Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

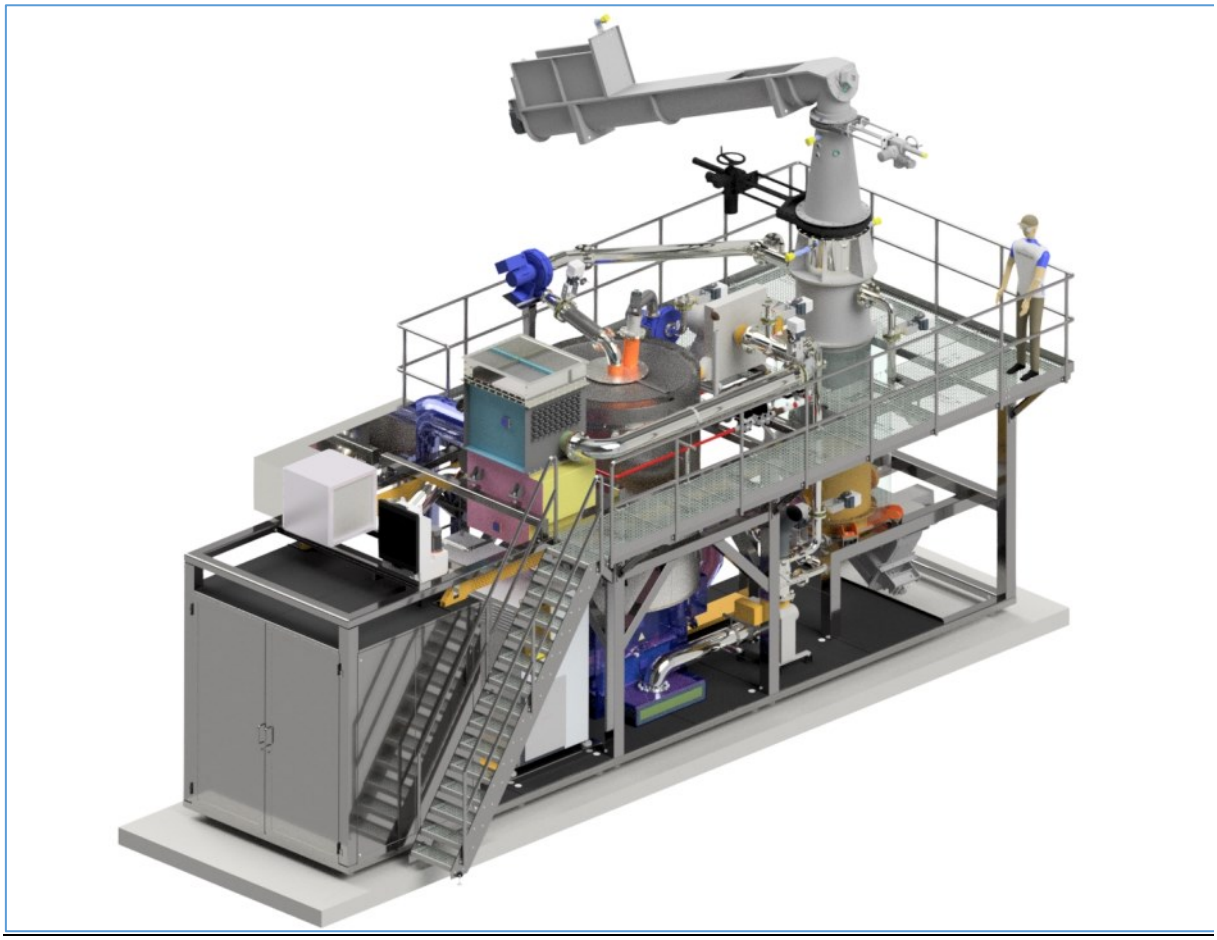
Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom **13. Juli 2023**

PyroPowerPlant

COMPAG - Reststoffe zu Strom, Wärme und Pflanzenkohle



Quelle: © Ökozentrum (3D CAD Modell der Pilotanlage)

Datum: 31. Mai 2023

Ort: Bern

Subventionsgeberin:
Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Ko-Finanzierung:
Klimafonds Stadtwerk Winterthur
CH-8400 Winterthur
stadtwerk.winterthur.ch/privatkundschaft/nachhaltigkeit/klimafonds

Subventionsempfänger/innen:
Compag Recycling und Umwelttechnik AG
Seestrasse 16 Kreuzlingen; CH-8280
www.compag.ch

Ökozentrum
Schwengiweg12, 4438 Langenbruck
www.oekozentrum.ch

Gerber Bio Greens AG
Rütihof
8320 Fehraltorf
www.biogreens.ch

Autor/in:
Stefan Baumann; stefan.baumann@oekozentrum.ch (Zwischenbericht 26.04.2021)
Rolf Fröhlich; froehlich@compag.ch (Ergänzungen zum Schlussbericht)

BFE Ansprechperson:
Men Wirz; men.wirz@bfe.admin.ch

BFE-Projektbegleitung:
Sandra Hermle, sandra.hermle@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501601-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Die Produktion von Strom und Wärme aus Reststoff-Biomasse ist ein wichtiger Pfeiler zur Erreichung der Ziele der Energiestrategie 2050. Für die Verbrennung und thermische Nutzung von Waldholz sind heute verschiedene Technologien verfügbar. Auch die Wärme-Kraft-Koppelung mit rindenfreiem, aschearmem Holz aus Sägereien ist in der Entwicklung bereits weit fortgeschritten. Eine Technologie zur energetischen Nutzung von Reststoff-Biomasse zur Produktion von Strom und Wärme ist bis heute jedoch noch kaum verfügbar und würde das Potenzial der Biomasse als Energielieferant für die Schweiz enorm vergrössern. Die im vorliegenden Projekt entwickelte Technologie hat zum Ziel, dieses schwierig nutzbare Potenzial zu erschliessen.

Neben der Energiegewinnung ist auch die Produktion von Pflanzenkohle ein wichtiger Teilaspekt des Projektes. Die Forschung erkennt zunehmend den Wert von Pflanzenkohle für verschiedenste Zwecke in der Landwirtschaft. Pflanzenkohle zeigt positive Effekte bei der Bodenverbesserung und dem Humusaufbau und hilft so, die Fruchtbarkeit der Böden langfristig zu erhalten. Zudem stellt die Verwendung von Pflanzenkohle in der Landwirtschaft eine langfristige CO_2-Senke dar. Diese Option der CO2-sequestrierung ist auch im neuen CO2-Gesetz, das voraussichtlich im Sommer 21 angenommen wird erwähnt.

Im vorliegenden Projekt wird aus Rinde, Hackschnitzel oder ausgesiebtem Holz aus der betriebseigenen Kompostieranlagen mit einem neuartigen Pyrolyse-Prozess Wärme, Strom und Pflanzenkohle erzeugt. Die bei der Pyrolyse entstehenden Gase werden in einem Schwachgasbrenner verbrannt. Die Abgase werden für Heizwärme genutzt sowie mit einer Heissluft-Turbine in Strom umgewandelt. Die Abgase sind weitgehend geruchlos und sehr partikelarm, d.h. der Grenzwert der LRV für Holzfeuerungen der entsprechenden Leistung wird deutlich unterschritten.

Die gewonnene Pflanzenkohle erfüllt die strengen Anforderungen des European Biochar Protokolls und kann für verschiedenste Zwecke genutzt werden. Wird die Pflanzenkohle – wie im vorliegenden Fall - als Bodenverbesserer in der Landwirtschaft oder im Gartenbau eingesetzt, bleibt der Kohlenstoff mehrere hundert bis mehrere tausend Jahre stabil gebunden und stellt somit eine CO_2-Senke dar. Pro erzeugte Kilowattstunde Nutzenergie (Strom und Wärme) werden der Atmosphäre mit diesem Vorgehen dauerhaft 400 bis 500 g CO_2 entzogen. Die Anlage mit der Standfläche eines Containers (10 x 2.4 m) kann pro Jahr 2‘400 t feuchte Biomasse-Reststoffe verarbeiten. Daraus werden ca. 400 t Pflanzenkohle mit 340 Tonnen C-Gehalt sowie 400 MWh Strom (50 kWe) und bis zu 2‘760 MWh Wärme (345 kWth) gewonnen. Zusätzlich zu dieser Energiegewinnung werden jährlich ca. 1’250 t CO_2 dem atmosphärischen Kreislauf in Form von Biokohle entzogen und im Boden „sequestriert“.

Die produzierte Wärme und der Strom werden vollständig am Standort der Anlage, auf dem Areal des Gemüseproduzenten Gerber Bio Greens AG in Fehraltorf verwendet. Die anfallende Pflanzenkohle wird teilweise in den eigenen Gewächshäusern zur Bodenverbesserung eingesetzt, teilweise auch verkauft.

Die Installation der Anlage in Fehraltorf wurde abgeschlossen. Die Optimierungsarbeiten nach dem ersten 24 h Betrieb im Juli 2019 bis Mitte 2020 beinhalteten auch Umbauten und Ergänzungen des Systems zur Erhöhung der thermischen Unabhängigkeit des Turbinen-Kreislaufes.
Im bisherigen Betrieb konnten eine elektrische Einspeiseleistung von bis zu 50 kWe, sowie eine Heisswasser-Leistung von bis zu 305 kWth gemessen werden. Der autonome Betrieb, mit Personal nur zur Fernüberwachung, konnte im März und im Juni 2020 mit über jeweils mehrere Tage Betrieb gezeigt werden. Im Juni 2020 führte eine Undichtigkeit im Reaktor zu einem Lufteintritt und dadurch zu einer lokalen Überhitzung und thermischen Deformation. Der Schaden wurde umsichtig und mit Zuzug von externen Experten geklärt und behoben.

Résumé

La production d'électricité et de chaleur à partir de la biomasse résiduelle est un pilier important pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050. Différentes technologies sont aujourd'hui disponibles pour la combustion et l'utilisation thermique du bois forestier. La production combinée de chaleur et d'électricité avec du bois sans écorce et à faible teneur en cendres provenant des scieries est également déjà bien avancée. Cependant, une technologie permettant l'utilisation énergétique de la biomasse résiduelle pour la production d'électricité et de chaleur est encore peu disponible et augmenterait énormément le potentiel de la biomasse en tant que fournisseur d'énergie pour la Suisse. La technologie développée dans le présent projet vise à exploiter ce potentiel, qui est difficile à exploiter.

En plus de la production d'énergie, la production de biocharbon est un aspect important du projet. Les chercheurs reconnaissent de plus en plus la valeur du biocharbon pour une grande variété d'objectifs agricoles. Le biocharbon a des effets positifs sur l'amélioration du sol et la formation d'humus et contribue ainsi à maintenir la fertilité du sol à long terme. En outre, l'utilisation du biocharbon en agriculture représente un puits de CO2 à long terme. Cette option de séquestration du CO2 est également mentionnée dans la nouvelle loi sur le CO2, qui devrait être adoptée à l'été 21.

Dans le présent projet, un nouveau procédé de pyrolyse est utilisé pour produire de la chaleur, de l'électricité et du biocharbon à partir d'écorces, de copeaux de bois ou de bois criblé provenant des installations de compostage de l'exploitation. Les gaz produits lors du processus de pyrolyse sont brûlés dans un brûleur à gaz pauvre. Les gaz résiduels sont utilisés pour le chauffage et convertis en électricité à l'aide d'une turbine à air chaud. Les gaz résiduaires sont en grande partie inodores et très pauvres en particules, c'est-à-dire que la valeur limite de la LRV pour les systèmes de chauffage au bois de la production correspondante est nettement inférieure.

Le biocharbon obtenu répond aux exigences strictes du protocole européen sur le biochar et peut être utilisé à des fins très diverses. Si le biocharbon est utilisé comme conditionneur de sol dans l'agriculture ou l'horticulture - comme dans le cas présent - le carbone reste lié de manière stable pendant plusieurs centaines à plusieurs milliers d'années et représente donc un puits de CO2. Pour chaque kilowattheure d'énergie utile (électricité et chaleur) produit, ce procédé élimine définitivement 400 à 500 g de CO_2 de l'atmosphère. L'installation, qui a l'empreinte d'un conteneur (10 x 2,4 m), peut traiter 2 400 tonnes de résidus de biomasse humide par an. Il en résulte environ 400 t de biocharbon d'une teneur en C de 340 t ainsi que 400 MWh d'électricité (50 kWe) et jusqu'à 2'760 MWh de chaleur (345 kWth). En plus de cette production d'énergie, environ 1'250 t de CO_2 sont extrait du cycle atmosphérique chaque année sous forme de biochar et "séquestrées" dans le sol.

La chaleur et l'électricité produites sont entièrement utilisées sur le site de la centrale, dans les locaux du producteur de légumes Gerber Bio Greens AG à Fehraltorf. Le carbone végétal produit est en partie utilisé dans les serres de l'entreprise pour améliorer le sol, et en partie vendu.

L'installation de l'usine à Fehraltorf est terminée. Les travaux d'optimisation après la première exploitation de 24 h en juillet 2019 jusqu'à la mi-2020 comprenaient également des modifications et des ajouts au système pour augmenter l'indépendance thermique du circuit de la turbine.

En fonctionnement à ce jour, une puissance d'alimentation électrique allant jusqu'à 50 kWe, ainsi qu'une production d'eau chaude allant jusqu'à 305 kWth ont pu être mesurées. Le fonctionnement autonome, avec du personnel uniquement pour la surveillance à distance, a été démontré en mars et juin 2020 avec plus d'une semaine de fonctionnement chacun. En juin 2020, une fuite dans le réacteur a conduit à une fuite d'air, entraînant une surchauffe locale et une déformation thermique. Les dommages ont été prudemment clarifiés et réparés avec la participation d'experts externes.

Summary

The production of electricity and heat from residual biomass is an important pillar for achieving the goals of the Energy Strategy 2050. Various technologies are available today for the combustion and thermal use of forest wood. Combined heat and power with bark-free, low-ash wood from sawmills is also well advanced in development. However, a technology for the energetic use of residual biomass for the production of electricity and heat is still hardly available and would significantly increase the potential of biomass as an energy supplier for Switzerland. The technology developed in the present project aims to tap this difficult-to-use potential.

In addition to energy generation, the production of plant carbon is an important aspect of the project. Researchers are increasingly recognizing the value of plant charcoal for a wide variety of agricultural purposes. Plant charcoal shows positive effects in soil improvement and humus build-up, helping to maintain soil fertility in the long term. In addition, the use of plant carbon in agriculture represents a long-term CO_2 sink. This option of CO_2 sequestration is also mentioned in the new CO_2 law, which is expected to be adopted in summer 2021.

In the present project, a novel pyrolysis process is used to generate heat, electricity and plant charcoal from bark, wood chips or screened wood from the on-farm composting facility. The gases produced during pyrolysis are burned in a lean gas burner. The waste gases are used for heating as well as converted into electricity with a hot air turbine. The exhaust gases are largely odorless and very low in particles, i.e. the limit value of the LRV for wood firing systems of the corresponding capacity is significantly undercut.

The plant carbon obtained meets the strict requirements of the European Biochar Protocol and can be used for a wide variety of purposes. If the plant carbon is used as a soil conditioner in agriculture or horticulture - as in this case - the carbon remains stably bound for several hundred to several thousand years and thus represents a CO_2 sink. For every kilowatt hour of useful energy (electricity and heat) generated, this procedure permanently removes 400 to 500 g of CO_2 from the atmosphere. The plant with the footprint of a container (10 x 2.4 m) can process 2,400 t of moist biomass residues per year. From this, approx. 400 t of biochar with 340 tons of C-content as well as 400 MWh of electricity (50 kWe) and up to 2'760 MWh of heat (345 kWth) are produced. In addition to this energy production, about 1'250 t of CO_2 are annually removed from the atmospheric cycle in the form of biochar and "sequestered" in the soil.

The heat and electricity produced are used entirely at the site of the plant, on the premises of the vegetable producer Gerber Bio Greens AG in Fehraltorf. The plant carbon produced is partly used in the company's own greenhouses to improve the soil, and partly sold.

The installation of the plant in Fehraltorf was completed. The optimization work after the first 24 h operation in July 2019 until mid-2020 also included modifications and additions to the system to increase the thermal independence of the turbine circuit.

In operation to date, an electrical feed power of up to 50 kWe, as well as a hot water output of up to 305 kWth could be measured. Autonomous operation, with personnel only for remote monitoring, was demonstrated in March and June 2020 with over one week of operation each. In June 2020, a leak in the reactor led to an air leak, resulting in local overheating and thermal deformation. The damage was prudently clarified and repaired with the involvement of external experts.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung **3**

Résumé **4**

Summary **5**

Inhaltsverzeichnis **6**

Abkürzungsverzeichnis **8**

1 Einleitung **9**

1.1 Ausgangslage und Hintergrund 9
1.2 Motivation des Projektes 10
1.3 Projektziele 12

2 Anlagenbeschrieb **13**

3 Vorgehen und Methode **19**

3.1 Generelles Vorgehen 19
3.2 Methodik für die Erfolgskontrolle 19
3.2.1 Datenerfassung 19
3.2.2 Mess- und Prüfkonzept 19

4 Ergebnisse und Diskussion **22**

4.1 Probebetrieb und Inbetriebnahme der Gesamtanlage 22
4.1.1 Heissgasinbetriebnahme mit Erdgas 22
4.1.2 Verpuffung bei Inbetriebnahme der Gesamtanlage 23
4.1.3 Inbetriebnahme nach Anpassung Brennkammer 24
4.1.4 Erfahrungen nach Umsetzung weiterer Massnahmen 25
4.2 Thermische und elektrische Leistung 26
4.3 Umgesetzte Massnahmen 27
4.3.1 Installation Begleitheizung Pyrolysegasleitung 27
4.3.2 Optimierung der Befüllung des Reaktors durch Neupositionierung Füllstandsensor 27
4.3.3 Einbau von Kompensatoren für den Ausgleich thermischer Spannungen 27
4.3.4 Klappenantriebe 28
4.3.5 Fehler im Turbinensystem 28
4.3.6 Doppelpendelklappe am Austritt des Reaktors 28
4.4 Aktualisierte Risikoanalyse 28
4.5 Risiken mit potenziellen Auswirkungen auf den Projekterfolg 31
4.5.1 Thermische Leistung nicht erreicht - Wärmetauschereffizienz (Punkt 2.1 Risikoanalyse) 31
4.5.2 Thermische Leistung nicht erreicht – Regelungstechnik (Punkt 2.4 Risikoanalyse) 31
4.5.3 Elektrische Leistung (Punkt 3 Risikoanalyse) 31
4.5.4 Anlagenverfügbarkeit (Punkt 4.2 Risikoanalyse) 31

4.5.5 Standzeiten von Anlagenkomponenten nicht erreicht/Korrosion bei Ventilatoren (Punkt 6.3 Risikoanalyse) 32
4.5.6 Nichteinhaltung der LRV bezüglich NOx (Punkt 8.1 Risikoanalyse) 32
5 Schlussfolgerungen und Fazit 33
6 Ausblick und zukünftige Umsetzung 34
7 Publikationen 35
8 Literaturverzeichnis 35
Anhang 36

Abkürzungsverzeichnis

AGR	Abgasrückführung / Abgasrezirkulation
AP	Arbeitspaket
BECCS	Bio-Energy and Carbon Capture and Sequestration
BHKW	Block Heizkrafwerk
CIFOR	Center for International Forestry Research
CFD	Computer Fluid Dynamics
CDR	Carbon Dioxide Removal
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO_2	Kohlenstoffdioxid
EBC	European Bio Char Certificate (Europäische Pflanzenkohle Zertifikat)
FLOX®	Flammenlose Oxidation (registrierte Marke und patentiertes Prinzip)
FHNW	Fachhochschule Nordwest Schweiz
FMEA	Failure Mode Effects Analysis (Fehlermöglichkeits- und –einflussanalyse)
FU	Frequenzumrichter
HT-WT	Hochtemperatur Wärmetauscher
KVA	Kehrrichtsverbrennungsanlage
kWh_e	Kilowattstunde elektrisch
LRV	Luft Reinhalte Verordnung
MWh/ a	Megawattstunde pro Jahr
NR	Nationalrat
NO_x	Stickstoff-Oxide, die Summe von NO und NO_2, normiert auf NO_2
PAK	Polyzyklische Aromatische Kohlenwasserstoffe
REPIC	interdepartementale Plattform der Bundesämter SECO, DEZA, BAFU und BFE
SDR	Solar Radiation Management
SVGW	Schweizerische Verein des Gas- und Wasserfaches
SVUT	Schweizer Verband für Umwelttechnik
THG	Treibhausgase
TS	Trockensubstanz
UNFCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
WKK	Wärmekraftkopplung

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Das Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und die Klimastrategie 2050 verlangen nach mehr erneuerbaren Energien und ziehen auch Technologien in Betracht, die der Atmosphäre Treibhausgase dauerhaft entziehen und diese speichern. Zusätzlich ist im Entwurf zum neuen CO2-Gesetzt die Senkenleistung durch biologische Sequestrierung explizit erwähnt.

Die vermehrte energetische Nutzung von Biomasse ist insbesondere in den Wintermonaten oder in Prozessanwendungen von hoher Relevanz. Der Fokus bei der Energiegewinnung aus Biomasse liegt auf der Ausweitung der möglichen Brennstoffe. Ein Grossteil des Waldholzes ist bereits heute einfach und wirtschaftlich vielfältig nutzbar. Biogene Reststoffe mit hohem Anteil mineralischer Komponenten (z.B. Rinde) oder mit Verschmutzungen durch Steine und Erde (Wurzelstücke, Schwemmholz) haben noch ein grosses ungenutztes Potenzial. Für diese schwierig zu nutzenden Biomassefraktionen müssen robuste Lösungen entwickelt werden, die eine energetische, wirtschaftlich vorteilhafte und evtl. stoffliche (z.B. Pflanzenkohle) Nutzung ermöglichen.

Die technischen Möglichkeiten, der Atmosphäre Treibhausgase zu entziehen, sind heute noch begrenzt. Die Stiftung Risiko Dialog hat im Auftrag des BAFU 2018 und 2019 die Potentiale für die Schweiz eruiert [1]. Die grössten Potentiale wurden bei humusaufbauender regenerativer Landwirtschaft, mit der Einbringung von Pflanzenkohle in den Humusboden, sowie bei Direct Air Capture und BECCS (Kombination von Biomasse-Heizkraftwerken mit CO2-Sequestrierungstechnologie) gesehen. Pflanzenkohle als sehr sinnvoller Weg der Atmosphäre Treibhausgase zu entziehen, ist am umfassendsten in der „4-Promille-Initiative“ des Französischen Agrarministeriums dargestellt und wurde anlässlich der internationalen Konferenz des UNFCC in Paris (COP21) vorgestellt [2].

Zum Zeitpunkt des Projektbeginns gab es auf dem Markt keine stromerzeugenden Anlagen mit thermischer Leistung <1MW, die schwierig zu verwertende Biomasse energetisch und evtl. auch stofflich nutzen können. Anlagen zur Produktion von Wärme und Kohle durch den Pyrolyse-Prozess sind erst seit wenigen Jahren am Markt verfügbar (in Mitteleuropa von den Firmen: BioMaCon, Pyreg, Polytechnik, Degussa, ETIA und weitere).

1.2 Motivation des Projektes

Das vorliegende Projekt ist motiviert durch die Nutzung von Reststoffen das Potenzial der Biomasse in der Schweiz zu erhöhen und dieses zusätzliche Potenzial weiter in einer optimalen Kombination energetisch und stofflich zu nutzen. Das vorliegende Projekt kann ein breites Sortiment an Biomasse energetisch nutzen und produziert Pflanzenkohle. Dadurch leistet die geplante Anlage für die Energie- und für die Klimastrategie 2050 einen Beitrag.

Im vorliegenden Projekt wird aus Rinde, Hackschnitzel oder ausgesiebtem Holz aus Kompostieranlagen mit einem neuartigen Pyrolyse-Prozess Pflanzenkohle, Strom und Wärme erzeugt. Die bei der Pyrolyse entstehenden Gase werden in einem Schwachgasbrenner verbrannt. Die Abgase werden für Heizwärme genutzt sowie mit einer Heissluft-Turbine in Strom umgewandelt. Die Abgase sind weitgehend geruchlos und sehr partikelarm. Der Grenzwert der LRV für Holzfeuerungen der entsprechenden Leistung wird deutlich unterschritten.

Gegenüber Biomasse-Verbrennung mit einem ähnlichen System – nämlich der Kombination eines Festbettvergasers (z.B. LOPPER Turner 301), einer FLOX-Brennkammer und eines Wärmetauschers für eine Heissluftturbine in der Brennkammer (wie fast baugleich ausgeführt im Projekt EFGT50 in Freiburg i Brsg. unterscheidet sich das vorliegende Projekt massgeblich durch die zusätzliche Abscheidung von Kohlenstoff bei niedrigerer Prozesstemperatur (600 anstatt 800 °C) und das Gegenstrom-Prinzip, durch welches das Pyrolysegas mit Abgas gemischt am kalten Ende des Reaktors entnommen wird. Dadurch wird erwartet, dass das Pyrolysegas gegenüber dem Vergasergas nicht nur kälter und partikelarmer ist, sondern viel saurer (Pyrolyse-Ölkondensate wiesen pH = 2.8 auf) und Teerölhaltiger. Deshalb ist es insbesondere wegen der Anwesenheit von metallischen Hochtemperaturwärmetauschern extrem wichtig, hier die Verbrennung und deren Auswirkungen (Fouling oder Korrosion oder beides?) genau zu betrachten.

Die so gewonnene Pflanzenkohle erfüllt die strengen Anforderungen des European Biochar Protokolls und kann für verschiedenste Zwecke genutzt werden. Wird die Pflanzenkohle als Bodenverbesserer in der Landwirtschaft oder im Gartenbau eingesetzt, bleibt der Kohlenstoff mehrere hundert bis mehrere tausend Jahre stabil gebunden und stellt somit eine CO_2-Senke dar. Pro erzeugte Kilowattstunde Nutzenergie (Strom und Wärme) werden der Atmosphäre mit diesem Vorgehen dauerhaft 400 bis 500 g CO_2 entzogen. Die hier geplante Anlage mit der Standfläche eines Containers (10 x 2.4 m) kann pro Jahr 2‘400 t feuchte Biomasse-Reststoffe verarbeiten. Daraus werden voraussichtlich ca. 340 t Pflanzenkohle sowie 300 MWh/a Strom (ca. 40 kWe gemittelte elektrische Leistung über die Jahreszeit) und bis zu 2‘760 MWh/a Wärme (345 kWth) gewonnen. Zusätzlich zu dieser Energiegewinnung werden jährlich ca. 1’250 t CO_2 dem atmosphärischen Kreislauf in Form von Biokohle entzogen und im Boden „sequestriert“.

Die produzierte Wärme und der Strom werden vollständig am Standort der Anlage, auf dem Areal des Gemüseproduzenten Gerber Bio Greens AG in Fehraltorf, verwendet. Die Firma betreibt eine Grünschnittsammlung und ein Kompostierwerk, wo die oben erwähnte Biomassen-Reststoffmenge anfällt. Die anfallende Pflanzenkohle wird in den Gewächshäusern zur Bodenverbesserung eingesetzt, teilweise auch verkauft.

Die Anlage kann Biomassefraktionen energetisch (Wärme und Strom) und stofflich (Pflanzenkohle) verwerten, die bisher nicht wirtschaftlich genutzt werden konnten. Insbesondere sandhaltige Hölzer (Wurzelstöcke, Schwemmholz), die in einer konventionellen Feuerung zu Verschlackung führen. Mit chemischer Hilfe (im Minimum Kalk) lässt sich dieses Material heute schon verbrennen. Für die Pyrolyse hingegen stellen Verunreinigungen kein Problem dar, da die Mineralstoffe durch den Sauerstoffmangel und die niedrigen Temperaturen weder schmelzen noch verdampfen. Durch die gleichzeitige Produktion von Pflanzenkohle wird die Wirtschaftlichkeit des Biomasse-Energie-Systems insgesamt gesteigert.

Die Potentialstudie des WSL [4] weist ein aktuell noch nutzbares Potential beim Wald- und Flurholz von 11.5 PJ und beim Altholz und Grüngut von 2.5 resp. 3.3 PJ aus. Dieses Potenzial resultiert gemäss der Studie nach Abzug diverser Restriktionen technischer oder wirtschaftlicher Art. Die Pyrolyseanlage kann ein Teil dieser Restriktionen aufheben. Der Umfang der möglichen Potenzialausweitung ist aber sehr schwer zu beziffern.

Verschiedene zusätzliche Biomassefraktionen können als Inputmaterial eingestuft werden – jedoch ohne detaillierte Zahlen zum Potenzial. Grünschnitt (Flurholz) ist das Haupt-Inputmaterial für die Pilotanlage in Fehraltorf. Wurzelstöcke und Schwemmholz sind gemäss diverser Mitglieder von CharNet relativ teuer zu entsorgen. Hackschnitzel-reicher Pferdemist ist ein regelmässig genanntes mögliches Inputmaterial (ca. 10 PJ – aktuelle Nutzung unklar). Auch Getreidereststoffe (Spelzen, Spreu) haben mit 2.6 PJ ein grosses Potenzial.

Nicht alle genannten Biomassefraktionen können als Pflanzenkohle EBC in der Landwirtschaft gemäss Düngemittelverordnung eingesetzt werden, da diese „naturbelassenes Holz“ als Substrat verlangt. Hingegen kann die Pflanzenkohle aus allen genannten Substraten bereits heute als Filterkohle für Wasser und Abwasser nach EN12907 eingesetzt werden.

1.3 Projektziele

Das Ziel dieses Projektes ist die Entwicklung, der Bau, Erprobung und Optimierung, sowie der Betrieb einer Pilotanlage mit einem neuartigen Pyrolyse-System zur Erzeugung von Strom, Wärme und Pflanzenkohle aus Holz und holzartigen Reststoffen. Die WKK-Anlage mit einer Heissluft-Mikrogasturbine und FLOX-Verbrennung soll aus ca. 2‘400 t/a Holz 400MWh Strom, 2’760 MWh Wärme und 340 t Pflanzenkohle (EBC-zertifiziert [1]) erzeugen.

Folgende Teilziele sollen dabei erreicht werden:

Eingangssubstrat[1]*:* Material nach EN ISO 17225-1 der Grössenklasse P63 muss verarbeitet werden können. Dabei sind folgende Parameter einzuhalten:

- Feingutanteil ≤10%
- Wassergehalt ≤40%
- Aschegehalt ≤ 4%[2]
- Heizwert Q ≥ 2.67 kWh/kg im Anlieferungszustand
- grösste Abmessung an Fremdstoffen, z.B. Steine, nach Grössenklasse P63
- grösste Abmessung der Holzstücke (max. 20mm Dicke)

Anmerkung:
Zur Erfolgskontrolle werden standardisierte Hackschnitzeln (P31S nach EN ISO 17225-1) eingesetzt.

Elektrische Energie: Es sollen 50 kWe (+/- 5KWe) bei 15°C Aussentemperatur erreicht werden.

Thermische Leistung: Es sollen 345 kW Wärme erzeugt werden.

Pflanzenkohle: Es sollen >42.5 kg/ h Pflanzenkohle mit EBC-Qualität erreicht werden.

Betriebszeiten Die Anlage soll nach Abschluss des Probebetriebs und nach Übergabe an den Kunden, eine Verfügbarkeit von > 8000 Betriebsstunden pro Jahr erreichen.

Luftreinhaltung Die Emissionsgrenzwerte für Gasfeuerungen gemäss Anhang 3 Ziffer 61 LRV sind einzuhalten unter Berücksichtigung der ergänzenden Bestimmungen von Anhang 3 Ziffer 62 LRV.
Bezüglich der Stickoxid Werte ist die Ziffer 61 nach Anhang 3 Ziffer 411 anzustreben.

[1] Für die CH sind verschiedene Biomasse-Fraktionen möglich. So können unter andereme Grüngut, Baum- oder Strauchschnitt, Wurzelstöcke, Ernterrückstände wie Spelzen, Altstroh, Getreidestaub, Holzreste, Sägemehl, Material der Nahrungsmittelproduktion wie Trester, Kerne, Schalen verwendet werden (siehe Positivliste EBC).

[2] falls bestimmte Qualitätskriterien für den Verkauf der Pflanzenkohle erreicht werden sollen, z.B für Futterkohle >80% C-Gehalt.

2 Anlagenbeschrieb

Die Anlage besteht aus den Hauptkomponenten Pyrolysereaktor und Brennkammer. Im Pyrolysereaktor wird das Brennmaterial erhitzt und die dabei entstehenden Brenngase werden in der Brennkammer verbrannt. Die heissen Abgase aus der Brennkammer werden für die Beheizung des Pyrolysereaktors, für die Stromproduktion und für Heizzwecke genutzt. Dieser Pyrolyseprozess unterscheidet sich technisch von allen anderen Pyrolyse-Systemen, indem der Reaktor nicht von aussen beheizt wird, sondern mit quasi-inertem Abgas mit niedrigem Restsauerstoff-Gehalt direkt beaufschlagt wird, sodass exakt die gewünschte Prozesstemperatur vorliegt.

Der Pyrolysereaktor (Abbildung 1, links) wird von oben mit Biomassen-Brennstoff (Hackgut) befüllt. In der Startphase wird in der Brennkammer (Abbildung 1, rechts) externer Brennstoff (z.B. Erdgas) verbrannt und die dabei entstehenden heissen Abgase in den Reaktor geleitet. Sobald diese heissen Abgase auf den Biomasse-Brennstoff treffen, entsteht Pyrolysegas. Das nun vorhandene Pyrolysegas-Abgasgemisch durchströmt anschliessend im Gegenstrom-Prinzip den gesamten Biomassenbrennstoff im Pyrolysereaktor und wird wieder in die Brennkammer geleitet.

In der Abbildung 1 ist die noch nicht oxidierte Biomasse, welche vom heissen Pyrolyse-Abgasgemisch durchströmt wird, durch grüne Blätter symbolisiert.

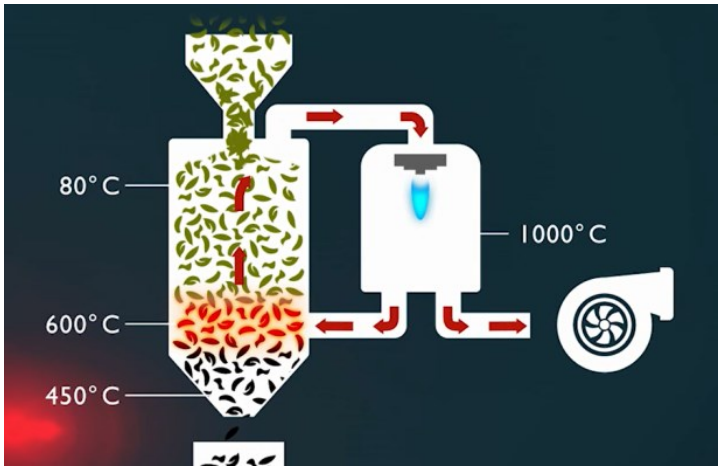


Abbildung 1: Einfache Darstellung des Pyrolyse-Prozesses, Ausschnitt aus dem Fernsehbeitrag für NANO. Der Reaktor ist links und die Brennkammer rechts abgebildet.

Das im Pyrolysereaktor zunehmend freigesetzte Pyrolysegas ersetzt den externen Brennstoff nach und nach, bis der Prozess in der Betriebsphase ausschliesslich mit Pyrolysegas läuft.
Dank dem Einsatz der FLOX®-Technologie in der Brennkammer ist es möglich, dieses niederkalorige Schwachgas mit geringsten Abgasemissionen zu verbrennen.
Das heisse Abgas, welches nicht für die Beheizung des Pyrolyse-Reaktors benötigt wird, wird in einer Heissluftturbine verstromt. Nach dem Turbinenaustritt kann das Abgas noch für die Erzeugung von Prozesswärme oder Heisswasser genutzt werden.

Die Pyrolyse-Anlage erhält einen Stoffstrom (Holzhackgut minderer Qualität), eine kleine Menge Strom für den Eigenverbrauch sowie für den Aufheizprozess zusätzlich Erdgas. Daraus entstehen in diesem System wieder ein Stoffstrom (Pflanzenkohle, die Mineralien des Holzes ebenfalls enthaltend), sowie drei Energieströme (Strom, Nutzwärme und Verluste).

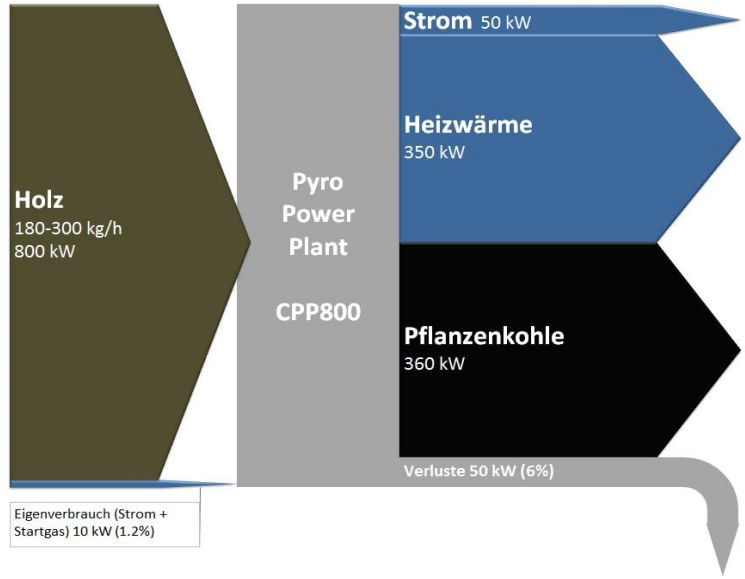


Abbildung 2 Input- und Output-Ströme von PyroPowerPlant CPP800. Gesamtwirkungsgrad = 93.8%

So betrachtet liegt der Gesamtwirkungsgrad bei 93.8%. Wird aber nur der Energieumsatz betrachtet, also nur der Teil des Inputs, welche in energetische Outputströme gewandelt wird, so reduziert sich der Gesamtwirkungsgrad auf 88.9%. Diese Zahl ist gegenüber dem Antrag von 2017 (90.0%) leicht tiefer, weil der Eigenverbrauch an Erdgas für einige Startvorgänge als Leistung über das ganze Jahr verteilt ebenfalls eingerechnet wird, zusätzlich zum Eigenstromverbrauch, der bereits früher berücksichtigt war.

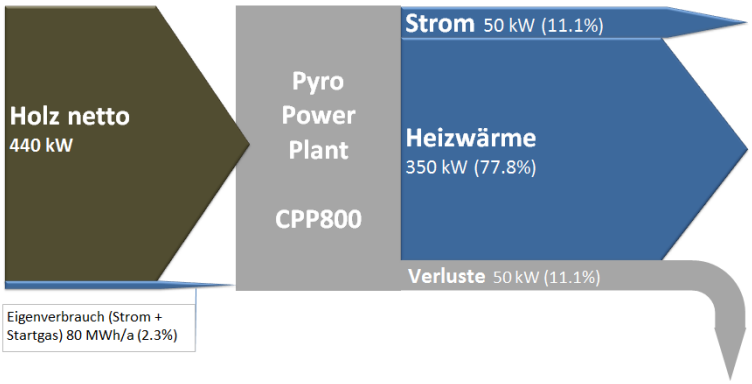


Abbildung 3 Input und Output-Ströme abzüglich der Menge Pflanzenkohle, die ja bezüglich des Energieumsatzes „ungenutzt“ bleibt. Gesamtwirkungsgrad 88.9%.

Wird die in der nachfolgenden Abbildung dargestellte stoffliche Nutzung des Kohlenstoffs einer energetischen Nutzung mit Substitution von Erdgas vorgezogen, so entstehen mindestens 674 t weniger CO_2-Emission.

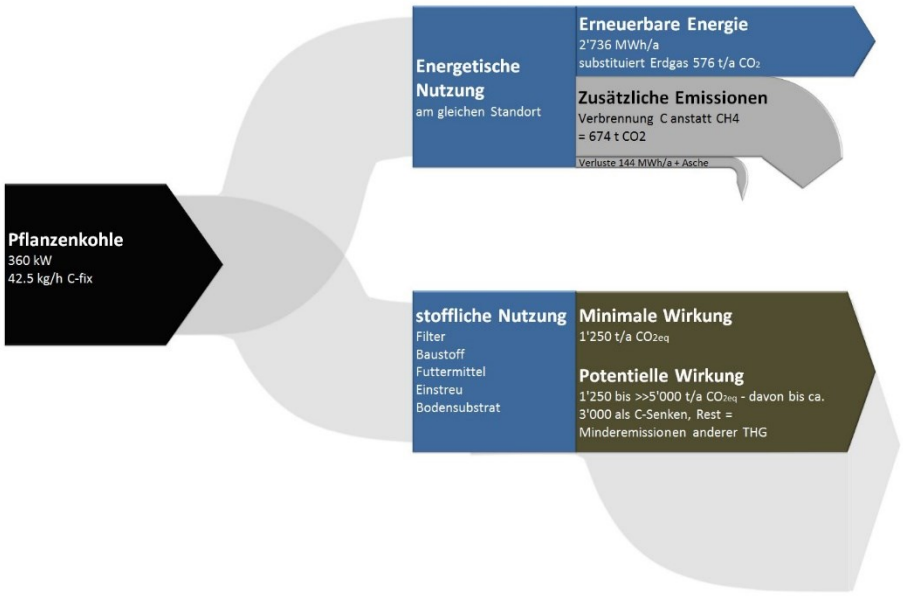


Abbildung 4 Die Nutzung der Pflanzenkohle als Brennstoff oder stofflich. Die zusätzlichen Wirkungen der stofflichen Nutzung in der Landwirtschaft (Reduktion von Lachgas, Ammoniak und Methan-Emissionen, sowie der mögliche Humusaufbau (weitere Festsetzung von Kohlenstoff) ist ausserhalb des Projektes und wird hier nicht weiter ausgeführt.

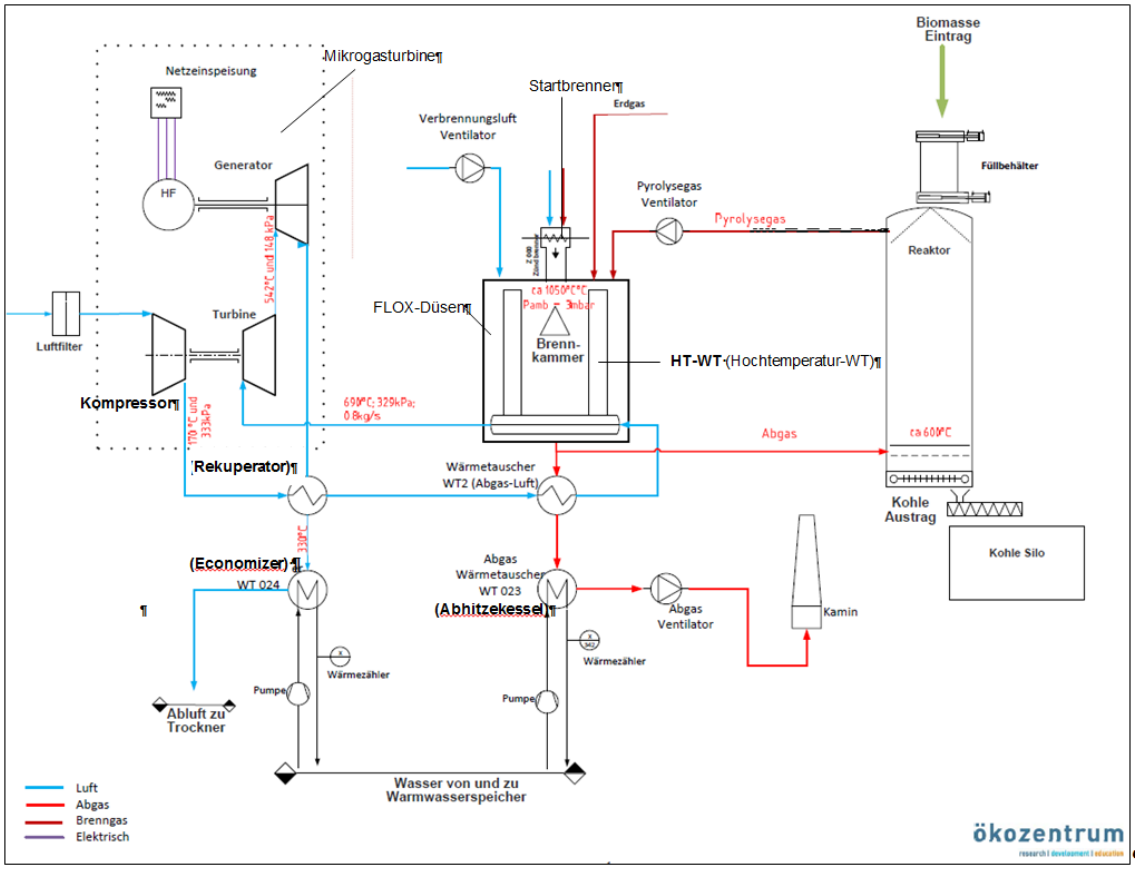


Abbildung 5: Vereinfachtes Flussbild der Pilotanlage.

Das Schema in Abbildung 5 zeigt in stark vereinfachter Form das Funktionsdiagramm mit verschiedenen Prozessparametern als Ergebnis der Engineeringarbeiten für diese Anlage. Die Abbildung 5 ist eine Hilfestellung für das Anlage- und Prozessverständnis. Eine detailliertes P%ID-Schema findet sich im Anhang.

Wie die folgende Abbildung zeigt, verläuft der Turbinenluftkreislauf entlang der eingetragenen Ziffern: (2) Kompressor der Mikroturbine. (3) Intercooler, (4) Vorwärmer (WT2), (5) Hochtemperatur-Wärmetauscher (HT-WT), (6) Turbine, (7) Abluftauslass mit Abwärmenutzung (Economizer). Durch den eingebauten Hochtemperaturwärmetauscher weisst die dadurch sehr grosse Brennkammer eine geringe Leistungsdichte von netto 400 kW/m3 auf.

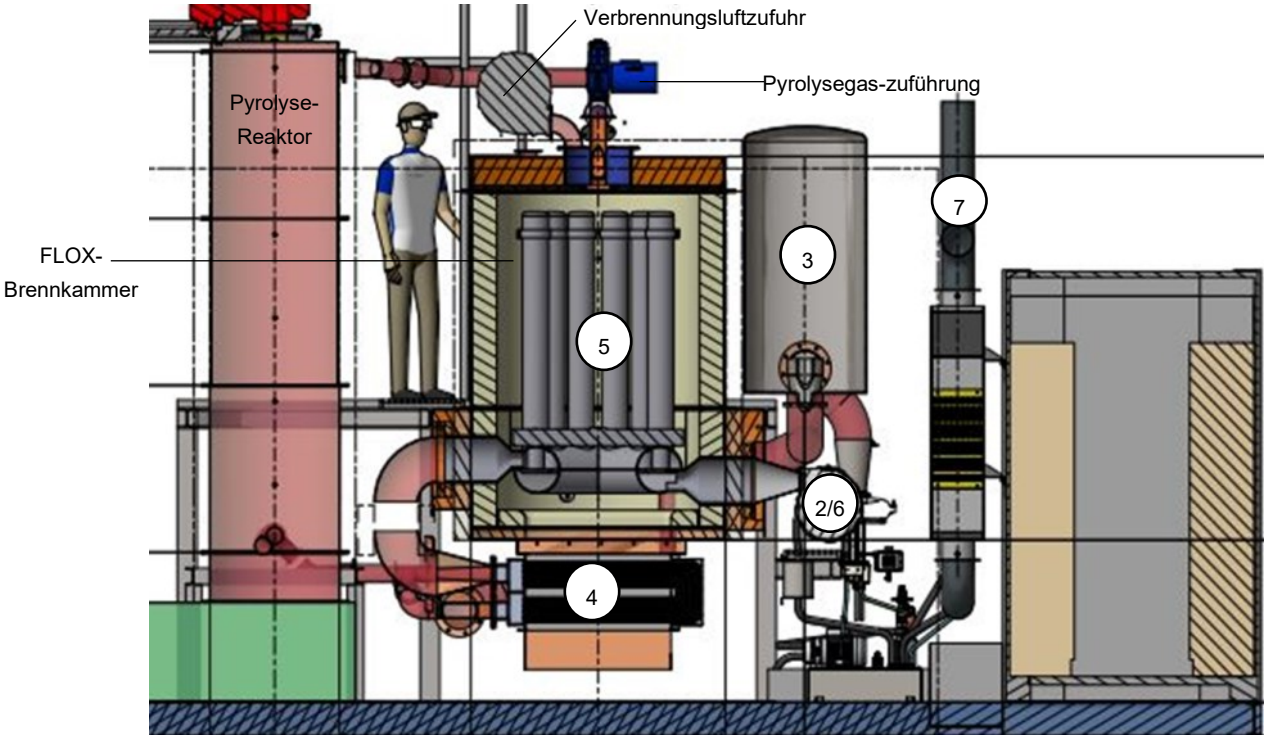


Abbildung 6: Querschnitt durch die geplante Pilotanlage.

Um den Zeitplan trotz langer Lieferfristen einhalten zu können, musste die Fertigung der Hochtemperatur-Wärmetauscher wie auch die Mikrogasturbineneinheit bereits in der Engineering-Phase in Auftrag gegeben werden. Aufgrund der speziellen Materialien und der aufwändigen Fertigung war ein Vorlauf von etwa 6 Monaten notwendig. Gewisse Komponenten wurden deshalb bereits im Mai 2018 fertig ausgelegt und bestellt. So konnte das zweistufige Mikroturbinensystem von BlueBox im Oktober 2018 in England in Betrieb genommen werden.

Abbildung 7 Mikrogasturbine während der Montage in England (die roten Pfeile zeigen den Fluss der heissen Luft, die blauen denjenigen der kalten Luft.)

Die Pilotanlage wurde bis Januar 2019 am Produktionsort in Kreuzlingen transportbereit aufgebaut:

Abbildung 8 Stand der Montagearbeiten der Pilotanlage in Kreuzlingen anfangs Dezember 2018. Im Vordergrund in blau die Mikroturbine von BlueBox. Darüber Rekuperator und Abhitze-Kessel. Dahinter die grosse Brennkammer und der Reaktor.

Alle Anlagenkomponenten wurden auf ihre Funktion hin überprüft. Anschliessend wurde die Anlage für den Transport vorbereitet und zum Kunden Gerber Bio Greens geliefert. Nach der Platzierung der Anlage erfolgten der Aufbau samt Integration der Fördertechnik sowie die Fertigstellung der elektrischen und wasserführenden Anschlüsse.

Abbildung 9 Ablad der Anlage am Pilotstandort.

3 Vorgehen und Methode

3.1 Generelles Vorgehen

Um die Projektziele gemäss Absatz 1.3 zu erfüllen, wurde eine Anlage entwickelt, die wie in Absatz 2 beschrieben funktioniert.

Das Vorgehen wurde in folgende Schritte unterteilt:

- Konzeption (inkl. Forschung und Entwicklung an kritischen Komponenten)
- Konstruktion und Bau
- Test Komponenten und Teilsysteme
- Betrieb (Inbetriebnahme, Betrieb ohne Beobachter, Dauerbetrieb)
- Analyse (Messung Wirkungsgrade und Abgas-Emissionen, sowie Produkte-Analyse (EBC), Qualitätssicherung.

3.2 Methodik für die Erfolgskontrolle

3.2.1 Datenerfassung

Zur Überprüfung der in Absatz 1.3 definierten Ziele, wurde an der Anlage eine umfassende Datenerfassung installiert. Damit können die für den Projekterfolg relevanten technischen Kennzahlen wie Gesamtwirkungsgrad, elektrischer Wirkungsgrad und die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte, erfasst werden. Für die Überprüfung dieser Parameter wird im folgenden Unterkapitel eine detaillierte Vorgehensweise beschrieben. Prüfungen wie Komponententests, spezielle Betriebszustände (Stromausfall, Not Stopp, Ausfälle einzelner Komponenten) wurden durchgeführt, sind aber nicht weiter beschrieben.

Die Steuerung der Pilotanlage speichert knapp 200 Werte (Messdaten, Kenndaten von Aktoren, etc.) in regelmässigen Zeitabständen ab. Werden vordefinierte Grenzwerte überschritten, so werden zusätzlich Daten abgespeichert. Damit sind für den Normalbetrieb als auch für den Ausnahme-/ Grenzbetrieb, relevante Betriebsparameter in der notwendigen Zeitauflösung dokumentiert.

Im gesamten Prozess werden die relevanten Daten zu Temperatur, Druck und Sauerstoff / (Lambda Sensoren), Daten der Klappen, Daten der Frequenzumrichter und der Ventilatoren und vom Wasserkreislauf gespeichert. Zusätzlich werden die Meldungen der Wächter abgelegt. Unter Wächter werden Funktionen verstanden, die sicherheitsrelevante Parameter überwachen. Dazu wurden für jeden Wächter Grenzwerte definiert, in welchen die Anlage betrieben werden soll. Bei Über- und/ oder Unterschreitung werden Meldungen ausgegeben. Gegebenenfalls werden automatisch Massnahmen eingeleitet.

Zusätzlich können bei Bedarf noch die Messdaten von externen Messgeräten wie die Abgasanalyse erfasst werden.

3.2.2 Mess- und Prüfkonzept

Bei den Emissionen im Abgas der Anlage sind, gemäss aktueller Einschätzung, die Stickoxidwerte (NOx) kritisch. Die Stickoxidwerte sind beim vorliegenden Brennertyp massgeblich vom Stickstoffgehalt des Brennstoffs abhängig.

Durch die bereits vorliegenden Messresultate von 2019 an der Forschungsanlage wird erwartet, dass der NOx-Grenzwert von 250 mg/m^3_n @ 3% O_2 (Normierungswert für Erdgas) mit Qualischnitzel, d.h.

Rinden- und Blätterarmem Holz, eingehalten werden kann. Nicht aber mit den typischen Ast- und Grünschnitt-Holzsortimenten am Pilotstandort.

In der folgenden Probebetriebsphase sind die NOx Werte über einen grösseren Zeitraum und damit über eine grössere Varianz des Eingangssubstrats zu erfassen und die Werte mit dem AWEL zu besprechen.[3]

Der Wirkungsgrad der Anlage kann nicht analog zu einer Holzfeuerung gemessen werden, da das Zusatzprodukt Pflanzenkohle entsteht, für welches auch ein Energieinput notwendig ist, aber kein direkter energetischer Output in Form von Strom oder Wärme gemessen werden kann.

Im Folgenden sind die für die Bestimmung des Wirkungsgrades notwendigen Schritte beschrieben.

Holzzufuhr zum Reaktor:
Der Schubboden und das Fördersystem werden vor dem Messtag leergefahren und anschliessend wird das System mit einer abgewogenen Menge an Hackschnitzeln befüllt. Nach der Messung wird das System wieder geleert und die restliche Biomasse gewogen.

Vom Brennstoff werden repräsentative Proben gezogen und auf Wassergehalt, Aschegehalt, Stickstoff-Gehalt und Heizwert analysiert.

Kohleaustrag aus dem Reaktor:
Der Kohlebunker und das Fördersystem werden vor dem Messtag leergefahren und nach der Messung geleert. Die erzeugte Kohle wird gewogen. Von der während der Messperiode erzeugten Pflanzenkohle (ca. 1 BigBag) werden ebenfalls repräsentative Proben gezogen. Die Proben der produzierten Pflanzenkohle werden auf Wassergehalt, Aschegehalt und Heizwert (sowie weitere Pflanzenkohle-Parameter wie C-Gehalt, Oberfläche BET, etc.) analysiert, wobei rechnerisch davon ausgegangen wird, dass der Wassergehalt vollständig von der Befeuchtungsanlage nach der Pyrolysezone stammt.
Mit dem C-Gehalt der Proben und der Produktionsmenge kann die abgeschiedene Kohlenstoffmenge bestimmt werden.

Thermische Leistung Wasser:
Wird direkt aus der Datenerfassung der Steuerung entnommen (Wärmezähler). Durch die Summenwerte (Energie) kann entsprechend über den Betriebszeitraum gemittelt werden.

Elektrische Leistung:
Analog thermischer Leistung.

Thermische Leistung Abluft zur Trocknungsanlage.
Die Temperatur der zur Trocknung verwendeten Abluft wird am Eintritt in den Trocknerkanal gemessen. Der Massenstrom wird aus den Messdaten der Turbine berechnet. Mit der Drosselkurve kann der Massenstrom aus der Messung von Kompressionsverhältnis, Absolutdruck und Temperaturen berechnet werden, indem die Daten mit der Drosselkurve der Turbine verglichen werden. Die Wärmekapazität cp der Luft wird aus den Tabellen der Fachliteratur bestimmt.

Kaminverluste:

[3] Der definitiv gültige Grenzwert wird, wie bereits in der Verfügung vom Juli 2018 festgehalten, durch das AWEL nach der Messung und Diskussion der Resultate festgesetzt.

Der Massenstrom wird aus der Messung der Restsauerstoffes im Abgas und der Brennstoffanalyse und entsprechender Menge berechnet. Die Abgastemperatur wird der Messdatenerfassung der Steuerung entnommen.

Elektrischer Wirkungsgrad:
Anhand des gemittelten Energieinputs (Brennstoffeintrag) wird der maximale elektrische Wirkungsgrad des WKK-Systems bestimmt. Es werden dabei die Turbineneintritts-Temperatur und die daraus folgende elektrische Einspeiseleistung gemessen.

Die Messungen sollten bei Umgebungstemperaturen möglichst nahe von 15°C stattfinden. 15°C ist die Standard-Temperatur für die Auslegung und Angabe von Mikrogasturbinen-Nominalleistungen und Wirkungsgrade.

4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Probebetrieb und Inbetriebnahme der Gesamtanlage

4.1.1 Heissgasinbetriebnahme mit Erdgas

Anfang April 2019 wurde, nachdem der Startbrennerbetrieb getestet war, die Gasturbine gestartet. Dazu wurde die Brennkammer mit Erdgas in den Flox Betrieb gebracht. Nach Erreichen von etwa 600°C Turbineneintrittstemperatur wurde die Gasturbine elektrisch hochgefahren. Nach wenigen Sekunden wurde der stabile Eigenbetrieb erreicht, in welchem die Turbine aus eigener Kraft (thermisch angetrieben) läuft und elektrische Energie ins Netz einspeist. Diese Testphase wurde wegen der besseren Regelbarkeit mit Erdgas betrieben. In dieser Testphase wurden die relevanten Betriebsparameter der Gasturbine ermittelt. Im folgenden Diagramm sind die Temperaturen von Brennkammer und Turbineneintritt wie auch die wichtigsten Leistungsdaten aus den beiden Wasserwärmetauschern und der Gasturbine dargestellt. Dabei wurde festgestellt, dass schon bei 910 bis 930°C Brennkammertemperatur die maximale Turbineneintrittstemperatur im Erdgasbetrieb erreicht wurde. Ursprünglich war erwartet worden, dass dazu eine Brennkammertemperatur von etwa 1000 bis 1050°C notwendig sein würde

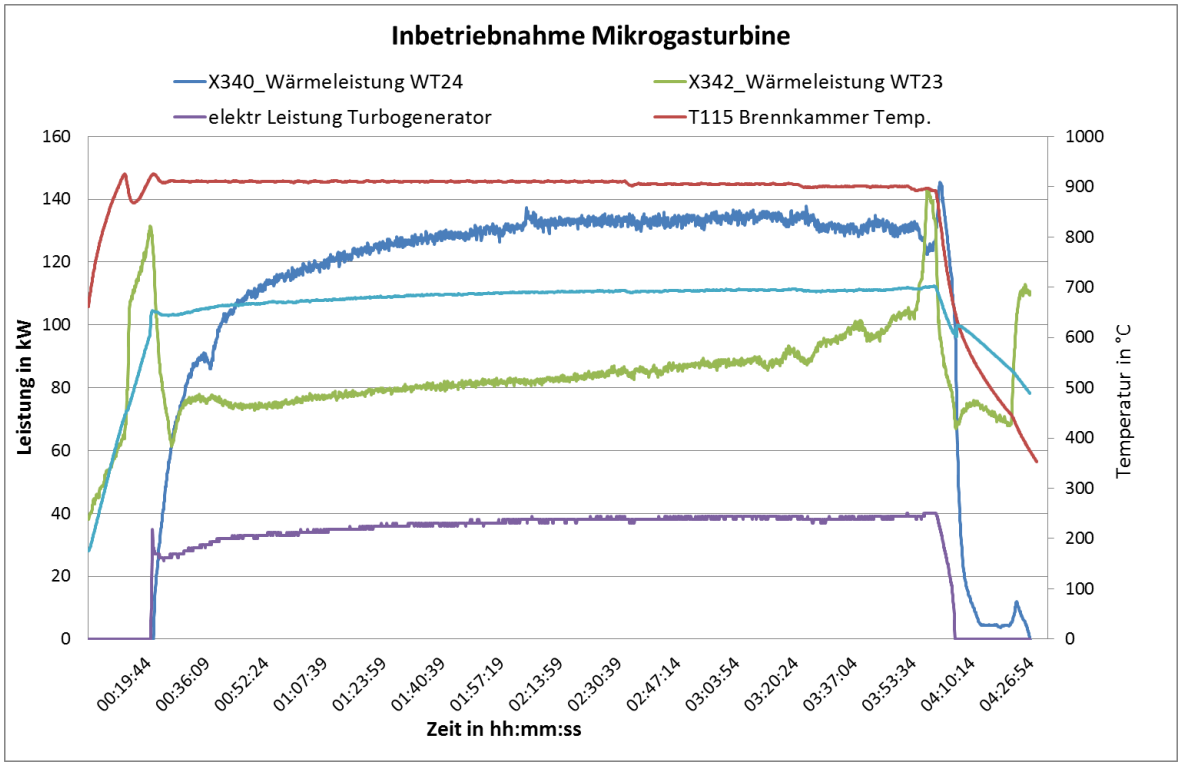


Abbildung 10 Graphische Darstellung von relevanten Temperaturen und Abgabeleistungen bei der Inbetriebnahme der Gasturbine

In Tests mit Erdgas wurde beobachtet, dass die Anzeige der Sauerstoffwerte im Abgas der Brennkammer jeweils mit mehr als 30 s Verzögerung angezeigt werden. Eine verzögerte Sauerstoff Anzeige macht eine präzise Verbrennungssteuerung und damit tiefe CO Werte im Abgas unmöglich. Die Sonden wurden deshalb direkter im Abgaskanal positioniert, so dass sie direkter vom Abgas angeströmt werden. Durch die Änderungen ist die Reaktionszeit der Sauerstoffmessung auf 1 bis 3

Sekunden gesunken, was für die Verbrennungssteuerung ausreichend ist. Im Weiteren wurden überdurchschnittlich hohe Sauerstoff Messwerte im Abgas festgestellt. Die Mess-Sonden (Lambda Sonden) befinden sich im Abgasstrang zwischen WT2 und Abhitzekessel (WT 23), zusätzlich wird während dem Probebetrieb Abgas nach dem Abhitzekessel abgesaugt und analysiert. Bei der Ursachenforschung wurden undichte Verbindungen an Rohrleitungen und beim Übergang Brennkammer zum WT2 festgestellt. Im Testbetrieb wurde verschiedentlich eine kaum spürbare, aber mit dem Oszilloskop am Brennkammer-Drucksensor messbare, Druckschwingung mit etwa 2 bis 4 Hz Frequenz und bis zu 20 hPa Amplitude beobachtet. Dies ist ein Hinweis auf eine instabile Flox Verbrennung. Für einen stabilen FLOX Betrieb braucht es Turbulenz, interne Abgas-Rezirkulation sowie eine entsprechende Verbrennungstemperatur, wobei Turbulenz und interne Abgas-Rezirkulation voneinander abhängen und massgeblich durch den Venturi-Effekt der Luft- (und Gas-) Eindüsung und der Brennkammergeometrie beeinflusst werden.

4.1.2 Verpuffung bei Inbetriebnahme der Gesamtanlage

Zu Beginn der Inbetriebnahme der Anlage 2019 im Pyrolyse-Betrieb kam es zu einer Verpuffung in er Brennkammer. Für die Inbetriebnahme wurde die Anlage manuell gesteuert und diverse Sicherheitsfunktionen passiv gestellt. Zu der Verpuffung kam es nach einem Fehler am Frequenzumrichter (FU) des Verbrennungsluftventilators. Der Brennkammerunterdruck, der Vordruck an den FLOXdüsen und die Brennkammertemperatur sind Grössen für den Sicherheitskreis, der die Hochtemperaturbrennersteuerung frei gibt. Durch den Ausfall des Luftventilators wurde vorübergehend der Sicherheitskreis unterbrochen, da der Vordruck an den Flox-Düsen fehlte. Dadurch wurde vorschriftsmässig eine Sicherheitsabschaltung ausgelöst. Nach Prüfung aller Parameter (Temperaturen waren unter 850°C gefallen, Drücke, Atmosphäre) wurde entschieden, dass ein „reset“ des FU`s möglich ist. Durch das wiederhochfahren des Ventilators wurde der Verbrennungsluftvordruck wieder erreicht, was den Sicherheitskreis für die Hochtemperatursteuerung geschlossen hat. Aufgrund eines Verdrahtungsfehlers hat die Hochtemperatursteuerung daraufhin am elektrischen Ausgang für den Niedertemperaturbereich (bis 850°C) das Gasventil freigegeben. Damit konnte Erdgas einströmen und bei Erreichen der Zündgrenze hat sich das Gemisch entzündet. Neben weiteren Massnahmen wurde anschliessend die Dichtung der Brennkammer verbessert. Die nachfolgende Abbildung zeigt das neue Design, bei dem ein Stützring von 10mm Höhe aufgeschweisst wurde, der eine keramische Dichtschnur aufnimmt, welche wiederum für die Dichtigkeit sorgt.

Abbildung 11 Brennkammer mit verbesserter Dichtung und instandgesetzter Isolation

4.1.3 Inbetriebnahme nach Anpassung Brennkammer

Nach Durchführung der Verbesserungsschritte wurde der Anlagentest weitergeführt. Schrittweise wurde dabei das Pyrolysesystem hochgefahren. Aufgrund der durchgeführten Optimierungen mussten dazu zunächst einige Parameter der Verbrennungsregelung angepasst werden. Ebenfalls mussten die Sensoreinstellungen und Parameter der Fördertechnik angepasst werden.
Ende Juli wurde die Anlage dann über 24 h im Pyrolysebetrieb gefahren. Dabei wurden, abgeschätzt aus den Anzahl Füllungen des Reaktors, rund 16 m3 Hackschnitzel verarbeitet und etwa 4 m3 Pflanzenkohle generiert. Die abgegebenen thermischen Leistungen bewegten sich zwischen 200 und 270 kW, die elektrisch abgegebene Leistung zwischen 30 und 44 kW. Die Leistungsschwankungen waren primär durch Fehler in der Material Zu- und Abfuhr verursacht. Diese Fehler bzw. daraus resultierende nicht optimale Betriebsparameter hatten unter anderem eine schwankende Reaktorleistung zur Folge, die sich in schwankender Feuerraumleistung zeigte.
Bei der Turbinenleistung ist der Einfluss der Aussentemperatur relevant. Während der Nacht mit tieferen Aussentemperaturen ist der elektrische Output deutlich grösser als am Tag. Dies ist an den erhöhten Leistungen im Mittelteil des Versuchszeitraums zu erkennen. Zudem bewirkten kleine Änderungen an der Turbineneintrittstemperatur ebenfalls deutliche Änderungen in der elektrischen Leistungsabgabe der Turbine (siehe folgende Abbildung). In diesem Test konnten vor allem die Einstellungen für einen Dauerbetrieb optimiert werden.

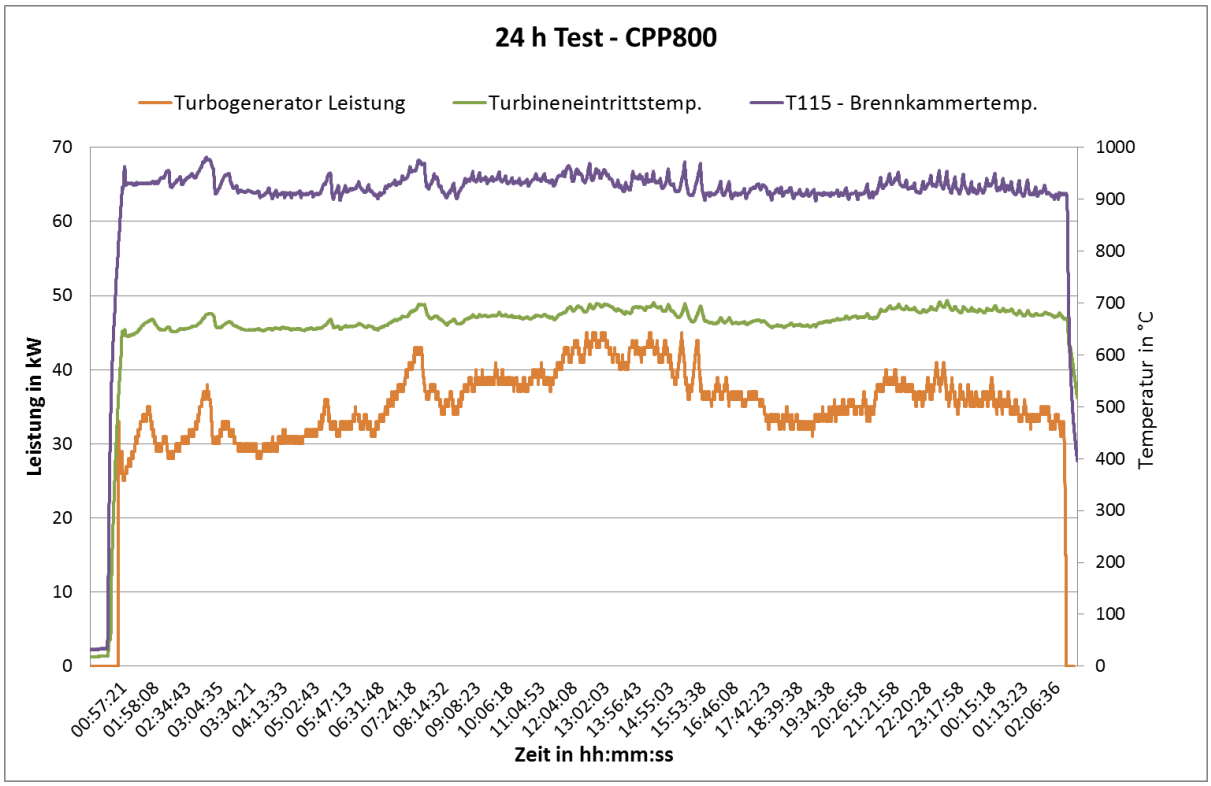


Abbildung 12 Darstellung der Brennkammer- und Turbineneintrittstemperatur mit der elektrischen Turbinenleistung im 24 h Dauerbetrieb

In einem weiteren Test wurde ein Betrieb mit Pyrolysegas über 12 h gefahren. Die Brennkammer musste allerdings im untersten (Temperatur-) Betriebsfenster gehalten werden um eine Überhitzung der Turbine zu vermeiden. Damit ergab sich ein Temperaturfenster in der Brennkammer zwischen Minimaltemperatur für eine stabile Flox-Verbrennung und Maximaltemperatur zur Verhinderung der Überhitzung der Turbine von etwa 60 K.

Im manuellen Steuermodus konnte durch Steuereingriffe an verschiedenen Orten ein automatischer Sicherheitsstop (z.B. wegen Übertemperatur beim Turbineneintritt) vermieden werden. Im automatischen Betrieb kann es bei solch kleinem Betriebsfenster aber schwierig werden, Prozessschwankungen z.B. durch geringe Unregelmässigkeiten im Brenngut oder im Eintrags- oder Austragssystem auszuregeln. In der folgenden Abbildung sind einzelne Temperaturspitzen knapp oberhalb von 700°C bei der Turbineneintrittstemperatur erkennbar, die deutliche Eingriffe erforderten.

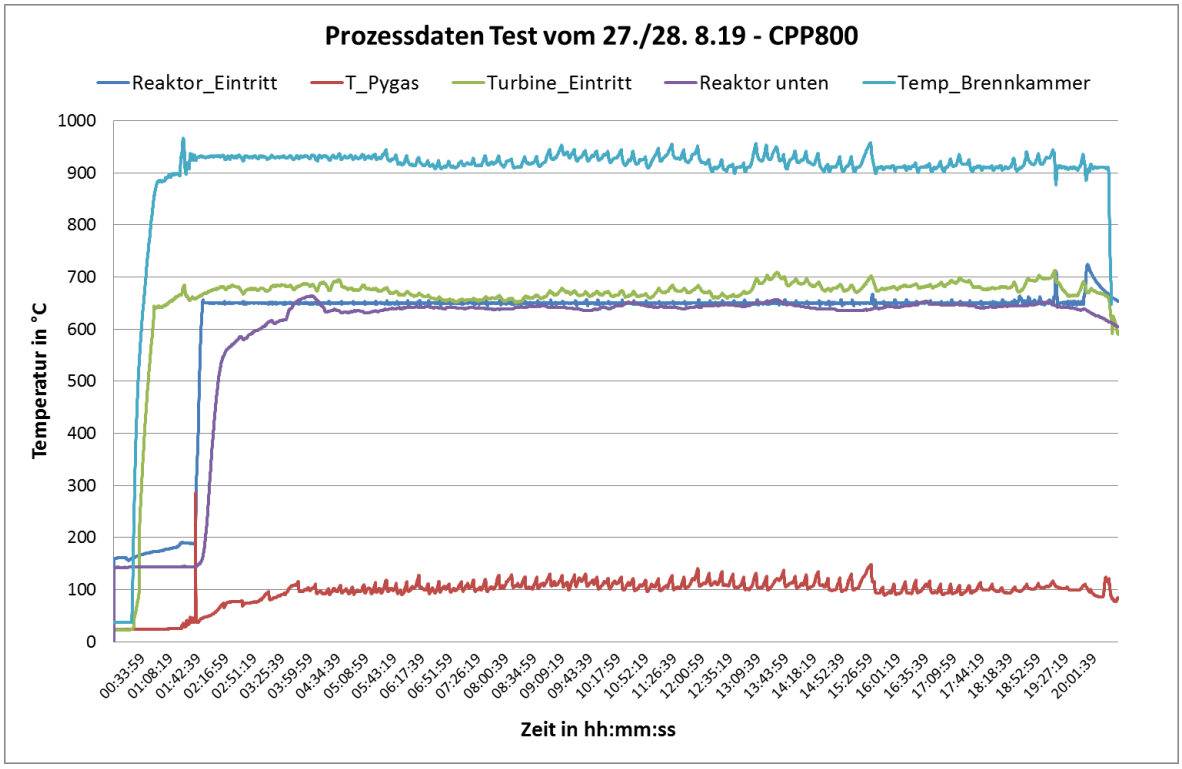


Abbildung 13 Darstellung wichtiger Prozesstemperaturen vom Betriebstest am 27./28. August 2019

4.1.4 Erfahrungen nach Umsetzung weiterer Massnahmen

Anfang 2020 konnte nach Umsetzung einiger Massnahmen die Anlage wieder in Betrieb gesetzt werden. Erste Startversuche mussten nach je 8 bis 10 Stunden Betrieb abgebrochen werden da beim Eintrag System die Schieber blockierten. Diese Probleme konnten erst durch umfangreiche Eingriffe behoben werden (Mithilfe des Fördertechniklieferanten und des Herstellers der Schieber). Anschliessend konnte ein einwöchiger überwachter Dauerversuch durchgeführt werden. Die Anlage lief dabei ohne Eingriffe selbsttätig. Es wurde regelmässig Kondensat aus der Pyrolysegasleitung abgelassen. Diese Phase wurde genutzt um einen Mitarbeiter von Gerber Bio Greens auf der Anlage einzuarbeiten.

Die nächsten Testversuche erfolgten Anfang Juni 2020. Beim ersten Testlauf über 3 Tage Dauerbetrieb waren diverse Probleme mit der Doppelpendelklappe und ein Ausfall der Fördertechnik zu beheben. Nach Reinigung und Neustart, musste die Anlage nach weiteren 3 Betriebstagen aufgrund zunehmender Leckageprobleme im Reaktorbereich abschalten. Ursache war eine undichte Flanschverbindung, hervorgerufen durch diverse Plaungsfehler und nicht Beachtung der enormen thermischen Spannungen. Nachgewiesen durch die Spannungsberechnungen einer externen Firma.

Im Folgenden wurde eine grössere Revision der Anlage durchgeführt und diese für die Wiederinbetriebnahme vorbereitet. Diese Revision beinhaltete den Aufbau eines neuen Reaktors und den Einbau von diversen Kompensatoren in den Leitungen zur Verminderung der Spannungen zwischen Brennkammer und Reaktor.

4.2 Thermische und elektrische Leistung

Im Testbetrieb wurde die Anlage zumeist im Teillastbereich (ca. 70 bis 80% der Nennlast) gefahren. Dies um bei allfälligen Prozess-Schwankungen einen breiteren Regelungsbereich zur Verfügung zu haben, als auch um die thermische Belastung der Verbindung von Brennkammer zu Wärmetauscher WT2 geringer zu halten (vgl. Anlagenschema Abbildung 2).

Über einen Zeitraum von etwa 8 h wurde die Anlage bei Nennleistung betrieben. In dieser Phase konnten die erwarteten 300 kW thermische Leistung erreicht werden, die elektrische Ausgangsleistung lag bei etwa 45 kWe, bei etwa 15°C Eintrittstemperatur.

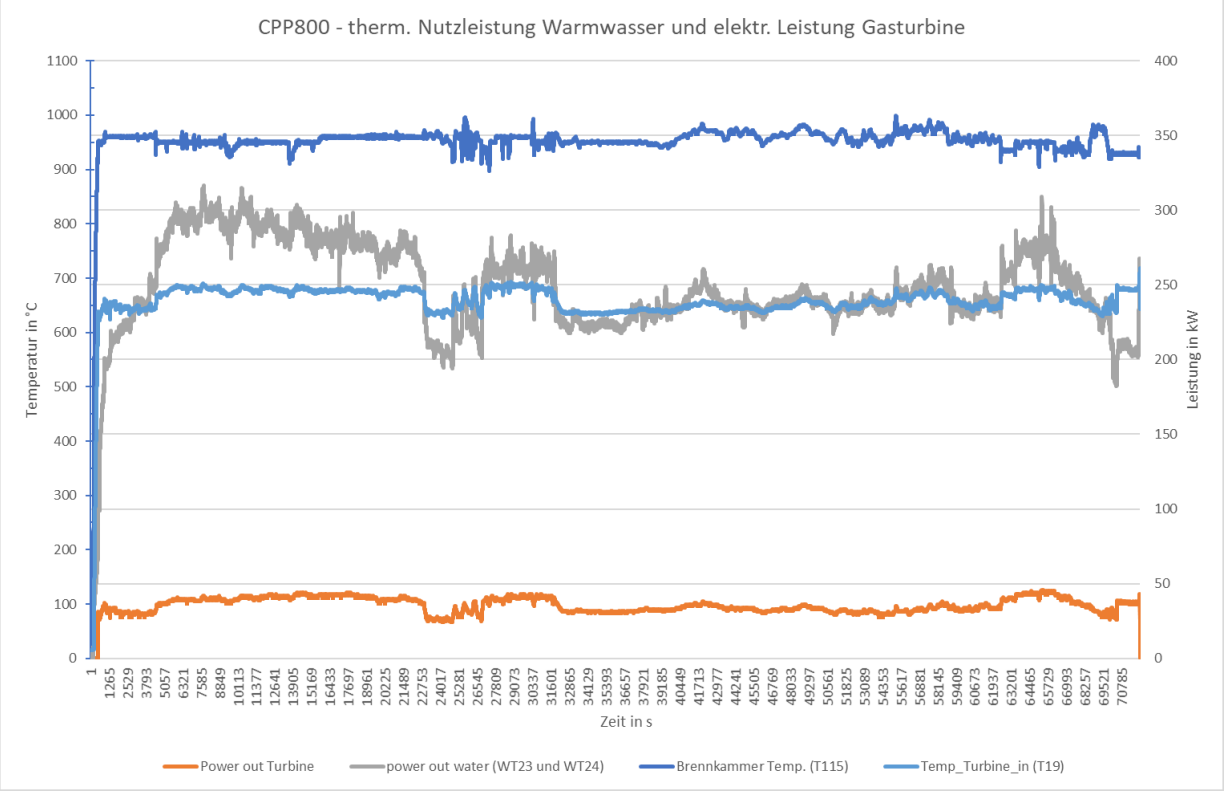


Abbildung 14: Verlauf der thermischen und elektrischen Nutzleistung über 20 h Nennlastbetrieb

4.3 Umgesetzte Massnahmen

4.3.1 Installation Begleitheizung Pyrolysegasleitung

Entgegen den Erfahrungen bei der Versuchsanlage, ist es bei der Pilotanlage zu Kondensatablagerungen in der Pyrolysegasleitung gekommen. Aufgrund der grösseren Abstände und der etwas anderen Konstruktion kondensierten im Pyrolysegasrohr teerartige Rückstände. Zusammen mit Staub bildete sich eine zum Teil festanhaftende Schicht, die mit der Zeit das Rohr verstopfte. Um das Problem zu beheben oder zumindest deutlich zu entschärfen, wurden die Leitung und der obere Reaktorteil mit einer Begleitheizung versehen und isoliert (Abbildung 15). Die Leistung der Begleitheizung muss in Abhängigkeit der Reaktorleistung und der Art der Biomasse geregelt werden.

Abbildung 15: Elektrische Beheizung Reaktoroberteil

Einzelne Dichtungen mussten ersetzt werden, weil sie sich als ungeeignet für den Kontakt mit den Pyrolysekondensaten erwiesen.

Parallel wurde noch ein Ablaufhahn installiert um allfällige Kondensate einfach ableiten zu können. Dieser wird im Probebetrieb regelmässig geöffnet, um die Kondensatmenge ermitteln zu können.

4.3.2 Optimierung der Befüllung des Reaktors durch Neupositionierung Füllstandsensor

Es wurden Prozessschwankungen durch ungleichmässige Befüllung des Reaktors mit Biomasse beobachtet. Dies führte auch zu einem erhöhten Staubeintrag in den Reaktor und in die Pyrolysegasleitung. Ursache war der Füllstandssensor am Reaktor, der teilweise verzögerte oder falsche Information zum Füllstand lieferte. Aufgrund von Anhaftungen, die sich im Prozess fortlaufend aber nicht konstant aufbauen (insbesondere bei wechselnder Feuchtigkeit der Biomasse), konnte kein verlässliches Signal zum Füllstand geliefert werden. Durch eine optimierte Platzierung des Füllstandsensors und eine angepasste Programmierung der Befüllintervalle und des Befüllsystems, konnten die Prozessschwankungen durch ungleichmässige Befüllung minimiert werden.

4.3.3 Einbau von Kompensatoren für den Ausgleich thermischer Spannungen

Beim Übergang zwischen der Brennkammer und dem Wärmetauscher 2 traten in Folge der grossen thermischen Spannungen Undichtigkeiten auf. Die eingedrungene Luft verursachte eine

unterstöchiometrische Verbrennung. Mögliche Folgen davon waren lokale Hot Spots und erhöhte NOx-Werte. Durch den Einbau von Kompensatoren in den Zuleitungen und Ableitungen aus dem WT2 soll das Problem entschärft werden. Zudem wird ein Wärmeschutzkragen, am Übergang von Brennkammer in den WT2, eingebaut. Dieser soll die thermische Belastung auf die Verbindung reduzieren.

Auch eine undichte Flanschverbindung zwischen zwei Reaktorsegmenten wurde repariert.

4.3.4 Klappenantriebe

Im Weiteren konnten die schon mehrfach beanstandeten Antriebe der Klappen gewechselt werden. Diese hatten sind als sehr störungsanfällig erwiesen und verursachten in der Folge diverse Sicherheitsabschaltungen der Anlage.

4.3.5 Fehler im Turbinensystem

Ende 2019 wurde eine erste Ölleckage am Turbinensystem festgestellt. Ein Fertigungsfehler an einem Teil der Generatorturbine verursachte diesen Fehler. Im ersten Fall wurde die gesamte Generatorturbine gewechselt, leider wies diese jedoch den gleichen Fertigungsfehler auf, weshalb in einem erneuten Montageeinsatz dieses Teil nochmals gewechselt werden musste.

Zusätzlich war der Temperatursensor zur Überwachung der Gehäusetemperatur des Turbinensystems ungünstig positioniert. Dadurch wurden höhere Temperaturen gemessen als im Turbinenschrank effektiv vorhanden waren. Durch eine Umpositionierung des Sensors konnte das Problem behoben werden.

4.3.6 Doppelpendelklappe am Austritt des Reaktors

Im Bereich der Kohleaustragung aus dem Reaktor ist eine Doppelpendelklappe angebracht um möglichst wenig Luft in den Reaktor zu lassen. Die Klappe funktioniert noch nicht zuverlässig. Der Hersteller ist zuversichtlich, dass mit einer angepassten Parametrisierung das Problem behoben werden kann. Dies wird im Verlauf der kommenden Versuche erledigt.

4.4 Aktualisierte Risikoanalyse

Die Ergebnisse aus Versuchen und dem Probebetrieb führen zu einer laufend aktualisierten Risikoanalyse. Die aktuelle Risikoanalyse wird unten dargestellt und diskutiert.

Gegenüber der Risikoanalyse vom März 2019 hat sich die aktualisierte Risikoanalyse in einzelnen Punkten verändert. Vor allem können die Wahrscheinlichkeiten der Risiken mit zunehmender Betriebserfahrung besser abgeschätzt werden. Die Risiken betreffend einer geringeren Standzeit bei den Wärmetauschern, insbesondere beim Hochtemperaturwärmetauscher, können tiefer eingestuft werden, da nach dem bisherigen Probebetrieb von über 500 Stunden keine Anzeichen von negativen Veränderungen erkennbar sind. Ebenso kann die Verschmutzungsgefahr der Sensorik auf Grund der Erfahrung tiefer eingestuft werden.

Das Risiko der Verschmutzung der Pyrolysegasleitung hingegen muss höher eingestuft werden, da im Gegensatz zu den Ergebnissen auf der Versuchsanlage, beim Probebetrieb nennenswerte Kondensationsrückstände festgestellt wurden.

In Abbildung 1 sind die erfassten Risiken und deren Beurteilung übersichtsmässig dargestellt. Risiken mit hoher Eintrittswahrscheinlichkeit und grosser Reichweite sind nicht vorhanden (eingefärbter Bereich).

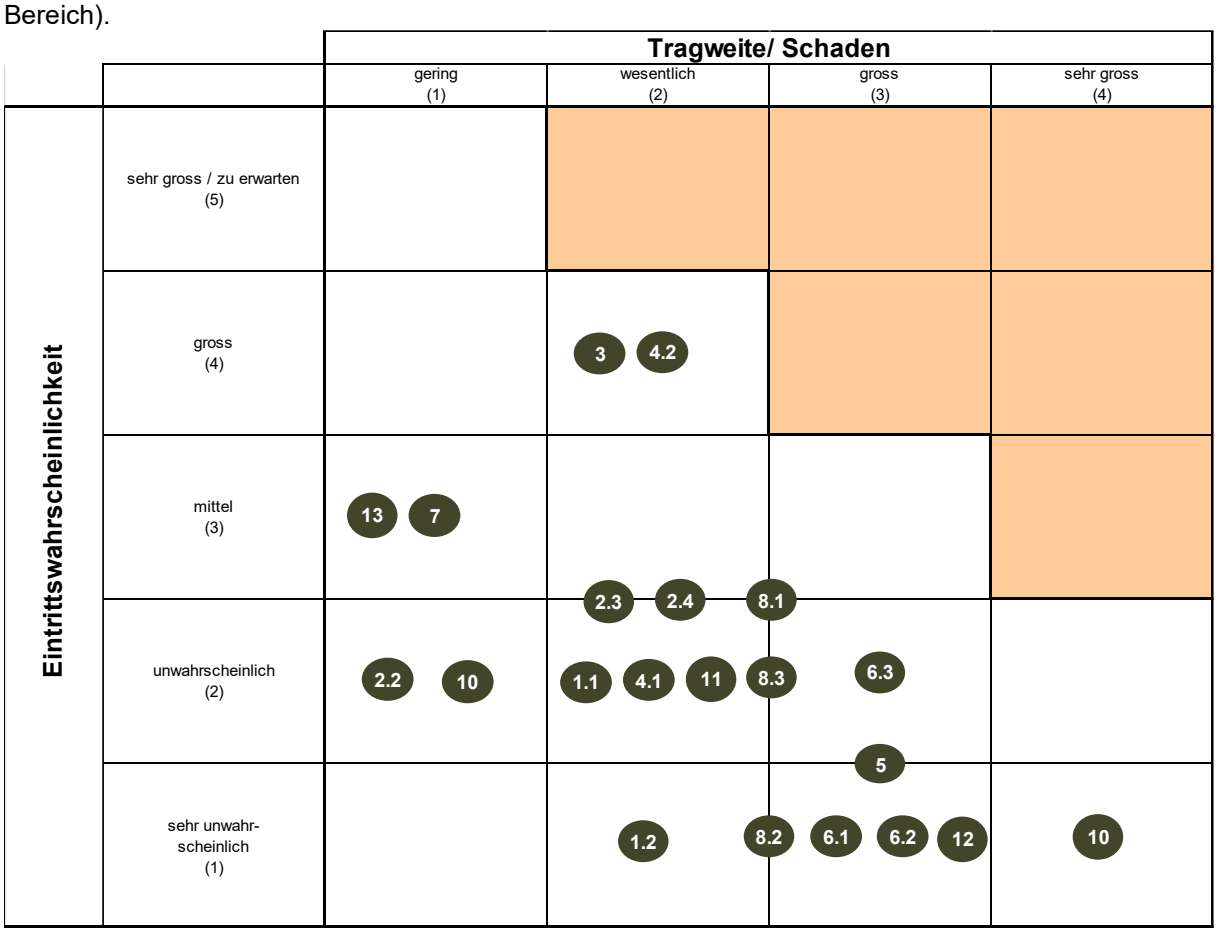


Abbildung 16: Risikoanalyse aktuell. Einschätzung der 21 analysierten Risiken bezüglich Wahrscheinlichkeit und Tragweite. Die Einschätzung gilt per aktueller Berichtlegung, d.h. nachdem bereits viele Massnahmen zur Risikominderung ergriffen wurden.

Legende

1.1	Feuerraumleistung nicht erreicht, weil Reaktorleistung unzureichend
1.2	Feuerraumleistung nicht erreicht, weil Verbrennung unvollständig
2.1	Thermische Nutzeistung nicht erreicht, weil siehe Punkt 1
2.2	Thermische Nutzeistung nicht erreicht, weil hohe Verluste (Isolation)
2.3	Thermische Nutzleistung nicht erreicht, weil Effizienz Wärmetauscher ungenügend
2.4	Thermische Nutzleistung nicht erreicht, weil Leistungsregelung ungenau
3	Elektrische Leistung 50 kW nicht erreicht
4.1	Anlagenverfügbarkeit ist geringer (Wartungsaufwand, Verschmutzungen)
4.2	Anlagenverfügbarkeit ist geringer (Verschmutzung Pyrolysegassystem)
5	Verschmutzung Sensorik
6.1	Standzeiten Anlagenkomponenten nicht erreicht, weil Korrosion/ Erosion an Wärmetauschern
6.2	Standzeiten Anlagenkomponenten nicht erreicht, weil Korrosion Reaktor, Py.-gasleitung
6.3	Standzeiten Anlagenkomponenten nicht erreicht, weil Korrosion Ventilatoren
7	Leistung Ventilatoren unzureichend
8.1	Nichteinhaltung LRV bezügl. NOx
8.2	Nichteinhaltung LRV bezügl. CO
8.3	Nichteinhaltung LRV bezügl. PM
9	Gefahr durch Verpuffungen
10	Pflanzekohle erreicht nicht EBC Qualität
11	geringerer Pflanzenkohle Output
12	Fördertechnik funktioniert nicht
13	Lärmemission zu hoch

Abbildung 17: Legende zu Risikoanalyse

Auf die Risiken deren Risikofaktor (Produkt zwischen Eintrittswahrscheinlichkeit und Schaden) 6 oder grösser ist, wird in den anschliessenden Kapiteln vertieft eingegangen.

4.5 Risiken mit potenziellen Auswirkungen auf den Projekterfolg

4.5.1 Thermische Leistung nicht erreicht - Wärmetauschereffizienz (Punkt 2.1 Risikoanalyse)

Aufgrund von Verschmutzungen im Bereich der Abhitzekessel, insbesondere beim WT23, vermutlich hervorgerufen durch Notabschaltungen, können Übertragungsverluste entstehen. In bisherigen Tests konnte die thermische Nennleistung erzielt werden. Jedoch war die Verteilung der Abwärme aus WT23 (Rauchgas Abhitzekessel) und WT24 (Luftabwärme aus dem Turbinenkreislauf) stärker als berechnet in Richtung WT24 verschoben.

4.5.2 Thermische Leistung nicht erreicht – Regelungstechnik (Punkt 2.4 Risikoanalyse)

Es besteht das Risiko, dass das Regelungsband für die Regelung der Turbineneintrittstemperatur grösser gehalten werden muss, um allfällige Schwankungen im Pyrolyse- und Verbrennungsprozess abfangen zu können, damit die Turbine nicht wegen zu hoher Eintrittstemperatur die Anlage abschaltet. Eine Vergrösserung des Regelungsbands bedeutet einen Nenn-Betriebspunkt der weiter vom Betriebspunkt mit maximaler Leistung entfernt liegt. Dadurch würde die Leistung im Nennbetrieb nicht erreicht. Die notwendige Grösse des Regelungsband wird im weiteren Verlauf des Probebetriebs definiert.

4.5.3 Elektrische Leistung (Punkt 3 Risikoanalyse)

Die elektrische Nennleistung der Turbine von 50 kWe (+/- 5 kWe bei 15°C) kann systemtechnisch erreicht werden. Allerdings ist ein Regelungsband notwendig, um eine kurzfristige Leistungsschwankung auffangen zu können und damit eine kurzfristige Überschreitung der max. Einrittstemperatur der Turbine zu vermeiden. Auch hier bedeutet eine Vergrösserung des Regelungsbands einen Nenn-Betriebspunkt der weiter vom Betriebspunkt mit maximaler Leistung entfernt liegt. Dadurch würde die elektrische Leistung von 50 KW im Nennbetrieb in der Regel nicht erreicht.

4.5.4 Anlagenverfügbarkeit (Punkt 4.2 Risikoanalyse)

Bei der Anlageverfügbarkeit ist spezifisch die Pyrolysegasleitung als Element zu nennen, dessen Verhalten im Betrieb noch nicht den Erwartungen und Erfahrungen aus der Versuchsanlage entspricht. Die Kondensatbildung ist noch übermässig hoch (ca. 8 Liter pro Tonne Pflanzenkohle). Diese Kondensatbildung muss durch eine Optimierung des Einfüllsystems in den Reaktor (Einfüllkragen und Füllstandssensor) reduziert werden. Andernfalls ist mit einem etwas erhöhten Wartungsaufwand zu rechnen.

Eine allgemeine Erkenntnis aus dem bisherigen Probebetrieb betrifft Ausführungsdetails des Anlagebaus. Hier muss verstärkt auf die thermischen Belastungen geachtet werden.

4.5.5 Standzeiten von Anlagenkomponenten nicht erreicht/Korrosion bei Ventilatoren (Punkt 6.3 Risikoanalyse)

Die Hauptventilatoren für Verbrennungsluft und Abgas zeigen im bisherigen Betrieb keine Auffälligkeiten. Beim Pyrolysegasventilator könnte, aufgrund der hohen thermischen Belastung und der Gefahr durch Verschmutzung mit Pyrolysegaskondensaten, eine geringere Standzeit auftreten. Durch eine Querlüftung und bessere Isolation der umgebenden Leitungen und Komponenten kann das Risiko der thermischen Überlast reduziert werden. Ebenfalls kann durch eine Anpassung der Führung der Pyrolysegasleitung im Reaktorbereich (Kürzung, Rückflussmöglichkeit für Kondensat) die anfallende Kondensatmenge reduziert werden.

4.5.6 Nichteinhaltung der LRV bezüglich NOx (Punkt 8.1 Risikoanalyse)

Die Stickoxid-Emissionen liegen aktuell noch deutlich über den Werten der Versuchsanlage (400 – 600 mg/m3@3%O_2). Ursache für zu hohe NOx-Werte könnten ungewollte Flammbildungen in der Reaktionszone sein, evtl. am Eintritt des Pyrolysegases durch Vormischung mit Startbrenner-Kühlluft oder die Bildung von Hot Spots (heissen Stellen) mit stehenden Wirbeln in der Brennkammer oder durch Falschlufteintrag (wie erfolgt durch die undichte Flanschverbindung).

In der Strömungssimulation der FHNW mit CFD zeigten sich keine auffälligen Bereiche, die auf die Bildung von Hot Spots hinweisen.

Arbeiten zur Minimierung der verbrennungsbedingten NOx-Emissionen wurden in einer Bachelorarbeit der FHNW und des Ökozentrum durchgeführt. Die NOx-Werte mit Flüssiggas-Brennstoff blieben dabei bei der vorliegenden Anlagetechnik durchgehend im einstelligen Bereich und somit um den Faktor 25 unter dem Grenzwert von 250 mg/m^3_n bei 3% O_2. Das Design ist bezüglich NOx bereits optimiert. Die tiefen NOx-Werte wurden auch in diversen Studien und Versuchen bestätigt.
Evtl. enthält der auf der Pilotanlage eingesetzte Brennstoff übermässig viel Stickstoff. Für die Abnahmemessung müsste in diesem Fall ein stickstoffarmer Holzbrennstoff verwendet werden. Grundsätzlich sind wir zuversichtlich, im Dauerbetrieb mit einer Anlage ohne Falschlufteintrag und stabilen Betriebsparametern, die NOx-Grenzwerte einzuhalten. Das Risiko erhöhter NOx-Werte ist jedoch nicht zu vernachlässigen.

5 Schlussfolgerungen und Fazit

Die Inbetriebnahme der Anlage war deutlich anspruchsvoller als erwartet. Durch die Komplexität der Anlagetechnik können Falschlufteinträge, Leistungsschwankungen oder nicht erwartete Effizienzwerte von Wärmetauschern in der Regel nicht einfach einer einzelnen Ursache zugeordnet werden. Die aufwändige Suche nach den Ursachen dieser Probleme hat das Projekt verzögert, hat aber auch verschiedene neue Erkenntnisse geliefert für den Bau künftiger Anlagen.

Insbesondere die korrekte Materialisierung der Anlage (Dichtungen, Isolation, Verschraubungen) muss bei zukünftigen Anlagen noch stärker beachtet werden um zeitaufwändige Nachbesserungen zu vermeiden.

Im Bereich Engineering waren die Erkenntnisse durch die vorgenommenen Optimierungen im Bereich der Regelungstechnik wertvoll. Die extremen Auswirkungen einer leicht zu hohen Effizienz von Wärmetauschern wurde so nicht erwartet und erlaubt es, bei zukünftigen Anlagen und Hochtemperaturprozessen einzelne Komponenten zu redimensionieren, was auch finanzielle Vorteile bietet.

Die Anlage war seit der Inbetriebnahme jeweils nur kurze Zeit im Betrieb. Entsprechend wurden keine nennenswerten Mengen Energie oder Pflanzenkohle produziert. Ein Dauerbetrieb über mehrere Wochen konnte noch nicht getestet werden.

Zur Erreichung eines stabilen Dauerbetriebs sind folgende Massnahmen vorgesehen:

Problem	**Ursache**	**Massnahme**
Kondensat-ablagerungen in der Pyrolysegas-leitung behindern den Gasstrom	Die Pyrolysegasleitung ist trotz Isolation der kälteste Bereich	Installation einer elektrischen Begleitheizung an der Pyrolysegasleitung und am oberen Reaktorausgang
Reaktor wird ungleichmässig mit Biomasse befüllt. Daraus ergeben sich Prozessschwankungen und ein erhöhter Staubeintrag in den Reaktor	Füllstandsensor Reaktor funktioniert unzuverlässig	Ersatz Mikrowellensonde durch einen anderen Sensor (z.B. Drehflügel Füllstandgrenzschalter) Ergänzend muss evtl. eine Staubabscheidung am Reaktorausgang oder ein vergrösserter Austrittsquerschnitt am Reaktor installiert werden, um zusätzliche Sicherheit gegen zu hohen Feinstaubeintrag in die Pyrolyseleitung und den Verbrennungsprozess zu geben.

Undichtigkeiten führen zu einer unterstöchiometrischen Verbrennung in der Brennkammer und zu einem erhöhten Lufteintritt in den Pyrolyseprozess	Dichtigkeit Verbindung von Brennkammer zu WT2 ist ungenügend bei hoher thermischer Belastung	Um die thermo-mechanischen Spannungen an der Verbindung dauerhaft zu minimieren ist die Entkopplung der Wärmetauscher von der Brennkammer via Kompensatoren notwendig

6 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Die gemäss Projektplan anstehenden Meilensteine wurden auf Grund der diversen Verzögerungen (vgl. vorangehende Zwischenberichte) neu terminiert und sind im Folgenden aufgelistet. Die zur Erreichung des entsprechenden Meilensteins notwendigen Arbeiten sind kurz beschrieben. Eine Wiederinbetriebnahme ist für Sommer 2023 vorgesehen.

Meilenstein 7: Betrieb 7/24 BOB nicht erreicht ? 2023

Im Dauerbetrieb sind Fehlermeldungen auszuwerten und allenfalls einzelne Anpassungen an der Steuerung vorzunehmen. Die Punkte Kondensation in der Pyrolysegasleitung, Dichtigkeit am Übergang zum WT2 und Funktion des Füllstandsensors müssen beobachtet werden, da hier allenfalls weitere Optimierungen vorgenommen werden müssen.

Meilenstein 8: Pflanzenkohle Qualitätsnachweis (EBC) ? 2023

Nach Abschluss des 7/24 BOB-Betriebs wir die produzierte Pflanzenkohle analysiert und bezüglich Qualität und Inhaltsstoffe auf die Konformität mit dem European Biochar Certificate kontrolliert. Dazu werden Proben an ein zertifiziertes Prüflabor verschickt.

Meilenstein 9: Wirkungsgradanalyse durchgeführt ? 2023

Die Wirkungsgradanalyse wird Gemäss Abschnitt 3.2.2 Kapitel «Messkonzept Gesamtwirkungsgrad» mit einem Brennstoff durchgeführt.

Meilenstein 10: Abgasmessungen und Abnahme AWEL durchgeführt ? 2024

Es werden zur Vorprüfung eigenen Abgasmessungen, inklusive Gesamtstaub-Analytik durchgeführt. Die Abgasanalyse umfasst zusätzlich zu Feinstaub, CO, CO2, O2, NO und NO2, auch die Ermittlung des pH-Wertes von Kondensatproben. Anschliessend folgt die amtliche Messung im Auftrag des AWEL Kanton Zürich.

Meilenstein 11: Abschluss F&E-Aktivitäten, Einweihung der Anlage ? 2024

Zum Abschluss der F&E-Aktivitäten werden die Prozessschemata final überarbeitet und zusammen mit dem Betriebskonzept und den Komponentendokumentationen dem Umsetzungspartner übergeben. Damit kann dieser die Anlage nach Erstellung einer Bedienungsanleitung und Abnahme dem Kunden übergeben werden.

7 Publikationen

Pyro Power Plant – Eine Gewächshausheizung die Kohle macht!
4-seitige Broschüre als Drucksache, alle Partner mit Logo erwähnt.

Valorizing rice husk > biochar and energy – improvement of service of a Vietnamese Pyrolysis System PPV300 in Cambodia; Mission Report für UNIDO mit Erwähnung des vorliegenden Projektes in Wort und Bild

8 Literaturverzeichnis

[1] Beuttler, C.; Keel, S. G.; Leifeld, J.; Schmid, M.; Berta, N.; Gutknecht, V.; Wohlgemuth, N.; Brodmann, U.; Stadler, Z.; Tinibaev, D.; Wlodarczak, D; Honegger, M.; Stettler, C. (2019). The Role of Atmospheric Carbon Dioxide Removal in Swiss Climate Policy – Fundamentals and Recommended Actions. Report by Risk Dialogue Foundation. Commissioned by the Federal Office for the Environment, Bern.

[2] www.4p1000.org

[3] CIFOR ist Teil des CGIAR-Netzwerkes mit Hauptsitz in Paris –. https://www.cifor.org/

[4] Thees, O.; Burg, V.; Erni, M.; Bowman, G.; Lemm, R., 2017: Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung, Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET. WSL Ber. 57: 299 S.

[5] J. G. Wünning, Handbuch der Brennertechnik für Industrieöfen, Essen: VULKAN Verlag, 2011.

Anhang

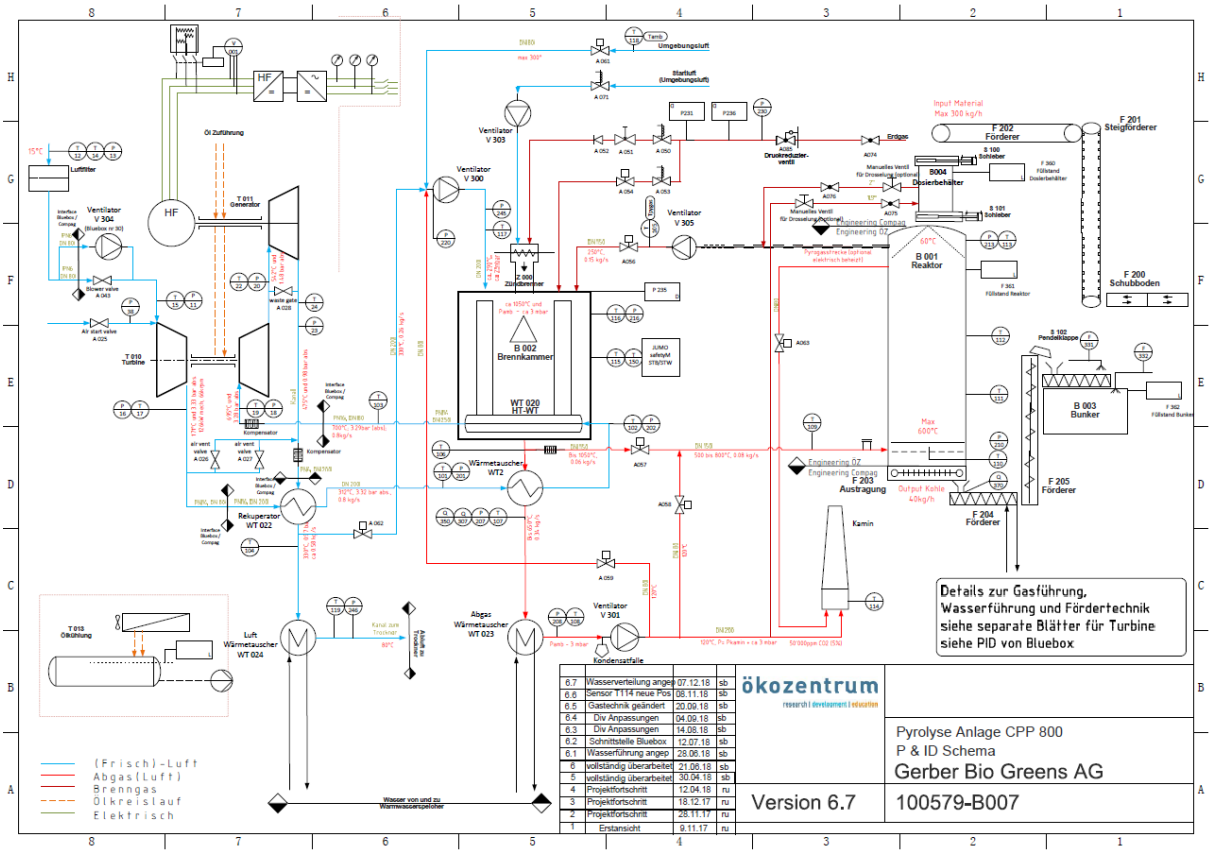


Abbildung 18 Übersichtsschema (P&ID) der Pilotanlage