versorgung der energieintensiven Produktionsprozesse der Emsland- Stärke GmbH sowie als Heißwasserwärme zur Einspeisung in ein Nahwärmenetz.

Die eingesetzte Technik hat den Nachweis der zuverlässigen, effizienten und emissionsarmen Energieerzeugung erbracht.

Das Vorhandensein von geeigneten Wärmeabnehmern um eine ausreichende Wärmesenke für die Stromerzeugung in Kraft- Wärme- Kopplung ist ebenfalls gegeben. Hier sind als Beispiel die weiteren Standorte der Emsland Stärke GmbH in Cloppenburg und Kyritz zu nennen.

Eine Errichtung weiterer Strohheizkraftwerke in Deutschland ist daher sowohl aus logistischer als auch aus technischer Sicht darstellbar.

Im Rahmen der Novellierung auf die Fassung EEG 2014 wurde die Vergütungserhöhung aufgrund der Nutzung von Stroh als Energieträger der Einsatzstoffvergütungsklasse II

entsprechend Nr. 21 der Anlage 3 zur Biomasseverordnung ersatzlos gestrichen. Somit ist die wirtschaftliche Grundlage für die energetische Nutzung von Stroh nach den derzeitigen Bestimmungen in Deutschland nicht gegeben.

Die Auswirkungen der augenblicklichen Novellierung des EEG, insbesondere im Hinblick auf die bevorstehenden Ausschreibungen, sind derzeit noch nicht abzusehen.

Es besteht eine große Nachfrage aus dem Ausland (z.B. Brasilien, Chile, China, Kroatien, Serbien). Grund hierfür ist neben dem weltweit guten Ruf des Industriestandorts Deutschlands die bei anderen Biomassekraftwerken bisher unerreichte Verfügbarkeit von 98 % im Jahresdurchschnitt. Die mögliche Umsetzung dieser Projekte stellt daher eine Chance für den deutschen Export dar.

5. Zusammenfassung/ Summary

A) Zusammenfassung

Die Betriebsjahre 2014/ 2015 und das laufende Jahr 2016 des BEKW Bioenergiekraftwerk Emslands haben gezeigt, dass der Reststoff Stroh in einem großtechnischen Umfang energetisch genutzt werden kann.

Die während der Inbetriebnahme aufgetretenen Anlaufschwierigkeiten wurden durch die durchgeführten Optimierungen behoben und haben im Ergebnis zu einer sehr zuverlässigen Technik und damit einer hohen Verfügbarkeit geführt.

Der Wärmeabsatz konnte in den letzten drei Jahren erheblich gesteigert werden und das Nahwärmenetz befindet sich auch weiterhin im Ausbau.

Zielwerte des begleitenden Messprogramms konnten, mit der Ausnahme von Stickoxiden, eingehalten werden.

Durch den Betrieb des Strohkraftwerkes wird im Vergleich zur vorherigen fossilen Energieerzeugung eine erhebliche Umweltentlastung erzielt. Hierbei ist insbesondere die nur in 2015 erreichte CO₂-Einsparung von mehr als 68.000 Tonnen zu nennen. Hingegen kam es zugleich zu Mehremissionen von Stickoxiden in Höhe von ca. 34 Tonnen.

B) Summary

The operational years 2014/ 2015 and the present year 2016 of the BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland have shown that it is possible to use the residual material straw as an energy source in a large scale.

Start-up problems during the commissioning phase have been eliminated through optimizations which lead as a result to a very reliable technique with a high availability.

The heat sales could be increased during the last three years significantly and the district heating grid is still under expansion.

Set values of the "BMU Umweltinnovationsprogramm" could be fulfilled, with the exception of NO_x.

By the operation of the straw fired power plant a massive environmental relief could be achieved, compared to the former, fossil based energy production. With this respect especially the savings of more than 68.000 Tons CO₂ only in 2015 has to be mentioned. On the contrary, nitrous oxide emissions rose by 34 tons.

Anlage

1

**BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland
GmbH & Co. KG**
Neurostraße 5
49824 Emlichheim

Matthias Pieper
Telefon: 05943 98559-262
Fax: 05943 98559-20
E-Mail: m.pieper@bekw.de
Internet: www.bekw.de

Datum: 29.02.2016

Selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) als Sekundärmaßnahme zur NO_x- Reduzierung

Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangssituation	2
Primärmaßnahmen	2
Gesetzliche Grundlagen und Auswirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012	3
2. Stand der Technik	4
Selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) von NO _x als Sekundärmaßnahme	4
Einsatz des SNCR Verfahrens in vergleichbaren Strohheizkraftwerken	4
3. Umsetzung des SNCR Verfahrens beim BEKW	5
Temperaturbereich SNCR Verfahren	6
Ammoniak- Schlupf	6
Lachgasemissionen	7
4. Zusammenfassung und Fazit	8

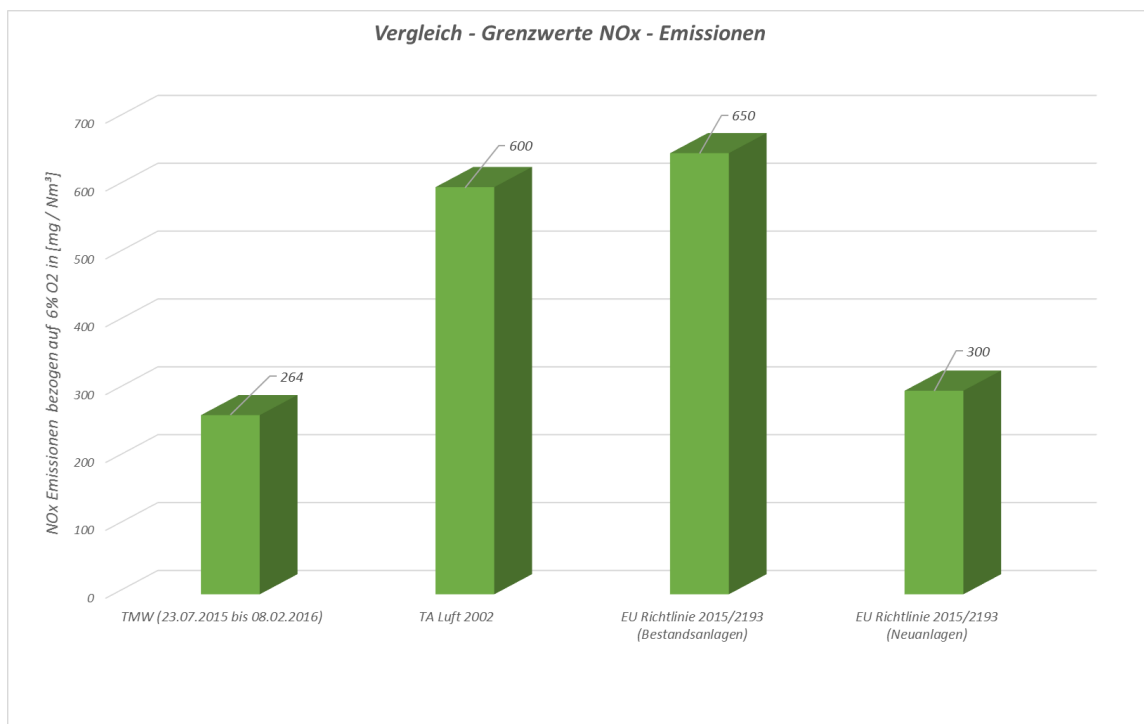
1. Ausgangssituation

Primärmaßnahmen

Durch gezielte Primärmaßnahmen, wie beispielsweise der Optimierung der Verteilung der Verbrennungsluft im Rahmen der Revision im Juli 2015, konnten die Stickoxid (NO_x) Emissionen deutlich reduziert werden. Für den Zeitraum vom 23.07.2015 bis 08.02.2016, also nach Umsetzung der o.g. Maßnahme, lagen die NO_x Emissionen bei 264 mg / Nm³ bezogen auf 6 % O₂.

Dies entspricht ca. 45 % des einzuhaltenden gesetzlichen Grenzwerts nach TA Luft 2002 sowie den Genehmigungsaufgaben (600 mg / Nm³ entsprechend bezogen auf 6 % O₂).

Die innerhalb der EU ab dem 01. Januar 2015 geltenden Grenzwerte für Bestandsanlagen (650 mg / Nm³ bezogen auf 6 % O₂) als auch für Neuanlagen (300 mg / Nm³ bezogen auf 6 % O₂) werden ebenfalls unterschritten. Diese Grenzwerte sind in der EU Richtlinie 2015/2193 des Europäischen Parlaments zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft festgelegt worden.



Nach Einschätzung aller Beteiligten des Fachgesprächs vom 17. Februar beim Umweltbundesamt in Dessau-Roßlau sind durch weitere Primärmaßnahmen nur noch marginale Reduzierungen der NO_x Emissionen zu erzielen. So sind sowohl Anlagenbauer, Anlagenbetreiber, wissenschaftliche Begleitung als auch das Umweltbundesamt, dieses unter anderem vertreten durch die zuständigen Fachleute der Fachgebiete I 2.3 und III 2.1, der Auffassung, dass der im BMU Umweltinnovationsmessprogramm genannte Zielwert von 200 mg / Nm³ bezogen auf 6 % O₂ durch alleinige Primärmaßnahmen nicht zu erreichen ist.

Für die Einhaltung dieses Zielwerts wurden deshalb im Fachgespräch die möglichen Sekundärmaßnahmen diskutiert.

Ergebnis und Aufgabenstellung dieser Diskussion ist die Überprüfung des nachträglichen Einbaus einer SNCR Anlage im Hinblick auf die Einhaltung der Zielwerte sowie möglicher Nebenwirkungen.

Gesetzliche Grundlagen und Auswirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012

Im Projektverlauf haben sich die Rahmenbedingungen für den Betrieb des BEKW im Zuge der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) stark verändert. Mit dem 27. Juli 2013 als Datum der ersten Stromeinspeisung fällt das BEKW unter die Bestimmungen des EEG 2012.

In § 27 dieses Gesetzes ist die Vergütung des eingespeisten Stroms festgelegt. Insbesondere die Reduzierung der Vergütung von 0,18 €/kWh auf 0,06 €/kWh für eine Bemessungsleistung oberhalb 5 MW führt zu einer entsprechend angepassten Fahrweise des BEKW.

So liegt das Jahresplansoll der Stromeinspeisung etwas oberhalb von 43.800 MWh (5 MW x 8760 Stunden). Mit Gestehungskosten von mehr als 0,06 €/kWh sind überdies hinaus eingespeiste Strommengen unwirtschaftlich.

Die maximale Einspeiseleistung des BEKW beträgt 10,6 MW. Dementsprechend ist eine jährliche Stromeinspeisung von 92.856 MWh (10,6 MW x 8760 Stunden) möglich.

Das BEKW wurde im Betrachtungszeitraum vom 24.10.2014 bis zum 31.12.2015 im Teillastbereich mit einer durchschnittlichen Feuerungswärmeleistung von 34 MW betrieben.

Dies entspricht 68 % der Volllast von 49,8 MW.

2. Stand der Technik

Selektive nichtkatalytische Reduktion (SNCR) von NO_x als Sekundärmaßnahme

Bei der selektiven nichtkatalytischen Reduktion (SNCR) von NO_x werden Reduktionsmittel in wässriger Lösung (Ammoniakwasser, Harnstoff) oder gasförmig (Ammoniak) in die heißen Rauchgase eingedüst.

Eine detaillierte Verfahrensbeschreibung ist diesem Dokument als Anlage beigefügt:

- Anlage 1 „Das SNCR-Verfahren –Verfahrenstechnische Grundlagen“
(Fa. Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH)

Dieses Dokument kann auch unter folgender Internetadresse heruntergeladen werden:

http://www.ms-umwelt.de/downloads/Das_SNCR-Verfahren_-_Verfahrenstechnische_Grundlagen.pdf

Einsatz des SNCR Verfahrens in vergleichbaren Strohheizkraftwerken

Das SNCR Verfahren wird bei der Reduzierung der NO_x Emissionen in Strohheizkraftwerken mit Vibrationsrost und einem grundsätzlich vergleichbarem Aufbau mit dem des BEKW eingesetzt.

Die beiden, ebenfalls durch den dänischen Kesselbauer Burmeister & Wain Energy A/S geplanten, Kraftwerke:

- Sleaford, England, 4-Brennstofflinien, Feuerungswärmeleistung 115 MW
- Brigg, England, 4- Brennstofflinien, Feuerungswärmeleistung 117 MW

setzen diese Technik erstmalig bei Strohheizkraftwerken ein.

Bei beiden Kraftwerken wird Ammoniakwasser in mehreren Ebenen in den Feuerraum des Kessels eingedüst.

Zur generellen Vergleichbarkeit müssen die Feuerungswärmeleistungen in Relation gesetzt werden.

Die o.g. Kraftwerke werden dauerhaft unter Vollast (100 %), das BEKW hingegen nur unter Teillast (68 % im Betrachtungszeitraum) betrieben.

Dies berücksichtigt, beträgt das Verhältnis der durchschnittlichen Feuerungswärmeleistung im Betrieb von 34 MW beim BEKW zu 115 MW bzw. 117 MW bei den o.g. Kraftwerken ca. 30 %.

Das BEKW wird also lediglich mit einem Drittel der Leistung der o.g. Kraftwerke betrieben.

Aufgrund dessen ist die Feuerraumtemperatur beim BEKW deutlich geringer. Dies hat einen signifikanten, in Kapitel 3 erläuterten, Einfluss auf die Anwendbarkeit des SNCR Verfahrens.

3. Umsetzung des SNCR Verfahrens beim BEKW

Bei der Überprüfung der Umsetzbarkeit eines nachträglichen Einbaus einer SNCR Anlage sind im Hinblick auf die Emissionen folgende Aspekte von besonderer Relevanz:

- Temperaturbereich SNCR Verfahren
- Ammoniak- Schlupf
- Lachgasemissionen

Die nicht direkt die Emissionen beeinflussenden technischen und wirtschaftlichen Aspekte werden im Folgenden kurz aufgezählt, jedoch an dieser Stelle nicht weiter vertieft.

Technische Aspekte:

- Verringerung des Gesamtwirkungsgrades aufgrund der Eindüsung des wässrigen Reduktionsmittels
- Anbackungen und Verstopfungen und ein dadurch bedingt insgesamt schlechterer Betrieb sowie erhöhte Ausfallzeiten der Rauchgasreinigungsanlage aufgrund der Eindüsung des wässrigen Reduktionsmittels
- Korrosionsprobleme im Feuerraum und an den Wärmetauschern im Rauchgasweg durch Bildung von Ammoniaksalzen aufgrund der Eindüsung des wässrigen Reduktionsmittels

Wirtschaftliche Aspekte:

- Betriebsausfallkosten durch den Einbau der SNCR Anlage
- Investitionskosten der SNCR Anlage
- Kosten der mechanischen Nachrüstung sowie der Prozessanbindung
- Betriebskosten der SNCR Anlage
- Zusätzliche Personalkosten für den Betrieb der SNCR Anlage
- Erhöhte Brennstoffeinsatzkosten aufgrund des geringeren Gesamtwirkungsgrades

Temperaturbereich SNCR Verfahren

Entsprechend Anlage 1 liegt der Temperaturbereich, in dem eine spürbare NO_x-Reduktion erzielt wird, zwischen 900 und 1100 °C.

Zur schnellen und präzisen Temperaturmessung im Feuerraum werden drei Infrarot(IR)-Strahlungspyrometer eingesetzt (KKS: 01HBK10CT901).

Die Temperaturmessung unterhalb der Kesseldecke erfolgt durch ein Temperatursensor mit schützendem Keramiküberzug im Rauchgasweg (KKS: 01HBK10CT001).

Die stundengenaue Auswertung der Temperaturen ergibt für den Betrachtungszeitraum vom 24.10.2014 bis zum 31.12.2015 folgende Verteilung:

	Temperatur im Feuerraum (KKS: 01HBK10CT901)	Temperatur unterhalb Kesseldecke Feuerraum (KKS: 01HBK10CT001)
Temperaturbereich bis 700°C	7,2%	24,7%
Temperaturbereich 700°C – 800°C	16,4%	62,7%
Temperaturbereich 800°C – 900°C	44,8%	12,4%
Temperaturbereich 900°C – 1000°C	30,2%	0,2%
Temperaturbereich 1000°C -1100°C	1,4%	0,0%
Temperaturfenster SNCR (900 – 1100°C)	31,6%	0,2%

Die Tabelle zeigt, dass die für das SNCR Verfahren benötigten Temperaturen unterhalb der Kesseldecke nur in Ausnahmefällen erreicht werden. Vorrichtungen für eine Eindüsung im oberen Bereich des Feuerraums sind daher nicht zielführend.

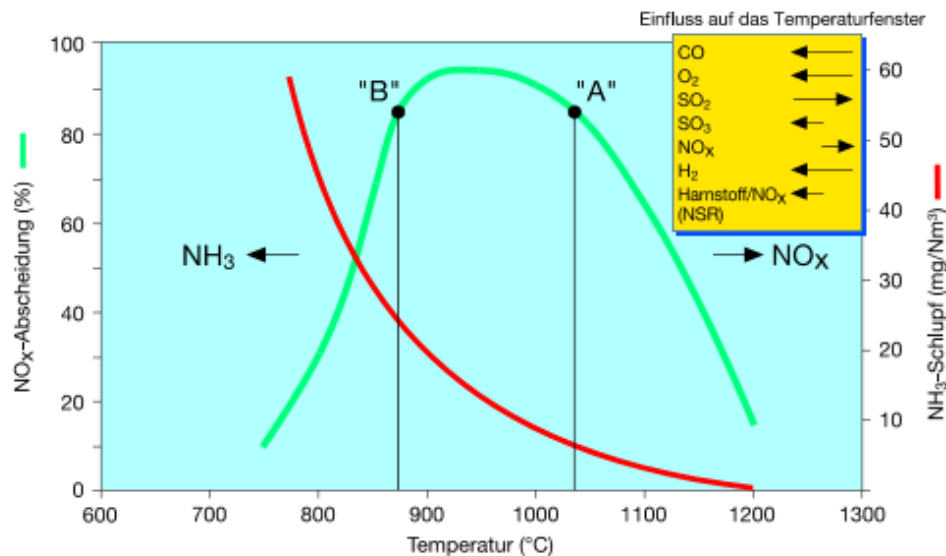
Im Feuerraum werden die für das SNCR Verfahren benötigten Temperaturen ebenfalls nur in knapp einem Drittel der Zeit erreicht. Vorrichtungen für eine Eindüsung im diesem Bereich des Feuerraums wären daher im Großteil der Zeit unwirksam oder gänzlich inaktiv und daher nur sehr bedingt zielführend.

Ammoniak- Schlupf

Im Zuwendungsbescheid vom 16.09.2010 ist unter Punkt 2h) der Ammoniak- Schlupf bei einer nachträglichen Installation einer NO_x- Abgasreinigung auf höchstens 10 mg / Nm³ begrenzt.

Beim SNCR Verfahren nimmt die Reaktionsgeschwindigkeit mit fallender Temperatur ab und der Ammoniak- Schlupf zu.

Dies zeigt sich in folgender Abbildung, siehe auch Anlage 1:



"A"- Optimale Temperatur für SNCR alleine (niedriger Ammoniak Schlupf)
 "B"- Optimale Temperatur für SNCR + SCR (hoher Ammoniak Schlupf)

Entsprechend dieser Abbildung liegt die optimale Temperatur „A“ für das SNCR Verfahren bei ca. 1050 °C. Dieser Temperaturbereich wird beim BEKW nur in 1,4 % der Zeit erreicht.

Die durchschnittliche Temperatur im Feuerraum beträgt ca. 825 °C. Dies führt zu einem Ammoniak- Schlupf von ca. 30 mg/ Nm³ und damit dem Dreifachen des im Zuwendungsbescheid geforderten Zielwerts.

Lachgasemissionen

Im Zuwendungsbescheid vom 16.09.2010 ist unter Punkt 2e) für die Emissionen von Lachgas (N₂O) ein Zielwert von 150 mg / Nm³ bezogen auf 6 % O₂ festgelegt.

Im Betrachtungszeitraum vom 24.10.2014 bis 31.12.2015 betragen die N₂O Emissionen 0,06 mg / Nm³.

Die Eindüsung des Ammoniakwassers in den Feuerraum hilft bei der NO_x-Reduzierung, fördert jedoch die N₂O- Bildung.

Die Auswirkungen der möglicherweise stark erhöhten N₂O Emissionen gilt es bei Nachrüstung einer SNCR zu bewerten.

4. Zusammenfassung und Fazit

Aufgrund §27 des EEG 2012 wird das BEKW im Teillastbereich betrieben.

Diese Betriebsweise führt dazu, dass die für das SNCR Verfahren benötigten Temperaturen nur in einem Drittel der Betriebszeit erreicht werden.

Eine spürbare NO_x- Abscheidung ist bei diesen Temperaturen nicht zu erzielen.

Die niedrigen Temperaturen führen zudem zu einem Ammoniak- Schlupf deutlich über dem im Zuwendungsbescheid festgelegten Zielwert.

Aufgrunddessen ist das SNCR Verfahren für das BEKW keine geeignete Sekundärmaßnahme zur NO_x- Reduzierung.

Die nicht direkt die NO_x- Emissionen beeinflussenden technischen und wirtschaftlichen Aspekte sind gesondert zu diesem Dokument zu bewerten.

Matthias Pieper

BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG
Neuerostraße 5, 49824 Emlichheim

Anlage

2

Matthias Pieper

Von: Claus Stubenhöfer <C.Stubenhoefer@ms-umwelt.de>
Gesendet: Mittwoch, 13. April 2016 16:49
An: Matthias Pieper
Betreff: SNCR Verfahren Strohheizkraftwerk BEKW

Sehr geehrter Herr Pieper,

wie bereits in den beiden Telefonaten vom 24.02.2016 und 11.04.2016 erläutert, ist eine Rauchgastemperatur für eine spürbare NOx- Abscheidung mittels SNCR Verfahren bei einer strohbefeuerten Verbrennungsanlage mit Vibrationsrost oberhalb von 950 °C erforderlich.

Bei einer Rauchgastemperatur von 825 °C liegt die NOx- Abscheidung bei der o.g. Anlage im nicht messbaren Bereich der Messgenauigkeit (max. 5 mg/Nm³). Darüber hinaus wäre der NH₃-Schlupf unverhältnismäßig hoch.

Wir bedauern sehr, dass wir Ihnen in dieser Angelegenheit keine positivere Antwort geben können.

Mit freundlichen Grüßen / kind regards

Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH

Claus Stubenhöfer
Projektleiter / Project Manager

Tel.: +49 (0) 201 / 43783 - 0
Fax.: +49 (0) 201 / 43783 - 33
E-Mail: Zentrale@MS-Umwelt.de
<http://www.ms-umwelt.de>

Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH
Alfredstraße 279, D-45133 Essen
Geschäftsführer: Bernd von der Heide
Handelsregister Essen HRB 14 564

Anlage

3

Das SNCR-Verfahren - Verfahrenstechnische Grundlagen

Bernd von der Heide

Bei der selektiven nichtkatalytischen Reduktion (SNCR) von Stickoxiden werden Reduktionsmittel in wässriger Lösung (Ammoniakwasser, Harnstoff) oder gasförmig (Ammoniak) in die heißen Rauchgase eingedüst. Gemäß den Gesamtreaktionen für

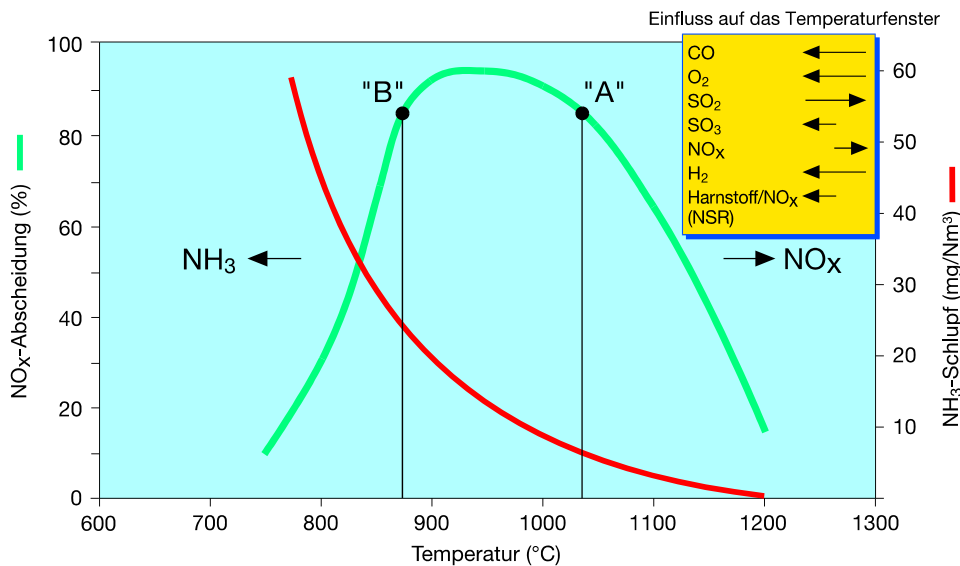


oder für



entstehen molekularer Stickstoff, Wasser und Kohlendioxid. Der optimale Temperaturbereich, in dem eine spürbare NO_x-Reduktion erzielt wird, liegt abhängig von der Rauchgaszusammensetzung zwischen 900 und 1100 °C. Oberhalb dieses Temperaturbereiches wird in zunehmendem Maße Ammoniak oxidiert, d.h., es bilden sich Stickoxide. (**Bild 1**)

Bei Temperaturen darunter verringert sich die Reaktionsgeschwindigkeit, wodurch Ammoniak-Schlupf entsteht, der im Verlauf des weiteren Rauchgasweges zur Bildung von Ammoniaksalzen und dadurch zu Sekundärproblemen führen kann. Der Ammoniak-Schlupf sollte deshalb möglichst gering gehalten werden.



"A"- Optimale Temperatur für SNCR alleine (niedriger Ammoniak Schlupf)

"B"- Optimale Temperatur für SNCR + SCR (hoher Ammoniak Schlupf)

Bild 1: NO_x-Abscheidung in Abhängigkeit von der Temperatur

Grundsätzlich kann für die meisten Anwendungsfälle sowohl Harnstoff als auch Ammoniakwasser verwendet werden. Für eine optimale NO_x-Abscheidung bei minimalem NH₃-Schlupf muss das Reduktionsmittel mit den Rauchgasen gut durchgemischt werden. Um den Impuls für die vollkommene Durchmischung zu erreichen, ist dabei für Ammoniakwasser ein erheblich höherer Energieaufwand erforderlich als für Harnstoff. Auf **Bild 2** sind die Unterschiede zwischen beiden Reduktionsmitteln stark vereinfacht dargestellt.

Der in Wasser gelöste Harnstoff kann sich erst in reaktionsfähige Radikale spalten, wenn das Wasser, welches die Harnstoffteilchen umgibt, komplett verdampft ist, weshalb mit relativ geringem Energieaufwand eine hohe Eindringtiefe sichergestellt wird.

Bei der Verwendung von Ammoniakwasser dagegen dampft das Ammoniak unmittelbar nach Eintritt in die Rauchgase aus, so dass die Reaktion vorzugsweise in der Nähe der Kesselwände stattfindet. Der für die optimale Eindringtiefe notwendige Impuls kann bei dem *jetzt gasförmig* vorliegenden Ammoniak wegen der gegenüber einem Wassertropfen geringeren Masse nur durch einen höheren Energieaufwand erreicht werden, wozu die entsprechende Dampf- bzw. Luftmenge deutlich erhöht werden muss.

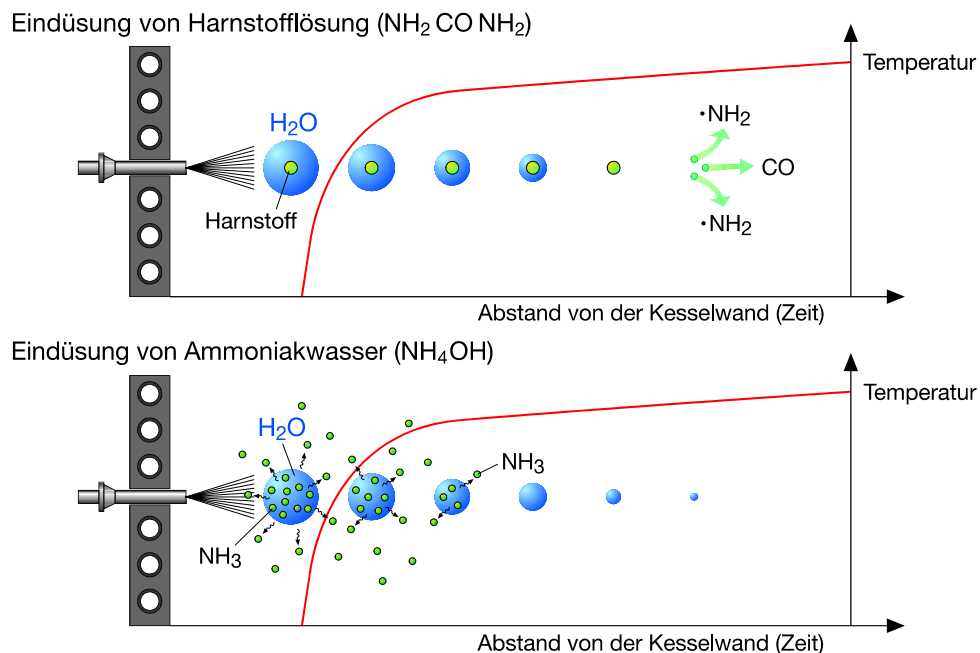


Bild 2: NO_x-Abscheidung mit Harnstoff im Vergleich zu Ammoniakwasser

Zusätzlich zu den höheren Betriebskosten, die sich aufgrund der höheren Energieverbräuche ergeben, sind die Investitionskosten für eine mit Ammoniakwasser betriebene Anlage

aufgrund der Sicherheitsanforderungen wesentlich höher. Ammoniak ist ein giftiges Gas, welches sich bei Umgebungstemperatur leicht im Wasser lösen lässt. Als optimal hat sich eine 25%-ige Lösung von Ammoniakwasser erwiesen, aus der mit steigender Temperatur das Ammoniak jedoch relativ schnell ausdampft. Bei 38°C erreicht der Partialdruck von Ammoniak bereits 1 bar.

Wegen der chemischen Bindung von Ammoniak im Harnstoffmolekül können dagegen Harnstofflösungen bis 106 °C erwärmt werden, ohne dass Ammoniakgas ausdampft. Die Zerlegung von Harnstoff in Ammoniak- und Kohlendioxidgas beginnt erst bei 130 °C und erreicht ein Maximum bei ca. 380 °C. Da diese hohen Temperaturen bei der Lagerung nicht erreicht werden können, sind die für Ammoniakwasser notwendigen Sicherheitsvorkehrungen nicht nötig.

Harnstofflösung ist gemäß des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) der Wassergefährdungsklasse 1 zuzuordnen. Das heißt, dass nur sichergestellt sein muss, dass Harnstoff nicht in das Grundwasser gelangen kann, wozu eine Auffangwanne für den Lagertank ausreichend ist.

Ammoniakwasser hingegen wird der Wassergefährdungsklasse 2 zugeordnet und unterliegt darüber hinaus wegen des hohen Gefährdungspotentials für die Umwelt den technischen Richtlinien für Dampfkessel TRD 451 + 452.

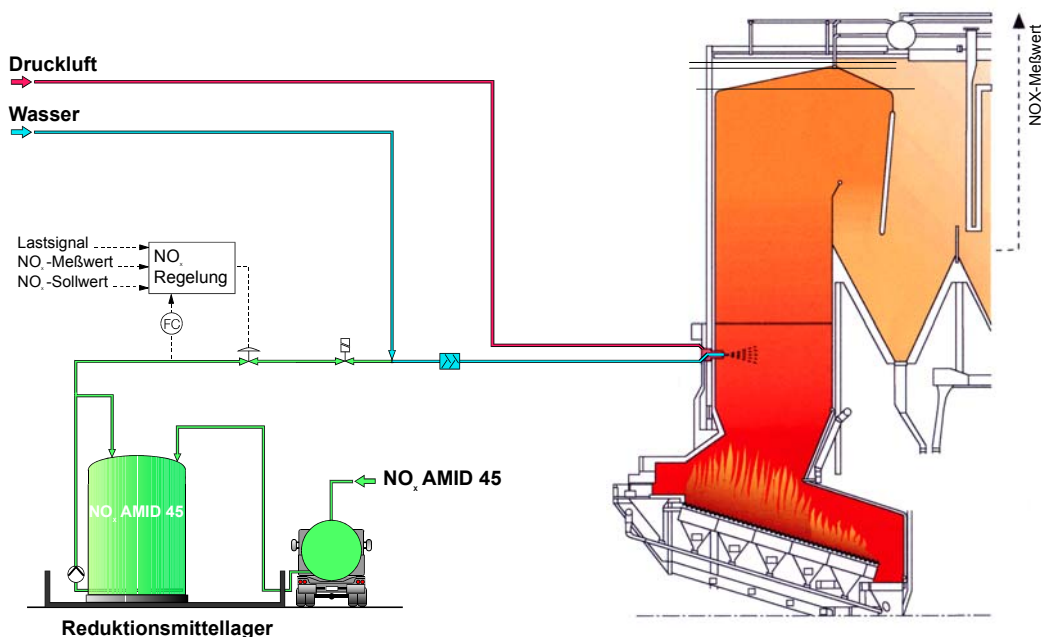


Bild 3: Verfahrensfließbild

Das vereinfachte Verfahrensfließbild (**Bild 3**) zeigt die Funktion und den Lieferumfang einer typischen SNCR-Anlage für Harnstofflösung als Reduktionsmittel, wie sie von M & S geplant

und geliefert wird. Eine betriebsfertige Anlage besteht im Wesentlichen aus den nachstehend beschriebenen Hauptkomponenten.

Reduktionsmittellager

Das Reduktionsmittel NOxAMID besteht in der Regel aus einer 45%-igen Harnstofflösung mit speziellen Additiven zur Verhinderung von Kalkablagerungen im Rohrleitungssystem und den Düsen. Beim Betreiber wird NOxAMID in drucklose Behälter gefüllt, die im Allgemeinen so ausgelegt sind, dass die für zwei Wochen Grundlastbetrieb zu erwartende Menge gelagert werden kann. Der Lagertank wird zumeist in GFK ausgeführt und mit allen notwendigen Armaturen und Alarmen ausgerüstet. Er wird in einer Auffangwanne aufgestellt oder doppelwandig ausgeführt, so dass keine Reduktionsmittel in das Grundwasser gelangen können. Vom Lagertank wird das NOxAMID durch eine Kreislaufleitung und über ein Druckhalteventil direkt wieder zurück in den Tank gepumpt. Eine Stichleitung zweigt von dieser Ringleitung ab und führt zu den Misch- und Messmodulen. Der Tank und die Rohrleitungen werden falls erforderlich isoliert und mit einer elektrischen Heizung ausgerüstet, um Kristallisationen, die bei Temperaturen unter 12 °C auftreten können, zu verhindern. Die Pumpeinheiten bestehen aus zwei Pumpen, von denen eine redundant ist, so dass die Anlage auch bei Ausfall einer Pumpe weiter betrieben werden kann.

Wegen der strengeren Sicherheitsanforderungen wird der Lagerbehälter für Ammoniakwasser in der Regel aus Edelstahl ausgeführt. Das ausdampfende Ammoniak wird in einem Absorptionsbehälter niedergeschlagen und in den Tank zurückgeführt. Zu der umfangreichen sicherheitstechnischen Ausrüstung gehören außerdem z.B. Ammoniaksensoren, Flammensperre, Gaspendelleitung usw. (**Bild 4**).

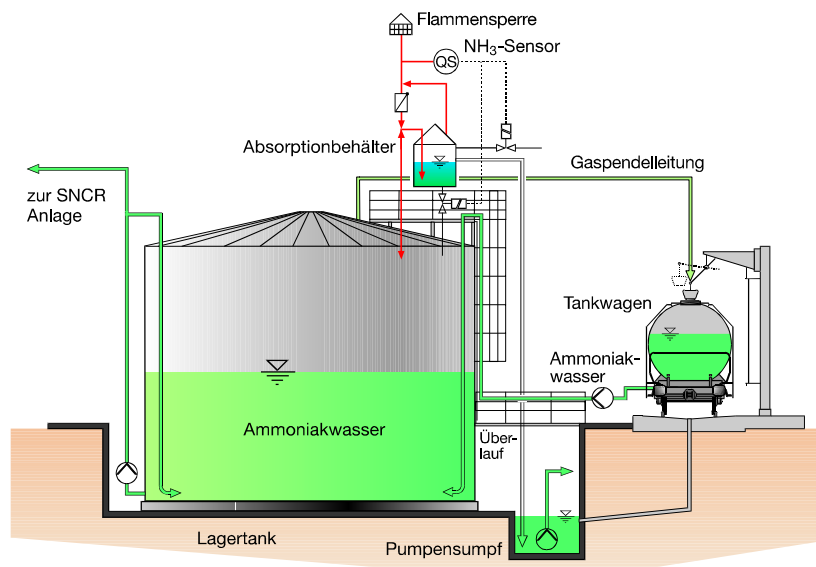


Bild 4: Lagertank für Ammoniakwasser

Der Vorteil von Ammoniakwasser ist, dass Isolierungen und Heizungen am Tank und an den Rohrleitungen entfallen können, da der Gefrierpunkt des Wassers mit dem Ammoniakgehalt sinkt und die Kristallisation von Ammoniak nicht möglich ist.

Misch- und Messmodul

Das Misch- und Messmodul enthält die notwendigen Mess- und Regeleinrichtungen für die Durchflussmengen und die Drücke der Reduktionsmittel, der Druckluft und des Prozesswassers. Der Mischer zur Vermischung der Reduktionsmittel mit dem Prozesswasser ist darin ebenfalls eingebaut. **(Bild 5)**

Der Druck der Flüssigkeiten und der Druckluft hängt von den geforderten Wurfweiten und der Tropfengröße ab und liegt in den meisten Fällen zwischen 3,5 und 4 bar am Eintritt der Düsenlanzen.

Das Misch- und Messmodul erfüllt im wesentlichen folgende Zwecke:

- Messen von allen Durchflussmengen (Reduktionsmittel, Wasser, Luft)
- Mischen des Reduktionsmittels mit Prozesswasser
- Verteilung der Flüssigkeiten und der Zerstäubungsluft zu den Eindüslanzen
- Absperrern der Reduktionsmittelversorgung im Falle von Betriebsstörungen.

Alle Teile eines Moduls sind auf einen Grundrahmen montiert. Zum Schutz der Instrumente insbesondere gegen Staub und Spritzwasser ist das Modul in einem Schrank eingebaut.

Eindüssystem

Für die optimale NO_x-Abscheidung werden Düsen verwendet, die für die Größe und Geschwindigkeit der Tropfen, die Kesselgeometrie und die Rauchgasbedingungen ausgelegt sind. Auf jeder Eindüslanze befinden sich eine oder mehrere Düsen, wodurch eine



Bild 5: Misch- und Messmodul

gleichmäßige Verteilung der in Wasser gelösten Reduktionsmittel im Rauchgas sichergestellt wird. Wegen der einfacheren Handhabung wird vorzugsweise Druckluft an Stelle von Dampf als Treibmittel verwendet. Aus verfahrenstechnischer Sicht sind jedoch beide Treibmittel geeignet. Vorzugsweise werden Wandlanzen eingesetzt. Für spezielle Anforderungen können auch wassergekühlte Lanzen geliefert werden, die in die Rauchgase hineinragen.

Prozessregelung

Bei SNCR-Verfahren ist verfahrensbedingt keine zeitgleiche Messung der Roh- und Reingaswerte möglich, da die Messungen erst im kälteren Rauchgas nach Kessel durchgeführt werden können. Wegen der Zeitverzögerung zwischen der Eindüsung in die Feuerung und der NO_x-Messung nach Kessel z.B. im Kamin, muss die Reduktionsmittelmenge in Abhängigkeit von der Kessellast vorausberechnet werden, um den wechselnden Betriebsbedingungen so schnell wie möglich folgen zu können.

Dies erfolgt mit Hilfe eines Lastsignals, dem festgelegten NO_x-Reingaswert und der sich daraus ergebenden NO_x-Fracht. Abhängig vom tatsächlich gemessenen NO_x-Reingaswert wird die Menge dann ständig korrigiert. Die Prozessregelung kann über das Prozessleitsystem der Gesamtanlage oder eine autarke SPS erfolgen. Eine Visualisierung kann über eine Busanbindung mit der Warte hergestellt werden.

Wirtschaftlichkeit und Anwendungen

Die Investitionskosten werden im wesentlichen durch die abzuscheidende NO_x-Menge, den Entstickungsgrad, den NO_x-Reingasgehalt, die Lagerkapazität für Reduktionsmittel und die Anforderungen des Betreibers an die Regelungstechnik bestimmt. Sie liegen in der Regel zwischen 10 und 20 Prozent der Investitionskosten für katalytische Verfahren.

M & S bietet SNCR-Verfahren für fast alle Brennstoffe der unterschiedlichsten Feuerungsanlagen an. Das Verfahren ist an vorhandenen Verbrennungsanlagen leicht nachrüstbar und ist besonders wirtschaftlich, wenn die abzuscheidende NO_x-Fracht relativ gering ist oder nur niedrige bis moderate Entstickungsgrade verlangt werden. Besonders geeignet sind daher

- Müllverbrennungsanlagen
- Holzverbrennungsanlagen
- öl- und kohlegefeuerte Kesselanlagen
- Wirbelschichtfeuerungen für unterschiedlichste Brennstoffe wie Klärschlämme, Papierabfälle, etc.
- Glaswannen
- Verbrennungsanlagen mit wenigen Betriebsstunden pro Jahr oder kurzer Restlaufzeit

Bei M & S liegen sowohl mit Harnstoff als auch mit Ammoniakwasser einschlägige Erfahrungen vor, so dass wir für unsere Kunden „maßgeschneiderte“ Vorschläge zur kostengünstigen Lösung der NOx-Probleme anbieten können, womit die vom Gesetzgeber gestellten Anforderungen erfüllt und in vielen Fällen sogar übertroffen werden.

Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH

Alfredstraße 279
45133 Essen

Tel.: 0201 43 783 - 0 Fax: 0201 43 783 - 33

Anlage

4

	Typ1	KW 17							
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinnr	Liefermenge in t	Ballenanzahl
276-13-952-062-0001	P&L Agrar	P & L Agrar Remplin	Weizenstroh	17.04.2015	DSV	WGM WE 83	7832	12,14	22
276-13-952-062-0014	P&L Agrar	Dorfstraße 27	Weizenstroh	17.04.2015	Eigentransport	BG1070MX	7834	10,86	20
	P&L Agrar	17139 Remplin	Weizenstroh	20.04.2015	DSV	GD 304_EH	7839	12,54	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	DSV	WGM V61_V8	7840	12,54	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	Eigentransport	GWE 79553	7841	10,98	20
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	Sonstige Spedition	CA2117XT	7844	11,20	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	DSV	E6781KK	7845	12,12	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	Eigentransport	PK9780A	7846	12,22	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	Sonstige Spedition	FL ST_362	7850	11,22	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	Eigentransport	MCU 226	7837	12,28	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	Eigentransport	FL MJ 470	7854	10,78	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	Eigentransport	CA 4782_XT	7855	11,02	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	DSV	E 9923KM	7856	11,92	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	DSV	B107GRM	7857	11,12	20
	P&L Agrar		Weizenstroh	20.04.2015	DSV	CH3295AM	7858	12,16	22
	P&L Agrar		Weizenstroh	21.04.2015	DSV	B127MRT	7873	11,52	20

	Typ 3	KW 17								
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinnr	Feuchtigkeit	Liefermenge in t	Ballenanzahl
276 03 454 054 7991	Schulte, Hermann-Josef	Hofer Str. 2, 49767 Twist								
		Schöningsdorf	Gerstenstroh	20.04.2015	Sonstige Spedition	VEC R 486	7851	13,30%	12,64	44
			Gerstenstroh	20.04.2015	Sonstige Spedition	VEC R 486	7861	14,50%	12,62	44
			Gerstenstroh	21.04.2015	Sonstige Spedition	VEC R 486	7877	13,70%	12,70	44
			Gerstenstroh	21.04.2015	Sonstige Spedition	VEC R 486	7888	10,90%	12,00	44
276-03-454-054-7741	Berzen,Heinz	Alt-Rühlertwist 20								
		49767 Twist	Gerstenstroh	13.04.2015	Sonstige Spedition	VEC R 486	7723	10,30%	11,10	44
			Gerstenstroh	13.04.2015	Sonstige Spedition	VEC R 486	7725	9,40%	11,46	44
			Gerstenstroh	13.04.2015	Sonstige Spedition	VEC R 486	7729	10,10%	11,84	44
			Gerstenstroh	13.04.2015	Sonstige Spedition	VEC R 486	7731	11,20%	11,30	44
			Gerstenstroh	13.04.2015	Sonstige Spedition	VEC R 486	7732	12,20%	11,04	42
276-03-460-008-2620	Ronnebaum, Mark	Moorweg 8								
		49401 Damme	Gerstenstroh	13.04.2015	Eigentransport	VEC R 486	7716	15,80%	14,62	35
			Gerstenstroh	17.04.2015	Eigentransport	VEC R 486	7815	11,40%	13,74	33
			Gerstenstroh	20.04.2015	Eigentransport	VEC R 486	7843	15,20%	14,52	33
			Gerstenstroh	21.04.2015	Eigentransport	VEC R 486	7871	16,20%	13,78	33
276-03-456-025-3009	Pieper, Rainer	Twist Wietmarschen								
			Gerstenstroh	20.04.2015	Eigentransport	VEC R 486	7865	8,30%	10,34	44

	Typ 1	KW 23							
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinnr	Feuchtigkeit	Liefermenge in t
276-13-952-062-0001	P&L Agrar	P & L Agrar Remplin Dorfstraße 27 17139 Remplin	Weizenstroh	29.05.2015	Sonstige Spedition	MSG449	8576	16,00%	11,78
276-13-975-085-0029	P&L Agrar		Weizenstroh	29.05.2015	Sonstige Spedition	MTT231	8577	16,90%	12,58
	P&L Agrar		Weizenstroh	29.05.2015	Sonstige Spedition	FLCP321	8578	11,80%	11,42
	P&L Agrar		Weizenstroh	29.05.2015	Sonstige Spedition	LZR022	8582	20,70%	12,50
	P&L Agrar		Weizenstroh	29.05.2015	Sonstige Spedition	LZR034	8583	16,40%	12,76
	P&L Agrar		Weizenstroh	29.05.2015	DSV	B 25 GZB	8584	13,70%	11,66
	P&L Agrar		Weizenstroh	29.05.2015	DSV	FL F338	8589	15,90%	13,08
	P&L Agrar		Weizenstroh	29.05.2015	Sonstige Spedition	NBT545	8588	12,40%	11,90
	P&L Agrar		Weizenstroh	29.05.2015	Sonstige Spedition	MRB256	8590	12,80%	12,02
	P&L Agrar		Weizenstroh	01.06.2015	DSV	KE628GV	8595	11,70%	11,82
	P&L Agrar	Weizenstroh	01.06.2015	DSV	KH4104BK	8596	11,20%	11,04	
	P&L Agrar	Weizenstroh	01.06.2015	DSV	FL ST 337	8608	17,60%	11,50	
	P&L Agrar	Weizenstroh	01.06.2015	DSV	FL CP 505	8609	15,70%	13,12	
	P&L Agrar	Weizenstroh	01.06.2015	DSV	FLST 366	8610	17,00%	13,38	
	P&L Agrar	Weizenstroh	01.06.2015	DSV	FLST 374	8611	19,50%	12,48	

	Typ 2	KW 23								
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinr	Feuchtigkeit	Liefermenge in t	Ballenanzahl
276 03 454 054 7991	Schulte, Hermann-Josef	Hofer Str. 2, 49767 Twist								
		Schöningsdorf	Weizenstroh	01.06.2015	Eigentransport	ELS3185	8619	12,50%	10,56	42
			Weizenstroh	02.06.2015	Eigentransport	EL S3185	8656	11,50%	10,32	40
276-03-454-050-0050	Wilken									
	Hans-Hermann	Ringstr. 6	Weizenstroh	19.05.2015	Eigentransport	EL W 677	8377	10,30%	12,64	35
		49777	Weizenstroh	21.05.2015	Eigentransport	EL W 677	8424	12,50%	12,28	35
		Stavern	Weizenstroh	22.05.2015	Eigentransport	EL W 677	8477	10,00%	12,06	35
			Weizenstroh	26.05.2015	Eigentransport	EL W 677	8500	10,60%	12,62	35
			Weizenstroh	27.05.2015	Eigentransport	EL W 677	8528	10,00%	12,64	35
			Weizenstroh	28.05.2015	Eigentransport	EL W 677	8550	10,00%	12,76	35
			Weizenstroh	29.05.2015	Eigentransport	EL W 677	8587	12,30%	12,66	35
276-06-454-026-0082	Etmann	Bökenfeld 11	Weizenstroh	02.06.2015	Sonstige Spedition	EL 130	8636	10,00%	14,00	38
		49774 Lähden	Weizenstroh	03.06.2015	Sonstige Spedition	EL 130	8665	11,00%	13,24	40
	Ronnebaum GBR									
276-03-460-00-24690		Moorweg 8 49401	Weizenstroh	28.05.2015	Eigentransport	VEC R 486	8534	12,30%	14,60	36
		Damme	Weizenstroh	29.05.2015	Eigentransport	VEC R 486	8555	12,90%	15,06	36
			Weizenstroh	03.06.2015	Eigentransport	VEC R 486	8660	17,20%	13,62	33

	Typ 1	KW 32							
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinr	Feuchtigkeit	Liefer-menge in t
276-13-952-062-0001	P&L Agrar	P & L Agrar Remplin	Weizenstroh	27.07.2015	Mählmeyer	VEC JM153	9489	11,60%	15,90
276-13-952-062-0014		Dorfstraße 27	Weizenstroh	27.07.2015	Mählmeyer	VEC-JM 188	9490	14,40%	16,04
		17139 Remplin	Weizenstroh	27.07.2015	Mählmeyer	VEC-JM 188	9480	16,10%	17,24
			Weizenstroh	30.07.2015	Mählmeyer	VEC-JM 188	9556	12,90%	14,68
			Weizenstroh	03.08.2015	Knoll	NEA TP17	9600	14,30%	14,26
			Weizenstroh	04.08.2015	Mählmeyer	VEC JM197	9603	11,00%	12,20
			Weizenstroh	05.08.2015	Mählmeyer	VECM197	9645	12,70%	15,96
			Weizenstroh	05.08.2015	Mählmeyer	VEC-JM 155	9646	11,20%	14,34
			Weizenstroh	05.08.2015	Knoll	NEA TP17	9630	14,30%	15,46
			Weizenstroh	05.08.2015	Distimest	BVBB41	9654	15,60%	15,38
			Weizenstroh	05.08.2015	Mählmeyer	VEC-JM 188	9641	11,00%	12,46
			Weizenstroh	05.08.2015	Mählmeyer	VEC-JM 153	9651	11,90%	14,84

	Typ 3	KW 32							
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinr	Feuchtigkeit	Liefer-menge in t
276-05-774-040-0091	Klute Julian	Andeper Weg 3	Weizenstroh	30.07.2015	Sonstige Spedition	WAF RK 277	9552	16,20%	16,46
		33181 Bad Wünnenberg	Weizenstroh	30.07.2015	Sonstige Spedition	WAF RK 277	9563	14,20%	15,74
			Weizenstroh	30.07.2015	Salomons	34-BFN-7	9551	20,50%	13,22
			Weizenstroh	31.07.2015	Sonstige Spedition	54-BBS-7	9568	12,20%	12,48
			Weizenstroh	31.07.2015	Salomons	27BFH8	9572	14,20%	11,76
			Weizenstroh	31.07.2015	Sonstige Spedition	WAF RK 277	9578	13,60%	14,38
			Weizenstroh	31.07.2015	Salomons	13BFH2	9583	11,00%	11,22
			Weizenstroh	31.07.2015	Salomons	BXFR21	9584	10,00%	10,88
			Weizenstroh	03.08.2015	Sonstige Spedition	WAF RK 277	9597	10,50%	15,80
			Weizenstroh	04.08.2015	Salomons	27BFH8	9613	12,80%	12,48
			Weizenstroh	04.08.2015	Salomons	80-BDB-1	9614	13,70%	12,74
			Weizenstroh	05.08.2015	Sonstige Spedition	PBV715	9639	11,30%	15,52
			Weizenstroh	05.08.2015	Salomons	BVTJ59	9657	12,30%	13,30
			Weizenstroh	05.08.2015	Jumbo	EL RS 476	9660	10,80%	14,74

	Typ 1	KW 41								
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinnr	Feuchtigkeit	Liefermenge in t	Ballenanzahl
276-13-952-062-0001	P & L Agrar Remplin	Dorfstraße 27								
276-13-952-062-0014		17139 Remplin								
	P&L Agrar		Weizenstroh	01.10.2015	Knoll	PCH HH952	10700	13,00%	14,70	30
	P&L Agrar		Weizenstroh	01.10.2015	Knoll	UEOH88	10705	14,70%	12,50	30
	P&L Agrar		Weizenstroh	01.10.2015	Sonstige Spedition	RE IS640	10717	17,60%	12,70	30
	P&L Agrar		Weizenstroh	05.10.2015	Knoll	UE OH55	10759	12,80%	12,68	30
	P&L Agrar		Weizenstroh	05.10.2015	Knoll	UEOH88	10760	14,80%	12,76	30
	P&L Agrar		Weizenstroh	05.10.2015	Salomons	BZFB51	10763	11,30%	11,34	42
	P&L Agrar		Weizenstroh	05.10.2015	Knoll	UE OH77	10767	13,50%	12,20	30
	P&L Agrar		Weizenstroh	06.10.2015	Sonstige Spedition	50BDK7	10783	12,60%	13,38	32
	P&L Agrar		Weizenstroh	06.10.2015	Salomons	65BFH6	10796	14,60%	11,92	42
	P&L Agrar		Weizenstroh	06.10.2015	Salomons	19-BBK-9	10798	12,30%	11,54	42
	P&L Agrar		Weizenstroh	07.10.2015	Salomons	27-BFH-8	10815	15,00%	12,04	52
	P&L Agrar		Weizenstroh	07.10.2015	Knoll	BZXG65	10821	10,90%	13,72	30
	P&L Agrar		Weizenstroh	07.10.2015	Knoll	KRDT4002	10823	12,50%	12,80	28
	P&L Agrar		Weizenstroh	07.10.2015	Knoll	NEA TP 18	10825	14,80%	14,62	30

	Typ2	KW 41								
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinr	Feuchtigkeit	Liefermenge in t	Ballenanzahl
276-05-762-032-0195	Frese, Roman	Hagedorn 4 32839 Steinheim								
			Weizenstroh	06.10.2015	Radi	NOH RA 207	10791	14,90%	11,76	39
			Weizenstroh	07.10.2015	Radi	NOH RA309	10829	11,80%	12,98	39
276-05-558-044-2866 276-05-558-044-6767	Raiffeisen Lüdinghausen eG	Robert-Bosch-Straße 1 59399 Olfen								
			Weizenstroh	29.09.2015	Große Holz	COEGH434	10643	11,70%	18,12	53
			Weizenstroh	29.09.2015	Große Holz	COEGH434	10655	11,80%	18,76	53
			Weizenstroh	05.10.2015	Große Holz	COE GH434	10768	12,80%	18,62	53
			Weizenstroh	06.10.2015	Große Holz	COEGH434	10794	11,40%	19,10	53
			Weizenstroh	07.10.2015	Große Holz	COEGH434	10826	13,30%	18,14	53
276-05-570-052-0421	Brüggemann, Jörg	Walgern 25a 48231 Warendorf								
			Weizenstroh	02.10.2015	Eigentransport	WAF G 9927	10727	11,50%	14,70	48
			Weizenstroh	05.10.2015	Eigentransport	WAF G 9927	10745	10,30%	14,16	46
			Weizenstroh	05.10.2015	Eigentransport	WAF JB 296	10746	10,30%	15,72	50
			Weizenstroh	07.10.2015	Eigentransport	WAF JB 296	10803	15,50%	16,32	49

	Typ 1	KW 26/ 2016								
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinnr	Feuchtigkeit	Liefermenge in t	Ballenanzahl
276-13-952-062-0001	P & L Agrar Remplin	Dorfstraße 27	Weizenstroh	29.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP 510	15703	13	18,92	32
276-13-952-062-0014		17139 Remplin	Weizenstroh	29.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP 520	15702	13,6	17,83	32
			Weizenstroh	28.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP530	15698	14,2	17,48	32
			Weizenstroh	27.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP 520	15662	13,7	17,74	32
			Weizenstroh	27.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP 510	15657	13,2	16,13	32
			Weizenstroh	27.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP530	15655	14,3	16,04	32
			Weizenstroh	22.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP 520	15607	15	14,23	32
			Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP 510	15591	12,5	13,6	30
			Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP530	15589	11,6	12,75	32
			Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP 510	15569	12,4	12,04	32
			Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	MÜR BP530	15566	11,9	13,33	32

Typ 2		KW 26/2016								
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinnr	Feuchtigkeit	Liefermenge in t	Ballenanzahl
276 03 454 054 7991	Schulte, Hermann-Josef	Schulte Hermann-Josef								
		Hofer Str. 2, 49767 Twist								
		Schöningsdorf	Weizenstroh	24.06.2016	Eigentransport	EL S3185	15642	11	6,52	18
			Weizenstroh	22.06.2016	Eigentransport	ELS3185	15610	10,6	10,24	29
			Weizenstroh	21.06.2016	Eigentransport	EL S3185	15594	11,3	10,78	30
			Weizenstroh	20.06.2016	Eigentransport	EL S3185	15555	11,9	10,88	30
276 03 454 046 6889	Meiners, Klaus + Dieter	Meiners GbR	Weizenstroh	29.06.2016	Eigentransport	EL LM 425	15708	15,3	18,58	39
		Westfalendamm 4	Weizenstroh	28.06.2016	Eigentransport	EL LM425	15690	16,9	16,21	39
		48480 Schapen	Weizenstroh	27.06.2016	Eigentransport	EL LM425	15668	13,4	17,86	39
			Weizenstroh	24.06.2016	Eigentransport	EL LM 425	15643	18,9	15,88	39
			Weizenstroh	23.06.2016	Eigentransport	EL LM425	15619	12,5	17,15	39
			Weizenstroh	22.06.2016	Eigentransport	EL LM425	15606	10,2	18,42	39
276 03 454 026 3624	Hellweg, Josef	Hellweg, Josef	Weizenstroh	21.06.2016	Eigentransport	BNDT50	15588	13,7	17,84	50
		Haselünner Str.5	Weizenstroh	21.06.2016	Eigentransport	90_BDD1	15574	11,4	12,8	37
		49774 Lähden	Weizenstroh	21.06.2016	Eigentransport	BNDT50	15571	12,3	18,38	49

	Typ 3	KW 26/ 2016								
Betriebsnummer	Lieferant	Information	Strohsorte	Lieferdatum	Spediteur	Kennzeichen	Wiegescheinnr	Feuchtigkeit	Liefermenge in t	Ballenanzahl
276-15-861-046-4002	Fa. Ponne	JE Katlijk - NIEDERLANDE	Weizenstroh	24.06.2016	Eigenanlieferung	E 0402 KK	15640	11	13,58	22
	Fa. Ponne	8455	Weizenstroh	24.06.2016	Eigenanlieferung	KH 7191 BM	15637	11,4	12,96	22
	Fa. Ponne	Schoterlandseweg 41	Weizenstroh	24.06.2016	Eigenanlieferung	KF 7637	15636	18	11,19	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	23.06.2016	Eigenanlieferung	KH 3251 BK	15627	11,5	11,28	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	23.06.2016	Eigenanlieferung	CB 2916 AA	15623	11,3	11,46	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	23.06.2016	Eigenanlieferung	E1054KK	15616	11,2	11	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	CB 5631 AX	15583	10,9	11,7	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	CB 5643 AX	15580	12,7	11,54	20
	Fa. Ponne		Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	CB 5613 AX	15579	11,3	11,72	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	E 6965 KH	15578	11,3	11,46	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	CB 5635 AX	15575	13,4	12,14	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	21.06.2016	Eigenanlieferung	DJ 13 XJP	15570	12,4	11,11	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	20.06.2016	Eigenanlieferung	E 8394 KC	15550	11	11,3	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	20.06.2016	Eigenanlieferung	CB 5607 AX	15549	10,9	11,2	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	20.06.2016	Eigenanlieferung	KH 2054 BM	15545	10,7	11,22	22
	Fa. Ponne		Weizenstroh	20.06.2016	Eigenanlieferung	CB 5634 AX	15538	11,7	12,78	22

Anlage

5

Umweltentlastung, NOx, CO, Staub, SO2							
Umrechnung: 277,78 MWh = 1 TJ		Merkmal	Einheit	Nox (ber. als NO2)	CO	Staub	SO2
Stromerzeugung im Kohlekraftwerk (Bestand)							
Steinkohle-KW, Bestand			kg/TJ Brennstoffenergie	63,74	8,62	3,36	66,16
Elektrischer Wirkungsgrad, netto	37,50%		kg/TJ Nutzenergie (Strom)	169,97	22,99	8,96	176,43
Vermiedene Emissionen durch Stromerzeugung im BEKW, Stromeinspeisung 46.781 MWh		168,410 TJ in kg/ Jahr		28.625,25	3.871,19	1.508,96	29.712,06
Industriekesselfeuerung Erdgas, Bestand							
Jahresnutzungsgrad, netto	80%	Durchschnittswert Bestand	kg/TJ Brennstoffenergie	34	4,6	0,03	0,5
Vermiedene Emissionen durch Wärmeerzeugung im BEKW, Prozessdampf 102.300 MWh		368,277 TJ in kg/Jahr	kg/TJ Nutzenergie (Wärme)	42,50	5,75	0,04	0,63
				15.651,77	2.117,59	13,81	230,17
Kleinf. Anlage Erdgas, Bestand							
Jahresnutzungsgrad, netto	70%	Durchschnittswert Bestand	kg/TJ Brennstoffenergie	22,086	14,63	0,03	0,5
Vermiedene Emissionen durch Nahwärme aus BEKW, Nahwärme, Erdgas Feuerungen 0,7 x 30.923 MWh (70 % Erdgas substituiert)		77,925 TJ	kg/TJ Nutzenergie	31,55	20,90	0,04	0,71
				2.458,66	1.628,64	3,34	55,66
Kleinf. Anlage Heizöl EL, Bestand							
Jahresnutzungsgrad, netto	70%	Durchschnittswert Bestand	kg/TJ Brennstoffenergie	41,774	14,54	0,87	59,21
Vermiedene Emissionen durch Nahwärme aus BEKW, Nahwärme, Heizöl EL Feuerungen 0,3 x 30.923 MWh (30 % Heizöl EL substituiert)		33,397 TJ	kg/TJ Nutzenergie	59,68	20,77	1,24	84,59
				1.993,01	693,69	41,51	2.824,87
Vermiedene Emissionen, gesamt aus der konventionellen Energiebereitstellung			in kg/ Jahr	48.728,69	8.311,12	1.567,61	32.822,77
Emissionen, gesamt aus dem Bioenergiekraftwerk			in kg/ Jahr	82.310,74	2.989,11	316,18	12.021,68
Umweltentlastung, gesamt durch das Bioenergiekraftwerk			in kg/ Jahr in Tonnen/ Jahr	-33.582,05 -33,58	5.322,01 5,32	1.251,43 1,25	20.801,09 20,80

Umweltentlastung, Treibhausgasemissionen			CO2-Äquivalent	CO2	CH4	N2O
Stromerzeugung im Kohlekraftwerk (Bestand)	Stromeinspeisung	g/kWh	874	862	0,01	0,04
Kohlendioxidemissionen je Jahr	46.781 MWh	kg/ Jahr	40.886.594			
Dampferzeugung mit Erdgas, Industrie	Prozessdampf	g/kWh	202	201,66	0,04	0,002
	102.300 MWh	kg/ Jahr	20.664.600			
Nahwärme, Kleinfeuerungen Erdgas	Nahwärme, Erdgas	g/kWh	202,05	201,6	0,008	0,001
	21.646 MWh	kg/ Jahr	4.373.595			
Nahwärme, Kleinfeuerungen Heizöl	Nahwärme, Heizöl EL	g/kWh	267,02	266,4	0	0,002
	9.277 MWh	kg/Jahr	2.477.118			
Vermiedene Treibhausgasemissionen aus der konventionellen Energiebereitstellung		in kg/ Jahr	68.401.906			
Treibhausgasemissionen aus dem Bioenergiekraftwerk		in kg/ Jahr	9.476	0	0	31,8
Umweltentlastung Treibhausgasemissionen durch das Bioenergiekraftwerk		in kg/ Jahr	68.392.429,94			
		in Tonnen/ Jahr	68.392			