

# Erhöhung der Energieeffizienz bei Abfallverbrennungsanlagen durch externe Überhitzung

Dipl.-Ing. Reinhard Schu

EcoEnergy Gesellschaft für Energie- und Umwelttechnik mbH  
Bei dem Gerichte 9, D-37445, Walkenried, Tel.: 0 55 25 / 20 96 – 0,  
EcoEnergy@t-online.de, www.EcoEnergy.de

## **Kurzfassung:**

Wenn es gelingt, die Energieeffizienz von Abfallverbrennungsanlagen weiter zu steigern, dient dies dem Klimaschutz und senkt zudem die Betriebskosten. Wie dieser Beitrag zeigt, lässt sich bei Rostfeuerungsanlagen durch technische Schritte der Nettowirkungsgrad der Stromerzeugung von 24 % auf über 35 % steigern.

**Keywords:** Externe Dampfüberhitzung, Zwischenüberhitzung, Restwärmenutzung, optimiertes Feuerungskonzept

## **1 Einleitung**

Die Verknappung der Ressourcen an Primärenergieträgern und die Belange des Klimaschutzes erfordern es, auch die Energiereserven aus den ständig anfallenden Abfallmengen maximal zu nutzen.

Bei der direkten Verbrennung unvorbehandelter Siedlungsabfälle wird der Heizwert der Abfälle im Allgemeinen nur zu ca. 20 % bis 25 % in Strom umgewandelt. Ursache dafür sind die ständig schwankenden Eigenschaften der Abfälle, die eine stetige Prozessführung enorm erschweren. Insbesondere werden die Anlagen durch die Wirkung korrosiver Verbindungen in ihrer Verfügbarkeit beeinträchtigt. Um Störungen und Ausfälle zu minimieren, werden in den Dampferzeugern moderate Druck- und Temperaturparameter vorgesehen, die neben Schutzmaßnahmen die Korrosionsgeschwindigkeiten in vertretbaren Grenzen halten.

Der Beitrag zeigt Wege zur Erhöhung der Energieeffizienz der thermischen Abfallbehandlung für die Rostfeuerungsstechnologie auf, die zu einem Nettowirkungsgrad der Stromerzeugung aus Abfallverbrennungsanlagen von über 35 % im Vergleich zu heute üblichen 24 % führen:

1. Reduzierung der Abgasverluste durch Senkung der Luftzahl auf  $< 1,25$  durch unterstöchiometrische Prozessführung auf dem Rost und mehrstufige Verbrennung des Brenngases in der Nachbrennkammer
2. Reduzierung der Wärmeverluste durch Restwärmenutzung nach der Rauchgasreinigung z. B. durch Frischluftvorwärmung, Kondensatvorwärmung oder Fernwärmeauskopplung mit Rauchgaskondensation
3. Wirkungsgradsteigerung der Energieumwandlung durch Erhöhung der Dampfparameter durch externe Dampfüberhitzung

Alle drei Varianten der Wirkungsgradsteigerung wurden mit guten Erfahrungen bereits an einzelnen Anlagen großtechnisch umgesetzt. Bei der Anhebung der Dampfparameter wird heute zur externen Überhitzung Erdgas bzw. Frischdampf zur Zwischenüberhitzung eingesetzt. Der Einsatz von Erdgas, das vorrangig als Spitzenlastbrennstoff eingesetzt wird, ist jedoch für Grundlastkraftwerke wie Abfallverbrennungsanlagen oder Biomassekraftwerke langfristig nicht wirtschaftlich.

In dem Beitrag wird dargestellt, dass mit dem neu entwickelten BiFuelCycle-Konzept eine externe Überhitzung auch mit Braunkohle oder Steinkohle möglich ist. Der Umfang der resultierenden Wirkungsgradsteigerung wird durch Verbrennungsrechnung und Berechnung des Wasser-Dampf-Kreislaufes nachgewiesen. Der für die BiFuelCycle-Anlage berechnete elektrische Nettowirkungsgrad von  $> 35\%$  liegt ca. 25 % bis 50 % über dem Wirkungsgrad bereits in Betrieb befindlicher moderner Abfallverbrennungsanlagen und genügt damit auch ohne zusätzliche Wärmeauskopplung der in Abstimmung befindlichen EU-Abfallrahmenrichtlinie.

## 2 Reduzierung des Luftüberschusses

Der Kesselwirkungsgrad von Kohleverbrennungsanlagen liegt bei über 93 %, während Abfallverbrennungsanlagen lediglich einen Kesselwirkungsgrad von ca. 83 % aufweisen. Das ist begründet durch den üblicherweise hohen Luftüberschuss sowie hohe Rauchgas Temperaturen am Kesselende. Zur Vermeidung der Überhitzung der Roststäbe wird eine Luftvorwärmung über einen Rauchgasluftvorwärmer häufig nicht genutzt. Zum Erreichen eines Wirkungsgrads wie bei Kraftwerken ist ein Luftüberschuss  $< 1,25$  notwendig. Eine Senkung der Luftzahl ( $\lambda$ ) unter 1,4 ist durch die Novellierung der 17. BImSchV vom 14.08.2003 möglich. Ein Mindestsauerstoffgehalt im Rauchgas wird nicht mehr gefordert. In Bild 1 ist der Zusammenhang zwischen der Luftzahl, dem Restsauerstoffgehalt im trockenen Rauchgas und dem spezifischen Rauchgasvolumen dargestellt.

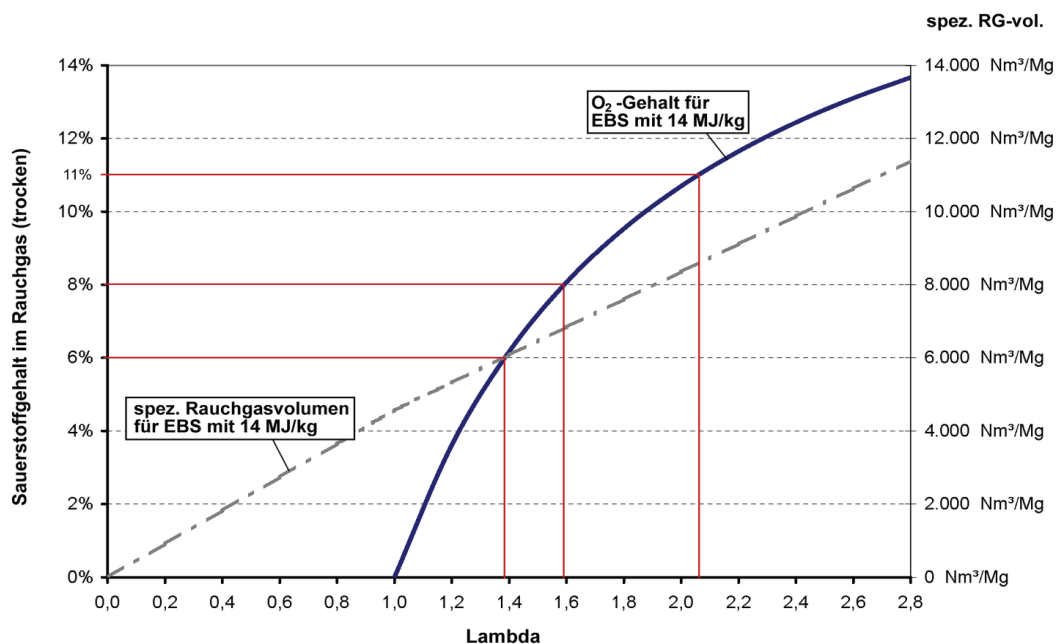


Bild 1: Sauerstoffgehalt im Rauchgas (tr.) in Abhängigkeit von der Luftzahl (Lambda)

Die Minimierung der Luftzahl ist verfahrenstechnisch begrenzt. Generell gilt: Je inhomogener ein Brennstoff ist, desto höher ist die erforderliche Luftzahl und desto größer sind die Abgasverluste und Anlagengrößen.

Wird in einer Rostfeuerung die Primärverbrennung unterstöchiometrisch durchgeführt (teilweise Vergasung) und der Gasausbrand in die Nachbrennkammer verlagert, so ergeben sich für die Gesamtanlage Luftzahlen zwischen 1,1 bis 1,2 bei den folgenden Optimierungsmaßnahmen:

- angepasste Feuerungsleistungsregelung
- Rauchgashomogenisierung durch Eindüsung von Stufenluft, Rezigas oder Dampf oder durch Einbauten wie statische Rauchgasmischer mit zusätzlicher Lufteindüsung (siehe Bild 2)

Bei heizwertreichen Abfällen ist noch größeres Augenmerk auf eine gleichmäßige, niedrige Temperaturverteilung im Feuerraum und Kessel zu legen. Die Aschen der Ersatzbrennstoffe sind noch niedriger schmelzend und haben einen höheren Alkaliengehalt als Hausmüll. Dies führt zu einer stärkeren Belagbildung und einer Reduzierung der Standzeiten der Ausmauerung, wenn nicht entsprechend angepasste Temperaturen eingestellt werden.

Besonders in Monoverbrennungsanlagen für schadstoffbeladene Ersatzbrennstoffe ist die Chlorproblematik nicht zu vernachlässigen. HCl-Rohgaskonzentrationen von 2.000 mg/Nm<sup>3</sup> im Tagesmittel und Spitzen von über 5.000 mg/Nm<sup>3</sup> sind in heutigen Ersatzbrennstoffanlagen nicht unüblich. Diese Werte liegen weit über den Mittelwerten von reinen Hausmüllverbrennungsanlagen. Eine Erhöhung der Verbrennungstemperatur führt zur Steigerung des Korrosionspotentials.

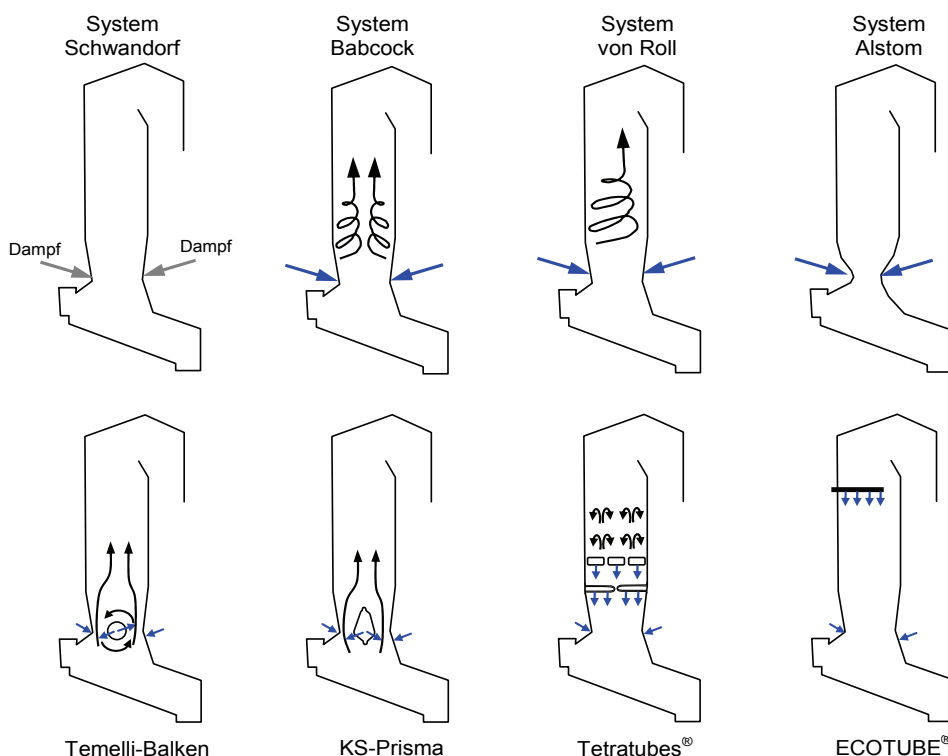


Bild 2: Maßnahmen zur Rauchgashomogenisierung verschiedener Hersteller

In Bild 3 ist der Zusammenhang zwischen der Luftzahl und der adiabaten Verbrennungstemperatur beispielhaft für Hausmüll bei 8,5 MJ/kg und für Ersatzbrennstoff bei 14 MJ/kg mit und ohne Luftvorwärmung dargestellt.

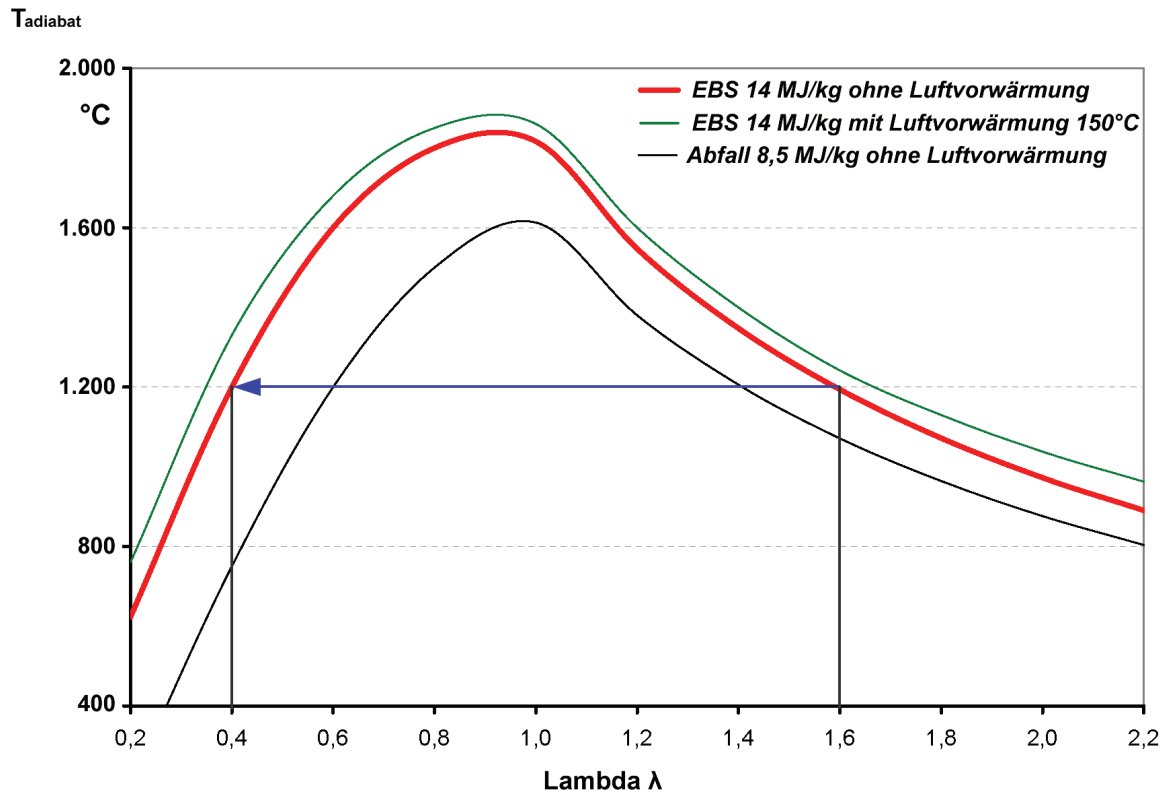


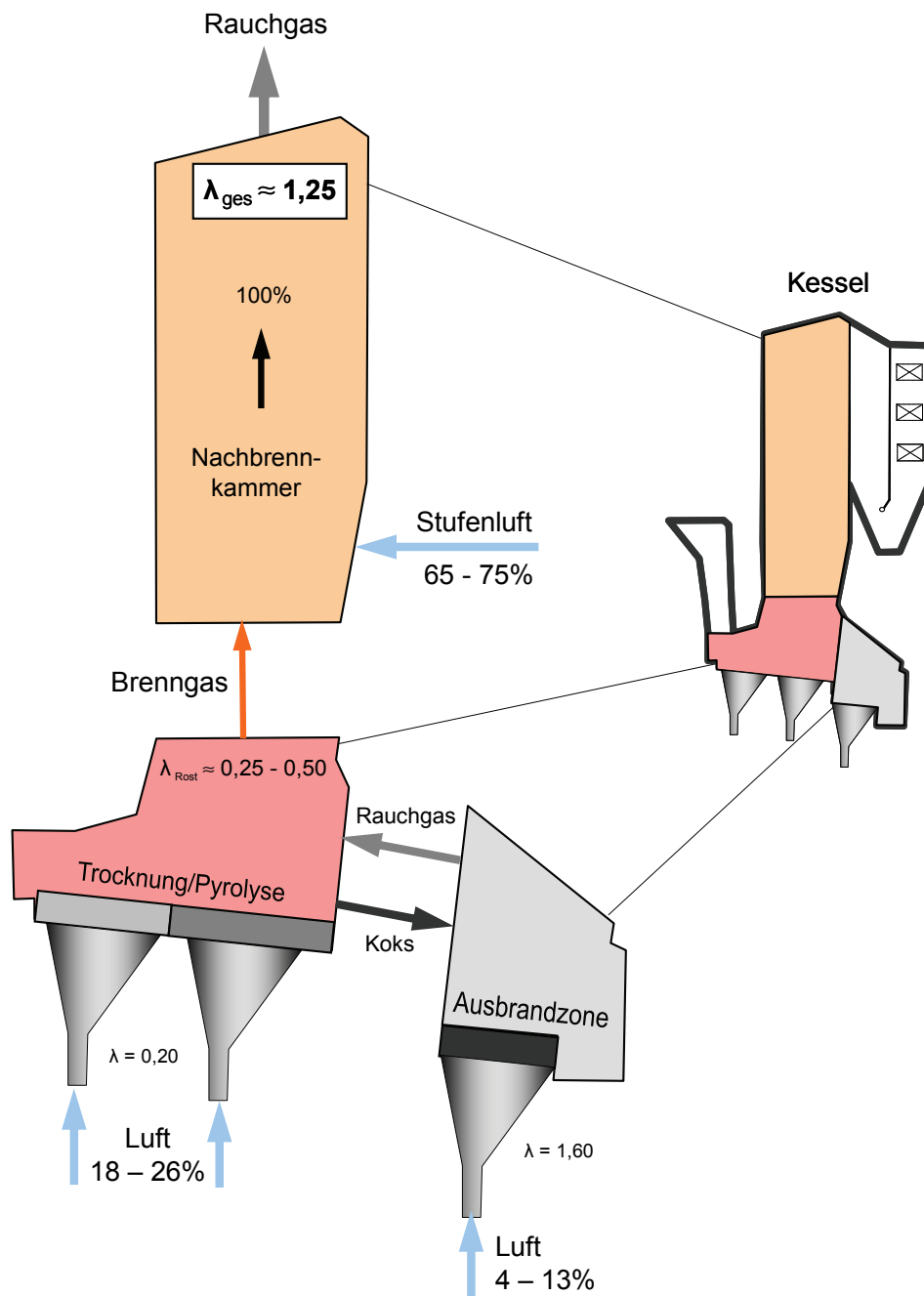
Bild 3: Adiabate Verbrennungstemperaturen in Abhängigkeit von der Luftzahl (Lambda)

Die unterstöchiometrische Verbrennung auf dem Rost ermöglicht bei hohen Heizwerten die Reduzierung der Luftzahl. Bei der unterstöchiometrischen Verbrennung auf dem Rost wird die Hauptluftmenge in der Nachbrennkammer zugeführt.

Die Verbrennung wird bewusst in die Verfahrensschritte:

1. Trocknung, Pyrolyse/Vergasung auf dem Rost
2. Ausbrand der Pyrolyse bzw. Vergasungsrückstände
3. Nachverbrennung des Brenngases

getrennt (siehe Bild 4).



*Bild 4: Gezielte Trennung der Luftströme bei der unterstöchiometrischen Verbrennung auf dem Rost*

Die gesamte dem Rost zugeführte Luft (Primärluft), bezogen auf den zugeführten Abfall, entspricht einer Luftzahl von 0,25 bis 0,5, abhängig vom Wassergehalt und Heizwert der Abfälle. In der ersten Stufe laufen die Vorgänge Trocknung, Entgasung und Vergasung ab.

In der Ausbrandzone werden überstöchiometrische Bedingungen geschaffen, um einen hohen Schlackeausbrand sicherzustellen. Jedoch bleibt die Luftzahl für die gesamte Primärluft unter 0,5. Durch die Pyrolyse- und Vergasungsgase wird ein erheblicher Teil des Abfallheizwertes in die Nachbrennkammer überführbar.

Wird die unterstöchiometrische Verbrennung von Abfall auf dem Rost mit über seine Länge verteilter Primärluft so durchgeführt, dass sich eine Primärluftzahl um 0,5 ergibt, so stellen

sich Bett-Temperaturen um 850 °C bis 900 °C ein. Eine Wasserkühlung des Rostes ist dann nicht erforderlich.

Die Nachverbrennung sollte vollständig von der unterstöchiometrischen Verbrennung auf dem Rost getrennt sein, um beide Einheiten unabhängig voneinander optimieren zu können.

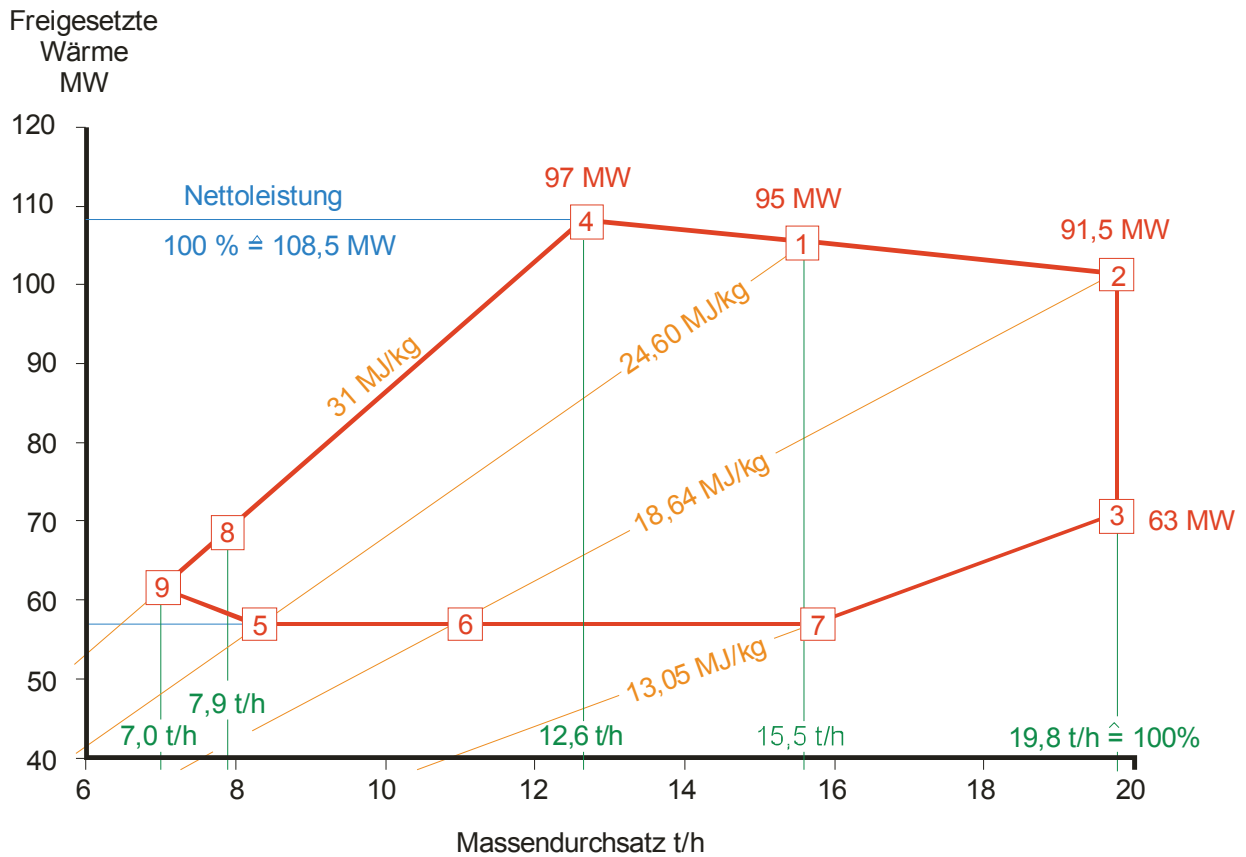
Von der Firma Noell KRC - heute Fisia Babcock - wurde 1997 das Fernheizwerk Igelsta, Södertälje, Schweden, von Kohle und Schweröl auf EBS-Verbrennung umgebaut.

Bei dem Umbau wurden eine moderne Feuerungsleistungsregelung nach dem ICCS-System mit Thermoelementen und ein wassergekühlter Rost installiert. Die unterstöchiometrische Verbrennung auf dem Rost wurde eingeführt.

Der Rost wird mit einer Luftzahl von 0,25 bis 0,5 bei einer Gesamtluftzahl von 1,55 bis 1,66 betrieben. Durch die unterstöchiometrische Prozessführung ist der Einsatz eines weiten Heizwertspektrums von 13 MJ/kg bis 31 MJ/kg möglich, wie das Feuerungsleistungsdiagramm in Bild 5 ausweist.

Trotz der unterstöchiometrischen Prozessführung konnte durch die ausgeprägte Ausbrandzone, ausgeführt mit einem Treppenrost, ein Ausbrand von < 3 Ma.-% Glühverlust gewährleistet werden. Wegen der hohen Betttemperaturen, möglich durch den wassergekühlten Rost, ist die Schlacke versintert, bei einigen Brennstoffen und Fahrweisen sogar geschmolzen.

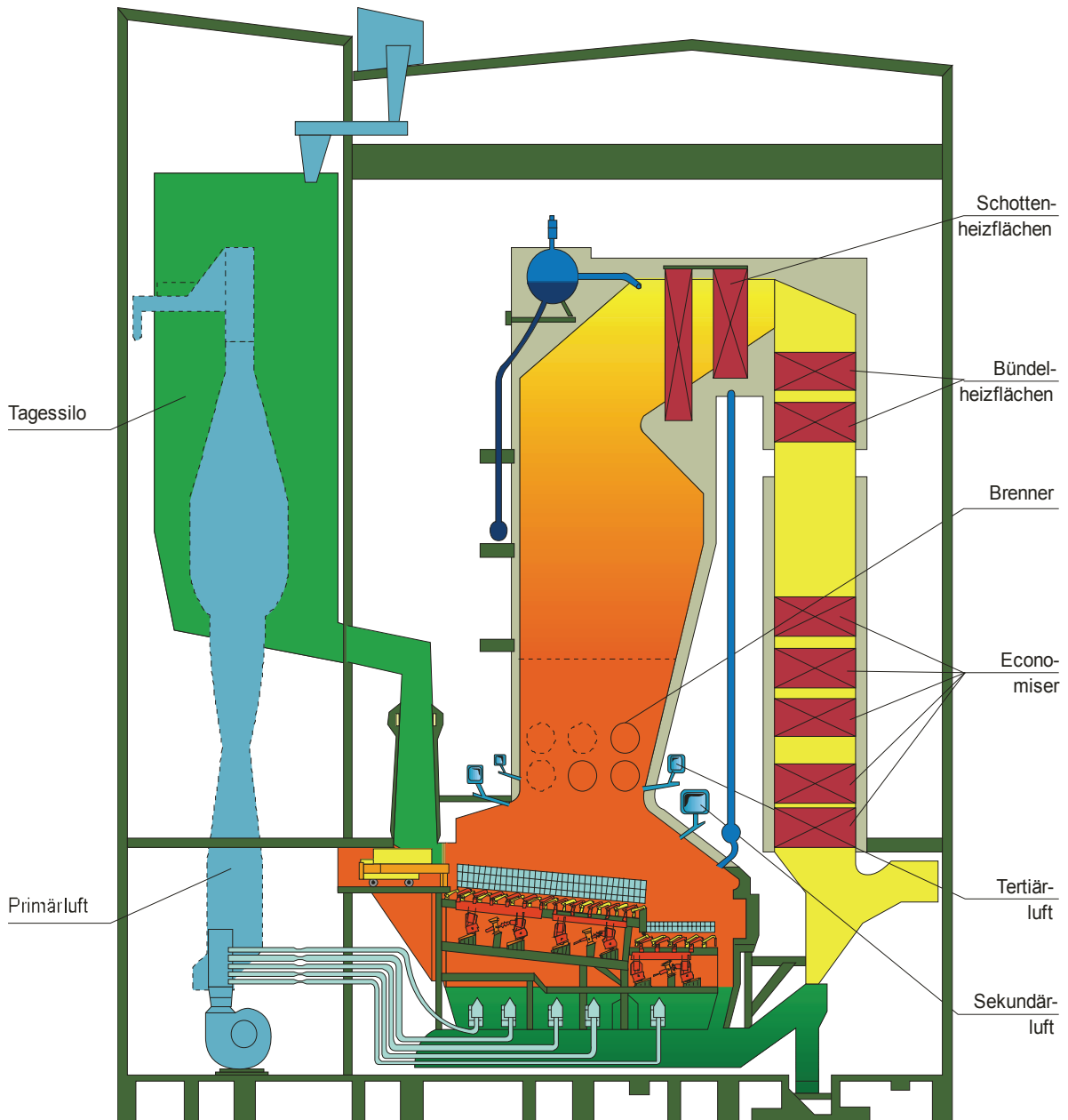
Es konnte gezeigt werden, dass die Prozessführung mit der unterstöchiometrischen Verbrennung auf dem Rost mit dem heutigen Stand der Technik in Rostfeuerungen durchführbar ist.



Quelle: Thomé, E.: *Energetische Verwertung von Ersatzbrennstoffen in einem umgebauten Kraftwerkskessel.*  
 In: Thomé-Kozmiensky (Hrsg.): *Ersatzbrennstoffe 2.* Neuruppin: TK-Verlag, 2002, S. 209-218

Bild 5: Feuerleistungsdiagramm im Fernheizwerk Igelsta, Södertälje, Schweden

Der Aufbau des Kessels ist aus Bild 6 ersichtlich.



Quelle: Thomé, E.: Energetische Verwertung von Ersatzbrennstoffen in einem umgebauten Kraftwerkskessel.  
In: Thomé-Kozmiensky (Hrsg.): Ersatzbrennstoffe 2. Neuruppin: TK-Verlag, 2002, S. 209-218

Bild 6: Kessel mit unterstöchiometrischer Verbrennung auf dem Rost, Fernheizwerk Igelsta, Södertälje, Schweden

### Vorschlag für ein optimiertes Feuerungskonzept

Unter Berücksichtigung der dargestellten Optimierungsmöglichkeiten, die mit einer unterstöchiometrischen Prozessführung erreichbar sind, wurde ein Gesamtkonzept mit den folgenden Zielen erarbeitet:

- a) Reduzierung des Gesamtluftüberschusses auf  $\lambda < 1,25$  und damit geringere Rauchgasmenge
- b) Reduzierung von Korrosion und Verschlackung bei erhöhten Dampfdrücken und damit erhöhten Verdampfungstemperaturen durch Vergleichmäßigung des Temperaturverlaufs im 1. Zug
- c) Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades durch die Maßnahmen a) und b)
- d) Flexibles Heizwertband bis zu einem Heizwert von 32.000 kJ/kg, analog ZWS-Verbrennungsanlagen
- e) Reduzierung der Flugstaubmenge
- f) Verbesserung der Schlackequalität (Ausbrand, Versinterung)
- g) Reduzierung der Rohgasemissionen
- h) Reduzierung der Betriebsmittel durch  $\text{NO}_x$ -arme Verbrennung

Die Konzeption ist beispielhaft aufgebaut aus den bekannten Verfahrenstechniken bzw. Komponenten:

- Kessel mit unterstöchiometrischer Verbrennung auf dem Rost entsprechend Fernheizwerk Igelsta, Södertälje, Schweden
- Keppel-Seghers-Prisma für die erste Stufenluftzugabe in der 1. Stufe der Nachverbrennung der Brenngase aus der unterstöchiometrischen Verbrennung auf dem Rost
- Tetratubes für die weitergehende Stufenluftzugabe
- Tetratubes oder ECOTUBE für die letzte Stufenluftzugabe mit gleichzeitiger Zugabe der Betriebsmittel für die Entstickung nach dem SNCR-Verfahren im Temperaturbereich 850 °C bis 950 °C
- optimierte Feuerungsleistungsregelung mit getrennter Regelung der Bereiche Rost und Nachverbrennung des Brenngases

In Bild 7 ist das optimierte Feuerungskonzept schematisch dargestellt.

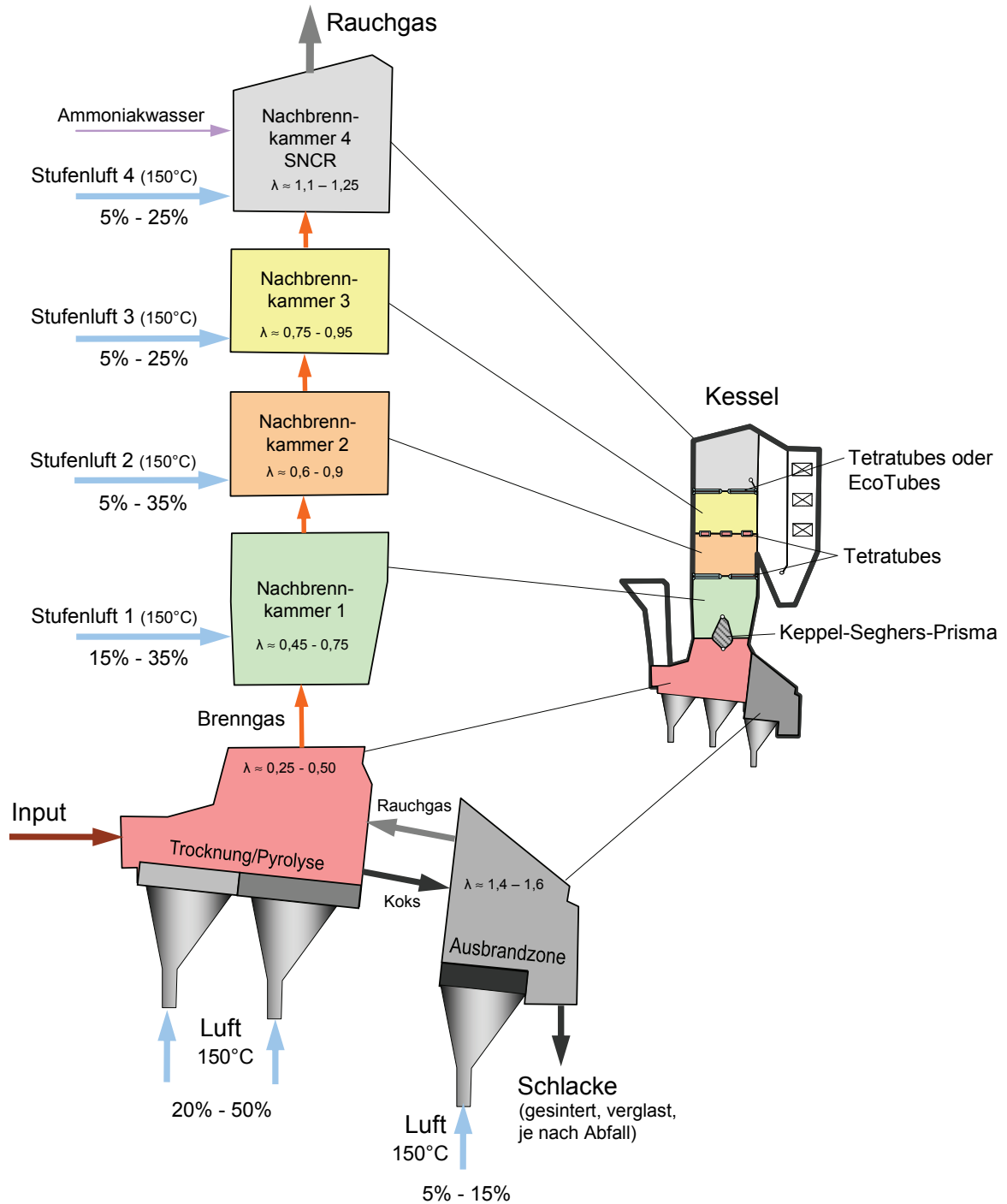


Bild 7: Optimiertes Feuerungskonzept, Luftstufung

Auf den ersten Blick erscheint die vielstufige Verbrennungsluftzugabe kompliziert. Grund für die vielstufige Luftzugabe ist die Einhaltung eines engen Temperaturfensters im ersten Zug auch bei hohen Abfallheizwerten. Bei einer Erhöhung der Dampfparameter auf z. B. 150 bar zur Optimierung des Wasser-Dampfkreislaufes bei externer Überhitzung siehe Kapitel 4 erhöht sich gleichfalls die Verdampfungstemperatur von ca. 250 °C um 100 K auf ca. 350 °C. Mit der erhöhten Verdampfungstemperatur muss bei gleichem Korrosionspotential entsprechend die mittlere Rauchgastemperatur auf < 900 °C bis 950 °C gesenkt werden. Gleichzei-

Die Temperatur muss für eine sichere Nachverbrennung eine Mindesttemperatur von 850 °C eingehalten werden. Idealerweise müsste eine Temperatur mit unendlicher Luftstufung wenig über 850 °C eingestellt werden. Dies ist anlagentechnisch nicht möglich. Die Anzahl der Luftstufungen ergibt sich daher aus dem Abfallheizwert, dem Dampfdruck, der Anlagengröße und dem Korrosionsschutzkonzept bzw. der geforderten Reisezeit und Verfügbarkeit der Anlage. Jede Luftzugabe in ein reduzierendes Gas führt zu einer Temperaturerhöhung, durch die Verdampferwände und Einbauten wird dem Brenngas bzw. Rauchgas Wärme entzogen und dies führt somit wieder zu einer Temperatursenkung. Je höher die Anzahl der Luftstufen, desto geringer sind die Temperaturabweichungen über die Kesselhöhe und desto geringer die Korrosion und Verschlackung.

Zum Verständnis des Erfordernisses der Luftstufung ist in Bild 8 idealisiert der prinzipielle Temperaturverlauf über die Kesselhöhe in Abhängigkeit der Luftstufen dargestellt.

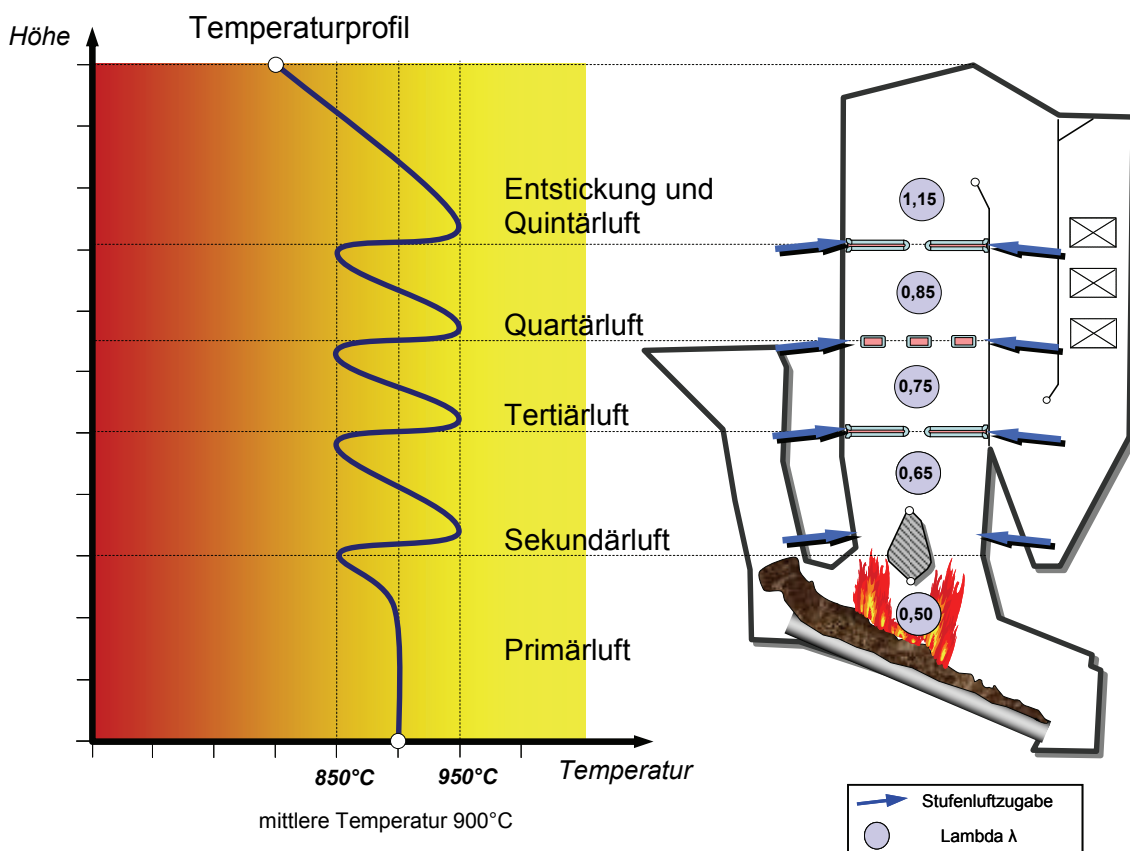


Bild 8: Prinzipieller, idealisierter Temperaturverlauf bei unterstöchiometrischer Verbrennung auf dem Rost und mehrfacher Luftstufung

### Genehmigungsfähigkeit des Konzeptes

Die 17. BImSchV, § 4 Feuerung, Absatz 2, schreibt die Einhaltung einer Verweilzeit nach der letzten Luftzugabe von mindestens 2 Sekunden bei 850 °C vor. Alternativ kann die Genehmigungsbehörde aber nach Absatz 3 die Einholung eines von der zuständigen Behörde anerkannten Gutachtens über die Gleichwertigkeit der Emissionen entsprechend den Verbrennungsbedingungen nach Absatz 2 oder eine messtechnische Überprüfung bei der Inbetrieb-

nahme fordern. In Deutschland sind bereits mehrere thermische Abfallbehandlungsanlagen nach 17. BImSchV, § 4 Feuerung, Absatz 3, genehmigt. Alle Anlagen, die mit dem System ECOTUBE ausgerüstet wurden, können konstruktionsbedingt die in der Richtlinie 2000/76/EG, Artikel 6 Absatz 1, genannten 2 Sekunden bei 850 °C nicht einhalten, sondern werden entsprechend derselben Richtlinie nach Artikel 6 Absatz 4 genehmigt. Diese Verfahrensführung wurde entsprechend der Referenzliste von ECOMB, dem Hersteller der ECOTUBE, in den Ländern Schweden, England, Holland, Frankreich und USA genehmigt.

Aufgrund der optimierten Verfahrensführung mit einer ausreichenden Verweilzeit im reduzierenden Milieu bei Luftzahlen  $< 0,75$  und Temperaturen  $> 850$  °C können sowohl das Brennstoff-NO<sub>x</sub> reduziert als auch die Precursoren bzw. Dioxin-Vorstufen, wie polychlorierte Biphenyle sicher zerstört werden.

### 3 Restwärmenutzung

Die Temperaturen nach Kesselende betragen bei den thermischen Abfallbehandlungsanlagen noch vor dem Jahr 2000 ca. 190 °C bis 230 °C, je nach Reisezeit bzw. Verschmutzungsgrad. Heute kann über die Auslegung der Wärmetauscher und eine Regelung von Eco und Speisewassertemperatur eine Rauchgastemperatur von  $< 180$  °C und sogar in einigen Anlagen sogar bis 135°C über die Reisezeit gewährleistet werden.

Neben der fühlbaren Wärme der Rauchgase steckt noch ein großes Potential in der Kondensationsenthalpie des enthaltenen Wasserdampfes. Durch Nutzung dieses Wärmeanteils kann der Kesselwirkungsgrad deutlich erhöht werden. Bei der Abkühlung der Rauchgase unter den Wasserdampftaupunkt wird der Brennwert der Brennstoffe nutzbar. Berechnet man einen Wirkungsgrad aus der Nutzung des Brennwertes und bezieht ihn auf die mit dem Heizwert eingebrachte Energie, so ergeben sich Werte über 100 %. Die Kondensationsenthalpie kann mit Hilfe eines Wärmetauschers zur Verbrennungsluftvorwärmung, für Wärmepumpen, Absorptionskälte- und -wärmemaschinen zur Speisewasservorwärmung oder zur Fernwärme- bzw. Nahwärmeauskopplung genutzt werden. Durch den geringen Schwefelanteil in Abfällen und eine entsprechenden Schaltung der Rauchgasreinigung werden die Säurekorrosionsprobleme begrenzt. Für die Wärmetauscher sind entsprechende korrosionsbeständige Materialien zu verwenden.

In Schweden wurden in den letzten Jahren mehrere thermische Abfallbehandlungsanlagen mit Rauchgaskondensation in Betrieb genommen, jedoch ohne Verbrennungsluftvorwärmung durch Rauchgas. Beispielhaft seien hier zwei Referenzen der Firma Von Roll INOVA in Schweden genannt, die als Rostfeuerung mit Hausmüll und Biomasse betrieben werden:

- Block 5, Heizwerk Uppsala/Schweden, eine Rostfeuerung zur Produktion von Fernwärme und Kälte wurde mit einer Feuerungswärmeleistung von 73 MW 2005 in Betrieb genommen. Der thermische Wirkungsgrad beträgt 102,3 %. Bei der Rauchgaskondensation mit Absorptionswärmepumpen werden die Rauchgase von 160 °C auf 35 °C abgekühlt und zur Entstickung und Entschwadung in der nassen Rauchgasrei-

nigung auf 180 °C wiederaufgeheizt und nach dem Katalysator wieder auf 70 °C abgekühlt. Es wird keine Frischluftvorwärmung mit Rauchgasen durchgeführt.

- Das Dáva Wärmekraftwerk Umeå/Schweden wurde mit einer Feuerungswärmeleistung von 66 MW im Jahr 2000 in Betrieb genommen. Der thermische Wirkungsgrad beträgt 99,5 %. Bei der Rauchgaskondensation mit zwei Wärmepumpen mit je 5,7 MW werden die Rauchgase auf < 45 °C abgekühlt.

Unter Berücksichtigung der vorliegenden Erfahrungen mit der Brennwertnutzung kann eine Erhöhung des Wirkungsgrades in Abfallverbrennungsanlagen durch die in Bild 9 angeführten Maßnahmen erreicht werden.

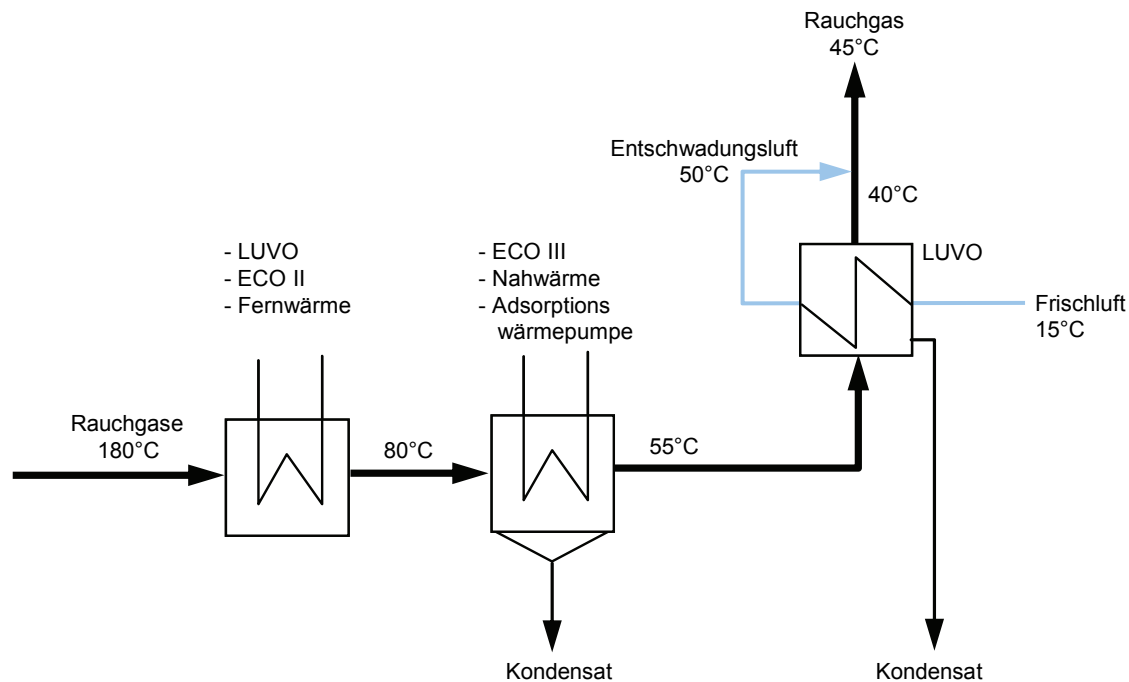


Bild 9: Restwärmenutzung mit Rauchgaskondensationsanlage

Allein durch eine Luftvorwärmung bei einer Optimierung der Luftzahl auf 1,15 bis 1,25 kann ein Kesselwirkungsgrad von 93 % bis 94 % erreicht werden.

#### 4 Erhöhung der Dampfparameter durch externe Dampfüberhitzung

Heute gibt es nur wenige MVA, bei denen höhere Dampfparameter, sei es durch interne Überhitzung mit Frischdampf oder externe Überhitzung mit einem zweiten Brennstoff, gefahren werden. Dies sind z. B.:

- MHKW Mannheim, MK4, mit 120 bar, 360 °C, externe Überhitzung auf 520 °C
- MHKW Mainz 40 bar, 400 °C externe Überhitzung über GuD Abhitzekessel auf 40 bar / 540 °C
- AVI Moerdijk, 100 bar, 400 °C, externe Überhitzung über GuD Abhitzekessel

- AVI Amsterdam, 130 bar, 440 °C, mit interner Zwischenüberhitzung mit Frischdampf von 14 bar/ 195 °C auf 14bar/320 °C

Wie bereits dargestellt, können bei der Planung und Erneuerung von Anlagen eine Reihe von Optimierungsmöglichkeiten berücksichtigt werden, die zu einer Verbesserung der Energienutzung bei der Abfallverbrennung beitragen. Im BiFuelCycle-Konzept werden sowohl die optimierten Verbrennungsbedingungen als auch die Möglichkeiten der verbesserten Wärmenutzung berücksichtigt.

### **Brennstoffauswahl für die externe Überhitzung**

Wesentlich bei der Entwicklung von BiFuelCycle ist die externe Überhitzung mit einem Edelbrennstoff analog dem Konzept Mannheim. Jedoch ist die Wahl des Brennstoffes, bezogen auf den dem Brennstoff inhärenten energetischen Wirkungsgrad in Vergleichsanlagen und bezogen auf den Brennstoffpreis bzw. die Preisentwicklung, zu berücksichtigen. Erdgas und Öl haben von allen Brennstoffen den höchsten Wirkungsgrad, die höchsten Brennstoffpreise und die höchsten erwarteten Preissteigerungen im Vergleich zu Steinkohle oder Braunkohle.

Vorteilhaft bei Erdgas und Öl sind jedoch die geringen Installationskosten der Anlagentechnik und der Infrastruktur sowie der geringe Strahlungsanteil bei der Verbrennung und die homogene Verbrennung, die zu einer gleichmäßigen Temperaturverteilung führt. Dies wirkt sich auf die Überhitzerwärmetauscher auch bei hohen Überhitzungstemperaturen positiv aus. Gegen eine Überhitzung mit Erdgas oder Öl sprechen jedoch die hohen adiabaten Verbrennungstemperaturen. Rauchgastemperaturen sollten für eine Überhitzung von über 520 °C bei über 120 bar möglichst 1.100 °C bei gering strahlenden Rauchgasen aus Materialgründen nicht überschreiten. Bei Erdgasfeuerungen als reiner Überhitzer muss konsequenterweise entweder eine Rauchgasrezirkulation oder eine Verdampfungskühlung durchgeführt werden, um die Luftzahl für Erdgas von 1,05 einzustellen. Eine Rauchgasrezirkulation ist aufwendig und reduziert durch den zusätzlichen elektrischen Eigenbedarf für die Gebläse den elektrischen Wirkungsgrad. Sie erhöht gleichzeitig die Kosten für den Überhitzer und die nachfolgenden Aggregate durch den erhöhten Rauchgasvolumenstrom. Die Ausführung des Feuerraums als Verdampfer ist kontraproduktiv, da der erzeugte Dampf ebenfalls überhitzt werden muss und damit der Erdgasverbrauch steigt. Eine erhöhte Luftzahl von 1,4 bis 1,8 bei der Erdgasverbrennung reduziert zwar die adiabaten Verbrennungstemperaturen soweit, dass eine Überhitzung möglich ist, jedoch verringert sich der Kesselwirkungsgrad durch die hohen Abwärmeverluste über das Rauchgas. Eine Abfallverbrennungsanlage produziert zudem Grundlaststrom, während mit Öl und Erdgas vorrangig Spitzenlaststrom produziert wird.

Zusammenfassend können die Brennstoffe Erdgas und Öl für die Überhitzung von Dampf aus Abfallverbrennungsanlagen aus folgenden Gründen als ungeeignet angesehen werden:

- hohe brennstoffinhärente elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 % netto
- hohe adiabate Verbrennungstemperaturen und geringe brennstoffinhärente Luftzahlen

- Brennstoff für Spitzenlaststrom aufgrund der geringen Installationskosten und Infrastrukturaufwendungen
- hohe Brennstoffkosten und erwartete Brennstoffpreissteigerungen

Die externe Überhitzung in einem vorhandenen Kraftwerk wurde in den o. g. Beispielen mit dem Brennstoff Erdgas durchgeführt. Die Verbindung einer neuen Abfallbehandlungsanlage mit einem bestehenden Kraftwerk gestaltet sich meist sehr schwierig, da die wärmetechnische Vertrimmung des Kraftwerks nicht immer die Flexibilität für eine zusätzliche Frischdampfüberhitzung zulässt. Es besteht daher nur die Möglichkeit zu einer kalten Zwischenüberhitzung, die jedoch nicht die thermodynamischen Randbedingungen der Wirkungsgradsteigerung bietet, die bei einer Frischdampfüberhitzung mit Zwischenüberhitzung gegeben wären.

Für die Überhitzung sollten daher feste Brennstoffe betrachtet werden, die einen geringen brennstoffinhärenten elektrischen Netto-Wirkungsgrad aufweisen und für Grundlaststrom eingesetzt werden.

Bei Feststoff-Feuerungen sollten aufgrund der hohen Strahlungsanteile des Rauchgases, z. B. bei Kohlefeuerungen, die Rauchgastemperaturen vor den Überhitzerwärmetauschern möglichst  $< 950 \text{ }^\circ\text{C}$ , abhängig von den Dampfparametern, gewählt werden.

### **Entwicklung eines geeigneten Überhitzers**

Die Entwicklungsaufgabe bestand darin, eine geeignete Technologie für einen auf die Abfallverbrennungsanlage angepassten reinen Überhitzer für feste Brennstoffe zu entwickeln, der trotz einer hohen adiabaten Temperatur bei geringen Luftzahlen von ca. 1,15 keinen Verdampfer benötigt.

Diese Aufgabe kann mit einer ZWS-Verbrennung mit ausgemauertem Reaktor gelöst werden. Die Wärmeauskopplung erfolgt über den Fließbettkühler (FBK), ausgeführt als Frischdampfüberhitzer und teilweise Zwischenüberhitzer. Durch eine Luftvorwärmung auf  $350 \text{ }^\circ\text{C}$  bis  $400 \text{ }^\circ\text{C}$  über einen LUVO wird die Adiabatemperatur weiter erhöht und der Energieanteil, der über den FBK ausgekoppelt werden muss, auf 75 % der gesamten auskoppelbaren Wärme maximiert. Der Wärmeübergang Feststoff zu Dampf ist im FBK über 4-mal so hoch wie Rauchgas zu Dampf im Abhitzeüberhitzer. Die Verteilung der Wärmeauskopplung und der Wärmetauscherfläche sowie der generelle Aufbau des ZWS-Überhitzers ist aus Bild 10 zu entnehmen.

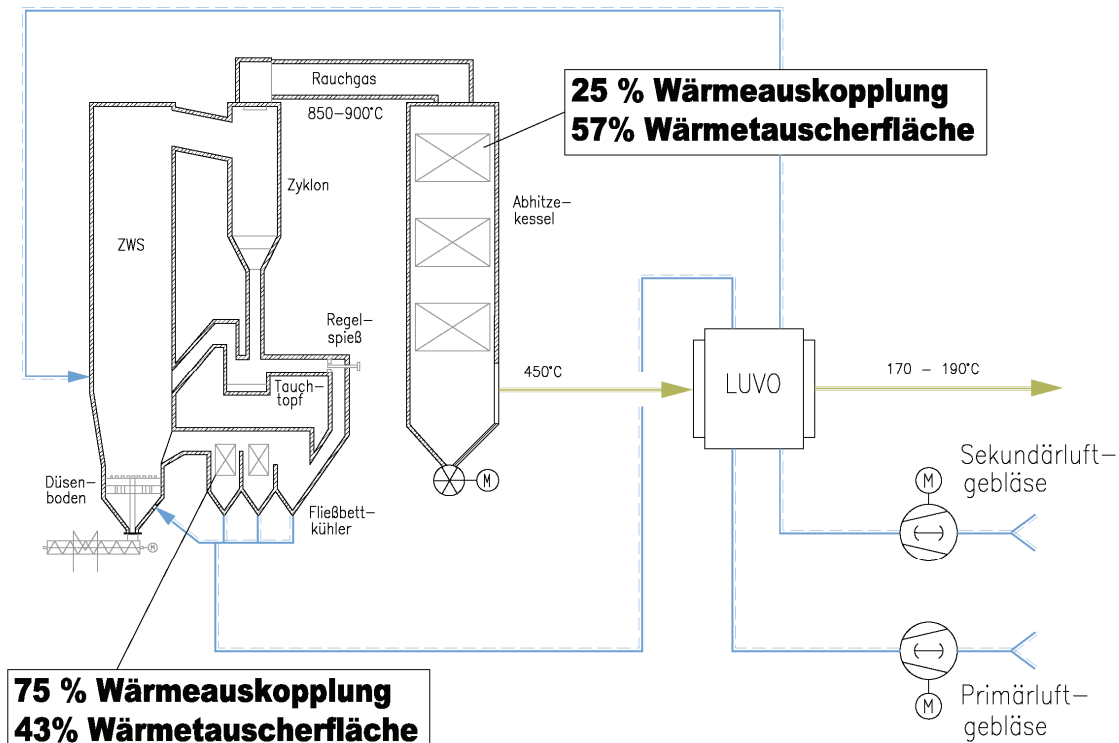


Bild 10: Externer Überhitzer für feste Brennstoffe

### Auslegung Wasser-Dampf-Kreislauf BiFuelCycle

Durch die externe Überhitzung sind die Grenzen für die wählbaren Dampfparameter Druck und Temperatur neu zu definieren. Die genannten Beispiele für MVA mit höheren Dampfparametern hatten bereits die durch den Standort vorgegebenen Dampfparameter. Für das BiFuelCycle-Verfahren (BFC-Verfahren) ergeben sich die wählbaren Dampfparameter aus:

- dem maximal zulässigen Dampfdruck in der thermischen Abfallverbrennungsanlage, hier genannt Ersatzbrennstoff-Verwertungs-Anlage (EVA), begrenzt durch:
  - Korrosionspotential des Ersatzbrennstoffes
  - Art der Prozessführung der Feuerung
  - korrosionsmindernde Sekundärmaßnahmen
- den am Markt verfügbaren Dampfturbinen, abhängig von der Anlagengröße

Ausgehend von einer Prozessführung mit einer unterstöchiometrischen Verbrennung auf einem Rost mit mehrfacher Luftstufung und korrosionsmindernden Maßnahmen nach dem Stand der Technik, wie Cladding, hinterlüftete Platten, thermisches Spritzen etc. und den Erfahrungen mit höheren Dampfparametern in MVA können Dampfdrücke bis 180 bar und eine Verdampfungstemperatur von 357 °C gewählt werden. Die Drücke sollten jedoch so gewählt werden, dass noch ein Naturumlauf möglich ist, dies ist bei Dampfdrücken an der Turbine von 150 bar gesichert. Berücksichtigt man die Druckverluste von Kessel und externem Überhitzer von ca. 10 % des Turbinendruckes, ergeben sich ca. 165 bar Dampfstromdruck, ein Naturumlauf kann unter diesen Bedingungen beibehalten werden.

Turbinen sind jedoch für kleinere Anlagen bis 50 MW el. zurzeit nur bis zu den Frischdampfparametern 120 bar/540 °C mit Zwischenüberhitzung erhältlich. Für größere Anlagen sind

auch Turbinen mit den Frischdampfparametern 150 bar/580 °C und darüber verfügbar. Die Dampfparameter werden bei BiFuelCycle nicht mehr durch die Anlagentechnik der Dampferzeugung, sondern durch die Turbinentechnik und die Größe der Turbine begrenzt. In Bild 11 ist das TS-Diagramm für das BFC-Verfahren mit den Dampfparametern 150 bar/540 °C mit Zwischenüberhitzung aufgetragen.

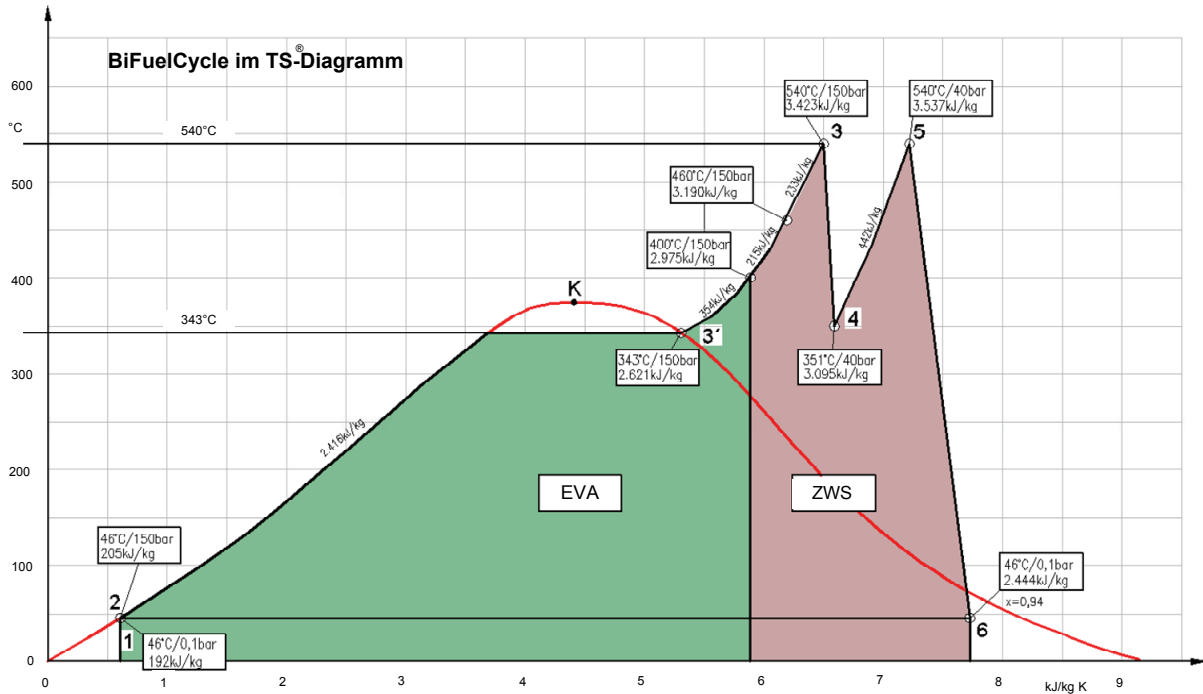


Bild 11: BiFuelCycle im TS-Diagramm

Da eine reine Verdampfung in der EVA technisch nicht möglich ist, geht man beim BFC-Verfahren davon aus, dass 10 % der Gesamtenergie zur Teilüberhitzung verwendet werden, wobei jedoch eine maximale Überhitzungstemperatur von 380 °C bis 400 °C aus korrosionstechnischen Gründen nicht überschritten wird. Die Energieverteilung ist dem Bild 12 zu entnehmen.

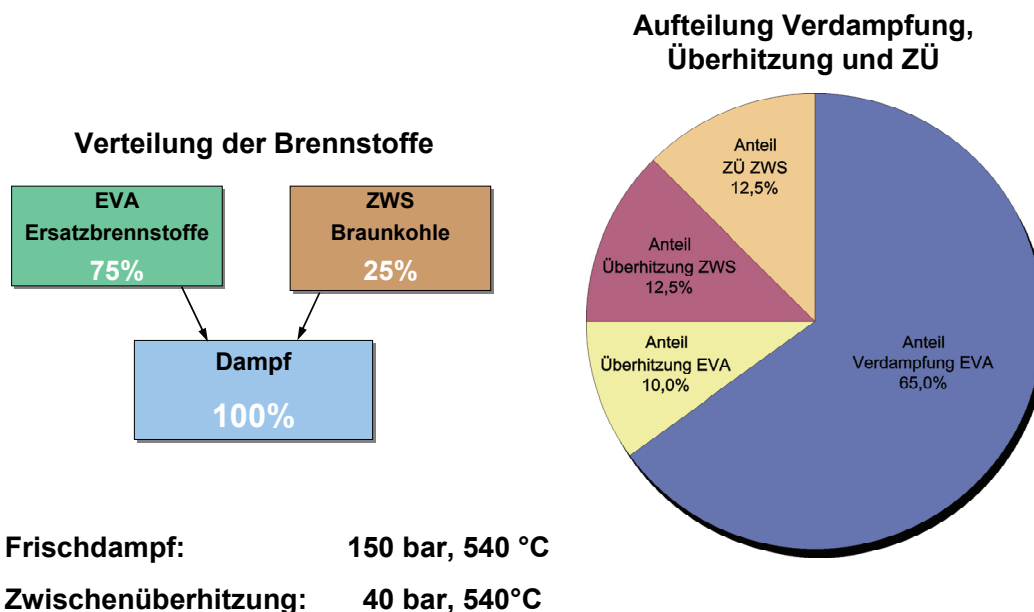


Bild 12: Aufteilung Verdampfung, Überhitzung und ZÜ

Bei der gewählten Anlagenschaltung ergibt sich die in Bild 12 dargestellte Verteilung der Brennstoffe Ersatzbrennstoff für die EVA und Wirbelschichtbraunkohle für den ZWS-Überhitzer.

Die BiFuelCycle-Anlage setzt sich aus einer Haupt- und einer Nebenanlage zusammen, welche über eine wärmetechnische Verschaltung miteinander gekoppelt sind. Das Ziel der Hauptanlage ist es, einen leicht überhitzten Satttdampf bei einem hohen Dampfdruck (120 bar bis 150 bar) zu erzeugen, der zur Überhitzung an die Nebenanlage übergeben wird. In Bild 13 ist die BiFuelCycle-Anlage mit dem bereits in Kapitel 2 (Seite 9) erläuterten optimierten Feuerungskonzept einer unterstöchiometrischen Verbrennung auf dem Rost mit mehrfacher Luftstufung und einer optimierten Luftvorwärmung mit Rauchgaskondensation über eine Nahwärmeauskopplung dargestellt.

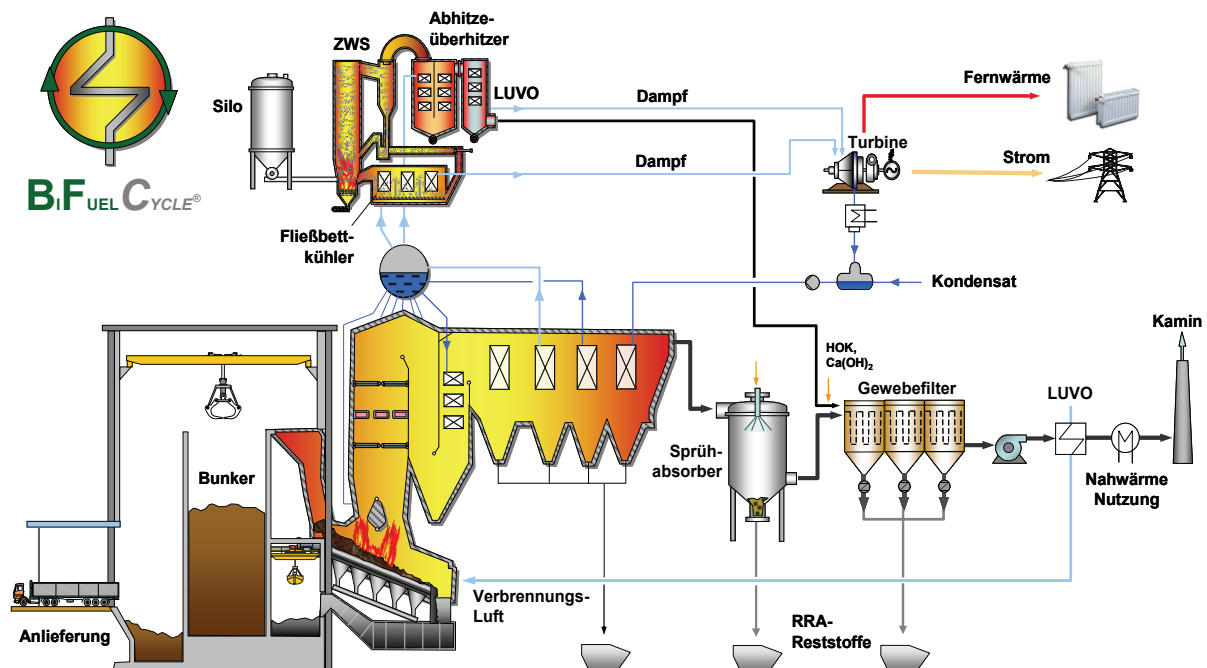


Bild 13: Verfahrensschema BiFuelCycle mit Keppel-Seghers-Prisma und Tetratubes (NEM), alternativ für die letzte Stufenluftzugabe ECOTUBE

In der Nebenanlage, ausgeführt als ZWS-Überhitzer, kann Steinkohle oder Braunkohle, je nach Standortgegebenheiten, eingesetzt werden. Die Kombination von Haupt- und Nebenanlage mit unterschiedlichen Brennstoffen (BiFuelCycle) erfolgt über die Dampferzeuger-Trommel. Bei dem BiFuelCycle-Verfahren ist mindestens eine Zwischenüberhitzung zur Wirkungsgradverbesserung sinnvoll.



*Bild 14: Integration ZWS-Verbrennung in ein Ersatzbrennstoffkraftwerk mit 100 MW Feuerungswärmeleistung gesamt*

### **Vorgehen bei Berechnung der Wirkungsgrade**

Zur Beurteilung der Wirkungsgradverbesserung durch das BFC-Verfahren wurde der Standardanlage mit 40 bar, 400 °C und einem Kesselwirkungsgrad von 83 % die BiFuelCycle-Anlage mit einem Kesselwirkungsgrad von 93,5 % entsprechend Kapitel 3 Restwärmenutzung und den Dampfparametern 150 bar/540 °C, einer einfachen Zwischenüberhitzung sowie zwei Kondensatvorwärmern und einer Speisewasservorwärmung gegenübergestellt. Die Berechnung der Varianten erfolgte mit der Software KPRO® (Kreislaufberechnungsprogramm) der Fa. Fichtner, mit dem auch die Prozessoptimierung der AVI Amsterdam durchgeführt wurde. KPRO ist ein Programmsystem zur Simulation thermodynamischer Vorgänge im Kraftwerk und enthält alle notwendigen Werkzeuge zur Entscheidungsfindung bei der Anlagenoptimierung.

In Bild 15 ist der Wirkungsgrad einer Standardanlage als Vergleichsanlage und in Bild 16 die BiFuelCycle-Anlage berechnet. Für die Standardanlage berechnet sich ein elektrischer Bruttowirkungsgrad von 26,1 %. Abzüglich des Eigenbedarfs ergibt sich ein elektrischer Nettowirkungsgrad von 23 % bis 24 %. Für die BiFuelCycle-Anlage ergibt sich ein elektrischer Bruttowirkungsgrad von 39,2 % abzüglich des Eigenbedarfs ein elektrischer Nettowirkungsgrad von 37 %. Zum Vergleich wurde bei der heute modernsten thermischen Abfallbehandlungsanlage AVI-Amsterdam ein elektrischer Nettowirkungsgrad von 30 % berechnet, wobei von einem Kondensationsdruck von 0,03 bar ausgegangen wurde, während der hier vorliegenden Berechnung für BiFuelCycle ein Kondensationsdruck von 0,05 bar zugrunde liegt.

Bei einem Kondensationsdruck von 0,03 bar würde sich der Wirkungsgrad von BiFuelCycle noch um ca. einen Prozentpunkt erhöhen. Die geringere Kondensattemperatur würde dann die Möglichkeit zur Restwärmenutzung mit Rauchgaskondensation nach dem LUVO bieten, wodurch sich der Wirkungsgrad um 0,5 Prozentpunkte bis 0,7 Prozentpunkte erhöhen würde. Für einen Idealstandort wie AVI Amsterdam könnte mit der BiFuelCycle-Anlage ein elektrischer Nettowirkungsgrad von 39 % erreicht werden.

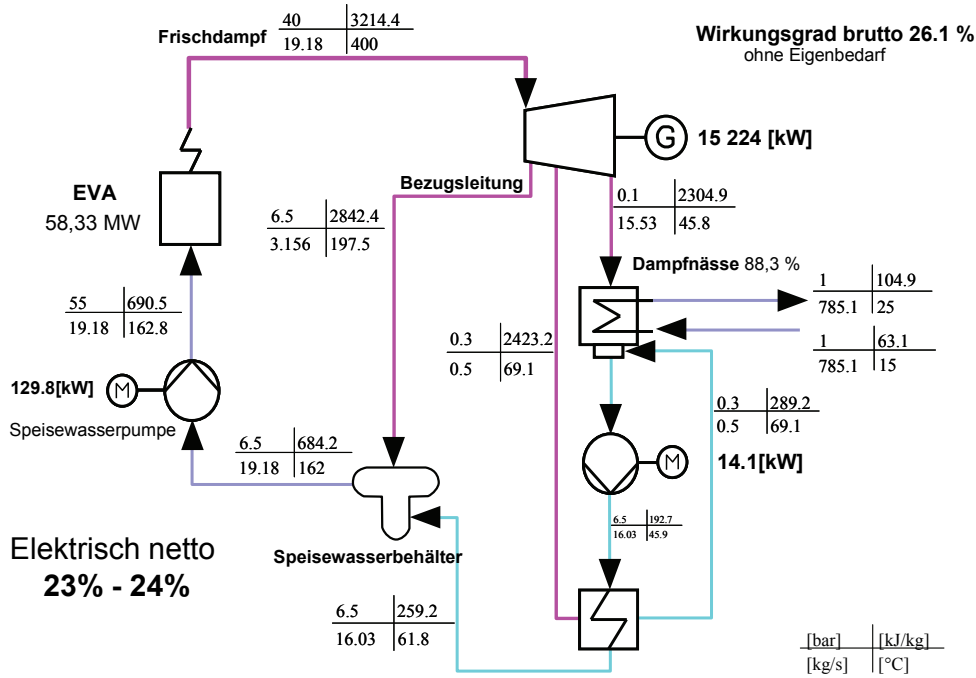


Bild 15: KPRO Schaltung Standardanlage

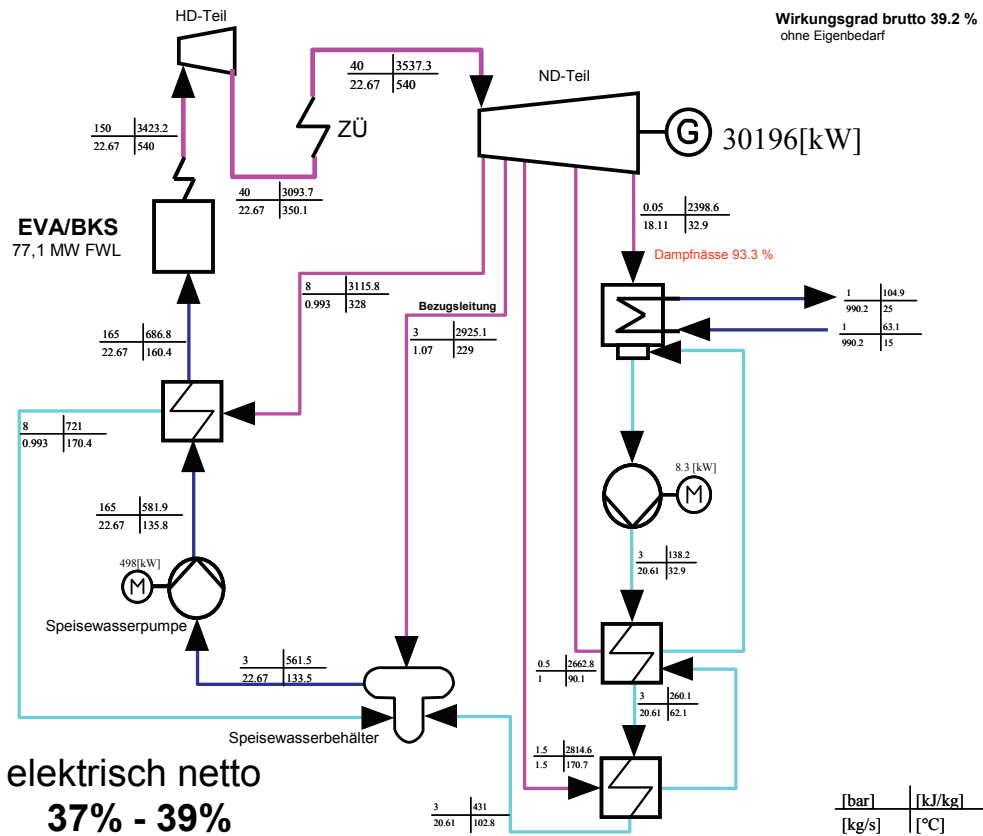


Bild 16: KPRO Schaltung BiFuelCycle-Anlage

Der elektrische Nettowirkungsgrad der BiFuelCycle-Anlage bezieht sich auf den gesamten Brennstoffinput. Für einen Vergleich des Wirkungsgrades bezogen auf den Abfall muss der brennstoffinhärente Wirkungsgrad von Braunkohle in einem modernen Braunkohlekraftwerk berücksichtigt werden. In Bild 17 ist daher ein elektrischer Nettowirkungsgrad von 43 %

angenommen worden, es ergibt sich somit ein auf die Abfallverbrennung bezogener Nettowirkungsgrad elektrisch von 35 %. Für einen Idealstandort wie bei der AVI Amsterdam würde sich sogar ein Nettowirkungsgrad elektrisch, bezogen auf die Abfallverbrennung, von 37 % ergeben. Für den Brennstoff Erdgas zur Überhitzung würde sich bei einem brennstoffinhärenten elektrischen Nettowirkungsgrad von 63 % für ein modernes erdgasbetriebenes GuD-Kraftwerk, ein auf den Abfall bezogener elektrischer Nettowirkungsgrad von 28 % bis 30 % ergeben. Die Wahl des Brennstoffs zur Überhitzung ist maßgeblich für die Energieeffizienz der Abfallverbrennung.

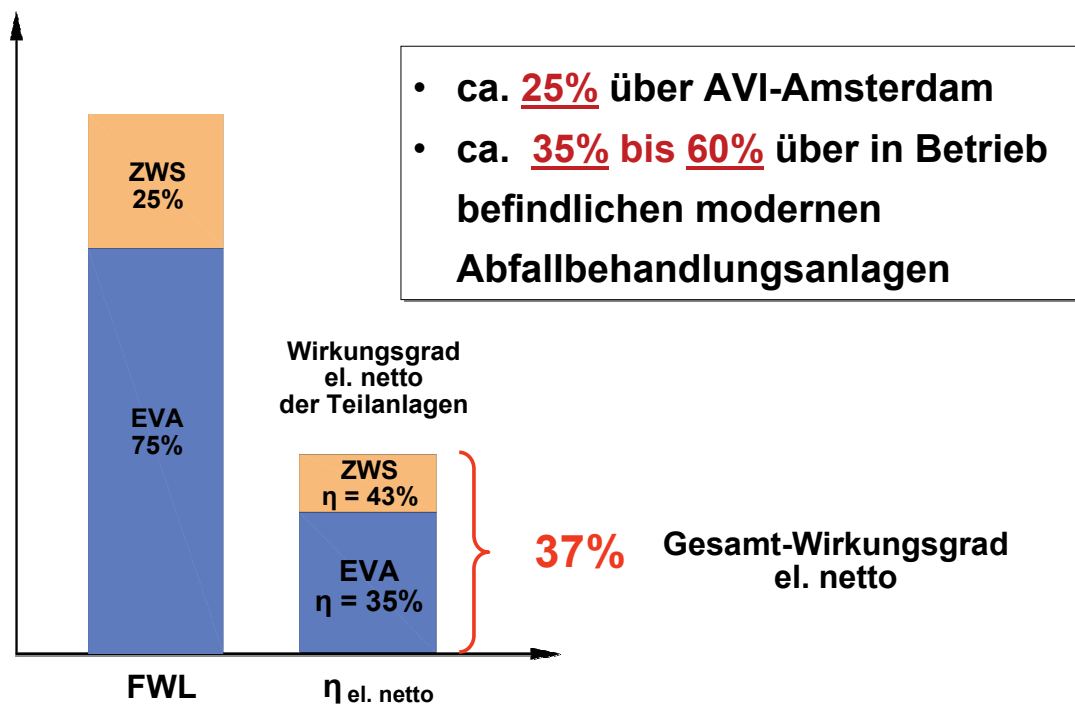


Bild 17: Energieverteilung

Der für die BiFuelCycle-Anlage berechnete Wirkungsgrad liegt ca. 25 % über dem für AVI Amsterdam berechneten Wirkungsgrad und 35 % bis 60 % über dem Wirkungsgrad bereits in Betrieb befindlicher moderner Abfallbehandlungsanlagen.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Beitrag wird nachgewiesen, dass durch angepasste Prozessführung und Anlagenschaltung der am Markt verfügbaren Technologien eine wesentliche Erhöhung der Energieeffizienz von Abfallverbrennungsanlagen möglich ist.

Eine Prozessführung mit unterstöchiometrischer Verbrennung auf dem Rost mit Nachverbrennung des Brenngases in einer mehrfachen Luftstufung kann nicht nur die Luftzahl auf  $< 1,25$  senken, sondern auch die Emissionen erheblich reduzieren und den elektrischen Eigenbedarf sowie die Korrosion minimieren. Zudem wird durch die Prozessführung eine Restwärmenutzung der Rauchgase durch Verbrennungsluftvorwärmung und die Erweiterung des

Brennstoffbandes von zur Zeit max. 18.000 kJ/kg für konventionelle Rostfeuerungsanlagen auf 32.000 kJ/kg erst ermöglicht.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass durch eine optimale Anlagenschaltung mit externer Überhitzung nach dem BiFuelCycle-Verfahren in Verbindung mit der optimierten Prozessführung die Energieeffizienz von Abfallbehandlungsanlagen um 30 % bis 60 % erhöht werden kann.

Diese Möglichkeiten sind jedoch in starkem Maß von der Bereitschaft der Betreiber, Technologielieferanten und Politiker abhängig, den mit der AVI Amsterdam und anderen Anlagen begonnenen Weg hin zu einem energieeffizienteren Umgang mit den „Urban Resources“ weiter zu beschreiten. Bei den genannten Möglichkeiten zur externen Überhitzung sind nicht nur die Technologielieferanten für die Dampferzeugung, sondern vor allem die Turbinenhersteller gefordert, auch im unteren Leistungsbereich < 50 MWel hocheffiziente Turbinen mit hohen Dampfparametern und mehrfacher Kondensat- und Speisewasservorwärmung zu entwickeln.