



UMSETZUNG DER KLIMAVERTRÄGLICHEN BIOMASSE-VERWERTUNG (LAUB UND MÄHGUT) IN BERLIN

Endbericht



EUROPÄISCHE UNION

Europäischer Fonds für
regionale Entwicklung

Senatsverwaltung
für Umwelt, Verkehr
und Klimaschutz

BERLIN





UMSETZUNG DER KLIMAVERTRÄGLICHEN BIOMASSE-VERWERTUNG (LAUB UND MÄHGUT) IN BERLIN

PROJEKT - ERWEITERUNG ENDBERICHT

ERSTELLTFÜR:

**Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz
Brückenstraße. 6
10179 Berlin**

ERSTELLTVON:

**ICU - INGENIEURCONSULTING
UMWELT UND BAU**

Dr. Wiegel, März und Partner Ingenieure
Wexstraße 21
10715 Berlin



IN KOOPERATION MIT:

u.e.c. Berlin / Oetjen-Dehne und Partner
Umwelt- und Energie Consult GmbH
Levetzowstraße 10a, 10555 Berlin

Das Vorhaben „Umsetzung einer klimaverträglichen Biomasseverwertung“ (Projektlaufzeit: 02/2017 bis 04/2020) wird im Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung (BENE) gefördert aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin (Förderkennzeichen 1161-B5-O)



EUROPÄISCHE UNION
Europäischer Fonds für
regionale Entwicklung

BERLIN, DEN 30.09.2021

INHALT

TABELLENVERZEICHNIS	IV
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	V
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	VI
1 VERANLASSUNG	1
2 ABFALLAUFKOMMEN UND TREIBHAUSGAS (THG) - WIRKUNGEN.....	2
2.1 Laub und Straßenlaub.....	2
2.2 Grasschnitt / Mähgut.....	3
2.3 Laubsack-Inhalte.....	4
2.4 Anfallverteilung von Laub und Grasschnitt.....	5
2.5 Zusammenfassung der Ausgangsstoffe, der stofflichen Qualitäten und der THG-Wirkungen.....	5
3 MARKTSONDIERUNG ZUR LEISTUNGSFÄHIGKEIT DER BESTEHENDEN AUFBEREITUNGS- UND VERWERTUNGSANLAGEN IN BERLIN	6
3.1 Vergärung.....	6
3.2 Mitverbrennung in Abfallverbrennungsanlagen.....	7
3.3 Unbehandelte (Co-) Verbrennung im Biomasse-Heizkraftwerk Neukölln.....	8
3.4 Physikalische / biologische Aufbereitung in bestehenden Abfall- Behandlungsanlagen (MPS-/MBS-Anlagen).....	8
3.4.1 MPS-Anlage Reinickendorf (ALBA/BSR).....	8
3.4.2 MPS-Anlage Pankow (BSR).....	9
3.4.3 MBS-Anlage Niederlehme	9
3.4.4 Anpassung bestehender MBA-Anlagen im Umfeld Berlins.....	9

3.5	HTC-Behandlung zur Erzeugung von Biokohle	10
3.6	Fazit zu den bisher untersuchten Verwertungsalternativen.....	11
4	DURCHFÜHRUNG UND AUSWERTUNG VON GROßTECHNISCHEN VERBRENNUNGSVERSUCHEN IN THERMISCHEN ANLAGEN IN BERLIN.....	11
4.1	Rahmenlage der fossilen Heizkraftwerke in Berlin.....	11
4.2	Anforderungen an die Aufbereitung	12
4.3	Beschreibung des Aufbereitungsverfahrens.....	14
4.3.1	Massen- und Energiebilanz.....	16
4.3.2	Fazit zum Aufbereitungsverfahren	20
4.3.3	Vorversuche zum Zünd- und Abbrandverhalten	20
4.3.4	Versuchsaufbau und -ablauf.....	20
4.3.5	Ergebnisse der Vorversuche.....	21
4.4	Verbrennungs-Großversuche	22
4.4.1	BTB GmbH / HKW Schöneweide.....	24
4.4.2	Fernheizwerk Neukölln GmbH / FHW Neukölln.....	29
4.4.3	Vattenfall Europe Wärme AG / HKW Moabit	35
4.4.4	Fazit zu den Verbrennungs-Großversuchen.....	41
5	TECHNIK- UND KOSTENBEDINGUNGEN ZUR REALISIERUNG EINER DEMONSTRATIONS-AUFBEREITUNGSANLAGE	42
5.1	Infrastruktur-/Flächenbedarf der Aufbereitungsanlage.....	42
5.2	Kostenabschätzung.....	43
5.2.1	Investitionsbedarf.....	43
5.2.2	Betriebskosten	44
6	FACHAUSTAUSCH MIT DEM PROJEKT „CARBOTIP“	46
6.1	Material- und Energiebilanzen der Pyrolysekohlen.....	48
6.2	Erlös- und Kostensituation der Pflanzenkohleherstellung	52

7	INTERESSENBEKUNDUNG	54
7.1	BTB – Brennstoffabnahme	54
7.2	Vattenfall – Brennstoffabnahme.....	54
7.3	Florafuel AG.....	57
7.4	Interessenten an Bau und Betrieb.....	57
7.5	Fazit zur Interessenbekundung.....	58
8	ARBEITSSCHRITTE ZUR REALISIERUNG DER DEMONSTRATIONSANLAGE.....	59
8.1	Ermittlung und Ansprache der Bau- und Betriebspartner	60
8.2	Ermittlung des technischen Ausstattungsbedarfes	60
8.3	Klärung von Genehmigungsfragen.....	61
8.4	Auswertung.....	61
9	ERZIELBARE KLIMAGAS- UND RESSOURCENEINSPARUNG...	62
9.1	THG- und Ressourcenwirkung.....	62
9.1.1	Vergleichende Betrachtung zur Herstellung von Pflanzenkohle (CarboTip- Konzept).....	63
9.1.2	Klimaentlastungspotenziale für Berlin gesamt.....	64
9.2	Einordnung der Klimaentlastungspotenziale und THG-Minderungskosten	65
10	ZUSAMMENFASSUNG	66
11	PROJEKTAKTEURE / ANSPRECHPARTNER.....	69
12	LITERATURVERZEICHNIS	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Jahresmengen Laub und Straßenaub in Berlin	2
Tabelle 2 Jahresmengen Grasschnitt.....	4
Tabelle 3 Übersicht Grünrest-Mengen, spezifische THG Wirkungen und stoffliche Qualitäten	6
Tabelle 4 Kenndaten zu Grasschnitt der Bezirke nach Pflegekategorien (PK) (ICU 2011).....	7
Tabelle 5 Heizkraftwerke Berlin – Festbrennstoffe Stand 2009 / geplante Anlagenumstellungen (aus Gesprächsaustausch).....	12
Tabelle 6 Analysen von Gras- und Laub-Brennstoff im Vergleich zu DIN 17225-6	14
Tabelle 7 Jahresmengenströme sowie Kennwerte der florafuel Anlage.....	16
Tabelle 8 BwB Einleitbedingungen und Gegenüberstellung florafuel Abwasserqualitäten vor und nach Aufbereitung	18
Tabelle 9 Eckwerte der Vorversuche und "Ranking" nach Vergleichskriterien	22
Tabelle 10 Übersicht Bestandteile Versuchsbrennstoffe nach Analysen der BTB.....	25
Tabelle 11 Massen-/Energiebilanz im Mischbetrieb Grastaler/Holzpellets.....	26
Tabelle 12 Emissionswerte HKW Schöneweide	27
Tabelle 13 Analyseergebnisse Gras-Pellets FHW Neukölln – Vorabprobe.....	30
Tabelle 14 Analyseergebnisse Gras-Pellets FHW Neukölln – Probe Versuchscharge	32
Tabelle 15 Vergleich Analyseergebnisse "vorab"- und Versuchscharge	32
Tabelle 16 Versuchsergebnisse Prozessdaten FHW Neukölln.....	33
Tabelle 17 Leistungsvergleich Graspellets/Holzpellets FHW Neukölln	34
Tabelle 18 Emissionsvergleich Graspellets/Holzpellets FHW Neukölln.....	34
Tabelle 19 Massen-/Energiebilanz Verbrennung (eigene Berechnung / Versuchsbericht Vattenfall).....	37
Tabelle 20 Emissionsparameter Verbrennungsversuch (aus Versuchsbericht Vattenfall).....	38
Tabelle 21 Physikalische Eigenschaften Grünrest-Pellet Anlieferungszustand Förderversuch Vattenfall 2019.....	39
Tabelle 22 Übersicht über die Betriebskosten einer Aufbereitungsanlage.....	44
Tabelle 23 Kosteneinflüsse Standort Aufbereitungsanlage.....	46
Tabelle 24 Mengen-/Energiebilanz TPT-Konzept bez. auf 1 Mg Grünrest.....	48
Tabelle 25 Klimagutschriften nach SKU 2016	50
Tabelle 26 Transferfaktoren Pyrolyseinput (Pellet) zu Pyrolyseoutput (Pflanzenkohle).....	50
Tabelle 27 THG Bilanzierung 1 Mg Laubpellet zu Pflanzenkohle.....	51
Tabelle 28 Kosten-/ Erlösrechnung Pflanzenkohleherstellung.....	53
Tabelle 29 Spezifische Energie-/Treibhausgasbilanz der Aufbereitung zu Brennstoff	62

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Anfallverteilung der Grünreste im Jahresgang (Grafik: ICU)..... 5

Abbildung 2 Massenbilanz der HTC am Beispiel "Grünabfälle" (Grafik: ICU)..... 10

Abbildung 3 florafuel-Verfahren – Anlage in Grasbrunn, Pellets und Briketts (Bilder: florafuel 2014)..... 14

Abbildung 4 Aufbereitungszustände Brennstoff: Brikett (Bild: florafuel) Pellet, Taler (Bilder: ICU) 15

Abbildung 5 Verfahrensschritte des florafuel-Verfahrens (Grafik: florafuel)..... 15

Abbildung 6 Spezifische Energie-/ Massenbilanzen je 1 Mg Input Grünrest (Grafik: ICU)..... 19

Abbildung 7 Versuchsaufbau Verbrennungsvorversuche (Grafik: ICU)..... 21

Abbildung 8 Grastaler im Anlieferungszustand Verbrennungsversuch Vattenfall (Bild: Vattenfall)..... 23

Abbildung 9 Graspellet der florafuel AG Aufbereitungsanlage (Bild: ICU) 23

Abbildung 10 Graspellet für den Förderversuch im Kraftwerk Moabit – Vattenfall (Bild: ICU) 23

Abbildung 11 Feuerungsparameter Messtechnik BTB (Grafik: BTB)..... 26

Abbildung 12 Staubentwicklung Entladung LKW, Beladung Schute (Bilder: Vattenfall)..... 36

Abbildung 13 Verlauf Verbrennungsparameter (Diagramm: Bericht Vattenfall)..... 37

Abbildung 14 Grünrestbrennstoff nach Verladung in Schubleichter (Bild: ICU)..... 40

Abbildung 15 Sicht durch den Brennstoffbunker Moabit bei mäßiger Staubentwicklung (Bild: ICU) 41

Abbildung 16 Mögliche Anordnung der Aggregate einer Aufbereitungsanlage (Grafik: florafuel)..... 43

Abbildung 17 Potenzial der Karbonisierung von Pflanzenresten hinsichtlich der langfristigen Speicherung von Kohlenstoff (C) und der Bereitstellung von nutzbarer Wärme (Wagner et. al., 2019)..... 47

Abbildung 18 Laub (links) wird über Verdichtung zu Laubpellets (mitte) und mittels Karbonisierung zu Pflanzenkohle (rechts) (Bilder: Wagner et. al., 2019)..... 49

Abbildung 19 THG - Wirkung der Grünrest-Aufbereitung (Grafik: ICU) 64

Abbildung 20 THG Gesamtentlastungspotential Grünrestverbrennung (Grafik: ICU) 64

Abbildung 21 Schema der Demonstrationsanlage, Produkteinsatz als Brennstoff und zur Pflanzenkohle-Herstellung (Grafik: ICU)..... 66

Abkürzungsverzeichnis

AWK		Abfallwirtschaftskonzept
B&S	-	Baum und Strauchschnitt
BHKW	-	Blockheizkraftwerk
BImSchV	-	Bundes-Immissionsschutz-Verordnung
BNetzA	-	Bundesnetzagentur
BrVS	-	Brennstoffvolumenstrom
BSR	-	Berliner Stadtreinigungsbetriebe
BTB	-	Blockheizkraftwerk Träger- und Betreibergesellschaft
C fossil	-	fossiler Kohlenstoff-Anteil
C	-	Kohlenstoff
Cl	-	Chlor
CO ₂ -Äq	-	Kohlendioxid-Äquivalent
CSB	-	Chemischer Sauerstoffbedarf
DE	-	Dampferzeuger
EBS	-	Ersatzbrennstoff
el	-	elektrisch
EVU	-	Energieversorgungsunternehmen
FE	-	Eisen
FHW	-	Fernheizwerk
FM/FS	-	Frischmasse/Frischsubstanz
FS	-	Feuchsubstanz
FSK	-	Feinsteinkohle
FUB	-	Freie Universität Berlin
GaLaBau	-	Garten- und Landschaftsbau
Gew	-	Gewicht
GP	-	Graspellets
GR	-	Grünrest
GRP	-	Grünrest-Pellets
GV	-	Glühverlust
Hg	-	Quecksilber
HKW	-	Heizkraftwerk
I-P	-	Input Pyrolyse
IPCC	-	Intergovernmental Panel for Climate Change
KW	-	Kraftwerk
LaGetSi	-	Landesamt für Arbeits-, Gesundheitsschutz und technische Sicherheit
M&E	-	Maschinen- und Elektroniktechnik
MBS	-	Mechanisch-biologische Stabilisierung
Mg	-	Megagramm
MHKW	-	Müllheizkraftwerk

MJ	-	Megajoule
MPS	-	Mechanisch-physikalische Stabilisierung
MVA	-	Müllverbrennungsanlage
Nawaro	-	Nachwachsender Rohstoff
NO _x	-	Stickoxide
oTS	-	Organische Trockensubstanz
PK	-	Pflegekategorie
PrL	-	Primärluft
RWU	.	Reparatur, Wartung, Unterhalt
SBAZV		Südbrandenburgischer Abfallzweckverband
SKU		Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz
SO ₂	-	Schwefeldioxid
th	-	thermisch
THG	-	Treibhausgas
TM/TS	-	Trockenmasse /Trockensubstanz
TOC	-	Total Organic Carbon (Gesamter organischer Kohlenstoff)
TPT	-	Terra Preta Technologie

1 Veranlassung

In dem im Juni 2021 vom Berliner Abgeordnetenhaus beschlossenen Abfallwirtschaftskonzept 2020 bis 2030 werden in Abschnitt 6.1.2.4 Treibhausgas Emissionen aus der bisherigen Einfachkompostierung von Laub und Grasschnitt angesprochen und zum Fazit geführt: *„Die Behandlung von Berliner Grasschnitt- und Laubabfällen in solchen Einfachkompostierungsanlagen ist daher bis Ende 2022 zu beenden“*. Auch das Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm des Landes Berlin fordert, diese Abfälle vollständig einer höherwertigen Verwertung zuzuführen, um weitere Klimagasentlastungen für das Land Berlin zu erzielen.

Die bei den öffentlichen Berliner Einrichtungen und Unternehmen anfallenden Mengen an krautigen Grünresten betragen rd. 117.000 Mg/a, davon entfallen auf Mähgut (SKU 2017) und Laub (BSR 2019) mit etwa 102.000 Mg/a rd. 88%, den restlichen Betrag bilden Straßenbegleitgrün und Laubsäcke der Berliner Stadtreinigung (BSR). Derzeit werden diese Mengen in einfachen, offenen Kompostierungsanlagen mit hohen Emissionen an Treibhausgasen wie Methan und Lachgas im Land Brandenburg entsorgt. Die Gesamtklimabelastung dieses Entsorgungsweges, auch unter Berücksichtigung der Klimaentlastungen durch den erzeugten Kompost, liegt nach spezifischen Werten (SKU 2017) bei rd. 8.800 Mg CO₂-Äq/a, auf Laub und Mähgut entfallen davon rd. 7.600 Mg CO₂-Äq/a.

Grundsätzlich können für die höherwertige, klimaentlastende Verwertung der genannten Abfälle eine Vielzahl von Verfahren in Betracht gezogen werden. In den vergangenen Jahren wurden hierzu verschiedenste Konzepte entwickelt und teilweise in Form von Verwertungsversuchen technisch erprobt. Zu nennen sind hier die Vergärung, die direkte Verbrennung, die Aufbereitung in Hausmüll-Behandlungsanlagen und die Hydrothermale Karbonisierung (HTC). Teils aus verfahrenstechnischen, teils aus Kostengründen konnte sich bislang keines dieser Verfahren durchsetzen.

Im vorliegenden Forschungsvorhaben wurde nun der Weg untersucht, die Grünreste zu Brennstoff aufzubereiten und diesen dann in bestehenden Kraftwerken als Kohleersatz einzusetzen. Dazu sollten in einer bereits bestehenden Aufbereitungsanlage für Laub und Gras der Firma florafuel AG in der Nähe von München ausreichende Mengen an Brennstoff produziert und für großtechnische Verbrennungsversuche in Berlin eingesetzt werden.

Die ICU – Ingenieurconsulting Umwelt und Bau wurde mit der ingenieurstechnischen Begleitung des Projektes und den damit zusammenhängenden Koordinierungsaufgaben beauftragt. In die Bearbeitung eingebunden war das Ingenieurbüro u.e.c. – Oetjen-Dehne & Partner Umwelt- und Energie-Consult GmbH.

Der vorgelegte Endbericht umfasst folgende Kapitel:

- Mengen an Mähgut und Laub in Berlin (nach BSR Entsorgungsbilanz 2018),
- Marktsondierung zur Leistungsfähigkeit der bestehenden Aufbereitungs- und Verwertungsanlagen in Berlin,
- Qualitative und quantitative Festlegung der entsprechenden Biomasseströme für geplante Verbrennungsversuche,
- Durchführung und Auswertung von großtechnischen Verbrennungsversuchen in geeigneten thermischen Anlagen in Berlin,
- Entwicklung eines Arbeitsplans zur vollständigen Verwertung der Grünreste, darin auch der Fachaustausch mit dem Projekt „CarboTip“ zur Pflanzenkohle-Herstellung,

- Interessenbekundungsverfahren zur Verwertung der Brennstoffe und zum Bau- und Betrieb einer ersten Demonstrationsanlage,
- Darstellung der erzielbaren Klimagas- und Ressourceneinsparungen im Land Berlin.

2 Abfallaufkommen und Treibhausgas (THG) -Wirkungen

Im folgenden Abschnitt werden die relevanten "krautigen" Grünreste nach Art und Jahresmengen in Berlin sowie die mit der aktuellen Verwertung einhergehenden THG-Wirkungen beschrieben.

Für die einzelnen Grünrestströme wurden in verschiedenen Studien (SKU 2017, IFEU/ICU 2012 und ICU 2011) die Treibhausgas (THG)-Wirkungen des derzeitigen Verwertungsweges benannt.

Die betrachteten Stoffströme sind:

- **Laub** - als Straßenlaub der BSR sowie Grünflächenlaub insbesondere der Bezirke,
- **Grasschnitt** - überwiegend als **Mähgut**, in kleinerem Anteil **Straßenbegleitgrün** der BSR,
- **Laubsackinhalte** - organische Gartenabfälle des BSR-Sacksammelsystems.

Anmerkung: Die Mengen an Straßenlaub der BSR sind lt. BSR-Bilanzen im Jahr 2020 um rd. 1.800 Mg bzw. um rd. 5% gegenüber 2018 gesunken. Auf die hier auf Basis der Werte für 2018 betrachtete Gesamtmenge von Laub und Grasschnitt von rd. 102.000 Mg/a wirkt sich dies mit weniger als 2% Abweichung aus und liegt damit im Spektrum der Unschärfen, die nach Vegetationsschwankungen und Mengeneinschätzungen z.B. der Bezirksämter und GaLaBau-Betriebe ohnehin unvermeidbar sind. Insofern wurden die bereits erfolgten umfänglichen, auf die Mengen 2018 bezogenen Berechnungen nicht nochmals aktualisiert. Die finalen Ergebnisse und Aussagen bleiben von dieser ausbleibenden Änderung substantziell unberührt.

2.1 Laub und Straßenlaub

Laub fällt in Berlin auf den bezirklichen Grünflächen und als Straßenlaub an. Die Akteure sind die bezirklichen Grünflächenämter, private Garten- und Landschaftsbaubetriebe (GaLaBau) und im Falle des Straßenlaubes die BSR. Die stoffliche Qualität von Laub variiert je nach Niederschlag und im Falle des Straßenlaubes auch nach Kehrmethode (z.B. durch verstärkte Mitnahme von Erdanteilen) und weist somit erhebliche Schwankungen auf. Beim Trockensubstanz-Gehalt (TS) kann nach Analysen der BSR von 30% ausgegangen werden, mit je nach Niederschlag hohen Spannbreiten.

Im Jahr 2018 wurde ein Straßenlaubaufkommen von rd. 35.000 Mg durch die BSR verarbeitet (BSR 2019).

Bei den bezirklichen Grünflächenämtern wird weiterhin von einem Gesamtaufkommen an Laub von rd. 13.000 Mg ausgegangen (ICU 2011). Beim GaLaBau wurde zusätzlich eine erfassbare Laubmenge von rd. 11.000 Mg abgeschätzt (ICU 2011). Für die Bezirke und den GaLaBau liegen keine aktuelleren Daten vor. Das Gesamtlaubaufkommen beträgt unter Berücksichtigung der aktuellen BSR-Mengen von 2018 danach rd. 59.000 Mg/a.

Tabelle 1 Jahresmengen Laub und Straßenlaub in Berlin

Abfallart	Aktuelle Entsorgung	Quelle	Menge Mg/a
Straßenlaub BSR	Einfache Kompostierung im Land Brandenburg	(BSR 2019)	34.786
Laub der Grünflächenämter der Bezirke	Einfache Kompostierung im Land Brandenburg	(ICU 2011)	13.133
Laub über GaLaBau erfasst	Einfache Kompostierung im Land Brandenburg	(WI/ICU 2009) (ICU 2011)	11.009
Summe Laub			58.928

Die Verwertung erfolgt über Einfachkompostierung im Land Brandenburg, wobei die Aufsetzung von sehr hohen Mieten (> 4 m) gängige Praxis ist. Die erzeugte Kompostmenge wurde anhand der Kenndaten zu 38% bezogen auf die Inputmenge berechnet.

Wegen der stofflichen Ähnlichkeit der Laubmengen (BSR, Bezirke) und derselben genutzten Verwertungsverfahren erfolgt eine gemeinsame THG-Bilanzierung (wie SKU 2017).

In (SKU 2017) ist eine Gesamtnettobelastung von **3.225 Mg CO₂-Äq** für das Jahr 2016 benannt, dies entspricht einer spezifischen THG-Belastung von rd. 52 kg CO₂-Äq/Mg für diesen Stoffstrom. Nach aktuellen Daten für die Mengen der BSR für 2018 ist eine Gesamtnettobelastung von 58.928 Mg Laub mit **3.064 Mg CO₂-Äq** anzusetzen.

2.2 Grasschnitt / Mähgut

Grasschnitt stammt zum deutlich größeren Anteil aus „Mähgut“ von bezirklichen Grünflächenämtern und dem Garten- und Landschaftsbau (GaLaBau) und zum kleineren Anteil aus der Straßenpflege als „Straßenbegleitgrün“, durch die BSR. Auf Grund ähnlicher stofflicher Zusammensetzung wird Mähgut und Straßenbegleitgrün unter dem Begriff "Grasschnitt" zusammengefasst.

Die bei den GaLaBau-Betrieben anfallenden Mengen an Mähgut wurden, da keine aktuelleren Abschätzungen vorliegen, aus (WI/ICU 2009) übernommen. Nach Rücksprache mit dem Fachverband Garten-, Landschafts- und Sportplatzbau Berlin und Brandenburg wurde aufgrund neuer Erkenntnisse die Menge auf 70% des ursprünglichen Wertes angepasst und ergibt damit rechnerisch 15.862 Mg/a. Von dieser Menge fallen nach Aussage des Verbandes rund 70% der als Dienstleistung gemähten Rasenflächen im Bereich der kommunalen Wohnungsbaugesellschaften an (11.103 Mg/a).

Tabelle 2 Jahresmengen Grasschnitt

Abfallart	Aktuelle Entsorgung	Quelle	Menge Mg/a
Straßenbegleitgrün BSR (Kehricht/Organikfraktion)	Einfache Kompostierung im Land Brandenburg	BSR 2019)	7.792
Mähgut der Bezirke	Einfache Kompostierung im Land Brandenburg	(ICU 2011)	27.738
Mähgut über GaLaBau erfasst	Einfache Kompostierung im Land Brandenburg	(ICU 2011)	15.862
Summe Mähgut		(SKU 2017)	43.600
Summe Grasschnitt inklusive Straßenbegleitgrün BSR			51.392

Der Grasschnitt aller Herkunftsbereiche wird kompostiert, bei den Bezirken mit stetig sinkenden Anteilen auf eigenen Kompostplätzen (ICU 2011). Die dominierenden Mengen werden außerhalb Berlins über 10-15 Einfachkompostierungsanlagen verwertet

Für das Mähgut wird in SKU 2017 eine Nettoklimabelastung von **4.389 Mg CO₂-Äq** für das Jahr 2016 angegeben, spezifisch 101 kg CO₂-Äq/Mg.

Bei Straßenbegleitgrün handelt es sich um ein ähnliches Material wie bei Mähgut der anderen Herkunftsbereiche, mit einem höheren Anteil an Erde und teilweise Verunreinigungen sowie bei der Frühjahrsreinigung - je nach Winterbedingungen - mit aufgenommenen Streugutanteilen. Das Material wird in einfachen Kompostieranlagen im Land Brandenburg verwertet.

Im Jahr 2016 wurde ein Straßenbegleitgrün-Aufkommen von 8.176 Mg (BSR 2017) verzeichnet. Für das Jahr 2018 weist die BSR-Bilanz 2019 eine Menge von 7.792 Mg aus.

Unter Anwendung der spezifischen THG-Belastungen aus (SKU2017) von 101 kg CO₂-Äq/Mg ergibt sich für das Straßenbegleitgrün eine THG-Nettobelastung von **787 Mg CO₂-Äq** für das Jahr 2018.

2.3 Laubsack-Inhalte

Das System „Laubsack“ der BSR dient der Entsorgung von Grünresten der Haushalte. Zu nennen sind hier Beet-Putzabfälle (eher Frühjahr), Rasenschnitt (eher Sommer) und Laub (Herbst). Die Jahresmenge betrug 2018 6.639 Mg.

Beim Laubsack ist in den letzten Jahren ein kontinuierlicher Mengenrückgang zu beobachten. Wurden 2010 noch 15.855 Mg (IFEU/ICU 2012) über diesen Weg erfasst, waren es in 2014 9.146 Mg und 2016 nur mehr 7.572 Mg (SKU 2017). Dem Mengenverlust 2010-2018 bei den Laubsäcken von rd. 9.200 Mg/a steht – im gleichen Zeitraum - eine Straßenlaub-Mehrmenge gegenüber. Eine weitere, nicht näher quantifizierte Umlenkung wird durch die zunehmend genutzte Biotonne erfolgt sein.

Die Verwertung der Laubsäcke erfolgt ebenfalls über Einfachkompostierung im Land Brandenburg, ähnlich wie bei der Laub-Verwertung. Es ist eine Gesamtnettobelastung von **292 Mg CO₂-Äq** für das Jahr 2018 für diesen Stoffstrom gegeben, nach den Mengen von 2018 und der spezifischen THG-Belastung aus (SKU 2017) von 44 kg CO₂-Äq/Mg.

2.4 Anfallverteilung von Laub und Grasschnitt

Die Jahresgänge von Laub und Grasschnitt weisen sehr hohe Schwankungen auf. In Abbildung 1 sind in gerundeten Orientierungswerten der Monatsanfall für die einzelnen Ströme im Jahresgang grafisch durch die Balken dargestellt und die jeweilige Monatsgesamtmenge durch die Linie angegeben.

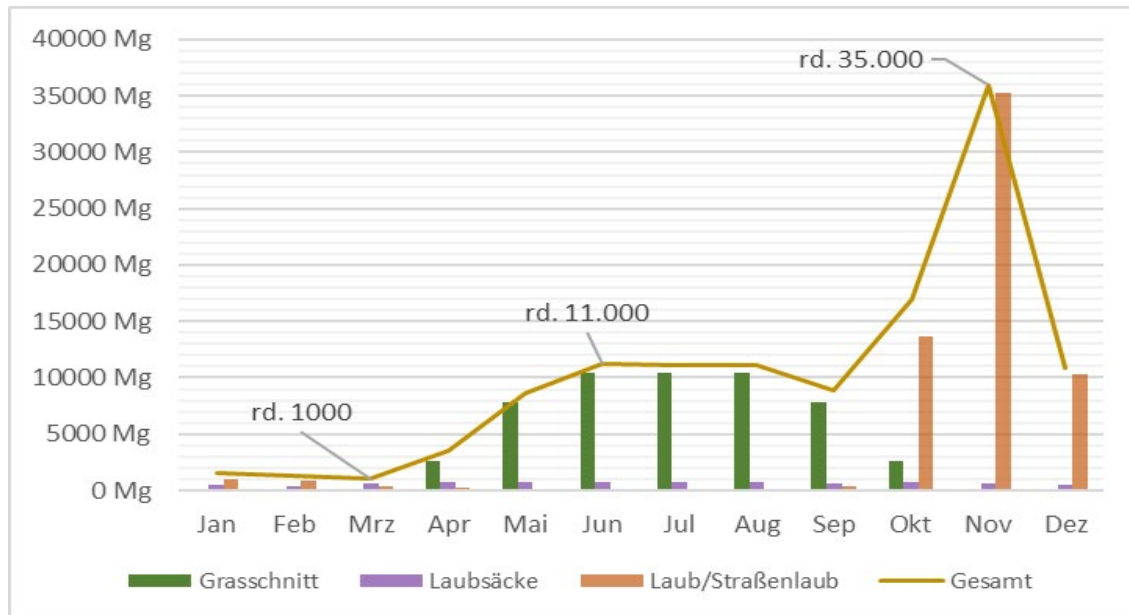


Abbildung 1 Anfallverteilung der Grünreste im Jahresgang (Grafik: ICU)

Die verschiedenen Stoffströme gleichen sich in gewissem Maße in ihrem Anfallverhalten über das Jahr hin aus. In den Monaten Mai bis September sind recht kontinuierlich Grasmengen um 10.000 Mg/Monat zu verarbeiten. Laub fällt in den Monaten Oktober bis Dezember an, wobei fast 60 % der Jahresgesamtmenge auf den November entfallen.

In den ersten drei Jahresmonaten sind Minimalwerte unter 2.000 Mg/Monat zu erwarten, nach Beginn der Vegetationsperiode bis September auf rd. 11.000 Mg/Monat steigend. Der Sommer-Monatswert erhöht sich um rd. den Faktor 3,5 im November durch den Laubanfall.

2.5 Zusammenfassung der Ausgangsstoffe, der stofflichen Qualitäten und der THG-Wirkungen

Die anfallenden krautigen Grünreste werden derzeit fast ausschließlich kompostiert. Der Energiegehalt geht dabei verloren, und durch die klimawirksamen Emissionen, die durch die Kompostgutschriften nur anteilig neutralisiert werden, resultieren netto verschiedene hohe Treibhausgasbelastungen.

Tabelle 3 fasst die Mengen, spezifischen und summierten CO₂-Äq-Belastungen sowie stoffliche/energetische Orientierungswerte der beiden Abfallarten zusammen (nach SKU 2017).

Die Gesamtmenge der vier Fraktionen von rd. 117.000 Mg/a bewirkt über die derzeitige Verwertung per Kompostierung eine THG-Belastung von **8.532 Mg CO₂-Äq**.

Da das in diesem Bericht hauptsächlich diskutierte Aufbereitungsverfahren bislang ausschließlich Erfahrungen mit *Laub und Mähgut* gesammelt hat, wird in den nachfolgenden Kapiteln und

speziell in der THG-Bewertung auf diese beiden Fraktionen fokussiert. Die jährliche THG-Gesamtbelastung durch die derzeitige Verwertung liegt für diese beiden Fraktionen bei **7.479 Mg CO₂-Äq.**

Tabelle 3 Übersicht Grünrest-Mengen, spezifische THG Wirkungen und stoffliche Qualitäten

	Einheit	Laub / Straßenlaub	Mähgut	Laubsäcke	Straßenbegleitgrün BSR	Summe/Mittel	Summe/Mittel Laub + Mähgut
Menge 2018	Mg/a	58.928*	43.600	6.639*	7.792*	116.959	102.528
IST CO₂-Äq-Belastung	kg/Mg IST	52	101	44	101	73	73
	Mg/a IST	3.064	4.389	292	787	8.532	7.479

Heizwert	MJ/Mg FS	3.800	2.200	4.700	2.200
TS	% FS	30%	25%	45%	25%
oTS	% TS	60%	85%	65%	85%
C fossil	% FS	0%	0%	0,2%	0%

* Veränderungen gegenüber älteren Angaben, da aktuellere Entsorgungsbilanz für das Jahr 2018 der BSR vorliegt

3 Marktsondierung zur Leistungsfähigkeit der bestehenden Aufbereitungs- und Verwertungsanlagen in Berlin

Die Kompostierung stellt derzeit die IST-Verwertung dar, die wie oben dargestellt netto eine THG-Belastung aufweist. Alternativ können die Stoffströme Grasschnitt und Laub einer höherwertigen Verwertung zugeführt werden, indem sie vergoren oder entweder im Rohzustand oder nach Aufbereitung verbrannt werden. Für die direkte Verbrennung kommen grundsätzlich sowohl Abfallverbrennungsanlagen als auch Biomasse-Heizkraftwerke in Betracht. Alternativ ist eine Aufbereitung zu Brennstoff möglich, dies wurde für die Hausmüll-Aufbereitungsanlagen zur Brennstoffherstellung (MPS, MBS) in Versuchen erprobt, daneben über die hydrothermale Karbonisierung (HTC). Die bisherigen Erfahrungen und Rechercheergebnisse sind nachfolgend zusammengestellt.

3.1 Vergärung

Das stofflich-energetische Verwertungsverfahren „Vergärung“ ist grundsätzlich nur für Grasschnitt sinnvoll einsetzbar, da Laub keine relevanten Biogasausbeuten liefert. Geeigneter Grasschnitt weist ein Gasbildungspotential von rd. 90 m³/Mg mit rd. 60% Methananteil auf. Rund 50 % der organischen Substanz werden zu Biogas umgesetzt, die andere Hälfte wird als Gärrest stofflich verwertet. Das bei der Vergärung von Grasschnitt anfallende Biogas steht dann für die energetische Nutzung zur Verfügung, in der Regel über die Verstromung über BHKW, eine Aufbereitung auf Erdgasqualität ist ebenfalls möglich.

Die spezifische THG-Entlastung für die Verwertung von Grasschnitt gegenüber der Kompostierung über die Vergärung beträgt rd. -175 kg CO₂-Äq/Mg (IFEU/ICU 2012) und kann daher zunächst als Verwertungsvariante für Grasschnitt in Betracht gezogen werden.

Klimakritisch sind unkontrollierte Methan- und Lachgasfreisetzungen bei Vergärungsanlagen, sofern die Methanemissionen nicht nach den Vorgaben der TA-Luft begrenzt werden. Die Vollstromvergärung (Aufnahme des gesamten Frischmaterials) für Grasschnitt stellt sich wegen der Inhomogenität des Grasmaterials abhängig vom Erntezeitpunkt und Erntezustand eher als problematisch dar. In Tabelle 4 sind die Kenndaten des Berliner Grasschnitts der Bezirke für unterschiedliche Pflegekategorien (aus IFEU/ICU 2012) zusammengetragen. Die Eignung für eine Vergärung hängt von der jeweiligen Pflegekategorie (PK) ab. Nur das Gras der Pflegekategorie PK 4 wäre mit hoher Gasbildungsrate gut zur Vergärung geeignet. Der Mengenanteil dieses Grasses von Bezirksflächen beträgt jedoch mit ca. 46% nur knapp die Hälfte der anfallenden Grasmengen.

Die Mengen aus PK 3, mit etwa 33%, sind nur bedingt und eher als Co-Vergärungssubstrat und die der PK 5 mit etwa 21% Anteil nur sehr bedingt geeignet (ICU 2011).

Zum einen liefert der Grasschnitt also wegen der stark variierenden Schnitthäufigkeit der Pflegeflächen nur teilweise eine optimale Biogasausbeute, zum anderen ist er von heterogener Konsistenz und teilweise verschmutzt, so dass von Betreibern von NawaRo-Vergärungsanlagen bei Co-Vergärung Probleme in der (biologischen) Betriebssicherheit gesehen werden und daher die Mitbehandlung abgelehnt wurde.

Fazit: Die Vergärung ist für Laub generell nicht geeignet, für Mähgut kann eine Co-Vergärung in NawaRo-Anlagen aus betriebstechnischen Gründen nicht erfolgen.

Tabelle 4 Kenndaten zu Grasschnitt der Bezirke nach Pflegekategorien (PK) (ICU 2011)

	PK 3	PK 4	PK 5
Mengenanteile	33 %	46%	21%
Strukturtyp	Gebrauchsrasen	Landschaftsrasen	Wiesen, Sukzessions- u Biotopflächen
Schnitte pro Jahr	ca. 12 x	3 – 4 x	1 – 2 x
Saisonaler Anfall	April-Oktober	Mai/Juli/August/ Okt	Ende Juli/ September
Trockensubstanzgehalt TS	8-15 %	10-20% -	10-25%
Organischer TS-Gehalt	> 85%	> 85%	> 85%
Dichte nach Schnitt	0,33 Mg/m ³	0,33 Mg/m ³	0,2 Mg/m ³
Gasbildungspotential	gering	hoch	sehr gering bis mitte
Eignung für die Vergärung	bedingt, als Co-Vergärungssubstrat	gut geeignet	nur zweiter Schnitt geeignet

3.2 Mitverbrennung in Abfallverbrennungsanlagen

In Hausmüll-Verbrennungsanlagen ist die Anlagentechnik grundsätzlich geeignet, zusätzliche Mengen von Grasschnitt und Laub aufzunehmen, solange der Mindestheizwert nicht unterschritten wird. Die Beimischungsquoten von Grünresten in Abfallverbrennungsanlagen werden daher maßgeblich vom Feuchtigkeitsgehalt und Heizwert gegenüber den anderen Inputmaterialien begrenzt.

In zwei durchgeführten Modellversuchen aus dem Jahre 2014 in der Abfallverbrennungsanlage IKW Rüdersdorf konnten Beimischungsquoten von 30 % unproblematisch realisiert werden. Geruchsbildung, Handling, Mischbarkeit mit anderen Abfällen und vollständiger Ausbrand

erwiesen sich in dem mit rd. 100 Mg Laub durchgeführten Versuch als unproblematisch. Außerdem kam es zu keiner signifikanten Änderung der Emissionen bzw. Verbrennungsparameter im Rein- und Rohgas, die Betriebsmittelverbräuche blieben weitgehend unverändert, und auch der Anfall von Aschen, Stäuben und Schlacken blieb auf normalem Niveau.

200-250 Mg an Grünresten wären so pro Tag beispielsweise im IKW Rüdersdorf handhabbar. Bei einem sehr hohen Wassergehalt könnte sich die Mitverbrennungsmenge auf 150-200 Mg/d verringern. In den Monaten Oktober bis Dezember könnten somit etwa 15.000 Mg direkt energetisch verwertet werden. Nach SKU 2015 ist auch eine Zwischenlagerung für Grünreste denkbar und somit der Einsatz auch in den anderen Monaten möglich. Es wird eine Menge von weiteren 45.000 Mg angegeben, die so zusätzlich im IKW Rüdersdorf verarbeitet werden könnte.

Das Hemmnis der Mit-Verwertung ist die Auslastung der Anlage mit höherpreisigen Abfällen: In den letzten Jahren sind die Annahmepreise für EBS stark gestiegen (auf rd. 100 €/Mg) was deutliche Mehrkosten dieses Verwertungsweges für die Grünreste gegenüber der Kompostierung mit sich bringen würde.

In der MVA Ruhleben gilt seitens der prinzipiellen technischen Fähigkeit Ähnliches, nur ist die Kostensituation hier noch unrealistischer, da nach den Tarif- und Leistungsbedingungen 2019/2020 für jeden dort angenommenen Abfall ein Entgelt von rd. 114 €/Mg zu entrichten ist. Fazit: Die Mitverbrennung in MVA ist zwar technisch machbar, aber durch die Konkurrenzsituation zu anderen verbrannten Abfällen zu kostspielig.

3.3 Unbehandelte (Co-) Verbrennung im Biomasse-Heizkraftwerk Neukölln

Das Biomasse-Heizkraftwerk Neukölln wurde 2003 in Betrieb genommen. Es wird mit voraufbereitetem Altholz (Altholzkategorie AII bis AIV) betrieben und produziert über zwei Feuerungslinien mit je 15 Mg/h in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine Leistung von 20 Megawatt elektrisch und 66 Megawatt thermisch. Der aktuelle Input beträgt rd. 220.000 Mg/a. Etwa 10 % dieser Kapazität könnten mit zusätzlichen Grünresten belegt werden. In einem ersten Einspeisungsversuch von Laub ergaben sich jedoch erhebliche Komplikationen in der Fördertechnik, so dass in diesem Bereich noch Anpassungen erforderlich wären. Weitere Versuche haben bisher nicht stattgefunden und sind auch nicht geplant.

Fazit: Wegen ausreichender Auslastung und notwendiger Anpassung der Einförderung besteht im Holzheizkraftwerk Neukölln kein Interesse an einer Grünrest-Annahme.

3.4 Physikalische / biologische Aufbereitung in bestehenden Abfall-Behandlungsanlagen (MPS-/MBS-Anlagen)

In Anlagen der Mechanisch-Physikalischen- oder Mechanisch-Biologischen-Stabilisierung (MPS und MBS) von Hausmüll können Grünreste technisch analog getrocknet, von Inertstoffen befreit und als Brennstoff ausgebracht werden.

In Berlin stehen derzeit noch zwei MPS-Anlagen zur Verfügung. Die ebenfalls betrachtete MBS befindet sich am Standort Niederlehme südöstlich von Berlin.

3.4.1 MPS-Anlage Reinickendorf (ALBA/BSR)

Die MPS-Anlage Reinickendorf ist eine der zwei Mechanisch-Physikalischen-Trocknungsanlagen (MPS) im Land Berlin. Im Gegensatz zur Anlage in Pankow (Alleineigentum BSR) sind

hier die Unternehmen ALBA und BSR Eigentümer. Die Anlage hat eine genehmigte Kapazität von 190.000 Mg/a für die Verarbeitung von Berliner Siedlungsabfällen.

Die Anlagenauslastung erfolgt teilweise über Hausmüll der BSR, zudem werden Abfälle der ALBA-Group hier behandelt.

Die MPS-Anlage in Reinickendorf könnte grundsätzlich Trocknungs-Kapazitäten für Grünreste im Umfang von rd. 5.000 Mg/a zur Verfügung stellen, allerdings werden die Kapazitäten vorrangig für höherpreisige Abfälle genutzt.

3.4.2 MPS-Anlage Pankow (BSR)

Die MPS Anlage der BSR in Pankow ist technisch mit der in Reinickendorf vergleichbar. Hier wurde im Herbst 2011 ein Versuch zur Mitverarbeitung von Straßenlaub durchgeführt. Zum verarbeiteten Haus- und Geschäftsmüll wurden rd. 770 Mg Straßenlaub eingespeist. Der Laub-Anteil lag damit bei 20% des Gesamt-Inputs. Probleme in der Verarbeitung traten nicht auf, bis auf das nicht vollständig ausfüllbare Ladegewicht der EBS-Container. Die vier vom EBS des Laubversuches gezogenen Proben zeigten keinen signifikanten Unterschied gegenüber dem ebenfalls vierfach beprobten Restabfallbetrieb der Vorwoche, auch nicht in den Anteilen fossilen Kohlenstoffs. Als wesentliche Aussage des Versuchs ist festzuhalten: Laub kann technisch in Anteilen von 20% in der MPS mitverarbeitet werden, was im Zeitraum des Laubanfalls in (ICU/IFEU 2012) auf rund 5.000 Mg abgeschätzt wurde.

Die BSR als Eigentümer haben dennoch die Nutzung der Anlage zur Verwertung von Grünresten aus verschiedenen Gründen als perspektivlos eingestuft.

3.4.3 MBS-Anlage Niederlehme

Der Hausmüll aus dem Einzugsgebiet des SBAZV und des Landkreises Oder-Spree wird über eine 150.000 Mg/a MBS-Anlage am Standort Niederlehme verarbeitet. Zusammengefasst wird der Abfall über 7–10 Tage biologisch getrocknet und nachfolgend in brennbares Leichtgut sowie abzulagerndes Inertmaterial getrennt. Der erzeugte EBS wird vorrangig in Braunkohlekraftwerken der LEAG eingesetzt.

Mehrfache Versuche zur Stabilisierung und Aufbereitung von Grünabfällen (Kanthak & Adam 2007) in der Anlage zeigten zufriedenstellende Ergebnisse.

Der Betreiber bestätigte 2018 seine bereits 2012 erteilte Auskunft, rd. 5.000 Mg Laub aus Berlin in den acht Wochen der Spitzenanfallzeit annehmen zu können, Wegen der inzwischen gestiegenen Abnahmepreise für den EBS sei derzeit ein Entgelt von 80-90 €/Mg vorauszusehen.

Fazit: Es gilt bei der MPS und MBS Ähnliches wie bei der Hausmüll-MVA: Die Mitverarbeitung ist zwar (in begrenztem Umfang) technisch möglich, allerdings ist zumindest mit deutlich höheren Annahmepreisen zu rechnen; der laufend zunehmende Abfallanfall durch Bevölkerungszuwachs benötigt zunehmende Behandlungskapazitäten für Restabfälle.

3.4.4 Anpassung bestehender MBA-Anlagen im Umfeld Berlins

Eine weitere Verwertungsvariante der Grünreste könnte darin bestehen, bestehende MBA-Anlagen im Umfeld von Berlin auf den Betrieb einer mechanisch-biologischen Stabilisierung anzupassen, d.h. eine biologische Trocknung und bedarfsweiser Abtrennung von Inertstoffen

in den Anlagen zu realisieren. Auf Anfrage bei der MBA Schwanebeck, die die Trockenstabilisierung von feuchtem Hausmüll-Unterkorn erfolgreich erprobte, teilte der Betreiber mit, dass er zwar die Trocknung, aber mangels vorhandener und auch nicht geplanter Ausrüstung nicht eine Inerttrennung und Konfektionierung zu einem direkt verwertbaren Brennstoff leisten könne. Insofern entfällt diese Option.

3.5 HTC-Behandlung zur Erzeugung von Biokohle

Das Verfahren der hydrothermalen Karbonisierung (HTC) reproduziert den Prozess der natürlichen Inkohlung in wenigen Stunden (Temp. > 200°C, > 20 bar). Die Produkte des Aufbereitungsprozesses im HTC-Verfahren sind eine Biokohle und Abwasser. Das potenzielle Einsatzgebiet für dieses Verfahren erstreckt sich auf die Behandlung von Klärschlamm, Bioabfall, Laub und Grasschnitt. In (IFEU/ICU 2012) wurde das Verfahren näher beschrieben, eine aktualisierte Beschreibung des Entwicklungsstandes findet sich in (M+A 04.2018).

Das HTC-Verfahren nutzt die chemisch-physikalische Eigenschaft organischer Abfallstoffe, sich bei hohem Druck und hoher Temperatur (ca. 20 bar und 210°C) in 2-4 Stunden zu zersetzen. Die langkettige organische Substanz zerfällt und kann als Feststoff aus der Flüssigphase extrahiert werden. Durch den höheren Anteil an elementarem Kohlenstoff hat das Produkt eine dunkelbraune bis schwarze Farbe. Die organische Trockensubstanz des Organik-Abfalls wird zu 65% - 80% in HTC-Kohle überführt. Ebenso wird die Brennwert-Fracht des Inputs zu rd. 70% in der erzeugten Kohle wiedergefunden.

Abbildung 2 zeigt eine Massenbilanz für das HTC-Verfahren beim Einsatz von Grünschnitt mit einem TS von 30% im Input. Je nach Grad der Inkohlung ist eine mechanische Entwässerung auf 50 - 70 % TS erreichbar, die verbleibende Trocknung ist thermisch zu leisten.

Durch den HTC-Prozess und die mechanische Entwässerung bleibt massenbezogen etwa 1/4 des Inputs als Biokohle übrig, mit einem Energiegehalt von etwa 16 - 18 MJ/kg Output.

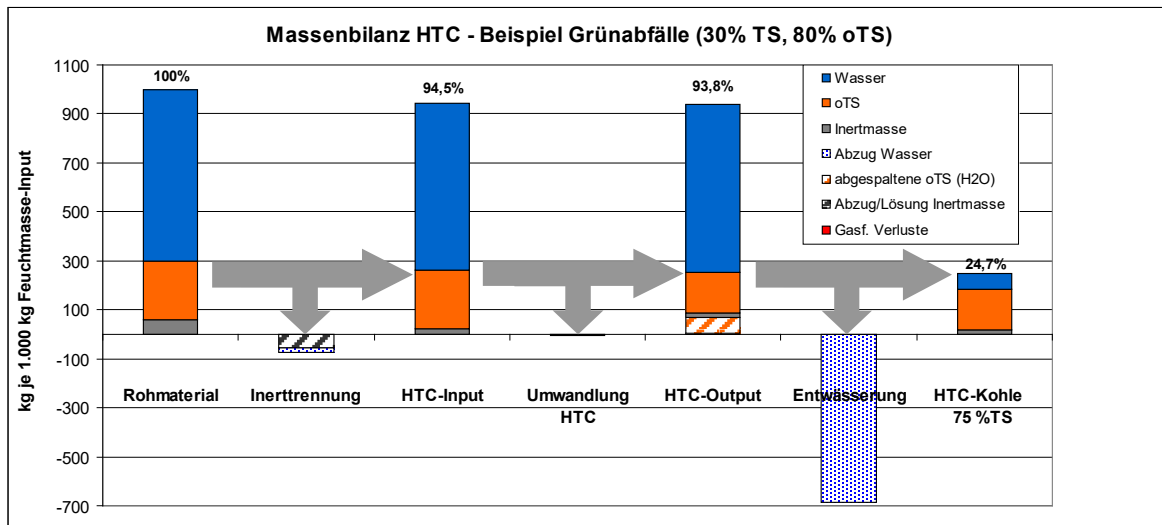


Abbildung 2 Massenbilanz der HTC am Beispiel "Grünabfälle" (Grafik ICU)

Eine besondere energetische Herausforderung ist, den Energiegehalt der heißen Suspension möglichst verlustarm zur Aufwärmung des Inputs zu nutzen (M+A 04.2018).

Hauptproblem des Aufbereitungsprozesses ist die Behandlung des Prozessabwassers. Durch die Reaktionsbedingungen (hoher Druck, hohe Temperatur) bilden sich stabile organische

Verbindungen, die im Klärwerk nicht abgebaut werden können. Hinsichtlich alternativer Lösungen der Abwasserproblematik der HTC Technologie liegt nach Kenntnis des Gutachters derzeit kein grundlegend neuer Ansatz vor, der der HTC Technologie für die Verwertung von Laub und Grasschnitt zum Durchbruch verhelfen könnte. Dennoch wird das Forschungsfeld weiterbearbeitet. Das Verfahren zur Herstellung von HTC-Kohle sollte daher weiter in Betracht gezogen und die Entwicklung beobachtet werden.

Fazit: Im Gutachten (IFEU/ICU 2012) wurde dem HTC-Verfahren ein perspektivischer Stellenwert zugewiesen. Aus heutiger Sicht stellt sich dies aber insbesondere wegen der derzeit noch ungelösten Abwasserproblematik als kritisch dar, das verlustreduzierte Energiemanagement ist ebenfalls noch nicht zufriedenstellend realisiert.

3.6 Fazit zu den bisher untersuchten Verwertungsalternativen

Die oben beschriebenen, zur klimaentlastenden Verwertung von Grünresten zunächst geeignet erscheinenden Verfahren stießen zusammengefasst auf folgende Hemmnisse:

- Die Co-Vergärung in NawaRo-Anlagen ist aus verfahrenstechnischen Gründen nicht umsetzbar,
- In Anlagen der Hausmüllbehandlung stehen der Mitverarbeitung Kostengründe entgegen, aufgrund der höherpreisig verfügbaren Hausmüllmengen,
- Bei der HTC sind die Abwasserproblematik und das Energiemanagement derzeit nicht zufriedenstellend gelöst.

Diese kritischen Betrachtungen stellen nicht in Frage, dass in den o.g. Verfahrensbereichen weitere Einsatzmöglichkeiten erschlossen werden können. Auch bei optimistischen Annahmen werden diese allerdings nicht im Entferntesten eine Gesamtkapazität erreichen, die dem in Kapitel 2 genannten Mengenaufkommen von über 100.000 Mg/a gerecht werden könnte. Insofern ist die Suche nach weiteren Alternativen geboten

4 Durchführung und Auswertung von großtechnischen Verbrennungsversuchen in thermischen Anlagen in Berlin

Erstes Ziel beim Einsatz von Biobrennstoffen ist der Ersatz von klimabelastender Kohle. Im Hinblick auf den Braunkohleausstieg im Land Berlin im Jahr 2017 und den avisierten Steinkohleausstieg im Jahr 2030 kann dann auch Erdgas als zu substituierender fossiler Brennstoff relevant werden. Wegen des bevorzugten Ersatzes von Steinkohle werden hier die damit betriebenen Heizkraftwerke im Land Berlin in Betracht gezogen, die mit Wanderrost- und Wirbelschichtkesseltechnologie ausgestattet sind.

4.1 Rahmenlage der fossilen Heizkraftwerke in Berlin

Aus der Energiebilanz aus dem Jahre 2017 (Energiebilanz 2017 Berlin) konnte der Mengenverbrauch an Braun- und Steinkohle für das Land Berlin entnommen werden. Für Steinkohle werden pro Jahr etwa 1,4 Mio. Mg (mit rd. 37.000 Terajoule) und für Braunkohle rd. 0,6 Mio. Mg (entsprechend rd. 5.400 TJ) angegeben. Am Gesamtprimärenergieverbrauch Berlins nahm die Steinkohle somit einen Anteil von 13,8 % und die Braunkohle von etwa 2 % ein. Vor dem Hintergrund, dass sich die großen Verbrennungsanlagen in Berlin bis 2030 bzgl. ihrer Brennstoffe umstellen müssen, ändern sich diese Verbräuche von Jahr zu Jahr deutlich. Seit 2018 wird in Berlin keine Braunkohle mehr in einem relevanten Maßstab eingesetzt.

Eine Übersicht der grundsätzlich in Betracht zu ziehenden Heizkraftwerke mit Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe ist in nachfolgender Tabelle aufgeführt.

Tabelle 5 Heizkraftwerke Berlin – Festbrennstoffe Stand 2009 / geplante Anlagenumstellungen (aus Gesprächsaustausch)

Name der Anlage / Betreiber	Thermische Leistung rund	Brennstoffverbrauch	Brennstoffart	Geplante Anlagenumstellung (Zeitpunkt)
BTB HKW Schöneweide / BTB GmbH	36 MW _{th}	20.000 Mg/a	Steinkohle	noch offen: Erdgas, Biomasse, Geothermie (in Planung)
FHW Märkisches Viertel / Vattenfall	18 MW _{th}	40.000 Mg/a	Holzhackschnitzel	-
Fernheizwerk Neukölln / FHW Neukölln AG	80 MW _{th}	40.000 Mg/a	Steinkohle / Holzpellets	Erdgas (in Planung)
Biomasse HKW Neukölln / Innogy SE	65 MW _{th}	15.000 Mg/a	Holz	-
HKW Moabit / Vattenfall	240 MW _{th}	230.000 Mg/a	Steinkohle, Holzhackschnitzel	reine Biomasse Verbrennung
HKW Reuter / Vattenfall	330 MW _{th}	220.000 Mg/a	Steinkohle	Power to Heat, Gas HWE (in Umstellung)
HKW Reuter West / Vattenfall	760 MW _{th}	1.130.000 Mg/a	Steinkohle	Erdgas – GuD, Abwärme (2025-2030)

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) führt in der Kraftwerksliste (Kraftwerke >10 MW_{el}) im Falle der Steinkohle in Berlin die verschiedenen Kraftwerksblöcke Reuter und das Kraftwerk Moabit auf, für Braunkohle nur das im Mai 2017 außer Betrieb gegangene Kraftwerk Klingenberg. Fossil befeuerte Kraftwerke mit einer Leistung kleiner als 10 MW_{el} werden in der Kraftwerksliste nicht aufgeführt. Die Daten stammen aus einer IST-Erhebung von 2009. Im **Anhang A** befindet sich außerdem eine Karte mit allen Kraftwerken Berlins, aufgeschlüsselt nach Brennstoffart und -einsatz sowie Lage. Die aktualisierte Version der Karte von 2019 weist in der Quelle keine Informationen nach Brennstoffarten und -verbrauch. Die Übersicht beinhaltet sowohl Feuerungsanlagen größer als auch kleiner 50 MW_{th}. Es werden alle Anlagen in Berlin aufgeführt, die nach der 4. BImSchV genehmigt sind.

4.2 Anforderungen an die Aufbereitung

Für den Einsatz als Steinkohlesubstitut in Heizkraftwerken müssen die Grünreste eine Aufbereitung erfahren. Vom erzeugten Brennstoff werden dabei gegenüber dem Roh-Abfall erwartet:

- Heizwerterhöhung/Energiedichteerhöhung,
- Inertstoffabtrennung (Sande, Steine etc.),
- Reduzierung des Feuchtegehaltes,
- Reduzierung des Chlorgehaltes,
- Anhebung des Ascheschmelzpunktes,
- Verbesserung der Lager-/Förderfähigkeit.

Um Steinkohle zu substituieren, muss der Aufbereitungsprozess einen Brennstoff bereitstellen, der verfahrenstechnisch der Steinkohle möglichst nahekommt. Problemfelder, die sich in

der Vergangenheit gezeigt haben, sind die nicht ausreichende Reduzierung des Chlorgehalts und das schlechtere Förder-/und Lagerverhalten. Die Erhöhung der Energiedichte, die Inertstoffabtrennung und die Reduzierung der Restfeuchte konnte über verschiedene Verfahren weitgehend zufriedenstellend realisiert werden.

Derzeit kommen für die Biomasse-Mitverbrennung in Steinkohle-Heizkraftwerken die regenerativen Brennstoffe Holzhackschnitzel und Holzpellets zum Einsatz. Eine Untersuchung (Cremers 2009) von 234 Kraftwerken weltweit hat gezeigt, dass Beimischungsquoten von 30% an Holzpellets technisch ohne weiteres möglich sind, auch ohne eine signifikante Reduktion der Kraftwerksleistung. Bei ungetrockneten Holzhackschnitzeln lassen sich auf Grund des sehr hohen Wassergehalts und des massebezogenen geringen Heizwertes nur Quoten zwischen 3-5 %, maximal 10 % realisieren. Dies bestätigen auch Erfahrungen aus Holzhackschnitzel-Mitverbrennungsversuchen der Vattenfall Europe AG.

Die Mitverbrennung von HTC-Kohle aus Grünresten erwies sich in hausinternen Untersuchungen speziell von Vattenfall zwar als technisch machbar, jedoch stehen die bislang nicht nachhaltig ausgeräumten Nachteile des Verfahrens (Abwasser, Energie-Rückgewinnung in der Aufbereitung, s. Kapitel 3.5) dem Einsatz entgegen. Der Focus der Untersuchungen in diesem Projekt lag daher auf den Brennstoffen des sog. „Pressverfahrens“. Darunter wird die Aufbereitung von Grünresten unter Einsatz von mechanischer und thermischer Energie zur Reduzierung des Feuchtegehalts sowie zur Verpressung und somit zur Energiedichteerhöhung verstanden. Integriert im Prozess werden lösliche Salze und Inertstoffe abgetrennt. Das Verfahren wird insofern als aussichtsreich angesehen, da es – im Gegensatz zum HTC-Verfahren – die thermische Neubildung biologisch nicht oder nur schwer abbaubarer Abwasserkomponenten umgeht. Die Rückgewinnung von Prozessenergie in der Aufbereitung entfällt ebenfalls, da das Verfahren bis zur mechanischen Entwässerung „kalt“, d.h. bei Umgebungstemperatur arbeitet. Der verbleibende Energiebedarf für die abschließende Trocknung ist fast auf den Bereich der mechanisch entwässerten HTC-Kohle abgesenkt, da der noch zu verdampfende Wassergehalt fast auf demselben Niveau wie bei der HTC-Kohle liegt. Ein solches Pressverfahren wurde von der Firma florafuel AG entwickelt und steht in einer über Jahre laufend weiter entwickelten Anlage in Betrieb.

Voraussetzung für den Einsatz dieses Verfahren ist natürlich, dass die erzeugten Brennstoffe den Anforderungen der sie einsetzenden Kraftwerke genügen.

Wesentlich für die Einsetzbarkeit des Grünrest-Brennstoffes ist die Einhaltung der analytischen Anforderungen für Pellets aus halmgutartiger Biomasse nach DIN EN 17225-6. In Tabelle 6 sind die maßgeblichen Anforderungen der DIN den Werten der im florafuel-Verfahren erzeugten Brennstoffe gegenübergestellt.

Von den beteiligten Berliner EVU wurde diese chemisch-analytische Beschaffenheit als zufriedenstellend für die Versuchsdurchführung eingestuft. Im Zuge der Verbrennungsversuche haben die EVUs weitere Laboruntersuchungen in Auftrag gegeben, um die genaue chemische Beschaffenheit der Versuchschargen zu kennen. Die jeweiligen Auszüge sind im Kapitel 4.4 eingefügt.

Tabelle 6 Analysen von Gras- und Laub-Brennstoff im Vergleich zu DIN 17225-6

Auszug aus DIN 17225-6				Florafuel-Brennstoff	
Eigenschaftsklasse	Einheit	Klasse A	Klasse B	Gras	Laub
Wassergehalt	% FM	≤ 12,0	≤ 15,0	11,5	12,3
Aschegehalt	% TS	≤ 6	≤ 10	6,9	12,2
Heizwert	MJ/kg	≥ 14,5	≥ 14,5	15,6	15,5
Stickstoff	% TS	≤ 1,5	≤ 2,0	1,21	1,3
Schwefel	% TS	≤ 0,20	≤ 0,30	0,12	0,16
Chlor	% TS	≤ 0,10	≤ 0,30	0,057	0,062
Arsen	mg/kg	≤ 1	≤ 1	0,41	< 1
Cadmium	mg/kg	≤ 0,5	≤ 0,5	0,1	0,2
Chrom	mg/kg	≤ 50	≤ 50	8,3	11,0
Kupfer	mg/kg	≤ 20	≤ 20	13,0	28,9
Blei	mg/kg	≤ 10	≤ 10	5,30	9,58
Quecksilber	mg/kg	≤ 0,1	≤ 0,1	0,021	< 0,07
Nickel	mg/kg	≤ 10	≤ 10	2,77	4,03
Zink	mg/kg	≤ 100	≤ 100	67,0	91,4
Ascherweichungspunkt	°C	anzugeben		1.150	>1.000

4.3 Beschreibung des Aufbereitungsverfahrens

Die oben beschriebenen und in den Verbrennungs-Großversuchen eingesetzten Brennstoffe wurden in einer Pilotanlage der florafuel AG in Grasbrunn (bei München) produziert, die eingesetzten Abfallstoffe sind nach saisonalem Anfall „Laub“ und „Mähgut“. Als Output sind verschiedene Brennstoffausführungen realisierbar: Pellet, Taler und Brikett. Nachstehend sind einige Abbildungen der Anlage und der erzeugten Brennstoffe zusammengestellt.



Abbildung 3 florafuel-Verfahren – Anlage in Grasbrunn, Pellets und Briketts (Bilder: florafuel 2014)

Die Pellets können in ihren Abmaßen grundsätzlich denen von Holzpellets gleichgesetzt werden. Je nach Einsatz der Kompaktier-Matrize sind auch andere Maße realisierbar. In der Projekterweiterung kam beispielsweise für die besonderen Anforderungen der Kraftwerksinfrastruktur eines EVUs ein Pellet in den Abmaßen $d = 18 \text{ mm}$ und $h = 30 - 80 \text{ mm}$ zum Einsatz (siehe Abbildung 10). Der Aufbereitungszustand "Taler" ist ein Pressling mit einem Durchmesser von $d = 55 \text{ mm}$ und einer Höhe von $h = 10 - 20 \text{ mm}$ und entsteht durch Abschneiden des

aus der Presse austretenden Brikettstranges. Die Briketts entstehen durch unbeeinflussten Abbruch nach Pressenaustritt und haben dann eine Länge von 8-12 cm. In den nachfolgenden Abbildungen sind zunächst die Zustände Pellet, Taler und Brikett dargestellt.



Abbildung 4 Aufbereitungszustände Brennstoff: Brikett (Bild: florafuel) Pellet, Taler (Bilder: ICU)

Die feuchte Biomasse wird während des Aufbereitungsprozesses verschiedenen physikalischen Verfahrensschritten unterzogen, wodurch der Aschegehalt sowie der Anteil an verbrennungstechnisch problematischen Inhaltsstoffen reduziert werden.

Das Aufbereitungsverfahren beinhaltet für Laub und Gras als Inputstoff gleichermaßen folgende Prozessschritte:

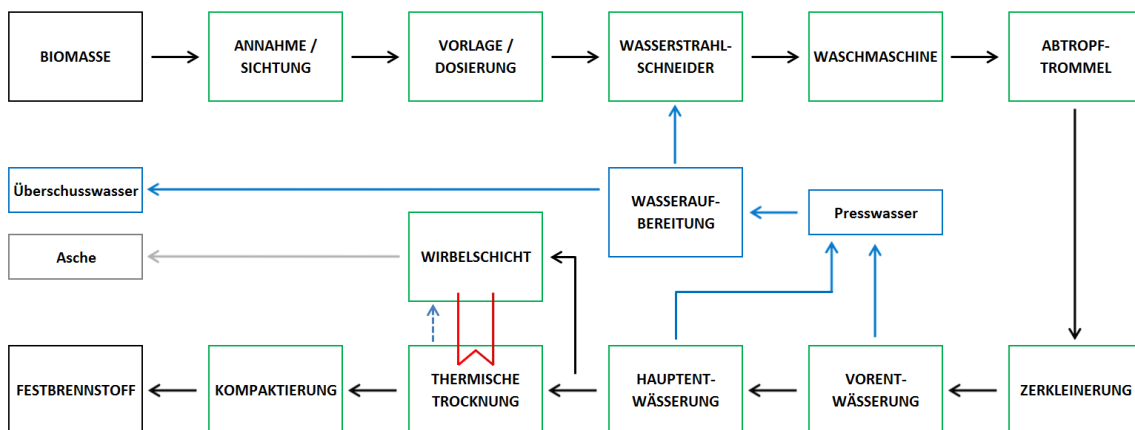


Abbildung 5 Verfahrensschritte des florafuel-Verfahrens (Grafik: florafuel)

Nach Annahme, Sichtung und Lagerung wird das rohfeuchte Laub/Gras in einen Vorlagebehälter eingebracht und über eine Trogschnecke der Aufbereitungsanlage zudosiert. Zunächst wird das Laub/Gras durch eine Wasserstrahlereinheit zerkleinert. Die Wasserstrahlschneideeinheit arbeitet unabhängig vom Durchsatz und benötigt konstant einen Wasserstrom von 900 Litern pro Stunde. Diese Wassermenge kann in Form von Frischwasser oder anlagenintern aufbereitetem Wasser zur Verfügung gestellt werden. Im Zeitraum der Projekterweiterung 2018/219 hat die florafuel AG eine Wasseraufbereitung erprobt und diese in das System eingebracht (siehe hierzu detaillierte Ausführungen auf den nachfolgenden Seiten).

Das zerkleinerte Rohgut wird nachfolgend gewaschen und dabei von Sand/Inertstoffen (als Sinkstoffe) befreit.

Es folgt eine Absiebung zur Abtrennung des Waschwassers, gefolgt von einer Nachzerkleinerung, durch die das Material über Schneckenpressen besser entwässerbar wird. Nach der mechanischen Entwässerung liegen die Wassergehalte um 40% bei Gras und um 47% bei Laub.

Das Überschusswasser aus Siebung und Abpressung wird derzeit überwiegend nach Filtration als Flüssigdünger verwertet, eine Zuspisung von Frischwasser war bis Ende 2017 über die Wasserstrahleinheit erforderlich. Durch eine inzwischen installierte Anaerob/Aerob-Abwasserreinigung kann das anfallende Wasser soweit gereinigt werden, dass es sowohl als Kreislaufwasser für den Wasserstrahlschneider genutzt werden kann als auch für das Überschusswasser die Allgemeinen Einleitbedingungen der Berliner Wasserbetriebe (BWB 2020) erfüllt.

Über den intensiven Aufschluss in der wässrigen Phase wird der Gehalt an Salzen im Brennstoff vermindert: bei Chlor um 90 % und für Kalium um 80% gegenüber der Input-TS. Das Korrosionsrisiko wird durch den Chlorausstrag minimiert, der Ascheschmelzpunkt wird durch den Kaliumentzug auf deutlich über 1.000 °C erhöht.

Der entwässerte Faserstoff („Nassfluff“) wird über ein eigenentwickeltes Trocknersystem auf einen TS- Gehalt von ca. 85 % getrocknet. Nach Austrag aus dem Trockner wird das Fasergut über ein geschlossenes Fördersystem zur Pelletierung / Brikettierung übergeben. Die erzeugten Pellets halten durch die Aufbereitung die für Holzpellets geltenden Anforderungen der DIN EN 14961-6 ein (s. nachfolgenden Abschnitt).

4.3.1 Massen- und Energiebilanz

Der Massen- und Energiebilanz einer in Berlin realisierbaren Demonstrationsanlage liegen folgende Auslegungsparameter nach Erfahrungen der florafuel-Anlage in Grasbrunn zu Grunde:

- Betriebsstunden (rd. 50% Gras und 50% Laub): 6.000 h
- Anlagenkapazität: 600 kg TS/h
- (Frisch-) Wasserbedarf: 900 L/h
- Energie zur Trocknung: 0,8 kWh/kg_{H₂O}
- Heizwert aschefreie organische Substanz im Festbrennstoff: 18,5 MJ/kg

Die nachstehende tabellarische Übersicht zeigt die jeweiligen gerundeten Jahresmengenströme.

Tabelle 7 Jahresmengenströme sowie Kennwerte der florafuel Anlage

Mengenstrom	Mg/a
Biomasse - Gras	7.200
Biomasse - Laub	5.100
Mischung Input	12.400
Ausgetrennte Sinkstoffe	-750
Presssaft aus Grünresten (Einleitung nach Vorreinigung)	6.200
Nass-Fluff (nach mechanischer Entwässerung)	5.300
Wasserreduzierung in der Trocknung	1.900
Brennstoff	3.100

Da der Durchsatz an Input-Trockensubstanz konstant bei 600 kg/h den Durchsatz definiert, berechnet sich die Menge an feuchter Input-Biomasse über den Wassergehalt der jeweiligen Biomasseart. Die durchschnittlichen Wassergehalte in München liegen bei ca. 75% bei Gras und 65% bei Laub (entsprechend 25% und 35% TS). Der Aschegehalt – darin vor allem die Menge an anhaftenden Inertstoffen – richtet sich nach dem Ort und der Art der Aufnahme der Biomassen sowie der Biomasseart. Laub weist in der Regel einen deutlich höheren Aschegehalt (durchschnittlich ca. 30% d. TS) auf als Gras (durchschnittlich ca. 14% d. TS). Diese in München gefundenen Kennwerte liegen im Spektrum der Berliner Erfahrungswerte.

Die an der Biomasse anhaftenden Inertstoffe (Sand, Steine, etc.) werden wie oben beschrieben im Waschprozess abgetrennt und aus dem Prozess ausgeschieden. Die Menge der *Sinkstoffe* von rd. 800 Mg pro Jahr richtet sich nach dem Grad der Verunreinigung sowie der Herkunft der Biomasse.

Ein weiterer anfallender Stoffstrom ist das *Presswasser* der zweistufigen mechanischen Entwässerung. Aufgrund der hohen Arbeitsdrücke wird auch ein geringer Anteil der Biomasse im Presswasser ausgeschleust. Im Durchschnitt beträgt der Trockensubstanzanteil im Presswasser 1-2%.

Abwasseraufbereitung

Die Summe von abgepresster Grünrestfeuchte und dem Abwasser des Wasserschneiders ergibt eine jährliche primäre Abwassermenge von ca. 12.000 m³. Eine Aufbereitung und eine Wiederverwendung der Wässer wurde, wie oben erwähnt, inzwischen realisiert, wonach nur mehr der aus dem Material abgepresste Wasseranteil von rd. 6.000 m³/a als zu entsorgendes Abwasser anfallen würde.

Es handelt es sich bei der Abwasserreinigung (Verfahren „Flexbio“) um eine Kombination aus einer anaeroben Vorbehandlung im Festbettreaktor zur CSB-Reduktion (bis rd. 90 %) unter Biogasproduktion, einer aeroben Behandlung im Belebtschlamm-Membranbioreaktor zur Nitrifikation und weiteren CSB-Reduktion, mit Denitrifikation zum Stickstoffabbau und biologischer Phosphorkonditionierung sowie einer Nachbehandlung mit integrierter Phosphorfällung. Das Biogas gelangt nach Aktivkohlefilter und Entschwefelung zum Gasspeicher.

Die Anlage hat einen Heizenergiebedarf von rd. 10 kWh/m³ für die Erwärmung des Presswassers von rd. 30 auf 40 Grad Celsius. In der Anlage gibt es zwar eine Wärmerückführung, diese reicht jedoch nicht aus, das Presswasser genügend zu erwärmen. Je nachdem auf welchem Temperaturniveau das Presswasser der Anlage zugeführt wird, muss eine gewisse Restenergie zugeführt werden. Im Verbund der florafuel Aufbereitungsanlage ist dies über eine externe Heizung (Warmwasser 60 Grad Celsius) gelöst. Die Steuerung regelt die externe Heizung so, dass das Festbett der Abwasseraufbereitungsanlage die Temperatur von 35 Grad Celsius hält. Neben diesem Energiebedarf besteht ein Strombedarf von max. 0,55 kWh/m³. Die Biogasproduktion liegt bei rd. 0,35 m³ Methan (bei 60-80% Methangehalt) pro kg CSB. Die Energie des produzierten Biogases von rd. 30 kWh pro Mg Input wird im thermischen Trocknungsprozess genutzt.

Die Abwasserqualität hält die Allgemeinen Bedingungen für die Entwässerung (ABE) der Berliner Wasserbetrieb (BWB 2020) ein. Die maßgeblichen Abwasserqualitätswerte der florafuel Aufbereitung sind den ABE-Werten in nachfolgender Tabelle gegenübergestellt.

Tabelle 8 BWB Einleitbedingungen und Gegenüberstellung florafuel Abwasserqualitäten vor und nach Aufbereitung

		Grenzwert Kläranlage BWB	Messwerte Florafuel Abwasser	
Parameter	Einheit		gereinigt	ungereinigt
pH-Wert		6,5-10	8,3	5,8
CSB	mg/l	2.000 *)	560	16000
Leitfähigkeit	µS/cm	--	11	5
N-Gesamt	mg/l	250	60	575
P-Gesamt	mg/l	50	10	145

Zur Herstellung von Festbrennstoff mit einem Restwassergehalt von 15% müssen, wie ange-merkt, zusätzlich zur mechanisch abgeschiedenen Wassermenge jährlich noch etwa 1.700 Mg Wasser in einer thermischen Trocknungseinheit verdampft werden. Die Verdampfungsenergie wurde bis 2018 durch Erdgas bereitgestellt. Im neuen Anlagenkonzept wird ein Teil des oben beschriebenen mechanisch entwässerten Faserstoffs (Nass-Fluff) zum Betrieb einer *Wirbelschicht-Vergasung* verwendet, die wiederum das Brenngas für das Trocknersystem aufbringt.

Wirbelschichtvergasung Stand Januar 2020

In einer stationären Wirbelschicht wird der Nassfluff (andere vorzerkleinerte Festbrennstoffe sind problemlos als Ersatz einsetzbar) vergast. Das Bettmaterial besteht aus Sand mit einer mittleren Körnung von 0,4 mm, das Bett ist je nach Leistungsgröße zwischen 40 und 80 cm hoch. Das Wirbelbett wird von unten mit einer Mischung aus Luft und rezirkuliertem Rauchgas durchströmt, so dass die Adhäsionskräfte des Bettmaterials überwunden werden. Die Sandpartikel verhalten sich dann wie eine Flüssigkeit. Der Brennstoff wird über dem Wirbelbett zugeführt und fällt in die Wirbelschicht hinein. Der Brennstoff wird dann teilweise im Wirbelbett, teilweise in der Nachvergasungszone (Freeboard) über dem Wirbelbett vergast. Der Stromverbrauch der Wirbelschichtvergasung wird mit 10 kW angegeben.

Das erzeugte Synthesegas wird zur Dampferzeugung genutzt, dieser wiederum zur Trocknung (ein kleiner Anteil zur Abwasserreinigung). Zuvor werden in einer Reinigungsstufe Staub und andere schädliche Bestandteile aus dem Synthesegas abgeschieden. Die Emissionen der Anlage werden durch die Verbrennungsqualität in der Brennkammer bestimmt, die so ausgelegt ist, dass alle Emissionswerte nach TA-Luft eingehalten werden. Der Wasserdampf aus der Trocknung wird oberhalb der Wirbelschicht in den Vergaser eingeblasen.

Der Wirbelschichtvergaser konvertiert die komplette Energie des Brennstoffs zu Synthesegas, praktisch. Bis zu 85% der Energie sind im Synthesegas chemisch gebunden, der Rest als ebenso genutzte, fühlbare Wärme im Produktgas (für die Kombination aus Wirbelschicht und Dampferzeuger wird nach Informationen der florafuel AG ein Wirkungsgrad von 93 % eingestellt).

Der getrocknete *Feststoffstrom* wird im letzten Schritt kompaktiert und in Form von Pellets oder Briketts ausgeschleust. Bei einem Restwassergehalt von rd. 15% leistet die florafuel-Anlage einen Brennstoff-Output von jährlich knapp 3.100 Mg.

Im gewichteten Mittel der beiden Stoffströme an Gras und Laub ergibt sich eine **Massen-/Energiebilanz** je Mg Input Grünrest gemäß Abbildung 6.

Darin abgebildet ist die Vollaufbereitung der gewichteten Grünrest-Ausgangsmaterialien von Laub und Gras (je 3000 Betriebsstunden pro Jahr) zu getrocknetem, verpresstem Brennstoff (als hier weiter verfolgte technische Ausgangsvariante).

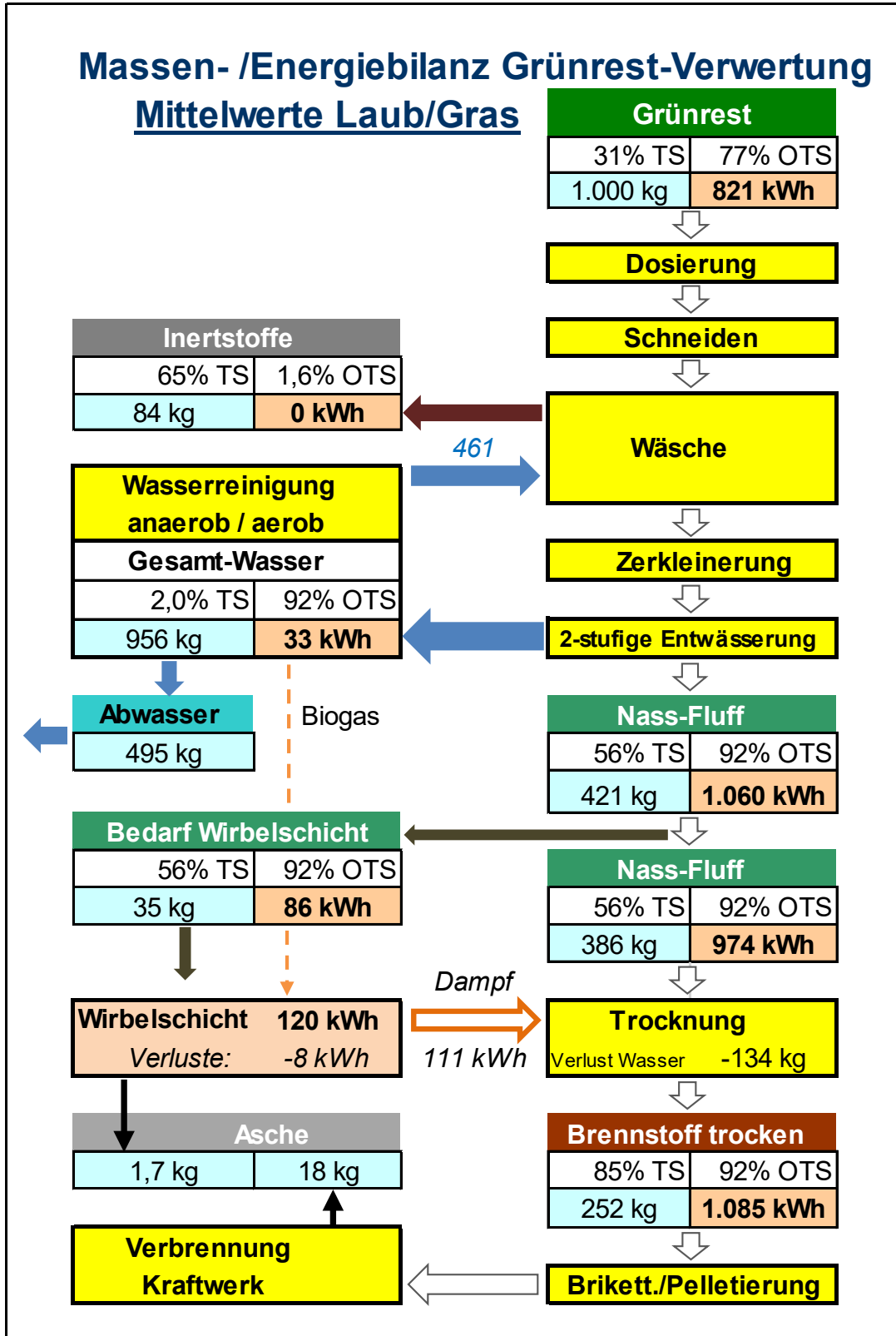


Abbildung 6 Spezifische Energie-/ Massenbilanzen je 1 Mg Input Grünrest (Grafik ICU)

4.3.2 Fazit zum Aufbereitungsverfahren

Das Pressverfahren bietet ein leistungsstarkes Verfahren zur Herstellung von Biomasse-Festbrennstoffen. Es gelingt damit, Inertstoffe und korrosionsproblematische Inhaltstoffe wie Chlor sowie die den Ascheschmelzpunkt senkende Salze in hohem Grade auszuwaschen – womit den Anforderungen der großtechnischen Verbrennung genügt wird. Die Heizwertverdichtung erreicht Energiedichten analog zu Holzpellets, deren übrige analytische Qualitätsanforderungen ebenfalls eingehalten werden. Das produzierte Abwasser wird anlagenintern aufbereitet und kann damit anteilig über den Wasserschneider rückgeführt werden. Das Überschuss-Abwasser erfüllt nach dieser Reinigung die in Berlin genannten Einleitungsbedingungen in das Kanalnetz.

4.3.3 Vorversuche zum Zünd- und Abbrandverhalten

Aufgaben dieser Verbrennungsvorversuche waren

- Simulation der Verbrennung unter *ungeschürten* Bedingungen (wie im Wanderrost gegeben) und unter Einwirkung einer Zündenergie, die die Zündwirkung des Feuerraums über Konvektion und Strahlung nachbildet,
- Ermittlung des Zündungsverhaltens (über die Zeit bis zum Erreichen der Maximaltemperatur) sowie des Ausbrandverhaltens (über die Temperaturabsenkungsdauer nach der Maximaltemperatur),

Dies sollte bei niedrigen Investitionskosten und einfacher Handhabung realisiert werden, direkt am Standort der Brennstoffproduktion.

Der von der ICU entwickelte und von der florafuel AG angewendete Vorversuchsstand hat im Jahr 2016 schon hilfreiche Erkenntnisse gebracht; er wurde nun weiter verfeinert und dann auf die vorliegenden Fragestellungen angewendet. Hierzu zählt grundsätzlich das Testen des Verbrennungsverhaltens im Vergleich zum Regelbrennstoff FSK und im Vergleich zum schon im Großversuch eingesetzten Grünrestbrennstoff Laubpellet. Folgende Aufbereitungszustände und Mischungen mit anderen möglichen biogenen Festbrennstoffen sollten untersucht werden:

- Grünrestbrennstoff (Taler/Pellets) aus Laub in Monoverbrennung,
- Grünrestbrennstoffe (Taler/Pellets) aus Gras in Monoverbrennung,
- o.g. Grünrestbrennstoffe in Mischung mit Holz (Holzhackschnitzel, Holzpellets)

4.3.4 Versuchsaufbau und -ablauf

Ein Blechrohr mit einem Durchmesser von etwa $D = 250 - 300$ mm und einer Höhe von etwa 700 mm simuliert die Brennkammer. Um das Herausfallen des Brennstoffes nach unten zu verhindern, ist ein Gitterrost als Boden eingearbeitet. Um Wärmeverluste über die Außenwand zu verhindern, ist die Brennkammer mit Steinwolle in mehreren Schichten isoliert. In einer konstanten Höhe über der Brennkammer wird die Temperatur gemessen.

Zunächst wird über dem Gitterrost ein Zündbett aus glühender Holzkohle (1 kg und 0,5 kg) aufgebracht und bei einer definierten Starttemperatur der Versuchsbrennstoff aufgegeben. Die Menge der glühenden Holzkohle wird vorab für alle Versuchsbrennstoffe definiert und in den Ansätzen konstant gehalten. Das Abbrandverhalten der verschiedenen Versuchsbrennstoffe wird für heizwertäquivalente Mengen miteinander verglichen.

Die nachstehende Abbildung 7 verdeutlicht den Versuchsaufbau.

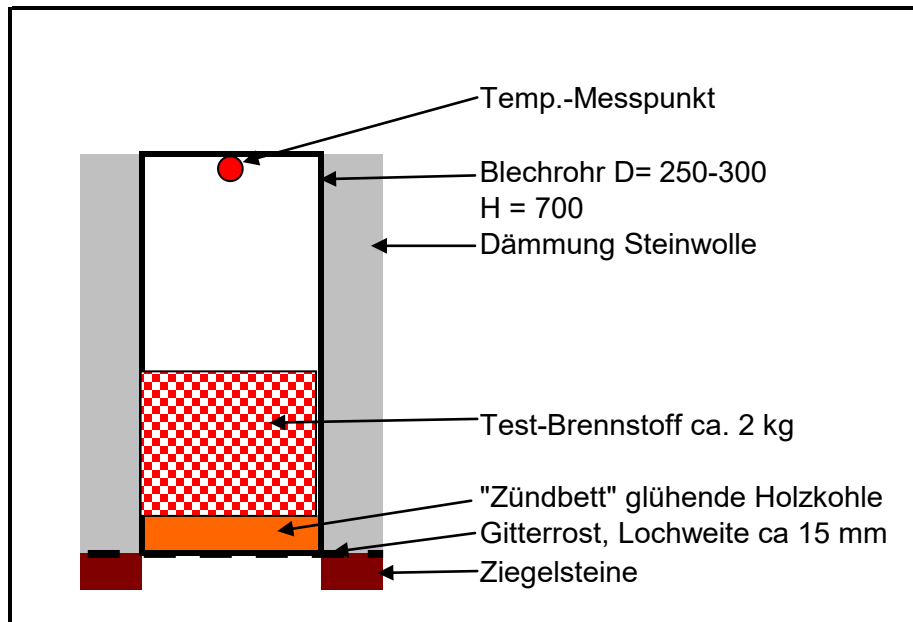


Abbildung 7 Versuchsaufbau Verbrennungsvorversuche (Grafik: ICU)

Resultat der Vorversuche sind verschiedene Temperaturverläufe. Diese lassen erkennen:

- die erreichte Maximaltemperatur,
- die Zeit bis zur Erreichung der Maximaltemperatur,
- das Abklingen der Temperatur als Indiz für die Ausbranddauer.

Abschließend lässt sich aus dem Integral unter der Kurve die freigesetzte Energiemenge pro Zeit ableiten und damit beschreiben, bis zu welchem Zeitpunkt welcher Anteil der Energie freigesetzt wurde.

Zusätzlich zu den beiden hauptsächlich interessierenden Qualitätsgrößen des Brennstoffs - Laub/Gras als *Rohstoff* und Pellet/Taler als *Aufbereitungsform* - wurde bei sonst konstanten Bedingungen die Menge an Zündkohle und die Menge des Brennstoffs variiert.

4.3.5 Ergebnisse der Vorversuche

Die Auswertung aller unter vergleichbaren Bedingungen angesetzten Versuche mit „Ranking“ nach Parametern zeigt Tabelle 9.

Tabelle 9 Eckwerte der Vorversuche und "Ranking" nach Vergleichskriterien (ICU)

Unterschied Laub/Gras				Höhe	Minuten bis	Minuten bis	Ranking nach ROHSTOFF Vergleich Laub/Gras (Taler)																
				Max. Temp °C	Max-Temp	- < 200 °C																	
2kg	1 kg	Laubtaler	Grastaler	610	8	18																	
Testbrennstoff	Zündkohle	Grastaler	Grastaler	720	5	17																	
2kg	0,5 kg	Laubtaler	Grastaler	260	8	12																	
Testbrennstoff	Zündkohle	Grastaler	Grastaler	460	8	17																	
4kg	0,5 kg	Laubtaler	Grastaler	610	13	22																	
Testbrennstoff	Zündkohle	Grastaler	Grastaler	790	14	23																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Gras</th> <th>Laub</th> <th>gleich</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Höhere Max. Temp.</td> <td>3</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Zeit Anstieg auf Max. Temp.</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Ausbrand zügiger</td> <td>0</td> <td>1</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>									Gras	Laub	gleich	Höhere Max. Temp.	3	0	0	Zeit Anstieg auf Max. Temp.	1	0	2	Ausbrand zügiger	0	1	2
	Gras	Laub	gleich																				
Höhere Max. Temp.	3	0	0																				
Zeit Anstieg auf Max. Temp.	1	0	2																				
Ausbrand zügiger	0	1	2																				
Unterschied Pellet/Taler (Gras)				Höhe	Minuten bis	Minuten bis	Ranking nach AUFBEREITUNG 3 Versuche Vergleich Pellet/Taler (Gras)																
				Max. Temp °C	Max-Temp	- < 200 °C																	
2kg	1 kg	Graspellet	Grastaler	710	6	15																	
Testbrennstoff	Zündkohle	Grastaler	Grastaler	720	5	17																	
2kg	0,5 kg	Graspellet	Grastaler	500	9	18																	
Testbrennstoff	Zündkohle	Grastaler	Grastaler	460	8	17																	
4kg	0,5 kg	Graspellet	Grastaler	750	42	61																	
Testbrennstoff	Zündkohle	Grastaler	Grastaler	790	23	46																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Taler</th> <th>Pellet</th> <th>gleich</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Höhere Max. Temp.</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Zeit Anstieg auf Max. Temp.</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>Ausbrand zügiger</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table>									Taler	Pellet	gleich	Höhere Max. Temp.	1	1	0	Zeit Anstieg auf Max. Temp.	1	0	2	Ausbrand zügiger	1	0	2
	Taler	Pellet	gleich																				
Höhere Max. Temp.	1	1	0																				
Zeit Anstieg auf Max. Temp.	1	0	2																				
Ausbrand zügiger	1	0	2																				
Unterschied Grastaler/ Mischung GT + Holzpellets				Höhe	Minuten bis	Minuten bis	Ranking nach MISCHUNG 3 Versuche Vergleich Mischung mit HP+GT / GT																
				Max. Temp °C	Max-Temp	- < 200 °C																	
2kg	1 kg	Grastaler	Grastaler	720	5	17																	
Testbrennstoff	Zündkohle	Misch. GT/HP	Grastaler	660	6	15																	
2kg	0,5 kg	Grastaler	Grastaler	460	8	17																	
Testbrennstoff	Zündkohle	Misch. GT/HP	Grastaler	530	8	15																	
4kg	0,5 kg	Grastaler	Grastaler	790	14	23																	
Testbrennstoff	Zündkohle	Misch. GT/HP	Grastaler	730	13	27																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>HP+GT</th> <th>GT</th> <th>gleich</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Höhere Max. Temp.</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Zeit Anstieg auf Max. Temp.</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Ausbrand zügiger</td> <td>2</td> <td>1</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>									HP+GT	GT	gleich	Höhere Max. Temp.	1	2	0	Zeit Anstieg auf Max. Temp.	0	0	3	Ausbrand zügiger	2	1	0
	HP+GT	GT	gleich																				
Höhere Max. Temp.	1	2	0																				
Zeit Anstieg auf Max. Temp.	0	0	3																				
Ausbrand zügiger	2	1	0																				

Grundsätzlich haben die Vorversuche zu folgenden Erkenntnissen geführt:

- **Rohstoffvergleich:** Gras-Brennstoffe erreichen gegenüber Laub-Brennstoffen um 20-30 % höhere Temperaturen, die maximale Energiefreisetzung erfolgt etwas früher.
- Vergleich nach **Aufbereitungszustand**, hier für Gras: Taler erreichen gegenüber Pellets die maximale Energiefreisetzung früher und brennen etwas zügiger aus.
- Vergleich nach **Beimischen von Holzpellets:** Die Mischung von 50% Holzpellets und 50% Grastalern führt gegenüber einer reinen Grastaler-Verbrennung kaum zu deutlichen Unterschieden (so liegen zwar die reinen Grastaler in einem Versuch in der Ausbrandgeschwindigkeit deutlich vor der Mischung, diese liegt in zwei anderen Versuchen knapp vor den Grastalern – daher die „doppelte“ Spitzenposition).

Die Ergebnisse der Versuche ließen darauf schließen, dass der Inputstoff "Gras" gegenüber "Laub" bessere Verbrennungseigenschaften aufweist. Daneben zeigte der Aufbereitungszustand "Taler" bessere Eigenschaften für den Einsatz in Wanderrost-Kohlekraftwerken als der der "Pellets".

Der Einsatz von Grastalern ließ also in doppelter Hinsicht bessere Verbrennungsergebnisse erwarten als der zurückliegende Einsatz von Laubpellets. Für die im Forschungsprojekt durchgeführten Verwertungsversuche kamen daher zunächst Grastaler zum Einsatz.

4.4 Verbrennungs-Großversuche

Im Zuge des vorliegenden Forschungsprojektes wurden Ende des Jahres 2017 zwei Großversuche mit Grünrestbrennstoffen in Berlin durchgeführt, einer im HKW Schöneweide der BTB GmbH mit rd. 40 Mg und ein weiterer im HKW Moabit der Vattenfall Europe Wärme AG mit rd. 65 Mg. In beiden Fällen kamen aus Gras aufbereitete Taler - dargestellt in nachfolgender Abbildung - der florafuel AG Aufbereitungsanlage bei München zum Einsatz.



Abbildung 8 Grastaler im Anlieferungszustand Verbrennungsversuch Vattenfall (Bild: Vattenfall)

In der Projektfortführung (2018/2019) wurde zum einen Ende 2018 ein weiterer Verbrennungsversuch im Fernheizwerk (FHW) Neukölln mit rd. 19 Mg Graspellets durchgeführt (s. Kap 4.4.2). Den Aufbereitungszustand zeigt die nachfolgende Abbildung.



Abbildung 9 Graspellet der florafuel AG Aufbereitungsanlage (Bild: ICU)

Außerdem wurde Ende des Jahres 2019 im HKW Moabit ein weiterer Versuch mit härter gepressten Pellets durchgeführt. Dieser Versuch galt insbesondere einer reduzierten Staubentwicklung, da im vorangegangenen *Taler*-Versuch aus dem Jahr 2017 die Verbrennung als technisch gut möglich, die Staubentwicklung bei Förderung und Lagerung jedoch als problematisch eingestuft wurde (siehe Versuchsbeschreibung 4.4). Der Förderversuch wurde mit abriebfesten etwa zigarrenstarken Pellets realisiert (siehe nachfolgende Abbildung).



Abbildung 10 Graspellet für den Förderversuch im Kraftwerk Moabit – Vattenfall (Bild: ICU)

Das Hauptziel der Verbrennungs- bzw. Förder-Versuche bestand darin, die technische Eignung der Brennstoffe für die jeweiligen Feuerungsanlagen zu untersuchen bzw. nachzuweisen. Außerdem sollten die Versuche Erkenntnisse in folgenden Bereichen liefern:

- Eignung der Förder-, Transport- und Rauchgasreinigungstechnik,
- Verbrennungsverhalten, thermische Leistung sowie Ausbrandverhalten,
- Zusammensetzung der anfallenden Rückstände (Schlacke und Flugasche),
- Messung der nach TA-Luft bzw. BImSchV vorgegebenen Schadgaskomponenten mind. im Reingas, soweit technisch interessierend auch im Rohgas.

Die Versuche in den jeweiligen Kraftwerken sind nachfolgend in folgender Reihenfolge zusammengestellt:

- 1) *HKW Schöneweide*: Beschreibung und Bewertung des Verbrennungsversuchs (März 2017) sowie des abgeleiteten Bedarfs nach einem weiteren Versuch (Dauereinsatz) und die Beschreibung, aus welchen Gründen dieser in der Projektfortführung nicht zustande gekommen ist,
- 2) *FHW Neukölln*: Beschreibung und Bewertung des Verbrennungsversuchs (November 2018),
- 3) *HKW Moabit*: Beschreibung und Bewertung des Verbrennungsversuchs (Dezember 2017) sowie des abgeleiteten Bedarfs nach einem wiederholten Förderversuchs mit einem stärker kompaktierten Brennstoff und dessen Beschreibung und Bewertung (November 2019).

4.4.1 BTB GmbH / HKW Schöneweide

Der für den Versuch eingesetzte-Dampferzeuger 2 (DE2) des HKW Schöneweide hat eine Feuerungswärmeleistung von rd. 25 MW_{th}. In der Feuerung kommt ein Wanderrost (3,7 m Breite und 7 m Länge) zum Einsatz, mit einem Steinkohledurchsatz von rd. 3 Mg/h.

4.4.1.1 Versuchsvorbereitung / Materialien

Wie im Kapitel 4.1 beschrieben, hat die BTB im Jahr 2016 in genanntem Dampferzeuger schon einmal einen Verbrennungsversuch mit Grünrestbrennstoffen durchgeführt. Es kamen rd. 70 Mg Laubpellets zum Einsatz. Dabei konnte noch kein zufriedenstellendes Verbrennungsverhalten erreicht werden, da die Laubpellets zu zögerlich zündeten und daher in der gegebenen Verweilzeit auf dem Rost nicht ausreichend ausbrannten. Daher wurden im Vorfeld des großtechnischen Einsatzes die im Kapitel 4.3.3 beschriebene Vorversuche durchgeführt, um den absehbar am besten geeigneten Aufbereitungszustand der Grünrestbrennstoffe für eine Verbrennung auf dem Wanderrost zu finden. Die Grastaler erwiesen sich dabei als am aussichtsreichsten. Von diesen wurden von der florafuel AG insgesamt 40 Mg für den Großversuch am 2.11.2017 produziert und in Bigbags nach Berlin zum HKW Schöneweide transportiert. Zur Absicherung hielt der Kraftwerksbetreiber zusätzlich eine Menge von rd. 40 Mg Holzpellets vor, um diesen bekanntfunktionssicheren Brennstoff im Bedarfsfall zumischen zu können, falls dies im Verlauf des Versuches notwendig werden sollte. Tabelle 10 zeigt die Bestandteile der beiden eingesetzten Versuchsbrennstoffe.

Tabelle 10 Übersicht Bestandteile Versuchsbrennstoffe nach Analysen der BTB (Bericht BTB)

Parameter	Holzpellets 2.11. -009	Grastaler 2.11. -010	Dimension
Wasser ¹	12,5	12,6	Gew.-%
Trockensubstanz ¹	87,5	87,5	Gew.-%
Aschegehalt (815 °C) ¹	0,8	11,2	Gew.-% TM
Kohlenstoff ¹	52,8	46,8	Gew.-% TM
Wasserstoff ¹	4,92	4,40	Gew.-% TM
Stickstoff ¹	0,23	2,00	Gew.-% TM
Schwefel ¹	0,01	0,20	Gew.-% TM
Sauerstoff ¹	41,2	35,4	Gew.-% TM
Heizwert ¹	19600	16700	kJ/kg TM

¹ Kein akkreditiertes Verfahren, Fremdvergabe

Die auf dem Kraftwerksgelände zwischengelagerten Bigbags wurden am Vortag des Versuchs per Kran auf das Fördersystem für die Kohle aufgegeben und in den Vorlagebunker bis zu dessen ausreichender Verfüllung eingefördert. Die Nachverfüllung des Vorlagebunkers im Laufe des Versuches erfolgte kontinuierlich auf dieselbe Weise.

4.4.1.2 Versuchsdurchführung

Im Versuch wurde am 02.11.2017 ab 4:30 Uhr sukzessive auf Grastaler umgestellt. Die noch bis 6:30 fortbestehende Mischung mit Kohle brannte problemlos mit leichter Steigerung der Dampfproduktion. Zwischen 6:00 und 6:30 wurde dann auf Mono-Verbrennung von Grastalem umgestellt. Unter Volllast im DE 2 entsprechen dem Durchsatz von rd. 3,3 Mg/h Steinkohle (Heizwert 27.000 kJ/kg) heizwertäquivalent rd. 6,2 Mg/h Grastaler. Im Übergang wurde zunächst eine geringere Menge eingestellt und anschließend über Rostgeschwindigkeit und Schütthöhe nachreguliert.

Im Verlauf des Versuchs musste wegen Feuerungsproblemen (s.u.) auf eine 50/50 Mischung mit Holzpellets umgestellt werden. Im Zeitraum dieser konstant gehaltenen Mischungsverbrennung erfolgten die von den kontinuierlich arbeitenden Reingas-Messeinrichtungen nicht erfassten Zusatzmessungen im Rauch- und Reingas (u.a. auch Quecksilber). Während des Versuchs wurden am Schlackeaustrag mehrfach Proben entnommen. Der Versuch mit Grastalem endete nach deren Verbrauch am 03.11.2017 um 6:00 Uhr.

Die Umstellung von Steinkohle auf 100% Grastaler erfolgte zunächst weitgehend problemlos, die Grastaler zündeten durch die Resthitze der anteiligen Kohlefeuerung zunächst so schnell, dass zur Verhinderung von Rückbrand in das Aufgabesystem der Vorschub des Rostes gesteigert werden musste.

Im zeitnahen Gefolge der Umstellung konnte allerdings die für die Zündung notwendige Hitze aus den Grastalern nicht ausreichend entwickelt werden, das Feuer riss ab. Wie in Abbildung 11 zu erkennen ist, konnte die Feuerungsleistung (Dampfmenge, -druck und Feuerraumtemperatur) nicht aufrecht gehalten werden, der Dampferzeuger musste mehrfach vom Netz getrennt werden. Wiederholte Bemühungen, den 100%-Grastaler-Betrieb zu stabilisieren, blieben ohne Erfolg, so dass ab ca. 10.00 Uhr auf 50/50 Mischung mit Holzpellets umgestellt wurde. Dies verbesserte zügig die Feuerungssituation. Ab 11:00 Uhr lag ein gesichert stabiler

Betrieb vor, der für die Messreihen der EMI-Messungen bis rd. 15:00 Uhr konstant gehalten wurde (Schütthöhe, Rostgeschwindigkeit, Primär- Sekundärluft).

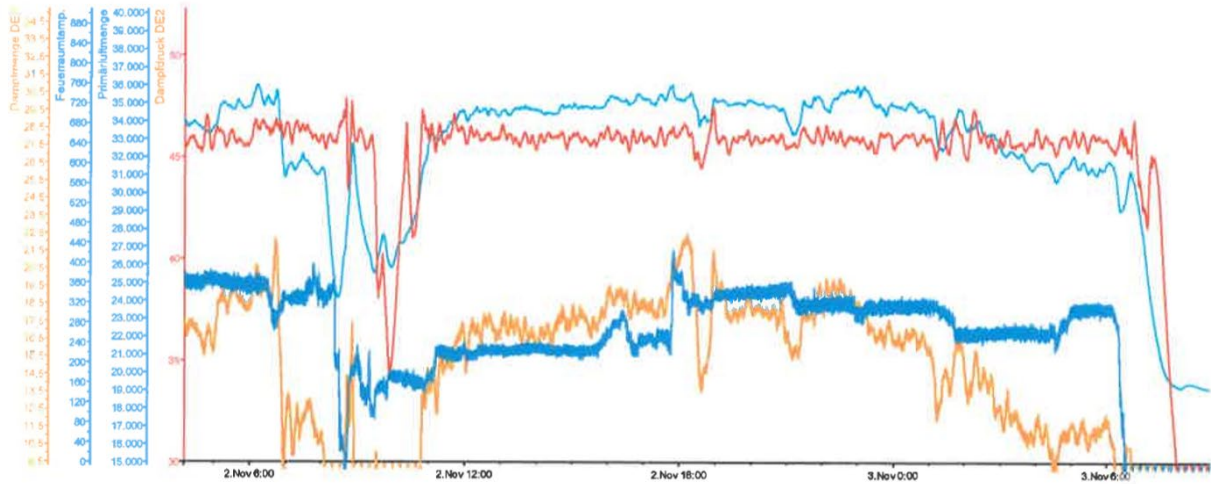


Abbildung 11 Feuerungsparameter MesstechnikBTB (Grafik: BTB)

Das Gemisch brannte dann konstant weiter. Erst gegen 1:00 Uhr des Folgetages war erneut eine Verschlechterung im Abbrandverhalten zu beobachten, da ab dem Zeitpunkt fast nur noch Grastaler aufgegeben wurden. Dies ist offenbar darauf zurückzuführen, dass im Tagesbunker die dort eingebrachten Holzpellets anteilig in die Hohlräume der grobstückigen Grastaler einrieselten und oberhalb eine Schicht fast reiner Grastaler zurückließen, die die Verbrennung als letzte erreichte.

Die nachfolgende Tabelle 11 bildet die Massen- und Energiebilanz für den Mischbetrieb 50%/50% Grastaler/Holzpellets ab:

Tabelle 11 Massen-/Energiebilanz im Mischbetrieb Grastaler/Holzpellets

Parameter	Einheit	Grastaler	Holzpellets	Mittel/Summe
Heizwert TS	kJ/kg	16.700	19.600	18.150
Wassergehalt	% d FM	12,6%	12,5%	12,6%
Heizwert FM	kJ/kg	14.288	16.845	15.566
Heizwert FM	MWh/Mg	4,0	4,7	4,3
Mengenanteil Brennstoffe	Anteil	50%	50%	100%
Brennstoffmenge	Mg/h	2,88	2,88	5,76
Feuerungswärmeleistung	MW	11,4	13,5	24,9
Anteil Wärmeleistung	Anteil	46%	54%	100%

Der höhere Energiegehalt der Holzpellets gegenüber dem der Grastaler (Faktor 1,17) führt bei gewichtsproportionaler Mischung 50/50 zu einem höheren Anteil an der Wärmeleistung von rd. 54 % zu 46 %. In der angegebenen Mischung muss der Kesseldurchsatz gegenüber dem

Steinkohlebetrieb um den Faktor rd. 1,75 erhöht werden. Diese Erhöhung musste wie oben beschrieben durch höhere Auflage des Brennstoffes bzw. durch höhere Rostgeschwindigkeit eingestellt werden.

4.4.1.3 Versuchsergebnisse

Anders als durch die Vorversuche erwartet konnte zunächst kein signifikanter Unterschied in der Verbrennung der verschiedenen Aufbereitungszustände Pellet (2016) und Taler (2017) im HKW Schöneweide beobachtet werden.

Als Ergebnis des Versuchs mit Grastalern von 2017 ist nun festzuhalten, dass eine *Monoverbrennung* im DE2 des HKWS mit der vorhandenen Verbrennungstechnik nicht realisiert werden konnte. Die brennstoffspezifischen, komplexen Abhängigkeiten zwischen Dosierung, Zündungsverhalten, Luftzufuhr und Hitzerückstrahlung aus dem Feuerraum konnten in der Versuchszeit nicht auf eine kontinuierlich hohe Verbrennungsleistung abgestimmt werden. Das Feuer riss wiederholt ab, es konnte mit 100% Grünrestbrennstoff kein zufriedenstellender Last-/Rauchgaszustand erreicht werden.

Mit der Zudosierung der praxiserprobten Holzpellets wurde unmittelbar eine stabile Feuerung erreicht. In Folge dessen normalisierte sich der Sauerstoffgehalt im Abgas von > 10 % auf 6 - 7 %, die vormals höhere Restemission an CO sank ebenfalls deutlich, fast gegen Null, ab. Auch die übrigen kontinuierlich gemessenen Abgaswerte für Staub, NO_x und SO₂ zeigten zunächst keine Auffälligkeiten. Um einen gleichen Mischungs- und Feuerungsstand während der begleitenden Messungen insbesondere an Quecksilber zu halten, wurden Mischungs- und Feuerungsbedingungen nicht mehr geändert.

Die nachfolgende Tabelle stellt die Emissions-Messwerte im Vergleich den in der TA Luft angegebenen Grenzwerten für Steinkohle, für den Einsatz von Stroh oder ähnlichen pflanzlichen Stoffen sowie dem Entwurf zur Neufassung der TA Luft für Kraftwerke mit einer Feuerungswärmeleistung unter 50 MW gegenüber:

Tabelle 12 Emissionswerte HKW Schöneweide

Emissionen	Grenzwert nach TA Luft 2002 für Steinkohle	Grenzwert Einsatz v on Stroh oder ähnlichen pflanzl. Stoffen	Grenzwert Neufassung Entwurf 2016	Versuch HKW Schöne-weide 2017 50/50 HP GT
Bezugssauerstoffhalt	7 %	7 %	6 %	7 %
NO _x	400 mg/m ³	400 mg/m ³	200 mg/m ³	297,4 – 407,2 (kont. / Rohgas)
CO	150 mg/m ³	250 mg/m ³	150 mg/m ³	20,0 – 42,8 (kont. / Reingas)
Gesamt C	50 mg/m ³	50 mg/m ³	50 mg/m ³	1,8 – 1,9 (kont. / Reingas)
SO _x als SO ₂	1300 mg/m ³	350 mg/m ³	400 mg/m ³	<2,9 – 4,9 (kont. / Reingas)
HCL	30 mg/m ³	30 mg/m ³	50 mg/m ³	20,7 – 26,3 (diskont. / Rohgas)
Quecksilber	50 µg/m ³	50 µg/m ³	10 µg/m ³	0,5 – 1,3 (diskont. / Reingas)

Die gemessenen Werte sind nur im Falle einer Neufassung der TA Luft bzgl. der NO_x-Emissionen als kritisch zu bewerten. Die gemessenen niedrigen Konzentrationen insbesondere an Quecksilber sind als sehr positiv anzusehen.

Im Nachhinein hat sich gezeigt, dass ein *konstantes* Mischverhältnis nicht gegeben war. Anzeichen dafür sind zum einen das direkte Eintreffen von Holzpellets kurz nach Zudosierung im Tagesbunker (lässt auf eine Art Durchrieseln schließen) und zum anderen, dass sich zum Ende des Versuchs wieder eine annähernd Mono-Grastalerverbrennung eingestellt hatte. Nach erster Einschätzung während der 50/50 Mischung erschien es seitens des Kraftwerksleiters plausibel, dass man den Anteil an Grastalern in einer Mischung mit Holzpellets noch höher einstellen könnte.

4.4.1.4 Versuchsbewertung

Nach Auswertung der gemessenen Verbrennungsparameter und der Schlackequalitaten sind die nachstehenden Problemfelder bzw. offenen Fragen festzuhalten:

- a) Schwierigkeiten im Einstellen **konstanter Mischungsverhältnisse**,
- b) Unzureichende Qualität der Schlacke durch nicht vollständigen **Ausbrand**,
- c) Hier spezifisches Risiko der **Chlorkorrosion** durch höheren Chloranteil in den Grastalern gegenüber der Kohle – der im HKWS eingesetzte Kessel ist im Material auf Chlorangeile in der Kohle ausgelegt, die mit rd. 30 mg/kg weit unter den Normalwerten liegen.

Für diese Bereiche wurden seitens BTB folgende Ansätze zur Lösung bzw. weiteren Aufklärung gesehen:

Lösungsansätze zu a):

Die derzeitige Beschickungs-/Dosiertechnik erschwert eine konstante **Mischung** von unterschiedlichen Brennstoffen (Holzpellets und Grünrest-Brennstoff). Sollte weiterhin eine Mischung aus Holz/Grünrest im DE 2 des HKWS erprobt werden, kann der Anteil des Holzbrennstoffes erhöht) bzw. der des Grünrest-Brennstoffes verringert werden, um gesichert im gut verbrennbaren Mischungsbereich zu liegen.

Bei einer Mischung mit Steinkohle sollte sich eine stabilere Mischungsmatrix schon alleine dadurch ergeben, dass durch den hohen Feinanteil der Steinkohle keine Hohlräume zu erwarten sind. Je niedriger zudem der Anteil der Grastaler in einem solchen Gemisch liegt, desto geringer wird das Risiko einer Entmischung eingeschätzt.

Durch eine entsprechende Infrastruktur wäre das Mischen direkt vor der Feuerraum-Beschickung möglich, auf Grund der verbundenen Investitionskosten aber für einen Versuchsbetrieb nicht abbildbar.

Lösungsansätze zu b):

Die **Schlackeuntersuchungen** ergaben eine große Streuung der Gluhverlustwerte. Unter den acht Proben ergab sich ein Median von 18 Gew.-% TM (Mittelwert 20). Als Ursache für einen hohen Kohlenstoffgehalt der Rostschlacke können eine zu kurze Verweildauer (zu kurzer Rost bzw. zu hohe Rostgeschwindigkeit), eine noch nicht angepasste Luftverteilung oder eine zu hohe Brennstoffauflage benannt werden. Die für einen vollständigen Feststoff-Ausbrand erforderlichen Maßnahmen wären somit zunächst nur durch eine Verringerung des Grünrest-Brennstoff-Durchsatzes erreichbar. Der noch zu hoch liegende Glühverlust der Schlacke ist

zwar als Reststoffproblem mit Einfluss auf die Deponieklasse der Schlackeentsorgung zu bewerten, der Einfluss auf die freigesetzte Energie ist dagegen marginal - bei 90% GV im Input und 20% GV in der Schlacke lässt sich ein Abbrand von bereits 97% der Glühverlust-Fracht berechnen.

Lösungsansätze zu c):

Das Risiko der **Chlorkorrosion** ist ähnlich zu bewerten. Die Chlorgehalte der untersuchten Grünrest-Brennstoffe liegen trotz erheblicher Vorentfrachtung durch die Aufbereitung noch immer deutlich höher als die der hier spezifisch eingesetzten, besonders chlorarmen Steinkohle. Eine Umrechnung lässt bei Steinkohlebetrieb auf rd. 4 mg HCl/m³ im trockenen Verbrennungsgas schließen, was etwa 1/5 bzw. 1/6 der gemessenen Werte des Grastaler-/Holzpellet-Versuchsbetriebs entspricht (20 - 25 mg/m³). Die demnach erhöhte, dem Feuerraum zugeführte Chlormenge könnte im Falle eines Dauereinsatzes zu vermehrten Korrosionsvorgängen an den Flächen des Wärmeübertragers des Dampferzeugers führen.

Als Lösungsansatz, sowohl für den vollständigen Ausbrand als auch für akzeptable Chlorkonzentrationen im Rohgas, sollte zunächst eine geringe Mitverbrennungsquote von (gewichtsproportional) rd. 10 % verfolgt werden, um einerseits erhöhte Schlacke-Entsorgungskosten zu vermeiden und andererseits den Verschleiß der Heizflächen in einem zunächst unkritischen Modus genauer untersuchen zu können.

In der Projektverlängerung hatte die BTB GmbH einen weiteren, mehrtägiger Mitverbrennungsversuch – in diesem Fall mit rd. 10% Grünrestbrennstoff (Gras-Taler) zu Steinkohle – avisiert und geplant. Der Versuchszeitraum wurde zunächst auf das Ende der Heizperiode Anfang/Mitte März 2019 festgelegt. In der Detailplanung des Versuchs und im Bereitstellungsprozess der rd. 80 Mg Grünrestbrennstoffe hat sich Anfang des Jahres 2019 jedoch ein Bedarf nach zeitlicher Verschiebung ergeben. Der dann auf den Anfang der Heizperiode im Oktober 2019 verlegte Versuch wurde im Laufe des Sommers durch die BTB abgesagt. Begründung: Der BTB lag eine im Laufe des Jahres 2019 erstellte (ICU nicht bekannte) Studie vor, die die künftigen Varianten der Umrüstung des HKW Schöneweide bewertete. Bestgeeignet ist danach ein künftiger Erdgaseinsatz. Auch die als absehbar technisch funktionierend eingeschätzte Mischverbrennung von Kohle und Bio-Brennstoff wurde wegen des dann immer noch fortdauernden Kohleeinsatzes und weiterer (u.a. genehmigungsrechtlicher) Aspekte als nicht empfehlenswert eingestuft.

Die BTB hat wegen des ungewissen Ergebnisses dieser Studie den für Oktober geplanten, für BTB sehr kostenaufwendigen Großversuch zunächst ausgesetzt. Nach dem Ergebnis der Studie erscheint er der BTB nun nicht mehr sinnvoll und ist daher von BTB abgesagt worden.

4.4.2 Fernheizwerk Neukölln GmbH / FHW Neukölln

Der großtechnischen Verbrennungsversuch fand am 27. Nov. 2018 statt. Im FHW Neukölln sollte wie analog zu dem Versuch der BTB GmbH die Eignung des Grünrest-Brennstoffes in der Wanderrosttechnologie erprobt werden. Für die Versuchsfahrt kamen lt. Betreiber die beiden baugleichen Heißwassererzeuger HWE1 und HWE2 in Frage. Die beiden Kessel werden wahlweise mit Steinkohle oder Holzpellets betrieben. Der Steinkohledurchsatz liegt hier bei 2,5 Mg/h, der von Holzpellets bei rd. 3,6 Mg/h. Die Thermische Leistung im Steinkohlebetrieb wird mit 22 MW angegeben, im Holzpelletbetrieb sinkt diese auf rd. 18 MW ab. Die Rostver-

weilzeiten ergeben sich aus der Wanderrostgeschwindigkeit, diese erhöht sich im Holzpellet-betrieb von rd. 100 mm/min (Steinkohle) auf rd. 135 mm/min bei einer Rostlänge von rd. 6 Metern.

Zu den Haupt-Wärmebedarfszeiten im Fernwärmeversorgungsgebiet werden die beiden Kessel mit Steinkohle betrieben, in den Übergangszeiten mit Holzpellets (insgesamt stehen sieben Großkesselanlagen zur Verfügung sowie sieben BHKWs mit einer Gesamt-Feuerungswärmeleistung von 210 MW)¹.

4.4.2.1 Versuchsvorbereitung/Materialien

Für den Verbrennungsversuch hat die florafuel AG rd. 20 Mg 8 mm-Gras-Pellets hergestellt und nach Berlin transportieren lassen. Nach Anlieferung dieser rd. 20 Mg Graspellets (GP) wurde am 27.11.2018 ab ca. 10.45 Uhr der Wanderrost-Kessel 2 mit 100% GP beschickt. Die nachfolgende Tabelle 13 zeigt zunächst die Bestandteile der Gras-Pellets aus dem Analysebericht einer durch die florafuel AG vorab übersandten Probe (beauftragt durch das FHW Neukölln).

Die tatsächlich gelieferten Pellets zeigten nach Einschätzung des Betreibers eine etwas höhere Feuchte und geringere Festigkeit.

Tabelle 13 Analyseergebnisse Gras-Pellets FHW Neukölln – Vorabprobe (Bericht FHW Neukölln)

Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse				
Teilprobe	Parameter	DIN-Norm Methode	Einheit	Ergebnis 92802
ANL	Brennwert Ho,v	DIN EN ISO 18125:2017-08	kJ/kg	15276
ANL	Heizwert Hu,p	DIN EN ISO 18125:2017-08	kJ/kg	13933
ANL	Asche bei 550 °C	DIN EN ISO 18122:2016-03	Mass.-%	11,95
ANL	Wasser	DIN EN ISO 18134-1:2015-12	Mass.-%	13,9
ANL	Flüchtige Bestandteile	DIN EN ISO 18123:2016-03	Mass.-%	60,5
ANL	Kohlenstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	39,0
ANL	Wasserstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	4,61
ANL	Stickstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	1,74
ANL	Schwefel	DIN EN ISO 16994:2016-12 V.A	Mass.-%	0,166
ANL	Chlorgehalt	DIN EN ISO 16994:2016-12 V.A	Mass.-%	0,051
WF	Brennwert Ho,v	DIN EN ISO 18125:2017-08	kJ/kg	17744
WF	Heizwert Hu,p	DIN EN ISO 18125:2017-08	kJ/kg	16579
WF	Asche bei 550 °C	DIN EN ISO 18122:2016-03	Mass.-%	13,88
WF	Flüchtige Bestandteile	DIN EN ISO 18123:2016-03	Mass.-%	70,3
WF	Kohlenstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	45,3
WF	Wasserstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	5,36
WF	Stickstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	2,02
WF	Schwefel	DIN EN ISO 16994:2016-12 V.A	Mass.-%	0,193
WF	Chlorgehalt	DIN EN ISO 16994:2016-12 V.A	Mass.-%	0,060
ANL	Asche bei 815 °C	DIN 51719:1997-07	Mass.-%	11,29

¹ Geschäftsbericht Stand 2018

Tabelle 14 zeigt diese im Versuch eingesetzten Graspellets. Die Analyseberichte im Vergleich stellt Tabelle 15 dar. Der zu berücksichtigende Parameter ist der Anlieferungszustand (ANL).

Tabelle 14 Analyseergebnisse Gras-Pellets FHW Neukölln – Probe Versuchscharge (Bericht FHW Neukölln)

Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse				
Teilprobe	Parameter	DIN-Norm		Ergebnis
		Methode	Einheit	
ANL	Brennwert Ho,v	DIN EN ISO 18125:2017-08	kJ/kg	15517
ANL	Heizwert Hu,p	DIN EN ISO 18125:2017-08	kJ/kg	14144
ANL	Asche bei 550 °C	DIN EN ISO 18122:2016-03	Mass.-%	9,66
ANL	Wasser	DIN EN ISO 18134-1:2015-12	Mass.-%	14,4
ANL	Flüchtige Bestandteile	DIN EN ISO 18123:2016-03	Mass.-%	62,3
ANL	Kohlenstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	38,8
ANL	Wasserstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	4,69
ANL	Stickstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	1,27
ANL	Schwefel	DIN EN ISO 16994:2016-12 V.A	Mass.-%	0,131
ANL	Chlorgehalt	DIN EN ISO 16994:2016-12 V.A	Mass.-%	0,045
WF	Brennwert Ho,v	DIN EN ISO 18125:2017-08	kJ/kg	18129
WF	Heizwert Hu,p	DIN EN ISO 18125:2017-08	kJ/kg	16937
WF	Asche bei 550 °C	DIN EN ISO 18122:2016-03	Mass.-%	11,29
WF	Flüchtige Bestandteile	DIN EN ISO 18123:2016-03	Mass.-%	72,7
WF	Kohlenstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	45,3
WF	Wasserstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	5,48
WF	Stickstoff	DIN EN ISO 16948:2015-09	Mass.-%	1,48
WF	Schwefel	DIN EN ISO 16994:2016-12 V.A	Mass.-%	0,153
WF	Chlorgehalt	DIN EN ISO 16994:2016-12 V.A	Mass.-%	0,052
ANL	Asche bei 815 °C	DIN 51719:1997-07	Mass.-%	8,98

Tabelle 15 Vergleich Analyseergebnisse "vorab"- und Versuchscharge

GP Analyse vom	Brennwert Hu kJ/kg	Heizwert Hu kJ/kg	Asche Mass.-%	Wasser Mass.-%	Chlor Mass.-%	Schwefel Mass.-%	Kohlenstoff Mass.-%
ANL 11.18	15.276	13.933	11,95	13,9	0,051	0,166	39,0
ANL 12.18	15.517	14.144	9,6	14,4	0,045	0,131	38,8

4.4.2.2 Versuchsdurchführung

Seitens ICU wurde vor dem Versuch auf die Ergebnisse der Versuche bei BTB mit dem technisch sehr ähnlichen Wanderrostsystem hingewiesen, nach denen sich eine Mono-verbrennung der Grünrestpellets als feuerungstechnisch problematisch erwies und daher generell eine Mischverbrennung mit Holzpellets angeraten sei. Dies sah der Betreiber des FHKW Neukölln jedoch nicht als machbar an, da zwar die Holzpellets vorlagen, nicht aber die Möglichkeit, Grünrest- und Holzpellets von den jeweiligen Bunkern auf dasselbe Eintragsband zu fördern und damit eben diese Mischung herzustellen. Daher wurden im Versuch zu 100% Graspellets verbrannt.

Während der ersten Stunden wurden rd. 2,9 - 3,0 Mg/h an GP verbrannt, bei einer Eintragshöhe auf dem Rost von 23-25 cm. Die Prozessdaten werden kontinuierlich aufgezeichnet, regelmäßig wurden die Einstellungen (Vorschub Rost, Schütthöhe Brennmaterial, Belüftungsleistung und Verteilung etc.) ergänzend per Bildschirmausdruck gesichert. Von der ausgetragenen Rostschlacke wurden insgesamt drei Proben gezogen.

4.4.2.3 Versuchsergebnisse

Fördertechnisch und hinsichtlich staubbildendem Feinanteil waren die Gras-Pellets (GP) gut geeignet. Bei der zunächst beibehaltenen Einstellung der Feuerung auf Holzpellet (HP)-Betrieb ergaben sich folgende Effekte

- Absinken der Feuerraum-Temperatur von rd. 750°C auf 500° C
- Absinken der Nutzwärmeproduktion von rd. 18 auf unter 10 MW,
- Anstieg der O₂-Konzentration im Rauchgas auf 12- 13%,
- NO_x-Konzentration im Bereich von 500-550 mg/m³.

Durch Reduzierung der Belüftung (Gebläseleistung von 45% auf 20%) und Abschalten der Sekundärluft konnte die Feuerraumtemperatur auf rd. 630 °C und die Wärmeleistung auf knapp über 10 MW gesteigert werden. Der O₂ -Gehalt sank in den Bereich von 10% bei CO-Werten um 50 mg/m³. Die derzeitigen NO_x-Grenzwerte von 400 mg/Nm³ (Tagesmittel) konnten während der gesamten Versuchsdauer nicht eingehalten werden. Die Werte lagen z.T. deutlich darüber und lagen im Mittel bei rd. 500 mg/m³.

Die Versuchsergebnisse sind in Tabelle 16 nach Prozessdaten und Emissionen gelistet.

Tabelle 16 Versuchsergebnisse Prozessdaten FHW Neukölln

Zeit	Vorlauf °C	Rücklauf °C	Leistung MW	Schichthöhe cm	Vorschub. mm/min	Unterw. %	Luftmenge m ³ /h
10:45	100,6	58,9	15,7	22,6	136,3	35	15792,9
11:00	91,2	58,7	12,6	22,6	136,3	38	14725,5
12:00	87,8	58,0	9,3	24,5	145,2	38	11913,6
13:00	88,3	57,2	10,9	25,9	139,4	25	8522,7
14:00	87,6	57,2	10,2	25,9	140,3	20	8202,4
15:00	85,9	56,7	10,7	25,9	139,7	20	9377,2
16:00	85,9	56,7	10,7	25,9	139,7	25	11178,1
A.Mittel	89,61	57,6	11,44	24,76	139,56	28,71	11387,49

Zeit	Sekundär %	Unterdr. Feuerr.	Staub mg/m ³	CO mg/m ³	NO _x mg/m ³	O ₂ %	SO ₂
10:45	73,2	-0,4	0,0	46,0	289,0	8,9	0
11:00	36,8	-0,4	3,0	80,0	576,0	10,9	0
12:00	88,1	-0,5	1,0	80,0	558,0	11,5	0
13:00	100	-0,4	0,0	22,0	559,9	9,6	0
14:00	100	-0,4	0,0	26,0	518,0	10,0	0
15:00	100	-0,4	0,0	73,0	570,0	11,3	0
16:00	40,1	-0,4	0,0	33,0	573,0	10,9	0
A.Mittel	34,46		0,57	51,43	520,56	10,44	0

Kennzeichnend war eine deutliche Verschleppung der flammenbildenden Brandzone in den Ausbrandbereich am Rostende. Die noch brennenden GP konnten den (für HP- und Steinkohlebetrieb ausreichenden) Spalt von rd. 6 cm zwischen Rost und Feuerraumauskleidung nicht mehr passieren und bildeten eine "Stauwalze" am Austragsspalt, der als Notlösung von Hand erweitert werden musste.

Im weiteren Verlauf des Versuches von 13.00 bis rd. 16.00 Uhr wurde eine konstante Fahrweise umgesetzt. Die Minimierung der Luftmenge von rd.12.000m³/h auf rd.8.500m³/h brachte den gewünschten Abbrand der GP. Von 13-16Uhr wurden anschließend die restlichen GP verbrannt. Die Feuerraum-Temperatur und Nutzwärmeproduktion konnten durch kleinere Anpassung von Luftzufuhr und Rostgeschwindigkeit stabilisiert werden. Die Analysedaten der Versuchsfahrt wurden stündlich im Testfahrt-Protokoll dokumentiert. Des Weiteren sind Proben der Rost-Schlacke genommen worden.

Zur Beurteilung des Versuchs ist zunächst eine Gegenüberstellung der Ergebnisse für Graspellets (GP) mit einigen Parametern der reinen Holzpellet(HP)-Verbrennung sinnvoll:

Parametervergleich GP/ HP:

- Leistung : 10 MW GP (18 MW HP)
- Feuerraumtemperatur: 582°C GP (690°C HP)
- Heizwert GP:13.933 kJ/kg (HP: 17518 kJ/kg)

Leistungsvergleich GP/HP:

Tabelle 17 Leistungsvergleich Graspellets/Holzpellets FHW Neukölln

Brennstoff	Heizwert kJ/kg	Brennwert kJ/kg	Leistung MW	Wasser Massen-%
Holzpellets	17.518	18.884	18	6,5
Graspellets	13.933	15.267	11,4	13,9

Emissionsvergleich GP/HP:

- Deutliche Grenzwerteüberschreitung bei NOx
- Chlor GP: 0,045% zu HP: 0,008%
- Schwefel GP: 0,131% zu HP 0,021%
- Höhere, schwankende O₂-Konzentration im Rauchgas bei GP gegenüber HP

Tabelle 18 Emissionsvergleich Graspellets/Holzpellets FHW Neukölln

Brennstoff	Brennwert Hu kJ/kg	Heizwert Hu kJ/kg	Asche bei 550°C, Massen-%	Staub %	Chlor Mass.-%	Schwefel Mass.-%	Kohlenstoff Mass.-%
GP ANL 12.18	15.517	14.144	9,66	0,75	0,045	0,131	38,8
HP	18.884	17.518	1,86	0	0,008	0,021	50,7

4.4.2.4 Versuchsbewertung

- Die Verbrennung ist möglich, im 100% Einsatz jedoch nicht mit zufriedenstellenden Verbrennungsparametern
- Eine Einhaltung der Emissions-Grenzwerte ist im 100% Betrieb nicht gesichert gegeben

- Bei 100% Grünrest-Brennstoff ergeben sich zu geringe Feuerraumtemperaturen und damit eine zu geringe Nutzwärmeleistung im Vergleich zu Holzpellets,
- Vorgemischte Chargen aus 40-50% Biobrennstoff mit 50-60%% Holzpellets sind nach Betreiberangaben vorstellbar.

4.4.3 Vattenfall Europe Wärme AG / HKW Moabit

Nachfolgend werden die Versuche im Vattenfall-Kraftwerk Moabit beschrieben und bewertet.

Das Kraftwerk Moabit besteht aus einer zweilinigen Wirbelschichtfeuerungsanlage mit einer thermischen Gesamtleistung von 240 MWth und einem herausragenden Wirkungsgrad von ca. 90%. Der Dampf wird über bedarfsorientierte Kraft-Wärme-Kopplung genutzt. Eingesetzt werden können variable Anteile an Steinkohle, Holzhackschnitzeln und Holzpellets. Die hier aufgeführten Inhalte entstammen dem von Vattenfall zur Verfügung gestellten Versuchsbericht, eigenen Beobachtungen sowie dem Austausch mit Vattenfall im Nachgang zum Verbrennungsversuch.

Für den Verbrennungsversuch wurde die Biomasse-Mitverbrennungslinie „Holz II“ gewählt, eine Brennstoffzufuhr kann hier ausschließlich per Schiffsentladung erfolgen. Ein halbautomatischer Kran (Schaufelvolumen 10 m³) entlädt die Schiffsladung in einen umbauten Aufgabetrichter. Ein Taschengurtt Förderer transportiert den Brennstoff in den Gebäudekomplex des Kraftwerks. Ein Trogkettenförderer wirft den Brennstoff in das Biomasse-Zwischenlager im ehemaligen Maschinenhaus II ab. Ein vollautomatischer Kran sorgt von hier aus für die Zudosierung in Richtung Wirbelschichtlinie, indem er eine Schneckenbox (rd. 90 m³) befüllt. Über einen weiteren Trogkettenförderer gelangt der Brennstoff in den Vorlagebehälter im Kesselhaus A. Weitere Austragsschnecken und Transportschnecken sorgen für die Beschickung des Kessels. Zwei aufeinander folgende, mit Sperrluft beaufschlagte Zellradschleusen und pneumatische Schnellschieber sowie eine Abschlussklappe trennen die Förderlinie lufttechnisch vom Kessel bzw. können bei Bedarf die Förderlinie vollständig vom Wirbelschichtkessel abriegeln. Entlang der Förderlinie kommt verschiedene Entstaubungs- sowie FE-Abscheidetechnik zum Einsatz. Die Förderlinie wurde für das Einbringen von Holzpellets ausgelegt, 4-maliger Kraneinsatz und mehrfache Förderschnecken stellen Anforderungen an die Abriebfestigkeit. Das Zwischenlager im Maschinenhaus hat eine Lagerhöhe von rd. 8 Metern.

4.4.3.1 Versuchsvorbereitung/Materialien

Am 14.12.2017 wurden rd. 65 Mg Grastaler der florafuel AG Aufbereitungsanlage bei München per LKW im Westhafen angeliefert, dort wurden sie abgekippt und per Greifer in eine Schute verladen. Anschließend wurde der Brennstoff über die oben beschriebene Brennstoffzufuhr per Schiffsentladung in das Biomasse-Zwischenlager im ehemaligen Maschinenhaus II für rd. 6 Tage - bis zum Beginn des Versuchs - eingelagert.



Abbildung 12 Staubentwicklung Entladung LKW, Beladung Schute (Bilder: Vattenfall)

4.4.3.2 Versuchsdurchführung

Um die potentielle Verwendung der biogenen Rohstoffe zu testen, wurden in einem Versuch am 22.12.2017 die rd. 65 Mg Grastaler der Feuerung über die oben beschriebene Förderlinie Holz II dem Kessel Block A zugeführt. Der Block A befand sich vor Versuchsbeginn mit einer Dampfleistung von 88 kg/s in einem 100 % Steinkohlebetrieb. In Abständen von jeweils 10 bis 20 min wurde von 11:20 Uhr bis etwa 12:30 die Förderleistung der Linie Holz II sukzessive bis auf 60 Prozent der Linienleistung erhöht. Die zugeführte Menge an Kohle konnte durch die Anlagensteuerung, über den Sollwert von 3 % Restsauerstoffgehalt im Rauchgas, automatisch reguliert und somit mit wenig zeitlicher Verzögerung reduziert werden. Die Grastaler wurden in einem konstant gehaltenen Modus von rd. 34 % der Feuerungswärmeleistung mit einem Durchsatz von rd. 45 m³/h bis etwa 14:30 Uhr verbrannt. In diesem Zeitabschnitt wurden die begleitenden Emissionsmessungen durchgeführt. Der Versuch endete, nach einer kurzweiligen Erhöhung auf rd. 80 % der Förderlinienleistung für eine Stunde und nach anschließendem Leerfahren des Vorlagebunkers, um etwa 15:30 Uhr.

Die prozentuale Grastaler-Fördermenge der Linie Holz II, die annähernd konstante Frischdampfmenge und die Konzentrationen von Staub, NO_x, CO, O₂ und SO₂ sind in Abbildung 13 ab rd. 4 Stunden vor bis rd. 1 Stunde nach Versuchsbetrieb grafisch dargestellt. Der rote Markierungsbalken markiert das Zeitintervall des konstanten Mitverbrennungsbetriebs mit 60 % Förderlinienleistung.

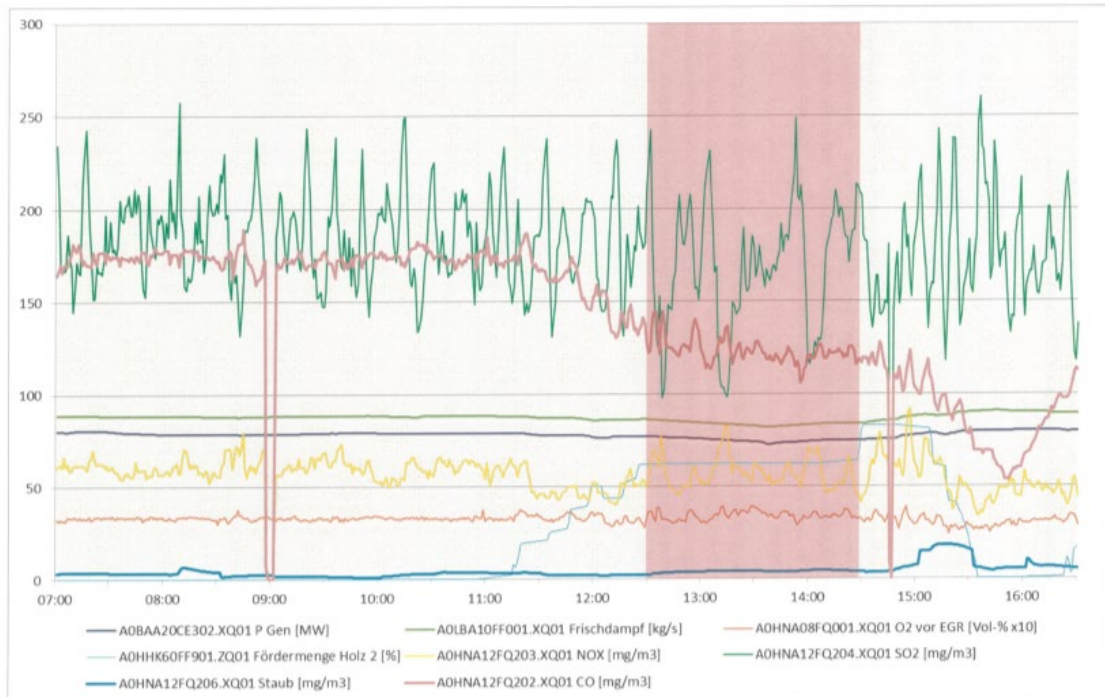


Abbildung 13 Verlauf Verbrennungsparameter (Diagramm: Bericht Vattenfall)

4.4.3.3 Versuchsergebnisse

Die Konfektionierungsform („Taler“) des Brennstoffs erwies sich wegen der erheblichen Staubbildung für die Förder- und Transporttechnik der Linie Holz II als nicht geeignet. Dies wird im Abschnitt 4.4.3.4 "Versuchsbewertung" im Detail beschrieben.

Der Mitverbrennungsanteil konnte, wie beschrieben, unproblematisch bis auf rd. 35 % der Energieleistung erhöht werden und wurde dann für stabile Verhältnisse während der Emissionsmessungen konstant gehalten. Tabelle 19 zeigt die aus den Ergebnissen abgeleitete, hochgerechnete Massen- und Energiebilanz des Verbrennungsversuches.

Tabelle 19 Massen-/Energiebilanz Verbrennung (eigene Berechnung / Versuchsbericht Vattenfall)

MASSEN		
Versuchsmenge Grastaler gesamt	Mg	65
Mischungsverhältnis (heizwertprop.)	%/%	66,3/33,7
Grastaler-Einsatz	m ³ /h	45
Dichte Grastaler	Mg/m ³	0,45
Kohleeinsatz	Mg/h	20,9
Grastaler-Einsatz	Mg/h	20,3
Summe Brennstoff	Mg/h	41,2
ENERGIE		
Feuerungswärmeleistung	MW _{th}	240
davon Kohle - Wärmeanteil	MW _{th}	159
davon Grastaler - Wärmeanteil	MW _{th}	81

Nach den kontinuierlichen Emissionsmessungen konnten sämtliche Schadgas-Grenzwerte problemlos eingehalten werden: Während die Emissionen von NO_x durch den Einsatz von

Grünschnitttalern annähernd unverändert und deutlich unterhalb der Grenzwerte geblieben sind, konnten die SO₂-Emissionen im Mittel von 185 mg/m³ auf etwa 170 mg/m³ abgesenkt werden. Auch bei den CO-Emissionen konnte eine deutliche Minderung durch den Einsatz von Grünschnitttalern von durchschnittlich 173 mg/m³ auf 124 mg/m³ erreicht werden. Die Staube-missionen sind dagegen von durchschnittlich 2,83 mg/m³ auf 3,73 mg/m³ gestiegen.

Tabelle 20 stellt die Emissionsergebnisse des 100 % Kohlebetriebs denen der Mitverbrennung von 33,7/66,3 Grastaler/Steinkohle gegenüber (Prozent der Feuerungswärmeleistung).

Tabelle 20 Emissionsparameter Verbrennungsversuch (Bericht Vattenfall)

Emissionen	100% Kohle			Mitverbrennung		
	Min	Max	Mittelwert	Min	Max	Mittelwert
NO _x [mg/m ³]	49,57	79,64	60,75	44,84	82,7	57,17
SO ₂ [mg/m ³]	131,66	257,55	185,35	97,69	248,89	170,42
CO [mg/m ³]	158,72	189,06	173,41	105,7	144,34	123,76
Staub [mg/m ³]	1,01	6,7	2,83	2,19	4,47	3,73

Mit durchschnittlich 0,0064 mg/m³ Quecksilbergehalt ist auch hier keine Erhöhung durch den Einsatz von Grastalern festzustellen. Der Wert entspricht dem *rechnerischen Ansatzwert* von Quecksilberkonzentration (stoffliche Analysen Labor) im Brennstoff unter Berücksichtigung eines Transferfaktors für den 100 % Steinkohle-Betrieb und lag bei rd. 20% der Vorgaben der Genehmigung (0,03 mg/m³ nach 13. BImSchV § 4).

4.4.3.4 Versuchsbewertung

Die Ergebnisse bezüglich Schadgasauswirkungen einer Grünrest-Mitverbrennung sind positiv zu bewerten. Das **Emissionsverhalten** der Biobrennstoffe erwies sich wie oben beschrieben als unproblematisch, für die Gesamtemissionen an SO₂ und CO ergab sich eine deutliche Minderung der Emissionen gegenüber dem reinen Steinkohlebetrieb.

Die **Staubentwicklung**, insbesondere auf der Transportstrecke und speziell im Lagerbereich, erwies sich als relevantes Problem: Das mehrmalige Umschlagen und der Transport der Grastaler bis in den Vorlagebehälter im Kesselhaus A (Greifereinsatz, Abwürfe, Förderschnecken etc.) führte durch eine starke mechanische Belastung zu einem signifikant steigenden Feinanteil. Ein Vergleich von Proben nach der Containerentladung gegenüber der aus dem Vorlagebunker der HKW Anlage zeigte eine fortgeschrittene "Zerbröselung" der zunächst noch relativ intakten Taler bis zum Bunker, die auch eine signifikante Erhöhung des Abrieb-/Feinstaubanteils bewirkte. Eine durch Vattenfall durchgeführte Siebanalyse zeigte, dass der Feinanteil (< 2 mm) bei rd. 12 % lag. Die Entstaubungstechnik der Linie II ist auf max. 5 % ausgelegt. Es kam daher zu einer überproportionalen Staubentwicklung entlang des gesamten Transportweges, so dass die Auslegungsparameter der Filteranlagen deutlich überschritten wurden und eine Entstaubung nicht mehr gewährleistet werden konnte.

Abgesehen von der mechanischen Beanspruchung der Grünschnitttaler während des Transportes und der erheblichen Staubentwicklung hat der **Transport** funktioniert. Auch der Austrag aus dem Vorlagebehälter über die Zellenradschleusen und die Aufgabe in die Feuerung verliefen ohne weitere Störungen oder Unregelmäßigkeiten.

Fördertechnisch ist der Einsatz grobstückigerer Brennstoffe (wie die eingesetzten Taler) zwar attraktiver (reduziertes Drehmoment beim Anfahren der Förderschnecken), käme aber nach

den Erfahrungen des Versuchs für die niedrig verpresste Talerform nur dann in Betracht, wenn auch diese die staubmindernden Abriebfestigkeit nach der Normung für pelletförmige Brennstoffe erfüllen.

Das **Chlorkorrosionsrisiko** wird bei weiterer Einhaltung der Chlorwerte im Brennstoff seitens Vattenfall als unproblematisch bewertet.

Zu den Auswirkungen auf die **Reststoffe** der Verbrennung wurden eventuelle Auswirkungen auf a) Konsistenz des Wirbelbettes und b) Abscheideverhalten im Elektrofilter beobachtet. Beide Auswirkungen werden insbesondere bei den erwarteten geringen Einsatzmengen als unproblematisch eingeschätzt: Bezüglich a) ist ein Schmelzpunkt der Brennstoffaschen über 1.000 °C zu realisieren, der nach Tabelle 6 – Erweichungstemperatur - gegeben ist, da die Schmelzpunkt-senkenden Stoffe Kalium und Natrium in der florafuel Anlage zum größten Teil ausgewaschen werden. Zu Pkt b) zeigte die Staubabscheidung keine Minderungsleistung, eine Erhöhung der Staubkonzentration im Reingas blieb aus.

Als Ergebnis aus dem Verbrennungsversuch verblieb somit als maßgebliche Aufgabe zunächst nur die **Lösung des Staubproblems bei Transport- und Umschlagprozessen**. Hierzu sollte zuerst der Aufbereitungszustand in eine stärker kompaktierte Form realisiert, dann die mechanische Festigkeit und der Feinanteil dieses Zustandes untersucht und bewertet werden und abschließen ein erneuter Versuch mit dem Hauptaugenmerk auf die Transport- /und Förderbedingungen durchgeführt werden. Die Beschreibung des Versuchs zum Test des Förderverhaltens und zur Verifizierung der ausreichend reduzierten Staubemission wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

4.4.3.5 Förder-/Transportversuch 2019

Für den Transportversuch wurden Pellets mit einem Außendurchmesser von ca. 18 mm produziert (siehe Abbildung 10).

Die physikalischen Eigenschaften können nachfolgender Tabelle entnommen werden:

Tabelle 21 Physikalische Eigenschaften Grünrest-Pellet Anlieferungszustand Förderversuch Vattenfall 2019

Parameter	Einheit	Wert (Anlieferungszustand)
Mech. Festigkeit	Ma.-%	92,9
Feinanteil < 3,15 mm	Ma.-%	0,3
Schüttdichte	kg/m ³	623

Für den Transportversuch wurden ca. 12,5 Mg Graspellets in Containern an den Hafen Wustermark zur Verladung auf Schubleichter transportiert. Die Pellets wurden am 26.11.2019 am Hafen abgekippt und mit Hilfe eines Baggers in den Schubleichter verladen.



Abbildung 14 Grünrestbrennstoff nach Verladung in Schubleichter (Bild: ICU)

Die eigentliche **Versuchsdurchführung** begrenzte sich auf rd. 60 Minuten am Vormittag des 29.11.2019. Die letztendliche Versuchsbewertung wurde durch den technischen Kraftwerksleiter durchgeführt, der entsprechende Versuchsbericht lag zu Redaktionsschluss jedoch nicht vor. Aus Sicht der ICU lässt sich der Versuchsablauf wie folgt beschreiben:

Die Entladung der Pellets vom Schubleichter wurde per 10m³-Greifer problemlos realisiert. Es kam zu einer marginalen Staubentwicklung im Abwurfbereich des Krans. Die zunächst unproblematisch verlaufende Förderung wurde jedoch recht frühzeitig durch einen Eisenalarm unterbrochen (unbekannter Auslösegrund). Leider kam es durch das Stoppen der Förderung zum Durchrieseln der Pellets durch die Förderschnecken. Dies führte zu einer Überfüllung der Aufnahme der Bandförderung. Nach wiederholtem Anlaufen der Förderanlage konnte die restliche Gesamtmenge mechanisch problemlos in den Brennstoffbunker abgeworfen werden.

Die Pellets haben sich unter den gegebenen Förderbedingungen zwar als sehr viel fester als die im Versuch von 2018 eingesetzten Taler dargestellt, waren jedoch nicht so bruchfest wie die vorher übersandten Proben. Die Länge der ursprünglich rd. 6 cm langen Pellets reduzierte sich vor Abwurf in den Bunker auf rd. 1-2 cm.

Es war zu beobachten, dass die mäßige Staubentwicklung im Begleitgang am Bandförderer von der Raumabsaugung nicht vollständig erfasst werden konnte. Der Abwurf in den Bunker (ca. 6 m Höhe) führte zunächst zu einer deutlichen Staubentwicklung, diese konnte jedoch nach Zuschaltung der Wasserverdüsung im Abwurfbereich niedergeschlagen werden.

Gegenüber den Talem war die Staubentwicklung deutlich reduziert. Während beim Taler-Versuch die Sichtweite kaum bis zum Greifer (in rd. 10 m Entfernung unter der Bühne) reicht, war gem. nachstehender Abbildung die Durchsicht im Oberraum des Bunkers mit über 70 m fast unbehindert.

Trotz deutlich verbesserter Aufbereitungsform des Grünrestbrennstoffes konnte die Staubbildung im HKW Moabit nicht vollständig reduziert werden. Dies ist auch der spezifischen technischen Ausstattung *dieser* Anlage geschuldet, die eben durch sehr viele Abwurfvorgänge - dies abschließend im Bunker im freien Fall aus 6 m Höhe – das Material einer extrem hohen und damit staubbildenden Belastung aussetzt.

Zur letztendlichen **Versuchsbewertung** des Kraftwerkbetreibers und den Perspektiven wurde ein Gespräch Ende Januar mit dem Auftraggeber und Vattenfall durchgeführt.



Abbildung 15 Sicht durch den Brennstoffbunker Moabit bei mäßiger Staubentwicklung (Bild: ICU)

Grundsätzlich teilten die seitens Vattenfall anwesenden Technik-Experten die o.g. Auffassung, dass die speziellen Förderprozesse im HKW Moabit die Staubbildung forcieren, und konstatierten in diesem Zusammenhang, dass eine gewisse Staubentwicklung bei Pellets völlig normal sei. Weitere Lösungsansätze - auch im Hinblick darauf, trotzdem eine gesicherte Brennstoffabnahme herbeizuführen - werden im nächsten Abschnitt aufgenommen und im Kapitel 7 „Interessenbekundung“ detailliert beschrieben.

4.4.4 Fazit zu den Verbrennungs-Großversuchen

Die Ergebnisse der Verbrennungs-Großversuche zeigen, dass sich ein Einsatz von Bio-Brennstoffen sowohl in der Anlage in Schöneweide als auch in den Anlagen in Neukölln und Moabit, jeweils mit unterschiedlicher Verbrennungstechnik, realisieren ließe. In den drei Kraftwerken wäre eine Mitverbrennung, wenn auch zunächst nur in geringeren Anteilen (BTB), mit Steinkohle oder in Mischung mit Holzpellets denkbar. Das Emissionsverhalten einer solchen Mischung erwies sich als weitestgehend unproblematisch. Für eine abschließende Beurteilung und die Bestätigung einer technischen Eignung der Bio-Brennstoffe in der jetzigen oder einer angepassten Aufbereitungs-Qualität wurde durch zwei der drei Energieversorger (BTB und Vattenfall) jedoch der Bedarf nach weiteren Prüfungen signalisiert:

Im Fall der BTB im HKW Schöneweide für die Untersuchung von Auswirkungen auf Schlacke und Chlorkorrosion durch einen mehrtägigen Steinkohle-/Grastaler-Mitverbrennungsversuch. Dieser kam in der Projektfortführung aus den in Abschnitt 4.4.1.4 beschriebenen Gründen jedoch nicht zustande.

Im Kraftwerk FHW Neukölln führte der durchgeführte Verbrennungsversuch zunächst nicht zu ausreichend positiven technischen Ergebnissen für eine Weiter-Verfolgung der Bio-Brennstoff Verwertung durch den Betreiber. Nach Einschätzung des Gutachters würde ein weiterer Verbrennungsversuch von Grünrestbrennstoffen in Mischung mit Holzpellets die spezifische technische Einsatzfähigkeit (vollständigere Verbrennung, höhere Verbrennungslast etc.) bestätigen. In der Kraftwerksroutine im FHW Neukölln ist eine Mischung jedoch nicht ohne Weiteres realisierbar. Denkbar wäre alternativ, den Brennstoff bei gleicher Konfektionierung vorab in Mischung zu bringen.

Bei Vattenfall ergaben sich im HKW Moabit keine Probleme in der *Verbrennung* als solcher. Die Staubentwicklung konnte durch die geänderte Brennstoff-Konfektionierung zwar deutlich reduziert werden, genügte aber den Anforderungen des Betreibers noch nicht vollständig. Zudem ist zu berücksichtigen, dass das HKW Moabit ab ca. 2023 umgebaut werden soll. Daher sollen Optionen verfolgt werden, den Brennstoff einer Berliner Demonstrationsanlage auch in anderen Vattenfall-Heizkraftwerken einzusetzen. Dies will Vattenfall engagiert prüfen.

Vorbehaltlich dieses zeitnah zu erstellenden Prüfergebnisses legte SENUVK/ICU eine orientierende Mustererklärung vor, die bei entsprechender Bestätigung seitens Vattenfall eine genügende Sicherheit für die Dauerabnahme des Brennstoffs einer Berliner Demonstrationsanlage bereitstellen würde. Der Wortlaut dieses Entwurfes findet sich in Kapitel 7 „Interessenbekundung.“

Es wurde Einvernehmen erzielt, dass eine solche - im Detail ggf. modifizierte - Erklärung seitens Vattenfall erforderlich ist, um die weiteren Realisierungsschritte einer Demonstrationsanlage einzuleiten.

5 Technik- und Kostenbedingungen zur Realisierung einer Demonstrations-Aufbereitungsanlage

Nach den grundsätzlich positiven Ergebnissen der großtechnischen Verbrennungsversuche waren für die weitere Umsetzung des Konzeptes hin zu einer vollständigen Realisierung weitere Aspekte zu klären, die nachfolgend detaillierter dargestellt werden. Im Wesentlichen werden betrachtet:

- Infrastrukturbedarf der Aufbereitungsanlage und
- die Investitions- und Betriebskosten der Aufbereitung.

5.1 Infrastruktur-/Flächenbedarf der Aufbereitungsanlage

Das Aufbereitungsverfahren wurde in Kapitel 4.3 technisch beschrieben. Das Kernstück einer einsträngigen Anlage mit rd. 12.000 Mg/a Durchsatz besteht aus einer geschlossenen Halle, in der die Aufbereitung mit den in Kapitel 4.3 geschilderten Verfahrenskomponenten stattfindet. Abbildung 16 zeigt eine mögliche Anordnung der Komponenten und beschreibt den Flächenbedarf der Halle mit - wie dargestellt - max. 1.200 m²: Unter Zurechnung von Annahme- und Zwischenlagerbereichen und Fahrflächen sind derzeit ca. 2.500 m² als Gesamtflächenbedarf abzuschätzen.

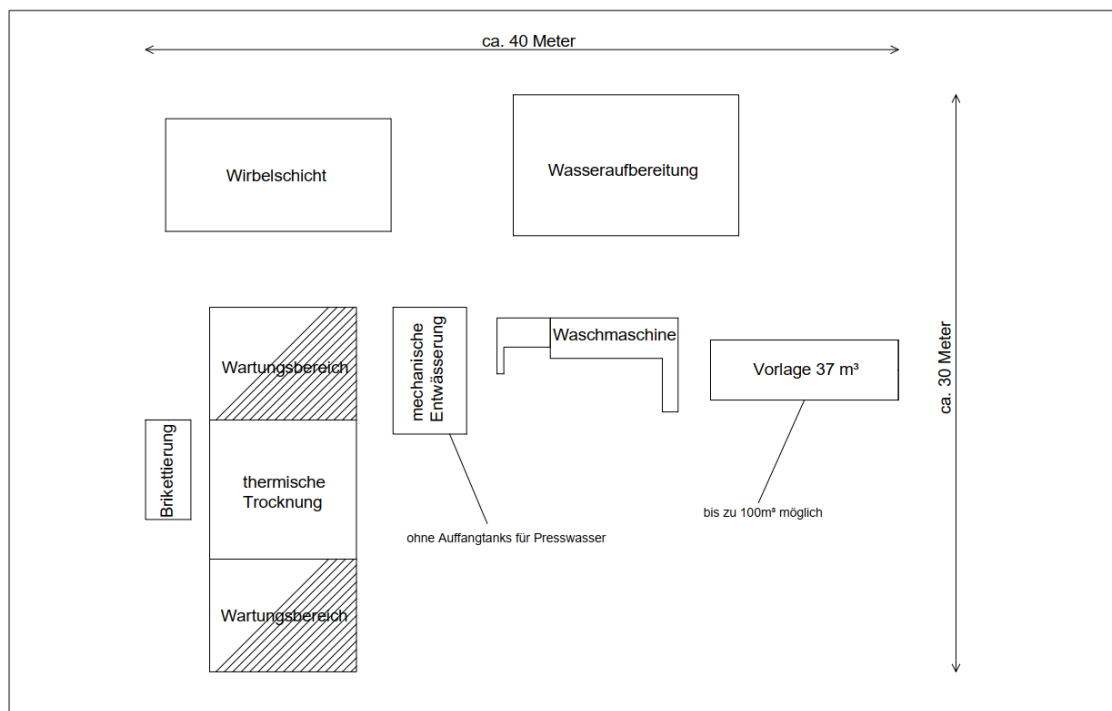


Abbildung 16 Mögliche Anordnung der Aggregate einer Aufbereitungsanlage (Grafik: florafuel)

An weiterer Infrastruktur sind zu berücksichtigen:

- Abwasseranschluss (rd. 1 m³/h),
- Trafostation (nach Anschlussleistung Aufbereitung plus Reserve rd. 150 kW),
- Dampf für Trocknungszwecke, soweit dieser nicht von der werkseigenen Wirbelschichtvergasung bereitgestellt wird (rd. 300 kW),
- Beleuchtung (Außen/Halle), Elektroinstallation (Außen/Halle),
- Zentralwarte / Sozialbereich / Sanitäreinrichtungen.

Der Bedarf an zusätzlichen Bau- und Infrastrukturkomponenten ist damit stark von den Einrichtungen am Standort abhängig.

5.2 Kostenabschätzung

In diesem Abschnitt wird eine erste Abschätzung der Investitions- und Betriebskosten entwickelt. Die Kalkulation bezieht sich auf eine Anlage von rd. 12.000 Mg/a Input (Laub und Gras), wie technisch im Kapitel 4.3 beschrieben.

5.2.1 Investitionsbedarf

Die in Kapitel 4.3 genannten mechanisch-/elektrischen Anlagenkomponenten werden nach Angaben der florafuel AG mit einem Gesamtinvestitionsbedarf von rd. 2.900.000 € abgeschätzt. Die Anlage zur Abwasser- sowie Biogasaufbereitung wird nach Angebot Hersteller *flexbio* mit einem Investbedarf von rd. 400.000 € berücksichtigt.

Die Investitionen für den Bauteil sind maßgeblich von den am Standort gegebenen Bedingungen abhängig und vorab nur in einer Spannbreite von 150.000 bis 600.000 € ansetzbar. Hier werden zunächst 300.000 € an Bauteil-Invest angesetzt.

Der Gesamtinvestitionsbedarf beläuft sich somit auf rd. 3,2 Mio €.

5.2.2 Betriebskosten

Die jährlichen **Betriebskosten** der Anlage sind in Tabelle 22 zusammen mit dem Kapitaldienst dargestellt.

Tabelle 22 Übersicht über die Betriebskosten einer Aufbereitungsanlage

BETRIEBSKOSTEN- / ERLÖSRECHNUNG		12.343 Mg/a			
Invest Maschinenteknik	2.903.166€				
Invest Bau	300.000€				
SUMME INVEST	3.203.166€				
Parameter	Basiswert	€/a	€/Mg Input		
Kapitaldienst M+E-Technik	10 a, 2 %	319.348	25,87		
Kapitaldienst Bau	20 a, 2 %	18.000	1,46		
RWU M+E-Technik	5% v. Invest	136.449	11,05		
RWU Bau	1% v. Invest	3.000	0,24		
JAHRESKOSTEN				<i>spez. Kosten</i>	<i>Anteil v. Summe</i>
Summe Kapitaldienst	<i>Verteilung s.o.</i>	337.348	27,33		36%
Summe RWU	<i>Verteilung s.o.</i>	139.449	11,30		15%
Versicherung	1% v. Invest	32.032	2,60		3%
Pachtkosten	1.500 m ²	27.000	2,19	18,00 €/m ² ,a	3%
Personalbedarf	4,5 Pers.	225.000	18,23	50.000 €/P,a	24%
Stromkosten *)	62 kWh/Mg	106.980	8,67	0,14 €/kWh el	11%
Wärmekosten (Gas / Erdgas)	0 kWh/Mg	0	0,00	0,03 €/kWh th	0%
Diesel Radlader u.a. Transport	1,0 l/Mg	14.811	1,20	1,20 €/l	2%
Verladung/Transport Brennstoff	3.056 Mg/a	15.279	1,24	5,00 €/Mg	2%
Zus. Schlackeentsorgung	306 Mg/a	10.696	0,87	35,00 €/Mg	1%
Entsorgung Abwasser	0,53 m ³ /Mg	15.080	1,22	2,31 €/m ³	2%
Entsorgung Inertstoffe (Kompostierung)	0,07 Mg/Mg	21.304	1,73	25,00 €/Mg	2%
SUMME KAPITAL- UND BETRIEBSKOSTEN		944.978	76,56		100%
ERLÖSE				<i>spez. Erlöse</i>	<i>Anteil v. Erlösen</i>
<i>Energiebetrag Brennstoff</i>	<i>4,24 MWh/Mg</i>	<i>12.948</i>	<i>MWh/a</i>		
Erlöse Brennstoff	12.948 MWh/a	-388.455	-31,47	-30,00 €/MWh	54%
Erlöse Input	12.343 Mg/a	-333.257	-27,00	-27,00 €/Mg	46%
SUMME ERLÖSE		-721.712	-58,47		100%
SUMME KOSTEN ./. ERLÖSE		223.267	18,09	<i>Defizit</i>	

*) Stromkosten von erheblichen Einfluss 6ct/kWh Eigenstromkosten (Kraftwerk) bis 17 ct/kWh (Netzbezug)

In Summe ergeben sich zunächst Betriebskosten von rd. 940.000 € pro Jahr bzw. rd. 75,00 € pro Mg Eingangsmaterial.

Für die Berechnung der Betriebskosten wurden im ersten Schritt verschiedene Annahmen getroffen, die in Absprache mit den Energieversorgungsunternehmen bzw. dem zukünftigen Betreiber konkretisiert werden müssen. Der Kapitaldienst und die Aufwendungen für Reparatur, Wartung und Unterhaltung (RWU) nehmen zusammen rd. 50% der Jahreskosten ein, die weiteren **Hauptkostenfelder** werden nachfolgend beschrieben.

Für eine Anlage mit 6.000 Betriebsstunden ergibt sich ein **Personalbedarf** von etwa 4,5 Personen.

Je nach Standort wird die **Stromversorgung** in einer Kostenspannbreite von 8 ct/kWh_{el} (Eigenstromnutzung Kraftwerk) bis 17 ct/kWh_{el} (Netzbezug) liegen. Die Stromkosten werden zunächst mit 14 ct/kWh angesetzt.

Die Entsorgung des **Überschusswassers** (Presswasser) ist mit 2,3 €/m³ angesetzt. Dies entspricht einer Auskunft bei den Berliner-Wasser-Betrieben. Im Fall der anlageninternen Aufbereitung entsteht gegenüber dem älteren Anlagenkonzept (Kalkulation vorläufiger Endbericht 2018) zunächst zwar ein kostenwirksamer Mehr-Aufwand an Kapitaldienst und RWU-Kosten für die technische Reinigungsarbeit, es reduziert sich jedoch die zu entsorgende Abwassermenge um den ursprünglich kalkulierten Bedarf an Frischwasser um rd. 0,5m³/Mg Input und die Beschaffungskosten dieses können eingespart werden.

Die Kosten für die **Verwertung** der mineralischen **Sinkstoffe**, mit geringen Organikanteilen, z.B. als Rekultivierungsmaterial, werden zunächst mit 25 €/Mg angesetzt.

Den im oberen Teil von Tabelle 22 genannten Kosten stehen weiter unten die **Erlöse** durch die Annahme der Grünabfälle sowie die Erlöse durch den Verkauf des Brennstoffs entgegen. Die Annahmeerlöse der Grünreste sind orientiert an den Annahmeentgelten der Kompostierung mit 27 €/Mg angesetzt. Die Erlöse aus der Brennstoffveräußerung entsprechen orientierend dem Energie-Preis für Holzhackschnitzel von 30 €/MWh (bei Holzhackschnitzeln mit 80%TS, C.A.R.M.E.N. 2019). Die Annahme, den Brennstofflerlös pro MWh im Bereich der Holzhackschnitzel (30 €/MWh) anzusetzen, ist gegenüber dem Bereich von Holzpellets (rd. 40-50 €/MWh) als konservativ, da erlösreduzierend, zu bewerten. Die Erlöse können im Gefolge der CO₂-Bepreisung/Lizenzkosten noch steigen, dies ist hier nicht berücksichtigt.

Die Erlöse belaufen sich damit auf rd. 720.000 € pro Jahr bzw. rd. 60 € pro Mg (Eingangsmaterial). Somit ergibt sich ein Delta zwischen Kosten und Erlösen von rd. -215.000 € pro Jahr oder rd. -18 € pro Mg Eingangsmaterial.

Die Kostenabschätzung gilt für eine Vollaufbereitung bis hin zum getrockneten, verpressten, universell einsetzbaren Brennstoff. Diese Vollaufbereitung ist wegen des geprüften Brennstoff-Einsatzes weiterhin Gegenstand einer künftigen Anlage. Innerhalb deren Betriebes können dann auch Einsatzmöglichkeiten des Brennstoffs vor Trocknung und Verpressung geprüft werden (Nass-Fluff).

Diese Kalkulation enthält derzeit unvermeidbare Unschärfen, die einerseits mit dem derzeit nicht definierten Standort, der insbesondere auf die Kosten der Medienversorgung und den Personalbedarf Einfluss nimmt, andererseits mit den schwankenden Erlösen zusammenhängen. Orientierend sind diese Kosteneinflüsse in Tabelle 23 für die Aufstellungen beim Kraftwerk bzw. einer Kompostierungsanlage nach einigen Parametern zusammengestellt.

Zum jetzigen Zeitpunkt ergibt sich trotz aller mit dieser Kalkulation verbundenen Unschärfen: Das Konzept weist eine finanzielle Unterdeckung von rd. 18 € pro Mg Eingangsmaterial aus. Dieses erhöhte Annahmeentgelt kann künftig grundsätzlich bei Neuausschreibungen der

Grünrestentsorgung öffentlicher Einrichtungen (z.B. BSR, Grünflächenämter) durch höherwertige, klimaentlastende Verfahren von den Abfallproduzenten eingefordert werden, dies aber erst dann, wenn dieses Behandlungsangebot für alle Abfälle dieser Art tatsächlich existiert. Bei einer ersten Anlage muss das Annahmeentgelt durch öffentliche Förderung zunächst auf einem konkurrenzfähig niedrigen Wert gehalten werden, um die Versorgung der Anlage mit Grünabfällen zu sichern.

Tabelle 23 Kosteneinflüsse Standort Aufbereitungsanlage

Standort / Kooperation mit...	Kraftwerk	Kompostanlage
Stromversorgung	++	-
Wärmeversorgung	++	-
Zwischenlagerung Rohstoff	-	+
Material-Handling (Radlader etc.)	-	+
24h-Überwachung Anlage	++	-
Reststoffverwertung	-	++
Abfallbehandlungsgenehmigung	-	++

Es ist demzufolge für eine solche erste Anlage eine Förderung auf den Invest erforderlich, um über den reduzierten Kapitaldienst eine Kostendeckung und Ertragssituation zu erreichen. Nach den o.g. Vorberechnungen muss der Kapitaldienst um den Defizitbetrag von rd. 18 €/Mg gesenkt werden.

Mit diesem zunächst per Förderung, später bei Zuzahlung auf die Anlieferung entrichtete Zusatzbetrag wird eine THG-Entlastung erreicht, die in Kapitel 9.1 näher beschrieben wird. Diese Entlastung lässt in Verbindung mit den Kosten wiederum berechnen, wie hoch der Aufwand pro Mg reduziertem CO₂-Äq ausfällt. Dies wird im Abschnitt 9.2 dargestellt.

6 Fachaustausch mit dem Projekt „CarboTip“

Im Botanischen Garten wurde zur Schließung des organischen Stoffkreislaufes von 2009 – 2015 die Herstellung von anthropogener Schwarzerde durch die Terra Preta-Technologie erprobt. Im Projekt sind die Freie Universität Berlin (FU-Berlin) vom Fachbereich Geowissenschaften und für den Einsatz der Terra-Preta-Technologie die Palaterra GmbH & Co. KG als Projektpartner involviert. Die im Botanischen Garten jährlich anfallenden Grünrestmengen von etwa 750 m³ Grünschnitt, 350 m³ Gehölzschnitt, 230 m³ Langgrasschnitt und 150 m³ Stammholz sollen in Zukunft zu hochwertigen Terra-Preta-Substraten aufgearbeitet werden. Neben der Steigerung des Pflanzenwachstums bei Verwendung des mit Pyrolysekohle hergestellten Komposts wird insbesondere eine nachhaltige Bindung von Kohlenstoff bewirkt; Dies zum einen durch die karbonisierten Holzprodukte, zum anderen durch die erhöhte Fixierung organischen Kohlenstoffs im Kompostierungsprozess (Wagner et al., 2018 und 2019).

Die zentrale, innovative Systemkomponente liegt in der Herstellung der Pyrolysekohle aus Grünresten in einer pyrolytischen Karbonisierungsanlage. Für den Vergleich mit dem vorliegenden Forschungsprojekt ist dieses Verfahren relevant, da die THG-Entlastung hier nicht

durch den Kohleersatz bei der Energieerzeugung erzielt wird, sondern durch langfristig stabilen, in den Boden eingebundenen Kohlenstoff, plus dem Ersatz fossilen Erdgases durch das entstehende Pyrolysegas. Als Rohstoff der Pyrolyse ist generell (vorgetrockneter) Baum- und Strauchschnitt einsetzbar, ebenso erscheinen aber auch Laub und Mähgut nach entsprechender Aufbereitung geeignet.

Im Gegensatz zur Verbrennung oder natürlichen Verrottung werden bei der Karbonisierung nur ca. 50 % des in der Biomasse gespeicherten Kohlenstoffs wieder an die Atmosphäre abgegeben – über das energetisch genutzte Pyrolysegas. Die anderen 50 % des Kohlenstoffes werden fest in der Pyrolysekohle (hier als Pflanzenkohle) gespeichert. Diese Verteilung kann in Abhängigkeit zur eingesetzten Anlagentechnik und Karbonisierungstemperatur um $\pm 15\%$ -Punkte variieren.

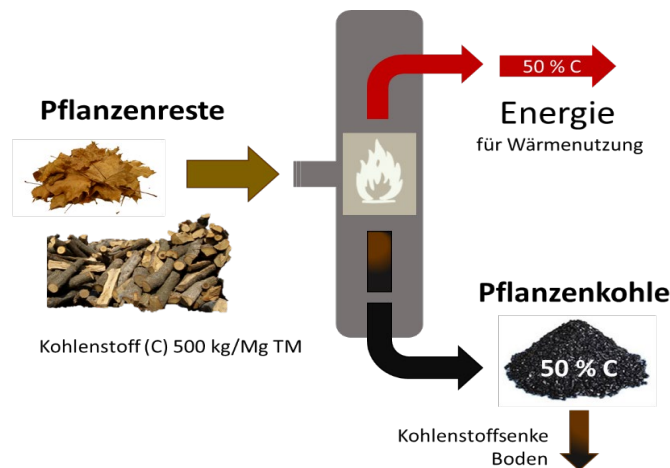


Abbildung 17 Potenzial der Karbonisierung von Pflanzenresten hinsichtlich der langfristigen Speicherung von Kohlenstoff (C) und der Bereitstellung von nutzbarer Wärme (Wagner et. al., 2019)

Die Einsatzbereiche von Pyrolysekohle und Pyrolysekohlekomposten sind vielfältig und bergen relevante Nachhaltigkeits- und Bodenverbesserungspotentiale. Hinsichtlich des Standortes einer Karbonisierungsanlage sind die vorliegenden Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Nutzung des Pyrolysegases, die Abwärme der Anlage sowie die Biomassepotentiale vor Ort zu untersuchen. Eine entscheidende Rolle spielt auch die Vermarktbarkeit der hergestellten Pyrolysekohlenprodukte bzw. der mit diesen versetzten Komposten.

Aufbauend auf den positiven Ergebnissen aus dem Botanischen Garten wird derzeit das Forschungsvorhaben unter dem Kurznamen CarboTIP im Tierpark Berlin umgesetzt. Leitung, Koordination und die wissenschaftlichen Untersuchungen liegen weiter bei der FU Berlin. Im Projektzeitraum bis Anfang des Jahres 2021 ist es Ziel, die Entwicklung und Etablierung eines emissionsmindernden Stoffstrom-/Abfallmanagements bei Nutzung des CO₂-Sequestrierungspotentials von Pyrolysekohle im Tierpark Berlin Friedrichsfelde zu realisieren. Neben anderen Stoffströmen sollte auch das Potential von Laub als Inputstoff zur Herstellung von Pyrolysekohle untersucht werden (Wagner et al., 2019).

Im Zuge des vorliegenden Forschungsprojektes kam es zu drei Fachgesprächen mit dem Ziel, die Überschneidungen der Forschungsfelder auszuloten, die ökologische Bewertung der jeweilig favorisierten Verwertungsansätze zu diskutieren und insbesondere die Treibhausgas-Wirkung gegenüberzustellen. Zunächst wurde die Beimischung von Pyrolysekohle (hier als Biokohle bezeichnet) zu Kompost betrachtet, später die Karbonisierung von Laub.

6.1 Material- und Energiebilanzen der Pyrolysekohlen

Als Hilfe zur Erstellung einer geschlossenen, vergleichbaren Material- und Energiebilanz wurde seitens ICU zu den ersten Gesprächen eine Berechnungsmatrix zur Verfügung gestellt. Tabelle 24 stellt einen Auszug daraus dar. Die Darstellung betrachtet zunächst 1.000 kg Grünrest, wie er in Berlin als Laub bzw. Gras vorliegt. Dieser Menge würden rd. 7,5 Gew.-% Pyrolysekohle beigemischt, um einerseits die Klimabelastung der Grünrest-Kompostierung zu vermindern als auch die Kompostqualität deutlich aufzuwerten. Die Pyrolysekohle wurde im Rechenmodell – der Praxis folgend - aus holziger Biomasse in der Pyrolyse hergestellt - in der Betrachtung zum einen aus natürlich vorgetrocknetem oder hergestellt aus rohfeuchtem Baum- und Strauchschnitt, so wie er in SKU 2016 für Berlin charakterisiert ist. Der Bedarf an Kohle zur Einmischung in die Grünreste – hier 7,5 % - führt über den Ausbeuteanteil der Pyrolyse zu einer Menge an Baum- und Strauchschnitt, die für eine Gewichtstonne Laub/Mähgut bereitgestellt werden muss – gemäß Tabelle 24 377 kg in rohfeuchten Zustand als Input der Pyrolyse (I-P).#

Tabelle 24 Mengen-/Energiebilanz TPT-Konzept bez. auf 1 Mg Grünrest

		Inputmaterial Pyrolyse (I-P):	
MENGEN-/ENERGIE BIOKOHLE - KONZEPT	Einheit	Baum- und Strauchschnitt (trocken)	Baum- und Strauchschnitt (rohfeucht)
GRÜNREST (GR) BEZUGSWERT	KG	1.000	1.000
Anteil Biokohle in Rottemischung	Gew. %	7,5%	7,5%
Menge Biokohle (ca 80 % TS) pro Tonne Grünrest	kg FM /Mg GR	81	81
TS-Menge Biokohle pro Tonne Grünrest	kg TS /Mg GR	65	65
BEDARFSBERECHNUNG INPUT PYROLYSE (I-P) FÜR BENÖTIGTE BIOKOHLEMENGE			
TS-Gehalt I-P	% TS	80%	55%
Mengenanteil Biokohle aus I-P	kg TS/ kg TS I-P	0,31	0,31
Input Pyrolyse für Menge an Biokohle	kg I-P/Mg GR	259	377
<i>ggf. Trocknung auf 80 % TS, (0,8 kWh/kg H2O)</i>	kWh / Mg FM I-P	0	170
C-TRANSFER I-P IN BIOKOHLE			
C-Anteil in I-P	Anteil in FM I-P	38%	26%
C-Anteil in I-P	Anteil in TS I-P	47%	47%
C-Transfer I-P in Biokohle (Studie: 34 - 53%)	%	50%	50%
Anteil C in Pyrolyse - Kohle aus I-P	kg C/ kg FM I-P	0,19	0,13
Biokohle C pro Tonne Grünrest	kg C/ Mg GR	48,6	48,6
ENERGIETRAG PYROLYSE:			
Energiegehalt I-P (berechnet mit 5,1 kWh/kg OTS)	kWh/kg FM I-P	3,94	2,50
Energieumsetzung Pyrolysegas(1,4kWh/kg IP(80%))	%	35%	35%
Energieumsetzung zu Pyrolysegas	kWh / kg FM I-P	1,4	0,89
Energie im Pyrolysegas, Bezug Grünreste	kWh/Mg GR	363	335
GESAMTMENGE BEHANDELT		1.259	1.377
Aus Terra Preta - Studie FU benannt/berechnet	Ansatzwert ICU	Werte SKU2016	

Aus den Bedarfsvorgaben (rd. 81 kg FM an Pyrolysekohle (hier Biokohle) für 1 Mg Grünreste) ließ sich berechnen, welche Mengen an Pyrolysekohle-C (hier Biokohle-C) daraus entstehen (48,6 kg Kohlenstoff) und welcher Energieüberschuss in Form von Pyrolysegas zu erwarten wäre. Diese Stoff- und Energiewerte konnten in eine angebundene THG-Bilanz einfließen, die wiederum in einen Vergleich gestellt wurde mit

- der *derzeitigen Verwertung* (Grünreste werden kompostiert/Baum- und Strauchschnitt wird im Biomassekraftwerk in Energie umgesetzt)
- und der im vorliegenden Forschungsprojekt verfolgten *energetischen Verwertung* nach Aufbereitung.

Da in Berlin der Baum- und Strauchschnitt beim Einsatz im Biomassekraftwerk klimaentlastend wirkt, muss die Nutzung der benötigten 377 kg FM Baum- und Strauchschnitt pro Mg Grünrest (Input Pyrolyse) zusätzlich als klimaentlastend in die Berechnung der rein thermischen Verwertung eingehen, d.h., auf beiden Seiten des Vergleiches mussten sowohl 1 Mg Laub/Mähgut zzgl. 377 kg Baum- und Strauchschnitt für die Klimabilanz eingestellt werden. Dieser Einbezug dieser holzigen Abfälle - über das eigentlich interessierende Laub/Mähgut hinaus – bringt allerdings eine unerwünschte Bilanzunschärfe ein, die nach den nachstehend beschriebenen Randbedingungen vermieden werden sollte.

Nachdem die FU Berlin im Tierpark Friedrichsfelde erfolgreich Pyrolyse-Versuche auch mit aufbereitetem Laub durchgeführt hatte, erschien es wie oben angedeutet im weiteren Projektaustausch sinnvoller, den Vergleichs-/Bewertungsrahmen auf diesen Stoffstrom zu übertragen. Nach den Darstellungen der FU Berlin konnte im Tierpark durch verschiedene Maßnahmen das Laub mit sehr geringem Wassergehalt und sehr geringen Verunreinigungen (hoher oTS-Gehalt) realisiert werden (über Steuerung Einsammlungs-Zeitpunkte und -Art sowie Nutzung von Konvektions-Trocknung). Diese Trocknung nähert das Laub bereits einer pyrolysefähigen Konsistenz an, die verbleibende Aufgabe bestünde darin, eine verfahrenstechnisch gebotene Verdichtung zu erreichen – zu Pellets oder Talern. Damit wird erreicht, dass das Pyrolysematerial aus dem Bestand weicher Grünreste gewonnen werden kann und keine zusätzlichen, erheblichen Mengen an Baum und Strauchschnitt benötigt werden.



Abbildung 18 Laub (links) wird über Verdichtung zu Laubpellets (mitte) und mittels Karbonisierung zu Pflanzenkohle (rechts) (Bilder: Wagner et. al., 2019)

Nach diesen Aspekten wurde vereinbart, die Verfahrens- und Klimabilanz des Carbotip-Verfahrens auf 1 Mg Grünrest-Pellets des florafuel-Verfahrens zu beziehen. Vereinfacht wird da-

mit auch der Vergleich mit der rein energetischen Verwertung von 1 Mg Pellets als Kohleersatz, denn die THG-Lastschrift der energieverbrauchenden Grünrestaufbereitung zu Pellets ist in beiden Fällen dieselbe.

ICU hat der FU Berlin hierzu die stofflichen Qualitäten der Pellet „Brennstoffe“ aus einem Kraftwerksversuch übermittelt. Die FU Berlin hat daraufhin unter Aufnahme der pyrolytischen Kenn-daten die Mengen- und Energiedaten der Pyrolyse aufgestellt.

Zur Aufstellung der Klimaentlastungen durch die Biokohleherstellung werden nach SKU 2016 für den Stromverbrauch der Pyrolyseanlage und für das erzeugte Pyrolysegas folgende Gut- und Lastschriften angewendet:

Tabelle 25 Klimagutschriften nach SKU 2016

Klimagutschriften in kg CO ₂ -Äq/kWh	SKU Berlin 2016
Strom	0,585
Wärme	0,266
Erdgas	0,227

Über den anlagenspezifischen Ertrag an Pflanzenkohle sowie den jeweiligen gebundenen Mengen an Kohlenstoff in kg/Mg Laubpellet (C-Anteil) lässt sich weiterhin die potentielle THG-Entlastung der Kohlenstoff-Sequestrierung abbilden (Gutschrift aus C-Bindung Pflanzenkohle).

Der Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) führt in seiner Richtlinie für ein nationales Treibhausgasinventar die Anrechenbarkeit von Pflanzenkohle für die Kohlenstoffsequestrierung an. Darin wird ausgeführt, dass 80% (+/- 11%) des ursprünglichen Kohlenstoffes in der Pflanzenkohle für mehr als 100 Jahre stabil verbleibt, wenn eine Karbonisierungstemperatur von 450 - 600 °C vorliegt (IPCC, 2019; TABLE 4AP.2). Daran orientiert wird für Pflanzenkohle aus Laub ebenfalls ein Stabilitätswert von 80 % (Pyrolysetemperatur 550 °C) angesetzt.

Die Stabilität von Pflanzenkohle von mehr als 100 Jahren wurde bereits in einer 2016 erschienen Studie des Umweltbundesamts angeführt: „Aufgrund der bisher vorliegenden Ergebnisse können für Pyrolysekohlen unter Freilandbedingungen mittlere Verweilzeiten von mehr als 100 bis über 1000 Jahre angenommen werden.“ (UBA, 2016, S. 46).

Die FU entwickelte für eine vorgegebene Konsistenz der Pellets eine Mengen- und Energieverteilung der Outputströme mit benannter Zusammensetzung der Pflanzenkohle. Dies lässt Transferfaktoren von Mengen- und Energieanteilen in der Pflanzenkohle und dem Pyrolysegas gemäß nachstehender Tabelle 26 berechnen.

Tabelle 26 Transferfaktoren Pyrolyseinput (Pellet) zu Pyrolyseoutput (Pflanzenkohle)

Transferfaktoren:	% / Input
C-Input zu C-Kohle	54,4 %
Asche Input zu Kohle	1000 %
Anteil flüchtiger Bestandteile von OTS-Input zu Kohle	2,1 %
Produktion-Pyrolysegas aus OTS-Input	kWh/MgOTS 1,94

Diese Transferfaktoren wurden zur Berechnung der Outputströme auf die jeweilige, leicht variierende Zusammensetzung der aus Gras und Laub produzierten Brennstoffe gemäß Tabelle 27 herangezogen, um eine konsistente Vergleichbarkeit des CarboTip-Verfahrens mit der rein energetischen Nutzung bei der Klimabilanz wie auch bei der Kostenbetrachtung zu erzielen.

Die nachfolgende Tabelle 27 weist die **THG-Bilanzierung** bezogen auf 1 Mg Laubpellets (LP), 1 Mg Graspellets und 1 Mg des Gewichteten Mittels (1 Mg Grünrest) unter den oben beschriebenen verfolgten Ansätzen für die Pyrolyse unter Anwendung der Transferfaktoren aus.

Der Ertrag an Pflanzenkohle wird über die gewichteten mittleren Qualitäten der Grünrestpellets (GRP) (Kohlenstoffgehalt, Ascheanteil, TS-Gehalt etc.) auf 303 kg TS Pflanzenkohle errechnet, der Kohlenstoffanteil von 217 kg TS führt über 80 % Anrechenbarkeit klimaentlastend zu -637 kg CO₂-Äq/Mg GRP. Neben den betriebsseitigen Lastschriften des Strombedarfs und der Gutschrift durch das erzeugte Pyrolysegas wird eine THG-Entlastung von **965 kg CO₂-Äq/Mg GRP** ausgewiesen. Der geringere Gehalt an Asche in den Graspellets von 2 Massen-% der TS bewirkt den dargestellten Unterschied in C-Anteil in der Kohle und Pyrolysegasertrag (Nutzbare Wärme). Die THG-Entlastung der Graspellets fällt somit auch erhöht gegenüber den Laubpellets aus. Es werden zunächst weder die THG-Wirkung der ersetzten Kompostierung noch die Aufbereitung zum Grünrestpellet berücksichtigt - diese sind in beiden Fällen (Pyrolyse und rein energetische Verwertung *konstante* Beträge, die in die abschließende, vergleichende Bilanz eingebracht werden (siehe hierzu Kapitel 9).

Tabelle 27 THG Bilanzierung 1 Mg Laubpellet zu Pflanzenkohle

THG-Bilanzierung 1 Mg Grünrestpellet zu Pflanzenkohle	Einheit	Laubpellet 57%	Graspellet 43%	Gew.-Mittel 100%
Bezugsmenge Grünrest (FM)	kg	1.000	1.000	1.000
Trockensubstanz	%	85,0	85,0	85,0
Ascheanteil (TS)	% d.TS	9,0	7,0	8,1
OTS	% d.TS	91,0	93,0	91,9
OTS	kg	774	791	781
C-Anteil von OTS	% d.OTS	51%	51%	51%
C (TS)	kg	395	404	399
ERTRAG PFLANZENKOHLE	kg TS	308	296	303
Ascheanteil	kg TS	77	60	69
C-Anteil	kg TS	215	220	217
Rest (z. B. O & H)	kg TS	17	17	17
Lastschrift Energieverbrauch (Pyrolyse)	kg CO ₂ -Äq/Mg FM	15	15	15
Langfristig stabiler C-Anteil	%	80%	80%	80%
Gutschrift aus C-Bindung Biokohle	kg CO ₂ -Äq/Mg FM	-631	-645	-637
<i>Nutzbare Wärme</i>	kWh	1.498	1.530	1.512
Gutschrift Pyrolysegas Erdgasersatz	kg CO ₂ -Äq/Mg FM	-340	-347	-343
SUMME THG-ENTLASTUNG	kg CO₂-Äq/Mg	-956	-977	-965

6.2 Erlös- und Kostensituation der Pflanzenkohleherstellung

Für eine Verfahrensbeurteilung, auch im Vergleich zur reinen *energetischen Verwertung* der Laubpellets sollte neben der THG-Bilanzierung auch die Erlös- und Kostensituation Pflanzenkohleherstellung untersucht werden. Hierzu wird im nachfolgenden Abschnitt das durch die FU von dem Anlagenbetreiber Pyreg eingeholten Angebot zusammenfassend in einer von ICU erstellten Übersicht verarbeitet. Wie für den Aufbereitungsprozess der florafuel AG zur Herstellung der Grünrest-Brennstoffe (aufgestellt in Kapitel 5.2) wurden auch hier die entsprechenden Kostenpositionen eingebracht. Pachtkosten gehen mit 18,00 €/m² ein, Stromkosten zu 0,25 €/kWh und der anteilige Personalbedarf mit 50.000 € p.P. Zur erlösseitigen Verrechnung wurde ein Verkaufspreis von 600 € pro Mg Pflanzenkohle (Angabe Pyreg Pflanzenkohlen für Landwirtschaftsanwendungen) und rd. 0,04 € pro kWh Pyrolysegas angesetzt.

Für die Berechnung von Invest- und Betriebskosten wurde die Outputmenge einer ersten Demonstrationsanlage für die Pelletherstellung angesetzt (siehe hierzu Jahresmengenströme der Demonstrationsanlage aus Abschnitt 4.3.1). Die Beträge in Tabelle 28 beziehen sich somit auf dieselbe Jahres-Outputmenge von rd. 3.100 Mg Grünrestpellets, die auch bei der rein energetischen Nutzung die Erlöse berechnen lassen.

Die spezifischen Kostendarstellungen der Pyrolyse beziehen sich auf 1 Mg Input Grünrestpellet (GRP). Die angesetzten Investitionskosten konnten direkt einem Anlagen-Anbieter (hier. Fa. Pyreg GmbH) übernommen werden, der diese für eine Anlage mit rd. 3.100 Mg Pellet-Input liefern konnte. Der Kapitaldienst ist über die Abschreibungsdauern analog wie für die florafuel-Aufbereitungsanlage zu 10 bzw. 20 Jahren bei 2 % Verzinsung eingeflossen. Die Aufstellung weist zunächst über die rd. 300.000 € Jahreskosten spezifische Pyrolyse-Kosten für 1 Mg GRP von rd. 100 € aus. Diesen Kosten steht der Erlös für das Pyrolysegas von rd 59 € (4 ct/kWh) und für die Pflanzenkohle von 194 € gegenüber (analog bezogen auf 1 Mg GRP). Das Ergebnis von **155 €** bezogen auf 1 Mg GRP ergibt sich als spezifische Überschussaussicht – bei einem angesetzten Verkaufspreis von 600 € pro Mg Pflanzenkohle (entsprechend der Angabe des Anlagenherstellers nach realistischem Ansatz als Boden-Verbesserer in der Landwirtschaft).

Tabelle 28 Kosten-/ Erlösrechnung Pflanzenkohleherstellung

PYROLYSE-KOSTEN		3.100 Mg Grünrestpellets (GRP) / Jahr	
Invest Maschinenteknik	1.356.000 €		
Invest Bau	285.500 €		
Summe Invest	1.641.500 €		
PARAMETER	Basiswert	€/a	€/Mg GRP
Kapitaldienst M+E-Technik	10 a, 2 %	149.160	48,12
Kapitaldienst Bau	20 a, 2 %	17.130	5,53
RWU M+E-Technik	5% v. Invest	67.800	21,87
RWU Bau	1% v. Invest	2.855	0,92
JAHRESKOSTEN	Basiswert	€/a	€/Mg GRP
Summe Kapitaldienst	Verteilung s.o.	166.290	53,64
Summe RWU	Verteilung s.o.	70.655	22,79
Versicherung	1% v. Invest	16.415	5,30
Pachtkosten	80 m ²	1.440	0,46
Personalbedarf	1; 625 h/a, 45€	28.125	9,07
Stromkosten	26 kWh/Mg	20.150	6,50
SUMME KAPITAL- UND BETRIEBSKOSTEN		303.075	97,77
ERLÖSE		€/a	€/Mg GRP
Erlöse Pyrolysegas/Nutzwärme in Euro	1.470 kWh/Mg	-182.280	-58,80
Erlöse für Biokohle	600 €/Mg	-602.640	-194
SUMME ERLÖSE			-253
BILANZERGEBNIS			-155

Wie in Tabelle 28 berechnet, führt 1 Mg Grünrestpellets bei Pyrolyseeinsatz zu Erlösen von 155 €/Mg Pellets, dies ergibt bei 252 kg Pellets pro Mg Grünrest einen Erlös von rd. 39 € pro Mg Grünrest-Input. Bei Einsatz als Brennstoff zum Kohleersatz resultiert, orientiert an den Preisen für Holzhackschnitzel (30 €/MWh), ein Erlös von 127,50 € pro Mg GRP, bezogen auf den Grünrest-Input somit zu rd. 32 €. Zunächst kann also eine Differenz von rd. 7 € / Mg Input zugunsten des Pflanzenkohle-Verfahrens festgehalten werden. Die genauen Erlöse aus dem Pflanzenkohleabsatz können erst bei Vorliegen der pyrolysierten GRP konkretisiert werden.

Die für die beiden Verfahren ermittelten Erlöse fließen in die Gesamtkosten ein (einschließlich der Aufbereitung, mit in beiden Fällen gleichen Kosten). Diese Gesamtkosten können der jeweiligen THG-Einsparung gegenübergestellt werden – dies wird in Kapitel 9 näher betrachtet.

7 Interessenbekundung

Im vorliegenden Forschungsprojekt wurde im Nachgang an die jeweiligen Verbrennungs-Großversuche auch das Interesse der möglichen Verwerter abgefragt, die Versuchsbrennstoffe bzw. einen ähnlich aufbereiteten Brennstoff aus Laub und/oder Gras in den jeweiligen Kraftwerken einzusetzen. Ziel der Absprachen mit den EVU bestand darin, eine Abnahme möglicher Outputmengen einer ersten Demonstrationsanlage in Berlin zu einem möglichst hohen Grad abzusichern. Im nachfolgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der jeweiligen Gespräche mit den EVUs aufgeführt. Außerdem wird auf die Bereitschaft anderer möglicher Partner eingegangen, sich an der weiteren Umsetzung einer höherwertigen Verwertung von Laub und Gras (weiter) zu beteiligen.

7.1 BTB – Brennstoffabnahme

Im ersten technischen Fazit des Verbrennungsversuches wurde seitens der BTB eine erste plausible Einsatzoption darin gesehen, eine für den Betrieb unschädliche Mischung mit Steinkohle von zunächst rd. 10 % (gewichtsproportional) anzusetzen, was einer Jahresabnahme von rd. 2.500 Mg an Biobrennstoff entsprochen hätte. Es wurde angegeben, dass höhere Beimischungsquoten jedenfalls phasenweise angestrebt werden könnten, um angefallene Brennstoffmengen einer ersten Anlage aus der Aufbereitung im Sommer (HKWS wird nur während Heizperiode betrieben) zügiger abarbeiten zu können.

Stand Frühjahr 2020: Im Zuge einer unternehmensinternen Untersuchung über die Perspektive des Standortes HKW Schöneweide wurde von der BTB mitgeteilt, dass die Mitverbrennung/Zumischung der Grünrestbrennstoffe zu anderen festen Brennstoffen zunächst nicht weiter verfolgt würde, da mittelfristig die Kraftwerksumstellung auf Erdgas favorisiert sei.

Stand Herbst 2021: Im Gegensatz zur o.g. eher negativen Perspektive teilte die BTB im September 2021 mit: *“Die BTB Berlin hat für den Standort HKW Schöneweide – auch im Hinblick auf den Kohleausstieg bis spätestens 2030 – noch keine abschließende Entscheidung getroffen, ob zukünftig eine Feststoffverbrennung Teil des Betriebskonzeptes sein wird oder nicht. Neben anderen Optionen ist auch der Neubau eines Wirbelschichtkessels denkbar, welcher – projektrelevant – neben klassischen Holzbrennstoffen auch Grünrestbrennstoffe aufnehmen könnte. Als weitere Optionen ist auch der direkte Einsatz von Nassfluff oder aus Nassfluff erzeugtem Brenngas (BHKW o. Kessel) zu nennen. Die BTB Berlin hat ihrerseits für den Austausch über die verschiedenen Einsatzoptionen und die Klärung offener Fragen starkes Interesse an weiteren Abstimmungen mit allen auch bei einer Anlagenrealisierung beteiligten Akteuren signalisiert (Abstimmung ab Oktober/November 2021 geplant).“*

7.2 Vattenfall – Brennstoffabnahme

Stand Frühjahr 2020: Eine gesicherte Einsatzperspektive der Bio-Brennstoffe wäre - wie im Abschnitt 4.4.4 beschrieben – im HKW Moabit derzeit nicht ohne weitere staubreduzierende Maßnahmen, und zukünftig wegen geplantem Kraftwerksumbau nur mit mehrjähriger Unterbrechung zu erreichen.

Vattenfall wollte daher den Prüfbereich des Einsatzes auf den gesamten Anlagenpark erweitern, der neben Reuter-West z.B. auch das Kraftwerk im Märkischen Viertel umfasst.

Die potentielle Einsetzbarkeit im Heizkraftwerk Reuter-West ergab sich einerseits aus der relativ hoch abgesicherten Perspektive, dass an diesem Standort die derzeitige Infrastruktur bis

2028 weitgehend gleichbleibend weiterbetrieben werden soll (am Standort wird auf einem Wanderrost Steinkohle verbrannt) und andererseits, dass It. Vattenfall eine Zuführung kleiner Mengen zusätzlichen Brennstoffs über eine vorhandene Aufgabe-Vorrichtung schon derzeit realisiert werden könnte.

Angesichts der geringen Mengen des Brennstoffes aus einer zu errichtenden Demonstrationsanlage war Vattenfall nach damaliger Mitteilung zuversichtlich, eine solche Lösung zu finden und danach die Abnahme zusagen zu können.

Stand Herbst 2021: Im Laufe der Jahre 2020/2021 wurden die Möglichkeiten von Vattenfall, gerade im Hinblick auf einen Einsatz der Grünrestbrennstoffe im HKW Reuter West, weiter geprüft.

Als Resultat kam Vattenfall bzgl. des aktuellen Abstimmungsstandes sowie möglicher weiterer Projektperspektiven mit Mitteilung vom 28. August 2021 **zu folgender zusammenfassender Aussage:**

„Auf Bitte des Landes Berlin sagte Vattenfall zu, die Einsatzmöglichkeiten eines vom Land Berlin aus Laub/Mähgut erzeugten Brennstoffs in seinen Heizkraftwerken zu prüfen. Vattenfall führte dies im Jahr 2020 bezüglich der drei potenziell geeigneten eigenen Heizkraftwerke durch: Reuter-West, Moabit und Märkisches Viertel.

*Im Rahmen des Vorprojektes führte Vattenfall im Jahr 2017 sowie 2019 im **HKW Moabit** Mitverbrennungsversuche von Grünschnittalern durch. Diese Versuche haben gezeigt, dass das Handling dieses Brennstoffs mit der vorhandenen Brennstoffversorgungsanlage starke Staubemissionen verursacht, die einerseits zu Staubbelastungen im Umfeld der Anlage andererseits auch zu einer nicht vertretbaren Gefahr einer Staubexplosion führen. Eine neue Brennstoffversorgungsanlage für diesen „Brennstoff“ zu errichten, ist aus wirtschaftlichen Gründen nicht vertretbar, da voraussichtlich bis zum Jahr 2024 die Wirbelschichtfeuerungsanlage stillgelegt wird. Sie steht daher nicht für weitere Versuche aus emissionsschutzrechtlichen Gründen zur Verfügung.*

*Hinsichtlich des **Biomasseheizkraftwerkes Märkisches Viertel** wurde die Einsatzmöglichkeit der Laub-/Mähguttaler technisch geprüft. Die Prüfung ergab, dass aufgrund des hohen Feinkornanteils der Laub-/Mähguttaler ein Einsatz im Biomasseheizkraftwerk Märkisches Viertel ausscheidet. Bereits jetzt muss der Feinanteil der Holzhackschnitzel ausgesiebt werden, damit die Anlage störungsfrei funktioniert.*

*Es verblieb damit zur weiteren Betrachtung eines Einsatzes der Laub- und Mähguttaler das **HKW Reuter-West**, das voraussichtlich noch bis zum Jahr 2028 als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage für die Wärmeversorgung Berlin betrieben wird.*

Der bereits von Vattenfall im Jahre 2010/11 durchgeführte Co-Verbrennungsversuch mit Holzpellet sowie black pellets hat gezeigt, dass eine Mitverbrennung von hartgepressten Holzpellets nur unter bestimmten Voraussetzungen möglich ist und hat weitere wichtige Erkenntnisse und Bedingungen für einen Holzpellet bzw. Laub-/Mähguttalereinsatz generiert.

- a) *Zu diesem Zweck wurde am Standort eine separate Holzförderanlage installiert, welche sich bereits wieder im Rückbau befindet (steht somit nicht mehr zur Verfügung).*
- b) *Die Einbringung der Laubtaler über den vorhandenen Brennstoffweg Kohle generiert auf Grund der großen Fallhöhen an den Beschickungs- und Übergabepunkten ebenfalls erhebliche Staubbelastungen (keine ATEX-Anlagen). Insofern müsste die Möglichkeit der Mitverbrennung Laub/Mähguttaler durch ein Explosionsschutzgutachten untersucht werden.*

- c) Die Laubtaler können nur durch Vermischung mit der Steinkohle transportiert werden. Bei einer Monobeschickung werden die Laubtaler nicht durch die Förderbänder transportiert. Insoweit müsste noch eine gesonderte Vermischungsanlage geplant und konstruiert werden.
- d) Eine weitere Aufgabenstellung befindet sich in den Kohlemühlen, welche mit hohen Rauchgastemperaturen zwecks Inertisierung, Trocknung und Transport betrieben werden. Auf Grund der wesentlich geringeren Zündtemperatur des Laubtalerstaubes besteht hier die Gefahr einer Brandentwicklung im Bereich der Mühlen. Insoweit muss noch ein Brandschutzkonzept erstellt und eine Gefahr eines Mühlenbrandes ausgeschlossen werden.
- e) Eine separate Einbringung der Laubtaler in den Kessel ist nicht vorhanden. Da der Feuerraum der Dampferzeuger aus Membranwänden besteht, müssten dann zusätzliche Öffnungen in die Membranwände geschnitten werden. Erfahrungen haben gezeigt, dass Öffnungen zu erheblichen Rohrschäden an den Einbiegungen und damit zur Gefährdung der Anlage und Betriebspersonal führen. Eine zusätzliche Rostfeuerung wie in den Lausitzer Kraftwerken ist nicht vorhanden. Somit kann keine kontrollierte Verbrennung gewährleistet werden.
- f) Der avisierte Termin zum Verbrennungsversuch im Heizkraftwerk Reuter West konnte teils wegen der parallel laufenden Arbeiten auf dem Gelände zur Umrüstung auf Erdgasbetrieb, teils wegen der regelmäßig durchzuführenden Kraftwerksrevision, in der die Anlage nicht betrieben wird, maßgeblich aber auch durch die generellen Corona-bedingten Einschränkungen und Verzögerungen über mehr als ein Jahr, in dem wir zur Abwehr von Gefahren für die Versorgungssicherheit den Zugang von Fremdpersonal auf ein absolutes Mindestmaß beschränken mussten, bislang nicht realisiert werden.
- g) Wie von Vattenfall dargestellt ergaben sich im Sommer 2021 weitere unvorhergesehene Instandsetzungsnotwendigkeiten an der Anlage, die sehr wahrscheinlich den Rest des Jahres 2021 beanspruchen werden, so dass ein von Vattenfall weiterhin geplanter Versuch frühestens zum Ende 2021, eher zum Anfang 2022 stattfinden kann.

Weitere Feststoffverbrennungsanlagen stehen bei Vattenfall zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht zur Verfügung. Mögliche neu zu errichtende Anlagen befinden sich in der Diskussion. Hier kann aber zum heutigen Zeitpunkt keine Aussage über die mögliche Technologie oder Art des Brennstoffes getroffen werden, da die Untersuchungen sich noch im Progress befinden.

Da auf Grund der o.g. Punkte und den Erfahrungen aus dem Co-Verbrennungsversuch in dem HKW Moabit die Risiken für die Anlage HKW Reuter West bei Einsatz der Laub-/Mähguttaler in den bekannten Eigenschaften nicht gesichert abgeschätzt werden können, wurde zwischen Vattenfall und ICU eine Alternative besprochen:

- 1) Möglicher Abbruch der späteren Grünrest-Aufbereitung nach der Stufe „mechanische Entwässerung“,
- 2) das dort ausgetragene Material (Arbeitsname: „Nass-Fluff“) hat eine einstellbare Restfeuchte von rd. 45-50%², damit (prinzipiell erwartbar) zum o.g. Pkt b) weniger/nicht

² Siehe Massen-/Energiebilanz Verfahrensschema Kapitel 4.3.1

staubend und zum o.g. Pkt d) durch Verdampfung des Restwassergehaltes „selbstkühlend“,

- 3) *Rücksprache ICU dazu mit Florafuel: Dieses Material ist nicht schlammartig, sondern nach „Handgefühl“ trocken und tatsächlich „fluffig“,*
- 4) *Florafuel sendet zeitnah ein Paket mit diesem Material an Hr. Wenzel (Kraftwerksleitung Reuter West) zur diesbezüglichen Anschauung und Eignungsprüfung.“*

Zum Redaktionsschluss Ende September 2021 dieses Berichtes liegen keine weiteren Informationen bzw. Ergebnisse seitens Vattenfall vor.

7.3 Florafuel AG

Dem Verfahren der florafuel-AG kann nach dem laufenden Einsatz aller technischen Komponenten in der Anlage Grasbrunn die ausreichende verfahrenstechnische Reife und Funktionssicherheit attestiert werden. Die florafuel AG ist damit in der Lage und bereit, für zunächst eine erste Demonstrationsanlage mit rd. 12.000 Mg Biomasse-Input in Berlin die komplette Verfahrenstechnik zu liefern und zu montieren sowie die weiteren Schritte der Genehmigung, Standortsuche, Finden möglicher Betreiber-Konstellationen weiter zu unterstützen.

Als Erleichterung für die anstehende Genehmigung für den Brennstoffeinsatz in Berlin ist durch die florafuel AG eine Erklärung des Landratsamt München zum „Ende der Abfalleigenschaft“ erreicht worden. Diese Erklärung vom 30.1.2020 weist folgenden Inhalt auf:

„Die in der florafuel Anlage hergestellten Biomasse-Briketts erfüllen alle Voraussetzungen des §5 Abs. 1 Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) und sind somit nicht mehr als Abfall anzusehen.“

7.4 Interessenten an Bau und Betrieb

In Erwartung einer positiven Abnahmeerklärung seitens Vattenfall wurden erste Kontakte zu Berliner Entsorgern aufgenommen, deren Kompetenz in Sammlung und Verarbeitung von Abfällen im Allgemeinen und Grünresten im Speziellen ein Interesse an Bau und Betrieb der geplanten Demonstrationsanlage erwarten lässt. Zunächst waren dies ALBA und die BSR. Von ICU wurde dazu ein kurzer, zweiseitiger „Steckbrief“ der Anlage mit technischer Kurzbeschreibung, Massen-/Energiebilanz, Flächenbedarf und ungefähren Invest-/Betriebskosten ausgefertigt und zur Vorab-Information übersandt.

Ein erstes Interessentengespräch wurde mit ALBA und Fa. Grunske am 5.3.2020 geführt.

Speziell seitens ALBA wurde hohes Interesse artikuliert: Zum einen stellt das Projekt für ALBA eine hochinteressante Einstiegsmöglichkeit in ein sich künftig erweiterndes Geschäftsfeld dar, zum anderen erscheint die angewendete Technik nach der Erfahrung mit weitaus komplexeren Abfall-Aufbereitungsverfahren operativ beherrschbar, ebenso der sehr überschaubare Eigenanteil beim Anlageninvest.

ALBA wollte das Projekt hausintern intensiv weiterverfolgen, zur weiteren Detailinformation übersandte ICU den letzten zum Projekt vorliegenden Bericht. ALBA will bei nächster Gelegenheit die florafuel-Anlage in Grasbrunn aufsuchen. Über die Technik- und Finanzmodalitäten hinaus will ALBA auch die eigenen Liegenschaften auf Standort-Möglichkeiten für die Anlage überprüfen. Weitere Gespräche mit ALBA wurden wegen der vorrangigen Fokussierung auf die Brennstoff-Verwertung zunächst nicht geführt.

Die BSR signalisierten in den 2018/2019 geführten Gesprächen zunächst weniger Interesse aufgrund – nach eigener Einschätzung - zu hoher Betriebsrisiken des florafuel-Verfahrens. Andererseits verfolgen die BSR durchaus mögliche Alternativen zur bisherigen Einfachkompostierung insbesondere ihrer erheblichen Mengen an Straßenlaub.

Die BSR unterzogen daher das Verfahren in den Jahren 2020/21 einer weiteren Einsatzüberprüfung. Diskutiert wurde beispielsweise der Einsatz der Grünrestbrennstoffe, um ggf. Erdgas in der MBS-Anlage in Pankow zu ersetzen. ICU hat in diesem Zusammenhang verschiedenste Informationen für die BSR bereitgestellt (z.B. Berechnungsvorlagen zu Massenbilanzen und Wirtschaftlichkeit, Abbildungen, sinnvolle Anteile eingesetzter Rohstoffe, technische Szenarien). Bislang ist diese Einsatzoption jedoch nicht weiter präzisiert worden, da sie hier auch die abgenommen werden, da die zukünftig Energieversorgung am Standort Pankow über eine neu zu errichtende Speiserestevergärungsanlage der BRAL erfolgen soll.

Im September 2021 signalisierten die BSR, dass sie die höherwertige Verwertung von Laub und Gras (Abkehr von der einfachen Kompostierung) in ihrem Wirkungsbereich, auch im Hinblick auf das vorliegende Projekt (Aufbereitung/energetische Verwertung) weiter unterstützen werden.

7.5 Fazit zur Interessenbekundung

Das EVU **FHW-Neukölln** hat als Ergebnis des Versuches kein aktuelles Interesse für eine Abnahme des Biobrennstoffes bekundet.

Die **BTB GmbH** hatte im Frühjahr 2020 zunächst ihr Interesse an der Weiterverfolgung des Ansatzes (erneuter Verbrennungsversuch in der bestehenden Kesselanlage) zurückgezogen.

Mit Stand vom September 2021 sieht die BTB jedoch erneut *verschiedene Optionen* dafür, dass aufbereiteter Grünrestbrennstoff im zukünftigen Betriebskonzept am Standort HKW Schöneweide, realisiert werden könnte. Abhängig von den Ergebnissen des sich in Ausarbeitung befindenden Dekarbonisierungskonzeptes, könnten sich sowohl Perspektiven für die Mengen einer Demonstrationsanlage (Mitverbrennung mit Steinkohle bis Kohleausstieg) als auch für die Ausweitung des Konzeptes, auch über 2030 hinaus (Neubau Biomasse-Wirbelschichtkessel), ergeben. BTB hat weiterhin Interesse am Austausch mit allen, auch an der Anlagenrealisierung beteiligten Akteuren.

Seitens **Vattenfall** wurden drei Kraftwerke überprüft, wonach allein das HKW Reuter-West als Einsatzoption verblieb. Für dieses wurden für den potenziellen Einsatz maßgebliche technische Problembereiche beschrieben (Staubentwicklung bei der Eingabe, Explosionsgefahr bei der Co-Vermahlung mit Kohle), hinzu kamen dringend notwendige Instandsetzungsmaßnahmen sowie COVID-bedingte Erschwernisse, so dass nach Zusage eines klärenden Versuches dieser noch nicht durchgeführt werden konnte. Vattenfall will diesen Versuch jedoch noch durchführen, dies absehbar jedoch erst Anfang 2022. Die genaueren Parameter eines perspektivisch erfolgreichen Versuches sind noch zu definieren, darunter auch die Konfektionierungsform des Materials, mittels derer die o.g. Problembereiche möglichst eliminiert werden können.

Die **florafuel AG** kann die technische Ausrüstung einer ersten Demonstrationsanlage bereitstellen und die weiteren Arbeitsschritte tatkräftig unterstützen.

Ein **Interesse an Errichtung und Betrieb** der Anlage ist nach ersten sondierenden Gesprächen mit darin erfahrenen Unternehmen (ALBA und BSR) grundsätzlich durchaus vorhanden,

da - wie im AWK Berlin gefordert – eine höherwertige Verwertung der Grünreste statt der bisherigen Einfachkompostierung als notwendig erkannt ist.

Die bisher leider weiter nicht geklärte (gesicherte) Abnahme des Brennstoffs durch die EVU ist natürlich ein Hemmnis, dieses Grundsatzinteresse in weitere Realisierungsschritte umzusetzen.

Insofern sind die im nachstehenden Kapitel aufgeführten Realisierungsschritte unter diesem maßgeblichen Vorbehalt zu verstehen.

8 Arbeitsschritte zur Realisierung der Demonstrationsanlage

Zur Erfüllung der Klimaschutzziele des Landes Berlin spielt in der Optimierung der Abfallverwertung die Verwertungsart organischer Abfälle eine wesentliche Rolle, wie in Kapitel 9 näher ausgeführt wird. Nachdem dies für die Behandlung getrennt gesammelter häuslicher organischer Abfälle („Biogut“) über die Vergärungsanlage in Ruhleben umgesetzt ist, steht Gleiches für die Verwertung von Laub und Grasschnitt noch aus. Für die ebenfalls hochwertige Verwertung von Laub und Gras im Land Berlin durch die Erzeugung eines kohleersetzenden Grünrest-Brennstoffes zur Wärme- und Stromerzeugung ist daher zunächst die Errichtung einer Aufbereitungs-Demonstrationsanlage in Berlin. vorgesehen. Nach den Erfahrungen im Betrieb dieser Pilotanlage (ab deren absehbarer Inbetriebnahme im Jahr 2022/23) sollte das Konzept dann etwa ab dem Jahr 2025 konsequent ausgeweitet werden, um die Gesamtmenge an Laub und Mähgut zu verarbeiten und damit den in Kap 9 dargestellten Beitrag zur Klimaentlastung zu erfüllen.

Als Abnehmer für den erzeugten Brennstoff sah sich nach den umfassenden Untersuchungen und Gesprächen zum Stand Anfang 2020 nur mehr Vattenfall zur weiteren aussichtsreichen Prüfung in der Lage. Diese Prüfung konnte begründet mangels eines entsprechend angelegten Versuches noch nicht abgeschlossen werden – dieser wird frühestens Anfang 2022 durchführbar sein. Die besicherte Abnahme des Brennstoffs ist die wichtigste Voraussetzung einer Anlagenrealisierung. **Die nachstehenden Ausführungen müssen daher zunächst unter die Annahme gestellt werden, dass diese Brennstoff-Abnahme gegeben ist.**

Für den späteren Einsatz einer Aufbereitung kommen nach aktuellem Kenntnisstand insbesondere ALBA wie auch die BSR in Betracht – grundsätzlich jedoch alle bestehende Entsorgungsbetriebe mit einerseits Projektinteresse, andererseits mit bestehender Erfahrung in der Aufbereitung von Abfällen allgemein, speziell jedoch von den hier betroffenen Grünabfällen.

Der Klärungsbedarf des möglichen Betreibers setzt sich aus mehreren Teilaspekten zusammen:

- **Bautechnisch/operativ:** räumliche Verfügbarkeit, energetische, infrastrukturelle und personelle Synergieoptionen, Lagerungsmöglichkeiten, Brennstoff-Konfektionierung etc.
- **Genehmigungsseitig:** Dauereinsatz des Brennstoffs als Produkt gem. § 5 KrWG sowie standortbezogene Genehmigung zur Abfallbehandlung (BlmSchG, Baurecht), Immissionsschutzaufgaben, Abwasserqualität etc.

Die anstehenden Arbeitsschritte sind nachfolgend beschrieben – zunächst sind die potenziellen *Betreiber weiter zu recherchieren* und zu informieren, nachfolgend sind vom Betreiber *Infrastruktur und technischer Bedarf* sowie die *Randbedingungen der Genehmigung* zu klären.

8.1 Ermittlung und Ansprache der Bau- und Betriebspartner

Die bekannten technischen Eigenschaften der Aufbereitung und der Zusatzkomponenten werden zusammengestellt und als Basisinformation den potentiellen Partnern zur Verfügung gestellt. Dem folgend wird die Anfrage auf die o.g. relevanten Positionen konkretisiert, so dass sich daraus eine klare Aufgabenstellung für die potenziellen Partner ergibt, welche Fragen in welcher Bearbeitungstiefe zu beantworten sind.

Die Anfrage enthält die entsprechend aufgearbeiteten Orientierungskosten (Invest und Betrieb) als erste Muster-Kalkulationsvorlage. Diese Muster-Kalkulationsvorlage ist mit den Daten bzw. Kosten der potenziellen Partner sowie an die bestehende Infrastruktur anzupassen. Dies ist als erster Schritt notwendig, um für den potenziellen Partner die generelle wirtschaftliche Perspektive einer solchen Anlage erkennbar werden zu lassen.

Zu Zielen der Anfrage, Hintergründen, Klärung spezifischer Fragen wird mit jedem der angefragten Akteure zunächst ein persönliches Gespräch geführt.

Die angefragten potenziellen Partner sind damit mit den wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Grundinformationen ausgestattet und werden damit zu einer ersten eigenen Positionsbestimmung befähigt.

Es wird aus diesem ersten Informationsaustausch das für die weitere Projektrealisierung erforderliche **notwendige Interesse** der potenziellen Partner erwartet.

Dieses Interesse liefert wiederum die Motivation der Partner, sich konkret mit dem apparativen Ausstattungsbedarf und den für die Anlagenerrichtung zu klärenden Genehmigungsfragen auseinander zu setzen.

8.2 Ermittlung des technischen Ausstattungsbedarfes

Wie in Kap. 7.4 geschildert werden als Partner für Errichtung und Betrieb der Aufbereitung über (aktuell) ALBA hinaus absehbar noch weitere Interessenten gewonnen werden können. Diese werden nach eigenen Recherchen auch *Standortoptionen* benennen können. Die Standorteigenschaften werden unterschiedliche Anforderungen an den Ausbaustand der Aufbereitung stellen, was dann wiederum Genehmigungsaspekte und Kosten beeinflusst.

Florafuel kann und wird im direkten Kontakt mit den o.g. potenziellen Partnern nach ermitteltem Bedarf technische und wirtschaftliche Daten bereitstellen zu den genannten Verfahrensmodulen:

- a) Nassfluff-Aufbereitung
- c) Wirbelschichtvergasung
- d) Abwasserreinigung
- e) Brennstoffaufbereitung (thermische Trocknung und Kompaktierung)

Aus ersten Kontakten mit den potenziellen Betreibern stellten sich im Kontext der vorläufig erstellten Kostenbilanz bereits die sensiblen und beurteilungsnotwendigen Parameter der Betriebsführung heraus.

- Personalvernetzung mit Kosten zum Betrieb und 24 h-Überwachung,
- Energieversorgung mit Strom sowie Wärme (incl. Kosten für Strom und Wärme) für Trocknungszwecke,
- Umfang der notwendigen Aufbereitung nach Art der Feuerung - von ungetrocknetem "Nassfluff" bis zur vollständigen Trocknung und Pelletierung,
- Transport- und Vergütungskonditionen bei Abnahme der Brennstoffe,
- Entsorgungskosten für Reststoffe und Abwasser.

8.3 Klärung von Genehmigungsfragen

Nachfolgend müssen alle bau- und genehmigungsrechtlichen Aspekte in Abhängigkeit von technischen Ausführungen des Verfahrens sowie den standortspezifischen Rahmenbedingungen analysiert und dokumentiert werden. Ein Startgespräch bei der zuständigen Behörde wird Art und Umfang der im Antrag beizubringenden Dokumente benennen lassen. Folgende Aufgaben sind in diesem Projektteil vorgesehen:

- Erhebung emissionsrechtlich relevanter Daten je Einzelkomponente des Verfahrens am Standort der Versuchsanlage in Grasbrunn – hier hauptsächlich Geruchsemissionen.
- Prüfung technische Anpassungen/Nachrüstungen an den Anlagenkomponenten unter genehmigungsrechtlichen Aspekten
- Erst-Abstimmung mit der Genehmigungsbehörde über genehmigungsrechtliche Einordnung und Antragsumfang.

8.4 Auswertung

Das Ergebnis der Recherche und Auswertung wird erkennen lassen,

- welcher grundsätzliche und ggf. weiter ausdifferenzierte Bedarf an Ausstattung der Aufbereitung besteht,
- welche infrastrukturelle / personelle Eigenausstattung eingebracht werden kann,
- welche Auswirkung dies auf Betriebsführung und Kapazität der Anlage hat,
- welche Genehmigungsbedingungen zu erwarten sind,
- welche lokalen Eigenschaften maßgebliche Auswirkung auf Betrieb, Genehmigung und die letztendlichen Behandlungskosten haben.

9 Erzielbare Klimagas- und Ressourceneinsparung

Die im nachfolgenden Abschnitt aufgeführten THG-Entlastungspotenziale beziehen sich auf die Mengen an Laub/Straßenlaub und Mähgut (in Summe rd. 102.000 Mg, siehe Kapitel 2).

9.1 THG- und Ressourcenwirkung

Im Folgenden wird die THG-Bilanz zunächst spezifisch für 1 Mg Grünabfälle entwickelt.

Lastschriften: Die Energieverbrauchswerte sind aus den Erfahrungen der Anlage bei München abgeleitet inkl. Wirbelschichtvergasung und Abwasser für autonomen Betrieb. Die im Verfahren benötigte Aufbereitungsenergie in Form von Strom sowie der Dieselbedarf des Handlings führen zu der in

Tabelle 29 aufgeführten Bilanz. Die Energiebedarfswerte werden mit den in (SKU 2017) genannten spezifischen THG-Emissionen je Energieeinheit zu Lastschriften umgerechnet (in kg CO₂-Äq/Mg). Erdgas erscheint nicht, da über die Wirbelschichtvergasung der Energiebedarf zur Trocknung gedeckt werden kann.

Gutschriften: Die spezifische THG-Emission je kWh Steinkohle ist ebenfalls nach (SKU 2017) angesetzt. Es folgt aus dem bekannten Energiegehalt des Brennstoffs und dem aufgeführten Anteil des Brennstoffs am Input eine Energiemenge je Mg Input, die als *Steinkohleersatz* die THG-Gutschrift berechnen lässt.

Tabelle 29 Spezifische Energie-/Treibhausgasbilanz der Aufbereitung zu Brennstoff

Energie-Bilanz	spez.	Laub	57,5%	Mähgut	42,5%	Gew. Mitte	100,0%
Konzept THG	Emission	Energ.Netto	kg CO ₂ -Äq	Energ.Netto	kg CO ₂ -Äq	Energ.Netto	kg CO ₂ -Äq
Energieträger:	kg CO ₂ /kWh	kWh/Mg	/ Mg Input	kWh/Mg	/ Mg Input	kWh/Mg	/ Mg Input
Strom	0,585	67	39	59	34	64	37
Diesel (Radlader etc.)	0,314	10	3	10	3	10	3
Summe Lastschrift			43		38		40
Gutschrift aus Kohle	0,403	-1106	-446	-1008	-406	-1065	-429
Netto			-403		-369	0	-389
Brennstoffmenge v. Input		26,5%		23,5%		25,2%	
Heizwert Brennstoff		4,17		4,29		4,22	

Das gewichtete Mittel beschreibt hier die Versorgung der Aufbereitungsanlage im Verhältnis des Anfalls von 58.928 Mg/a Laub/Straßenlaub und 43.600 Mg/a Mähgut in Berlin (57,5 % gegenüber 42,5 %) und lässt damit einen direkten THG-Vergleich mit dem IST-Zustand auch für das gewichtete Mittel der beiden Abfallstoffe zu (es ergeben sich damit leichte Abweichungen zu den in Tabelle 11 aufgeführten Energiebeträgen, die sich dort nach den verfahrenstechnischen Proportionen von Laub und Gras ergeben, mit etwa umgekehrten Mengenverhältnissen an Gras und Laub gegenüber dem Anfall).

Eine grafische Gegenüberstellung dieser spezifischen THG-Wirkungen (Aufbereitung zu einem Brennstoff und Verwertung in einem HKW) mit der IST-Situation (offene Kompostierung) findet sich in Abbildung 19.

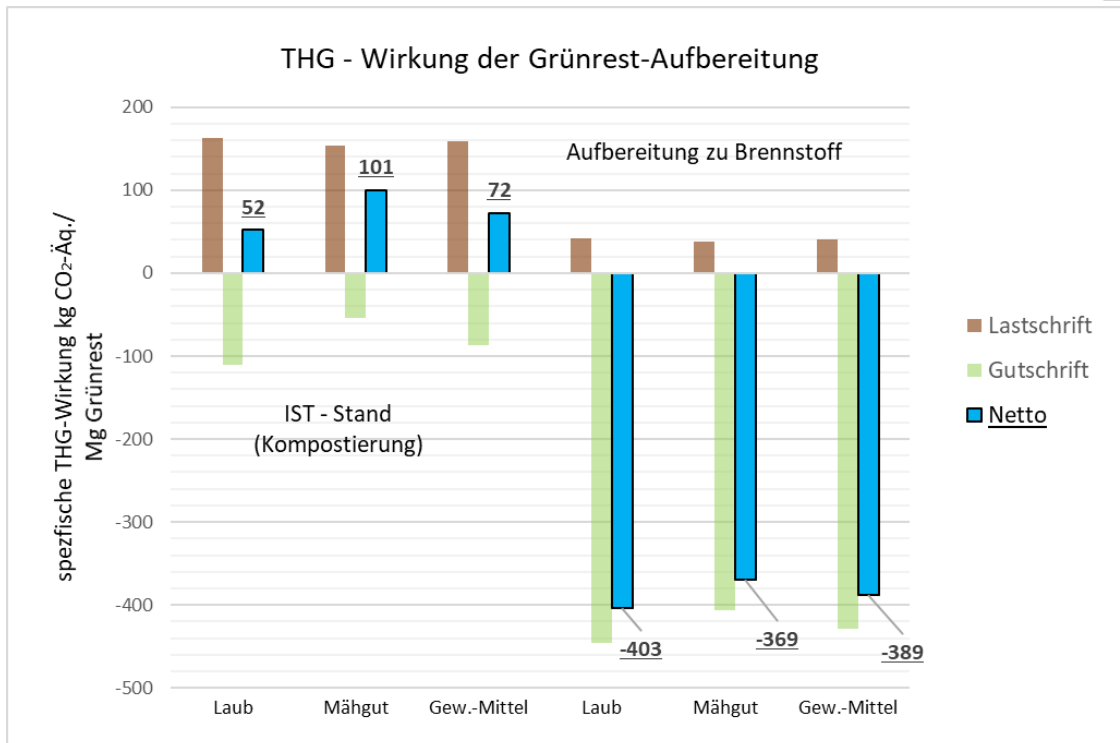


Abbildung 19 THG - Wirkung der Grünrest-Aufbereitung (Grafik: ICU)

Es resultiert eine gemittelte THG-Entlastung von netto rd. -390 kg CO₂-Äq./Mg Input. Subtrahiert man die durch die derzeitige Kompostierung dann ausbleibende THG-**Belastung** von spezifisch 72 kg CO₂-Äq./Mg Input, erhöht sich die THG-Entlastung auf rd. -460 kg CO₂-Äq./Mg Input. Für eine Anlage mit rd. 12.000 Mg/a Grünrestdurchsatz kann somit eine jährliche Klimaentlastung von rd. **5.500 Mg CO₂-Äq** bewirkt werden.

Der Klimaentlastungseffekt durch den Einsatz von Grünrestbrennstoffen in der Verbrennung wird maßgeblich durch die Art des substituierten Energieträgers beziffert. Wird die Klimawirkung für den *Erdgasersatz* betrachtet, fällt der Betrag mit 202 kg CO₂-Äq./Mg spezifisch um rd. 188 kg CO₂-Äq. geringer aus (227 kg CO₂-Äq./kWh Erdgas gegenüber 403 kg CO₂-Äq./kWh Steinkohle) und kann für die 12.000 Mg/a an Grünrest unter Miteinberechnung der THG-Belastung der derzeitigen Kompostierung mit rd. 3.300 Mg/a CO₂-Äq beziffert werden.

9.1.1 Vergleichende Betrachtung zur Herstellung von Pflanzenkohle (CarboTip-Konzept)

Das CarboTip-Verfahren weist bei Pyrolyse von Grünrest-Pellets dieselbe Lastschrift für deren Herstellung auf wie für die energetischen Verwertung angewendet (gem. Tabelle 29 40 kg CO₂-Äq zur Aufbereitung von 1 Mg Grünrest). Die Änderung des Nettowertes erfolgt lediglich über die differenzierte Gutschrift gem. Tabelle 27 in Höhe von -965 kg CO₂-Äq pro Mg *Grünrestpellet* (die den Eigenverbrauch der Pyrolyse an Strom bereits integriert). Bezogen auf die Ausgangsmaterialien von Laub und Gras, also auf 1 Mg Grünrest, sind dies -243 kg CO₂-Äq (bei 252 kg ausgebrachten GRP pro 1 Mg Grünrest). Danach kommt das Pflanzenkohle-Verfahren auf einen Nettowert von 203 kg CO₂-Äq (aus 40 kg CO₂-Äq Lastschrift der Aufbereitung und -243 kg CO₂-Äq als Gutschrift). Unter Addition der Lastschrift von 72 kg CO₂-Äq/Mg Input aus der Kompostierung liegt die THG-Entlastung bei -275 kg CO₂-Äq und damit netto um 187

kg CO₂-Äq niedriger als beim Kohleersatz. Maßgeblich liegt dies an den energetischen Verlusten der Pyrolyse und daran, dass das Pyrolysegas nur zum Ersatz von weniger THG-belastendem Erdgas eingesetzt werden kann. Aktuell kann die THG-Bilanz *realitätsnah* nur für die Situation bis zum Jahr 2030 (Kohleausstieg) angesetzt werden. Bis dahin werden weitere Entwicklungen und Erkenntnisse vorliegen, die die Umweltwirkung der Verwertungskonzepte dann konkreter beschreiben lassen. Darunter fallen auch die weiteren Untersuchungen der FU zu weiteren THG-mindernden Effekten beim Einsatz der Biokohle, im Kontext der Bodenverbesserung, Zuschlag bei der Kompostierung etc. Dies wird im CarboTIP-Projekt erarbeitet und in dessen Endbericht detailliert aufgeführt (abrufbar ab Mitte 2021 unter <https://www.geo.fu-berlin.de/geog/fachrichtungen/physgeog/geoökologie/forschung/CarboTIP/index.html>).

9.1.2 Klimaentlastungspotenziale für Berlin gesamt

Bei gleicher Behandlung der in Berlin anfallenden Gesamtmengen von rd. 102.000 Mg/a Grünrest kann hochgerechnet eine THG-Entlastung von rd. **47.300 Mg CO₂-Äq/a** erzielt werden (rd. 7.500 Mg CO₂-Äq/a aus der aufgegebenen Kompostierung und 39.800 CO₂-Äq aus der optimierten Verwertung - siehe nachfolgende Abbildung 20).

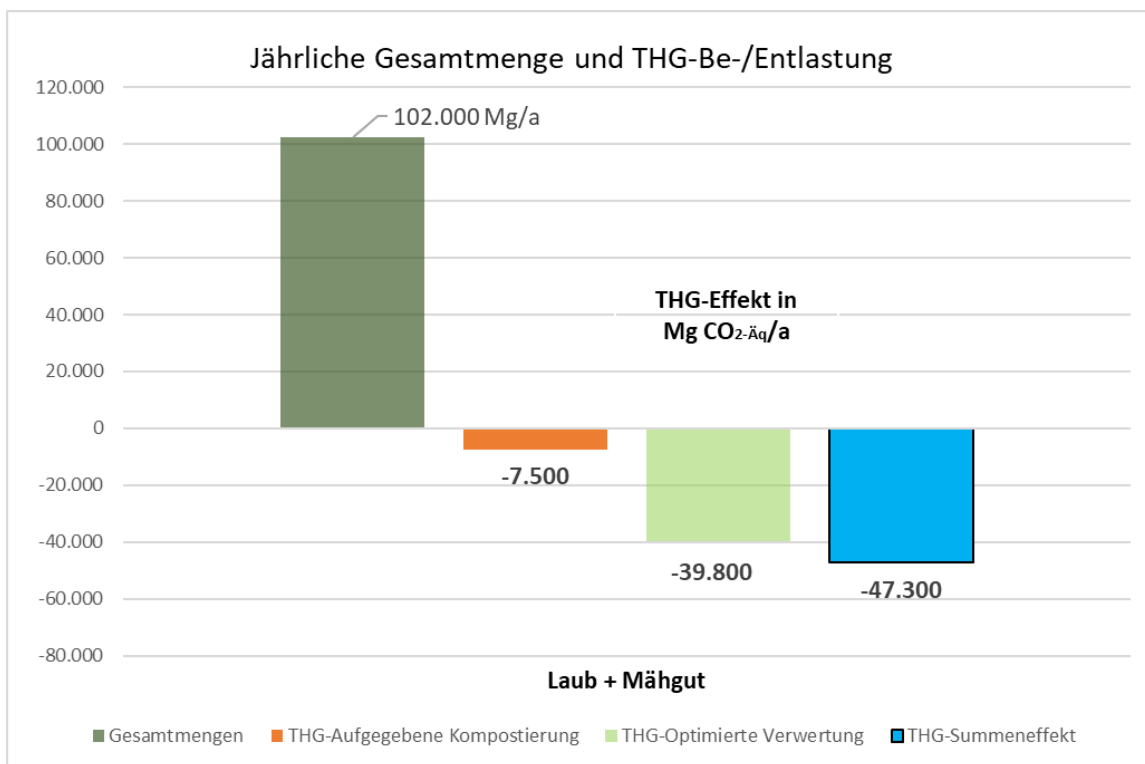


Abbildung 20 THG Gesamtentlastungspotential Grünrestverbrennung (Grafik ICU)

Die **Ressourcen-Entlastung** beträgt bei vollständiger Anwendung des Konzeptes auf die 102.000 Mg/a an Grünresten und den daraus erzeugbaren rd. 25.700 Mg Brennstoff zunächst eine Entlastung von rd. 110.000 MWh/a an fossiler Energie. Diese entspricht dem Ersatz von rd. 12.500 Mg Steinkohle, damit einem Anteil von rd. 0,9 % des aktuellen Berliner Steinkohleverbrauches (1,4 Mio. Mg im Jahr 2016, siehe Umweltatlas 2017).

9.2 Einordnung der Klimaentlastungspotenziale und THG-Minderungskosten

In (SKU 2017) werden für 37 verschiedene Abfallarten die THG-Wirkungen aufgeführt, wobei 8 von 37 Abfallarten eine Netto-*Belastung* aufweisen. Die THG-Belastungssumme dieser 8 Abfallarten liegt bei rd. 26.000 Mg CO₂-Äq/a (s. Anhang B). Zu diesen tragen die beiden Abfallströme Laub/Straßenlaub und Mähgut mit 7.600 Mg CO₂-Äq/a mit rd. 30% bei. Bei vollständiger Umsetzung der energetischen Verwertung von Laub/Straßenlaub und Mähgut würde nicht nur diese aktuelle THG-Belastung auf Null reduziert, sondern zusätzlich eine THG-Entlastung von rd. -23.000 CO₂-Äq/a erzielt, selbst wenn die Behandlung der übrigen sechs nettobelastenden Abfallarten unverändert fortgesetzt würde.

Die gesamte, in der Abfallwirtschaft Berlins erzielte jährliche THG-Netto-Entlastung von rd. -940.000 Mg CO₂-Äq/a (SKU 2017) würde damit um rd. 5,2 % gesteigert werden.

Auf diesen THG-Entlastungseffekt können nun die Kosten bezogen werden, um die spezifischen Kosten zur Minderung von 1 Mg CO₂-Äq zu ermitteln:

Für die Grünrest-Aufbereitung weist die Betriebskostenkalkulation - wie in Kapitel 5.2.2 gezeigt - eine Unterdeckung von rd. 18 € pro Mg auf. Die durch geeignete Fördermaßnahmen oder erhöhte Annahmepreise zur Kostendeckung bereitzustellenden rd. 18 € pro Mg Input sind demnach der Kaufpreis für die mit dem Konzept erzielte Klimaentlastung.

Es resultiert aus der Umlenkung der Grünreste aus der Kompostierung hin zur energetischen Verwertung eine THG-Entlastung von rd. -460 kg CO₂-Äq pro Mg Input. Wird diese mit rd. 18 € pro Mg Mehrkosten erworben, resultiert ein spezifischer Minderungspreis von rd. 40 € pro Mg eingespartes CO₂. Das Carbotip-Verfahren positioniert sich hier bei 7 €/Mg geringeren Mehrkosten, aber auch geringeren CO₂-Einsparungen von gesamt - 273 kg CO₂/Mg bei ebenfalls 40 €/Mg CO₂.

Dies ist im Spektrum der sonst für diese Minderungsleistung aufgewendeten Beträge (die nach (ICU/IFEU 2012) im Bereich von rd. 90 -100 € pro Mg CO₂ liegen) ein kostengünstiger Wert.

Demnach ist die Aufbereitungsoptimierung für Laub und Mähgut sowohl nach CO₂-Äq-Minderungspreis wie auch nach absoluter THG-Entlastung eine höchst gerechtfertigte Maßnahme, weitgehend unabhängig davon, ob der aufbereitete Grünrest als kohleersetzender Energieträger oder zur Pflanzenkohleherstellung verwendet wird.

10 Zusammenfassung

Ziel des Projektes ist, eine klimaentlastende energetische Verwertung von Laub und Mähgut über die Aktivierung und Unterstützung der eingebundenen Marktakteure zu erreichen. Berücksichtigt wird dabei auch das CarboTip-Verfahren zur Herstellung von Pflanzenkohle.

Mengen: In Berlin fielen im Jahr 2018 rd. 117.000 Mg an krautigen Grünresten an, davon rd. 87% bzw. rd. 102.000 Mg an Laub (rd. 58.500 Mg) und Mähgut (43.500 Mg), die derzeit vollständig kompostiert werden. Die Summenmenge von knapp 102.000 Mg/a ist grundsätzlich für eine energetische Verwertung sowie zur Herstellung von Pflanzenkohle geeignet und würde damit eine relevante Klimaentlastung erreichen.

Verwertung: Eine Vergärung der Rohstoffe ist mangels anaerober Umsetzbarkeit (Laub) bzw. anderer Störfaktoren (Großteil des Grasschnitts) kaum einsetzbar. Die Mit-Verwertung in Hausmüllbehandlungsanlagen ist teils aus Kapazitätsgründen, vorrangig aber wegen der hohen Kosten keine praktikable Perspektive, ebenso die HTC, diese vorrangig wegen Abwasserproblemen. Insofern wurde im Projekt das technische Konzept verfolgt, aus Laub und Mähgut einen Brennstoff mit hohem Energiegehalt herzustellen, was die Abtrennung von Inertstoffen, Trocknung und Verpressung zu Briketts/Pellets erfordert. Dies ist technisch mit dem Aufbereitungsverfahren der florafuel AG leistbar. Im Fokus des Projektes standen großtechnische Verbrennungsversuche mit diesem Brennstoff. Dieser ist auch zur Herstellung von Pflanzenkohle geeignet, lässt also gemäß folgender Abbildung zwei Nutzungswege erschließen

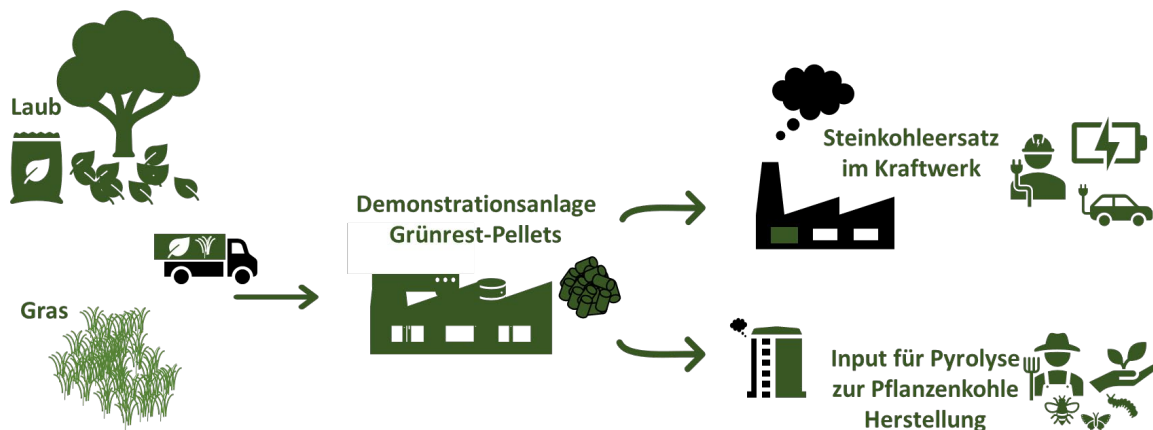


Abbildung 21 Schema der Demonstrationsanlage, Produkteinsatz als Brennstoff und zur Pflanzenkohle-Herstellung (Grafik ICU)

Aufbereitungsverfahren/Brennstoffqualitäten: Das Aufbereitungsverfahren kann im Mittel aus 1 Mg Laub oder Gras rd. 250 kg eines Bio-Brennstoffes herstellen, der einen geringen Wassergehalt (85 % TS), geringen Aschegehalt (< 10 % d. TS) und einen Heizwert > 15 MJ/kg FM aufweist. Es sind Pellets, Briketts und talerartige Brennstoffe realisierbar.

Verbrennungsversuche: Ob dieser Biobrennstoff in der Kraftwerksroutine problemlos einsetzbar ist, sollten Verbrennungs-Großversuche bei drei Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit unterschiedlichen Feuerungstechniken zeigen. Es kamen Ende des Jahres 2017 im BTB-Heizkraftwerk Schöneweide rd. 50 Mg Grastaler in einer Mischung mit Holzpellets in einem 25-MW-Wanderrostkessel zum Einsatz, im Vattenfall-Heizkraftwerk Moabit rd. 65 Mg Grastaler in Zumischung zu Steinkohle in einer 240 MW-Wirbelschichtfeuerung und 2018 im FHW Neukölln rd. 20 Mg Graspellets in Monoverbrennung. Im Mischbetrieb mit anderen

Brennstoffen verliefen die Verbrennungsversuche sowohl technisch wie auch emissionsseitig zufriedenstellend. Es verblieben jedoch eingegrenzte Problembereiche und Fragen - bei BTB vorrangig zur Schlackenqualität und zum Chlorkorrosionsrisiko, bei Vattenfall-Werk Moabit zur Reduzierung der Staubemission im Lagerbereich.

Somit wollte die **BTB** im Kraftwerk Schönweide zunächst einen weiteren, längeren Versuch durchführen, um die Langzeitauswirkungen auf die Rostschlacke und Filterasche zu untersuchen. Aufgrund von internen Standortstrategien wurde dieser Versuch jedoch im Sommer 2019 kurzfristig abgesagt. Derzeit erarbeitet das Unternehmen ein Dekarbonisierungskonzept, in dem sich zukünftig nach Aussage der BTB erneut verschiedene Optionen für die Verwertung von Grünrestbrennstoffen ergeben könnten. Weitere Abstimmungen sind geplant.

Für **Vattenfall** wurde eine andere, staubärmere Konfektionierungsform gefunden, deren Eignung zunächst durch vorgezogene Tests bestätigt wurde. Mit rd. 13 Mg dieses Brennstoffs führte Vattenfall dann Ende 2019 einen weiteren Förderversuch im HKW Moabit durch, bei dem eine deutlich niedrigere, aber noch relevante Staubbildung beobachtet wurde. Da ohnehin ein Umbau des HKW Moabit ansteht, prüfte Vattenfall den Einsatz des Bio-Brennstoffes an anderen Standorten: HKW Reuter West und Biomassekraftwerk Märkisches Viertel. Die Prüfung in den Jahren 2020/2021 führte zu folgendem Ergebnis: Am Steinkohlestandort Reuter West befindet sich eine zunächst als geeignet eingestufte, bestehende Holzförderanlage inzwischen im Rückbau. Große Fallhöhen auf der Kohlelinie lassen außerdem sehr hohe Staubbildungen erwarten, es bestehe zudem die Gefahr einer Brandentwicklung im Bereich der Kohlemühlen (geringere Zündtemperatur der Grünrestbrennstoffe gegenüber der Kohle), und die avisierten Termine für die geplanten Verbrennungsversuche können aus verschiedenen Gründen (Corona, Instandsetzung/Revision) erst im Jahr 2022 stattfinden. Auf Grund der Erfahrungen (Staubbildung) aus den Versuchen im HKW Moabit wurde - auch im Hinblick auf die genannten weiteren Unwägbarkeiten für einen Einsatz im HKW Reuter West (Brandgefahr Mühlen) die Option diskutiert, die Aufbereitung zu Grünrestbrennstoff nach dem Verfahrensschritt „Mechanische Entwässerung“ zu beenden und den s.g. Nass-Fluff als Inputmaterial zu nutzen. Diese Option böte auch nach Vereinfachung der Aufbereitung (Wegfall von Trocknung, Kompaktieren), reduziertem Anlageninvest und Betriebskosten verschiedenste Vorteile.

THG-Wirkungen: Die Klimabelastung der derzeitigen Kompostierung von 1 Mg Grünrest liegt im Mittel von Laub und Mähgut bei netto rd. 70 kg CO₂-Äq. Die Aufbereitung zum Biobrennstoff und Substitution von Steinkohle erzielt dem gegenüber eine Klimaentlastung von rd. -390 kg CO₂-Äq/Mg. Durch die Umlenkung aus der Kompostierung in diese energetische Verwertung kann somit eine spezifische THG-Reduzierung von rd. -460 kg CO₂-Äq/Mg erreicht werden. Für die Gesamtmenge von rd. 102.000 Mg Laub und Mähgut wäre damit eine jährliche THG-Entlastung von rd. -47.000 Mg CO₂-Äq erzielbar.

Kosten: Eine erste Prognose schätzt den nötigen Investitionsbedarf einer Anlage mit einem jährlichen Grünrestinput von rd. 12.000 Mg auf etwa 3,2 Mio. €. Den durch Kapitaldienst und Betriebskosten verursachten Behandlungskosten von rd. 76 €/Mg Eingangsmaterial stehen Erlöse aus den für die Kompostierung veranschlagten Annahmeentgelten und der Brennstoffveräußerung von rd. 58 €/Mg Eingangsmaterial gegenüber. Die Unterdeckung von rd. 18 €/Mg Grünrest (beim CarboTip-Verfahren etwas geringer) kann zunächst über eine entsprechende öffentliche Förderung auf den Invest ausgeglichen werden, bei späterem Ausbau des Konzeptes durch höhere Annahmeentgelte für die Grünreste. Der spezifische Preis für die THG-Minderung liegt bei beiden Konzepten (Kohleersatz/Pflanzenkohle) im Bereich von 40 €/Mg CO₂-Äq und damit im unteren Bereich alternativer Reduktionsmaßnahmen.

Als **Fazit** ist zusammenzufassen:

- Die Abkehr von der bisherigen Einfachkompostierung von Grünresten ist im AWK des Landes Berlins insbesondere zur Klimaentlastung vorgegeben.
- Die Aufbereitung der Grünreste zu Brennstoffen unterstützt den Austritt aus der Kohleverbrennung und lässt unter den in der Abfallwirtschaft noch möglichen Maßnahmen eine besonders hohe Entlastung an Treibhausgasen erschließen – zu vergleichsweise geringen Kosten der THG-Reduktion.
- Trotz erfolgversprechender Versuche ließ sich bislang noch keine Zusage zur Dauerabnahme dieser Brennstoffe erzielen. Die beteiligten Akteure setzen ihre Arbeiten jedoch engagiert fort, um hier - ggf. auch über andere Aufbereitungs- und Verwertungsformen des Brennstoffs – eine Lösung zu erreichen.
- Unter den Entsorgungsbetrieben verfolgen insbesondere ALBA und BSR das Konzept mit Interesse, hier mit dem Schwerpunkt Errichtung und Betrieb der Aufbereitung.
- Dem folgend ist weiterhin beabsichtigt, zunächst die Errichtung einer ersten Aufbereitungsanlage (Demonstrationsanlage) mit rd. 12.000 Mg/a Input in Berlin auf den Weg zu bringen. Nach deren (weiter optimierenden) Erfahrungen in Aufbereitung und Brennstoffeinsatz soll das Konzept zur Verarbeitung weiterer Mengen bis hin zur Gesamtmenge eingesetzt werden. Eine Investitionsförderung der Anlage ist zugesagt.

Vor diesem Hintergrund ist angeraten, über weitere Maßnahmen und weiteren Austausch unter allen Akteuren die Realisierung dieser ersten Anlage engagiert weiter zu verfolgen.

Berlin, 30.09.2021

ICU Partner-Ingenieure

Dr.-Ing. Ulrich Wiegel / M.Sc. Paul Sanders

11 Projektakteure / Ansprechpartner

Senat UVK	Projektkoordination	Herr Schwilling Frau Schulze
BENE (bei Senat UVK)	Fördermittelgeber	Frau Dr. Gerner
B.&S.U.mbH	Programmträger	Frau Dornbusch
ICU Berlin	Wissenschaftliche Begleitung	Herr Dr. Wiegel Herr Sanders
florafuel AG	Aufbereiter / Brennstoffbereitstellung	Herr Werner
BTB Berlin	Verwerter / Kraftwerk	Herr Hinrichsen
Vattenfall Wärme	Verwerter / Kraftwerk	Herr Kunzmann
FHW Neukölln	Verwerter / Kraftwerk	Herr Dr. Bachman
Freie Universität Berlin	Verwerter / Carbo-Tip	Herr Dr. Wagner
Berliner Stadtreinigung	Leitung Geschäftseinheit Abfallbehandlung / Stoffstrommanagement	Herr Dr. Gosten
ALBA	Geschäftsführung ALBA-Berlin	Herr Gombert

12 Literaturverzeichnis

(Berlin 2021) Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz Berlin: Abfallwirtschaftskonzept für Siedlungs- und Bauabfälle sowie Klärschlämme – Planungszeitraum 2020 bis 2030; beschlossen Juni 2021 online verfügbar – 23.09.2021: <https://www.berlin.de/sen/uvk/umwelt/kreislaufwirtschaft/strategien/abfallwirtschaftskonzepte/abfallwirtschaftskonzept-2020-bis-2030/>

17. BImSchV: Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen - 17. BImSchV) vom 2. Mai 2013 (BGBl. I Nr. 21 vom 02.05.2013 S. 1021 (1044))

BSR (2019): BSR-Entsorgungsbilanz 2018, online verfügbar – 06.01.2020: https://www.bsr.de/assets/downloads/BSR_Entsorgungsbilanz_2018_INTERNET.pdf

BSR (2021): BSR-Entsorgungsbilanz 2020, online verfügbar – Sept.2021: https://www.bsr.de/assets/downloads/BSR_Entsorgungsbilanz_2020.pdf

BWB (2020): Allgemeine Bedingungen für die Entwässerung in Berlin ABE, Berliner Wasserbetriebe, online verfügbar – 23.01.2020: <https://www.bwb.de/de/assets/downloads/ABE.pdf>

Cremers, M.F.G. (2009): Technical status of biomass co-firing, IEA Bioenergy Task 32 – Deliverable 4, Arnhem, online verfügbar - 07.06.2017: <http://www.ieabcc.nl/publications/091654%20D4%20Technical%20status%20paper%20biomass%20co-firing.pdf>

Energiebilanz Berlin (2017): Statistischer Bericht E IV 4 – j / 17, Energie- und CO₂-Bilanz in Berlin 2017, Amt für Statistik Berlin Brandenburg, Potsdam, online verfügbar – 06.01.2020: https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/publikationen/stat_berichte/2019/SB_E04-04-00_2017j01_BE.pdf

IPCC (2019) 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Ap4.5 - Method for Estimating the Change in Mineral Soil Organic Carbon Stocks from Biochar Amendments: Basis for Future Methodological Development

ICU (2011): Erarbeitung eines Handlungsleitfadens zur hochwertigen und klimaschonenden Verwertung von Rasenschnitt und Laub bei bezirklichen Einrichtungen, Endbericht, Berlin 2011

IFEU/ICU (2012): Maßnahmenplan zur Umsetzung einer vorbildhaften klimafreundlichen Abfallentsorgung im Land Berlin, IFEU Heidelberg unter Mitwirkung ICU. Heidelberg/Berlin September 2012

Kanthak & Adam (2007): Aufbereitung von getrennt gesammeltem Bioabfall/Grünschnitt zu Biomasse-Brennstoff, erstellt für den Zweckverband Abfallbehandlung Nuthe-Spree (ZAB), Endbericht zur wissenschaftlichen Begleitung des Großversuchs, Kanthak & Adam GbR, Berlin, 2007

Kraftwerkliste (2017): Kraftwerkliste 2017, Bundesnetzagentur Stand 31.03.2017, online verfügbar – 20.07.2017: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Instituten/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/

Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

(M+A 04.2018): Laub wird zu HTC-Biokohle – eine Verwertungsalternative? Müll und Abfall 04/2018-180, online für Mitglieder verfügbar – 20.01.2020:
<https://www.muellundabfall.de/MA.04.2018.180>

Sanders, P. (2016): Chancen und Hemmnisse bei der Umstellung von fossilen auf regenerative Festbrennstoffe – Machbarkeitsstudie über den Einsatz von Laubpellets im Kohle – Heizkraftwerk Berlin Schöneweide, Abschlussarbeit-Master, TU-Berlin, Institut für Energietechnik, Berlin

Schlederer, S. (2011): Herstellung von Brennstoffen aus feuchter Biomasse - Das florafuel-Verfahren, Präsentation, Institut für Wasserwesen, Siedlungswasserwirtschaft und Abfalltechnik

SKU (2015): IFEU Heidelberg: Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz für das Jahr 2014 für das Land Berlin, Oktober 2015

SKU (2017): IFEU Heidelberg: Stoffstrom-, Klimagas- und Umweltbilanz für das Jahr 2016 für das Land Berlin, Oktober 2017

TA Luft (2002): Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz, Bund, jurion, online verfügbar - 03.06.2017: https://www.jurion.de/Gesetze/TA_Luft?from=0:144493,1,20021001

Umweltatlas Berlin (2012): Umweltatlas Berlin - Brennstoffeinsatz bedeutender Heiz- und Kraftwerke für die Wärmezeugung in Berlin, online verfügbar – 20.07.2017:
http://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/karten/pdf/08_07_1_2012_mit_stname.pdf

UBA (Hrsg.) (2016): Chancen und Risiken des Einsatzes von Biokohle und anderer „veränderter“ Biomasse als Bodenhilfsstoffe oder für die C-Sequestrierung in Böden. Texte 04/2016, UBA-FB 002191, S. 254, Dessau-Roßlau

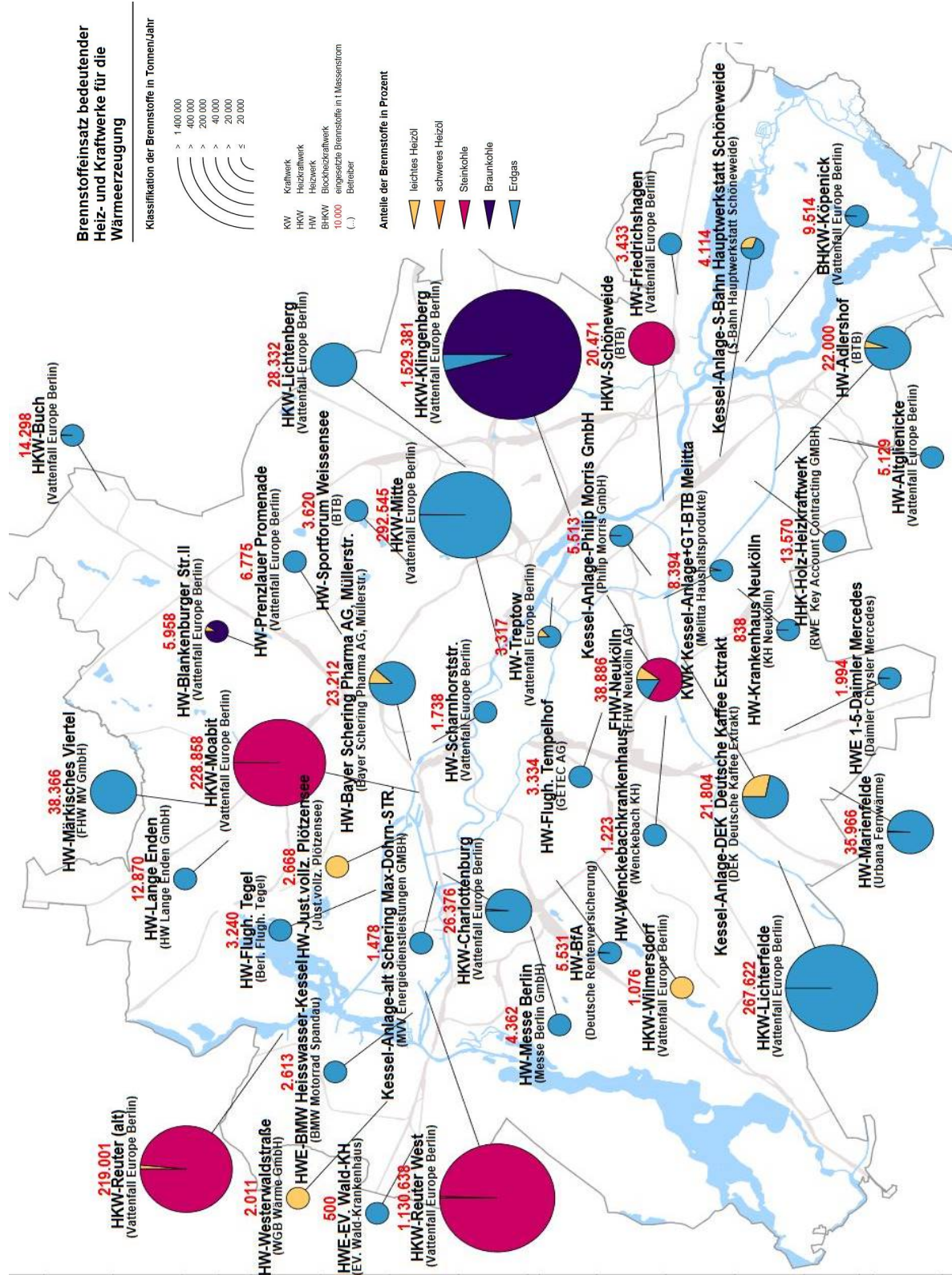
Wagner, R., Stoof, M. und Terytze, K. (2019): Laubverwertung mittels Herstellung von Pflanzenkohle - Erste Ergebnisse des Forschungsvorhabens CarboTIP im Tierpark Berlin Friedrichsfelde. Müll und Abfall, 06.19, S. 292-297. Online für Mitglieder verfügbar:
<https://www.muellundabfall.de/MA.06.2019.292>

Wagner, R., Schatten, R. und Terytze, K. (2018): Klimabilanz der Wertschöpfung pflanzlicher Reststoffe zu Biokohle und Bokohlesubstraten. Ergebnisse des TerraBoGa Projektes zur Schließung von Stoffkreisläufen im Botanischen Garten Berlin-Dahlem. Müll und Abfall, 03.18. Online für Mitglieder verfügbar: <https://www.muellundabfall.de/MA.03.2018.133>

WI/ICU (2009) Nutzung von Biomasse in Berlin, Endbericht, Witzenhausen Institut für Abfall und Energie GmbH und ICU, Witzenhausen 2009

Vitovec, W (1991) N₂O-Emissionen aus pyrogenen Quellen in Österreich, Dissertation TU-Wien, Wien 1991

Anhang A: Fossil befeuerte Heizkraftwerke in Berlin (Umwelatlas Berlin 2012)



Anhang B: Übersicht THG-Situation Abfallströme Berlin inklusive theoretisches Potenzial über energetische Verwertung - Laub und Grasschnitt - bei Entlastung von 350 kg CO₂-Äq/Mg Grünrest (Ursprungsgrafik SKU 2017).

