

BEITRAG THERMISCHER ABFALLBEHANDLUNGSANLAGEN ZUR ENERGIEWENDE



Berlin, 9. Februar 2017

Fabian Huneke
Carlos Perez Linkenheil
Thorsten Lenck
Marie-Louise Heddrich
Kapitel 1, 2 und 4 unter Mitarbeit von Martin Treder

Im Auftrag:



*Interessengemeinschaft der
Thermischen Abfallbehandlungsanlagen
in Deutschland e.V.*

INHALTSVERZEICHNIS

| | |
|---|----|
| Zusammenfassung..... | 1 |
| 1. Einleitung..... | 6 |
| 1.1. Ziel der Studie..... | 6 |
| 1.2. Thermische Abfallbehandlungsanlagen an der Schnittstelle zum Energiemarkt..... | 7 |
| 1.2.1. Einführung in die Abfallwirtschaft..... | 7 |
| 1.2.2. Thermische Behandlung von Abfällen | 10 |
| 1.2.3. Energiewirtschaftliche Bedeutung der TAB..... | 15 |
| 1.2.4. Stellung der TAB im Kontext der Erneuerbaren-Energien-Anlagen..... | 22 |
| 1.2.5. Marktentwicklung..... | 26 |
| 2. Wärmemarkt | 28 |
| 3. Aktuelle Entwicklungen im Strommarkt | 31 |
| 3.1. Strommärkte für die TAB..... | 31 |
| 3.1.1. Strommarkt – Termin- und Spotmärkte | 31 |
| 3.1.2. Regelleistungsmarkt und sonstige Systemdienstleistungen | 34 |
| 3.1.3. Grünstrom – Herkunftsnachweise | 36 |
| 3.1.4. Emissionsrechtehandel..... | 39 |
| 3.2. Chancen und Risiken in diesen Märkten für TAB-Anlagen im status quo..... | 40 |
| 4. Stellenwert der TAB unter Umweltgesichtspunkten..... | 42 |
| 4.1. Klimarelevanz der TAB..... | 42 |
| 4.2. Schadstoff-Emissionen..... | 48 |
| 4.3. Spezifische energiebezogene Emissionen..... | 51 |
| 5. Entwicklung der TAB-Anlagen bis 2030..... | 53 |
| 5.1.1. Beschreibung des künftigen Marktumfelds der TAB-Anlagen..... | 53 |
| 5.1.2. Fundamentale Modellierung der TAB-Anlagen bis 2030..... | 53 |
| 5.1.3. Gegenseitige Beeinflussung der TAB-Anlagen und des Strommarkts | 57 |

| | |
|--|----|
| 5.1.4. Flexibilisierung zur Förderung der Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien ... | 59 |
| 5.1.5. CO ₂ -Einsparung der TAB-Anlagen..... | 63 |
| 6. Hemmnisse und Maßnahmenkatalog..... | 65 |
| 6.1. Stärkung der TAB in der Sektorenkopplung Strom – Wärme (KWK) | 65 |
| 6.2. Markterfordernisse für weitere Flexibilisierung in der Stromerzeugung | 66 |
| 6.3. Sonstige Hemmnisse und Maßnahmen | 67 |
| 7. Fazit und Handlungsempfehlungen | 68 |
| Quellenverzeichnis..... | 69 |
| Anhang..... | 72 |
| Kurzportrait Energy Brainpool..... | 73 |

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Verwertungsquoten der wichtigsten Abfallarten | 9 |
| Abbildung 2: Thermisch behandelte Abfallmengen 2014 in Mio. Tonnen nach Abfallaufkommen, in Summe 51,1 Mio. Tonnen, davon 81 % klassifiziert als energetische Verwertung | 11 |
| Abbildung 3: Prinzipskizze einer TAB-Anlage | 12 |
| Abbildung 4: Standorte der ITAD Mitgliedsanlagen 2016 | 16 |
| Abbildung 5: Anlagenanzahl und Kapazität (Abfalldurchsatz) in 2016 | 17 |
| Abbildung 6: Energetische Jahresbilanz Energiemengen und Abfallinput bei TAB _i | 17 |
| Abbildung 7: Elektrische Nettoleistung von TAB-Anlagen nach Abfallkapazität, die mit einem Kreuz markierten Anlagen haben keine Fernwärmeauskopplung..... | 19 |
| Abbildung 8: Elektrische Nettoleistung von TAB-Anlagen nach dem Jahr der Inbetriebnahme des letzten KW-Blocks | 20 |
| Abbildung 9: Kapazitätzubau und Anzahl der Verbrennungslinien, nach trend:research (2014). | 21 |
| Abbildung 10: Anzahl von TAB-Anlagen mit Abfall als Hauptenergieträger nach Art der Zuführung, Daten nach Bundesnetzagentur (2015)..... | 22 |
| Abbildung 11: Größte Erneuerbare-Energien-Anlagen in NRW (nach installierter Leistung) | 23 |

| | |
|---|----|
| Abbildung 12: Installierte elektrische Nettoleistung von steuerbaren, thermischen Kraftwerken mit teilweise oder vollständigen erneuerbaren Energien als Brennstoff | 24 |
| Abbildung 13: Bruttostromerzeugung mit teilweise oder vollständig erneuerbaren Energien als Brennstoff, Daten nach AGEE-Stat 2016, *) mit 50 Prozent angenommen | 26 |
| Abbildung 14: Durchschnittliches Monatsprofil des Stromexports von TAB-Anlagen, ermittelt auf Basis von Daten von acht Anlagen über das Jahr 2015; die Glättung erfolgte über einen Centered Moving Average..... | 32 |
| Abbildung 15: Schematische Darstellung der Regelleistungsarten..... | 36 |
| Abbildung 16: Teilnahme von TAB-Anlagen am Markt für Herkunftsnachweise 2014, laut Umfrage unter ITAD-Mitgliedsanlagen | 37 |
| Abbildung 17: Bilanz der CO ₂ -äquivalenten Emissionen der bei ITAD vertretenen Anlagen, nach Daten von ITAD (2015), getrennte Erfassung der Substitution in Wärme/Prozessdampf erst seit 2013 (s. Exkurs – oben)..... | 45 |
| Abbildung 18: Treibhausgasemissionen der Bruttostromproduktion der TAB aus fossilem Abfall | 47 |
| Abbildung 19: Tatsächliche, durchschnittliche und höchstens erlaubte Emissionen von rund 190 Linien der TAB _i nach einer ITAD-Erhebung als Jahresmittelwerte 2014 und 2015..... | 49 |
| Abbildung 20: Verhältnis der JMW von 190 Linien TAB _i zum Grenzwert (z. B.: Der Jahresmittelwert der NO _x -Emissionen lag bei 48,7 % des erlaubten Grenzwertes) | 50 |
| Abbildung 21: Energiespezifische Emissionen von verschiedenen Luftschadstoffen..... | 52 |
| Abbildung 22: Technologiescharfe Stromerzeugung 2030 als Ergebnis einer fundamentalen Energiemarktsimulation mit Power2Sim | 53 |
| Abbildung 23: Funktionsprinzip des europäischen Energiemarktmodells Power2Sim | 54 |
| Abbildung 24: Installierte Kraftwerksleistung in Deutschland nach dem "Reference-Scenario" der „EU Energy, Transport and GHG Emissions“ Trends to 2050“ (2013) | 55 |
| Abbildung 25: Jährliche Bruttostromerzeugung in Deutschland nach fundamentaler Modellierung bis 2030..... | 55 |
| Abbildung 26: Einordnung der TAB-Anlagen in der Merit-Order..... | 56 |
| Abbildung 27: Auswirkung der Stromeinspeisung der TAB-Anlagen auf den Großhandelsstrompreis | 57 |
| Abbildung 28: Stromerzeugung der TAB-Anlagen zu negativen Preisen..... | 58 |

| | |
|---|----|
| Abbildung 29: Verluste, die den TAB-Anlagen durch die Einspeisung bei negativen Preisen entstehen. | 59 |
| Abbildung 30: Ergebnis einer Flexibilitätsuntersuchung an der MVR Müllverwertung Rügenberger Damm bei Hamburg | 60 |
| Abbildung 31: Flexibilitätsparameter der Beispielanlage..... | 61 |
| Abbildung 32: Fahrweisen einer TAB-Anlage ohne Flexibilität ("nicht optimiert") und strompreisgetriebenen Fahrweise unter Annahme einer Grundflexibilität ("optimiert")..... | 62 |
| Abbildung 33: Potenzielle Erlössteigerung einer Beispielanlage bei teilweiser Flexibilisierung der Stromproduktion (rote Kurve) und bei zusätzlichem Vermeiden eines Stromverkaufs zu negativen Preisen (graue Kurve) | 62 |
| Abbildung 34: Vergleich der CO ₂ -Emissionen des deutschen Kraftwerkparks in einem Szenario mit und einem ohne TAB-Anlagen..... | 64 |
| Abbildung 35: Querschnitt durch die MVA Bonn..... | 72 |

ZUSAMMENFASSUNG

Der Fokus der Energiewende in Deutschland liegt bisher auf der Steigerung des Anteils fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie und geht mit einem Rückgang des Anteils steuerbarer Stromerzeugung einher. Die klimafreundliche Stromerzeugung gewinnt somit zunehmend an Bedeutung. Diese Entwicklung ist für Thermische Abfallbehandlungsanlagen (TAB-Anlagen) mit Chancen und Risiken verbunden. So ist auf der einen Seite die Erlössituation aus dem Stromverkauf gesunken. Des Weiteren ist eine weiterzunehmende Anzahl sehr niedriger und negativer Strompreise zu erwarten. Auf der anderen Seite bieten sich durch die Struktur der Energieerzeugung bei TAB aber auch Chancen, z. B. durch Flexibilisierung und Verschiebung von Lasten (anderweitige Nutzung des Stroms), durch Sektorkopplung sowie diverse Systemdienstleistungen für das Stromnetz. Darüber hinaus leisten TAB-Anlagen durch einen sehr hohen Anteil umwelt- und klimafreundlicher Energiebereitstellung einen Beitrag zur nachhaltigen Energiemarktentwicklung.

In diesem Spannungsfeld hat die Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V. (ITAD) Energy Brainpool beauftragt, die wesentlichen Aspekte dieser Entwicklung für den Strommarkt zu beleuchten.

Die fast 80 Mitgliedsanlagen der ITAD repräsentieren über 90 % der thermischen Entsorgungskapazität für Siedlungs- und Gewerbeabfälle in Deutschland – aus rund 23 Mio. t Abfall pro Jahr werden rund 10 TWh Strom produziert und rund 20 TWh Wärme (Fernwärme bzw. Prozessdampf) exportiert. Im Durchschnitt haben die TAB 2,5 Linien, die durch die hohen Laststunden der einzelnen Linien (i. d. R. über 8.000 h im Jahr) Betriebszeiten der gesamten Anlage häufig von bis zu 8.760 h ergeben.

Da im Mittel 50 % des Brennstoffs biologisch abbaubarer Abfall ist, gelten auch 50 % der von der TAB produzierten Energie als erneuerbar (TAB mit Stromerzeugung gelten als EEG-Anlagen, allerdings ohne Vergütungsanspruch). Außerdem wird die Energie aus TAB-Anlagen zu 100 % als klimafreundlich bezeichnet, da die CO₂-Emissionen fossiler Abfallbestandteile analog der Methode zur Bestimmung des Product Carbon Footprint den Produkten zugeordnet werden. Aufgrund der installierten elektrischen Leistung der Anlagen zählen TAB-Anlagen zu den größten Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die TAB haben gemeinsam mit den biogenen Festbrennstoffen die zweitgrößte Anlagenkapazität bezogen auf ihre installierte elektrische Leistung. Rund 1/5 der steuerbaren Bioenergie wird durch TAB bereitgestellt. Würde die gleiche erneuerbare

Strommenge der TAB (also 5 Mio. MWh) durch geförderte Biomasseanlagen bereitgestellt, würde dies das EEG-Umlagekonto mit zusätzlich ca. 740 Mio. EUR belasten.

Die Bereitstellung erneuerbarer und klimaneutraler Wärme aus TAB ist integraler Bestandteil der Sektorkopplung und Wärmewende, jedoch ist sie nicht der Fokus dieser Studie. In einer Folgeuntersuchung sollte sowohl der Primärenergie- als auch der CO₂-Faktor von verschiedenen Technologien untersucht werden. Auch die Abhängigkeit des Erfolgs der Wärmewende von der Verfügbarkeit sowohl klimaneutralen Brennstoffs als auch geeigneter Infrastruktur wie Wärmenetze sollte beleuchtet werden.

ITAD und viele einzelne Mitgliedsanlagen haben Energy Brainpool zahlreichen Datensätze zur Verfügung gestellt, um den Stellenwert der TAB im Strommarkt abzubilden. So konnten einige interessante Charakteristika anhand realer Anlagendaten herausgearbeitet werden, die Kernergebnisse sollen im Folgenden vorgestellt werden.

Die durch Abfall erzeugte Energie in Form von Strom und Wärme substituiert fossile Energieträger. Zudem werden durch die Rückgewinnung von Metallen aus den Schlacken Ressourcen und Energie eingespart. Die Energieerzeugung ist aus Sicht der Kreislaufwirtschaft ein für die Umwelt wertvolles „Abfallprodukt“ der Entsorgungsaufgabe – vielfach wird sie deshalb als „So-wieso-Energie“ bezeichnet. Somit ist sowohl der biogene als auch der fossile Energieanteil „klimafreundlich“, analog der Methode zur Bestimmung des Product Carbon Footprint und der Abwärmennutzung. Über das „Thermo-Recycling“ (Energienutzung und Metallrecycling) werden so insgesamt etwa 15 Mio. t Treibhausgase (CO₂-äquivalenten) substituiert. Die den Stoffströmen zugeordneten Treibhausgasemissionen betragen momentan etwa 9 Mio. t, sodass sich auch in einer Nettobetrachtung eine Emissionsminderung in der Höhe von 6 Mio. t ergibt.

Erstmalig wurde durch eine Strommarktmodellierung nachgewiesen, dass durch die Stromerzeugung der TAB weniger Strom in inländischen Kohle- und Gaskraftwerken erzeugt wird. Im Jahr 2016 vermeiden die TAB-Anlagen so über 4 Mio. t Treibhausgase allein in inländischen Kraftwerken. Auch wenn in der nächsten Phase der Energiewende die deutschen CO₂-Emissionen der gesamten Stromerzeugung vor allem durch einen Rückgang der Erzeugung der Kohlekraft geringer werden, bleibt der nationale, emissionsmindernde Effekt der TAB-Anlagen ab 2022 bei 3,5 Mio. t relativ konstant.

Rechnet man die Treibhausgasemissionen aus der Abfallverbrennung voll der TAB-Stromerzeugung zu, liegt ihr Anteil an den Gesamtemissionen derzeit bei 4 %. Tendenziell wird dieser prozentuale Anteil weiter steigen (derzeit rund 4 %), da zunehmend Strom aus erneuerbaren statt fossilen Energien eingespeist werden. Wie hoch die Steigerungsrate ausfällt, ist der-

zeit nicht quantifizierbar, da er unter anderem von unbekanntem Faktoren, wie der Dekarbonisierung der Kunststoffherzeugung abhängt.

Es wurden die spezifischen Emissionen für fünf Schadstoffe (Schadstoffmenge/Energieeinheit) von Kohlekraftwerken, dem durchschnittlichen Strom-Mix und der TAB verglichen. Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass die Schadstoffbelastung durch die Energieerzeugung aus TAB in allen fünf Schadstoffkategorien signifikant geringer ist.

Als weiteres Bewertungskriterium für die Umweltauswirkungen der TAB wurde der Einfluss auf den Verbrauch von Landschaftsfläche bewertet. Die Beispielrechnung zeigt, dass in Deutschland pro Jahr mehr als 450 ha Deponierungsfläche eingespart wird (mehr als die Hälfte der Fläche von Berlin). Diese Fläche wäre notwendig, um den Siedlungsabfall abzulagern. Zwar ist es seit 2005 in Deutschland verboten, unvorbehandelten Siedlungsabfall zu deponieren, dennoch spielt diese Abschätzung z. B. bei den Abfallimporten weiter eine Bedeutung.

Darüber wurde der Einfluss der TAB auf das Elektrizitätssystem untersucht. Die volkswirtschaftlichen Stromgestehungskosten werden aktuell um 0,40 EUR/MWh gemindert. Mit weniger konventioneller Grundlastherzeugung wird sich dieser Effekt bis zum Jahr 2030 mehr als verdreifachen. Die TAB haben im Elektrizitätssystem zudem systemdienliche Funktionen wie die dezentrale Stromeinspeisung in der Nähe von Ballungszentren. Der Vorteil für die Netzkosten und –stabilität ist durch die drohende Abschaffung des Systems der vermiedenen Netzentgelte jedoch behindert. In der Regelleistung können vor allem größere TAB-Anlagen in einem gewissen Leistungsband Flexibilität bei der Stromeinspeisung bereitstellen. Rund 25 TAB-Anlagen sind bisher zur Erbringung von Minutenreserve präqualifiziert, rund 10 weitere Anlagen planen dies. Darüber hinaus befinden sich einige Anlagen im Präqualifikationsprozess für Sekundärregelleistung.

Eine weitere zusätzliche Einnahmequelle ist der Handel mit Herkunftsnachweisen (HkN) – also Zertifikate für den biogen stämmigen Strom („Grünstrom“). Bei rund 2/3 der bei ITAD vertretenen TAB-Anlagen werden HkNs gutachterlich zertifiziert. Die Nachfrage und die Erlössituation sind derzeit jedoch noch sehr gering. Durch die Einführung des „Regionalstroms“ (nach EEG 2017) könnte eine Belebung des Handels stattfinden. Möchte ein Stromvertrieb über den EEG-Anteil hinaus Regionalstrom kennzeichnen, benötigt er HkNs aus „regionalem Grünstrom“, z. B. aus zertifizierten TAB.

Für die Strommarktsimulation werden die TAB-Anlagen mit negativen Grenzkosten modelliert, da sie Abfall-geführt betrieben werden und sie die Stromproduktion in der Regel (noch) nicht an Strompreise anpassen. Dies stellt sie mit anderen sogenannten Must-run-Erzeugern gleich, die

ihre Stromproduktion ebenfalls nur bedingt anpassen können. Eine gewisse Flexibilität der Stromproduktion erkennt man an der Sektorkopplung zum Wärmesektor. Die TAB-Anlagen haben im Winter durchschnittlich 27 Prozent weniger Stromexport als im Sommer, obwohl der Abfall-Input annähernd konstant ist. Bei zukünftig sehr hohen Anteilen fluktuierender Einspeisung kann den TAB-Anlagen durch die prinzipielle Steuerbarkeit aber eine wichtigere Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität zukommen.

Durch die Zunahme von negativen Strompreisen werden von den rund 10.000 GWh Jahresstromerzeugung bis zu 875 GWh (2030) in Stunden erzeugt, in denen der Strompreis unterhalb von 0 EUR/MWh liegt. Aktuell liegen die Verluste nur bei wenigen Tausend Euro. Ab dem Jahr 2024 werden die Verluste jedoch signifikant steigen - ohne Flexibilisierung ist für alle TAB-Anlagen mit Kosten von rund 30 Millionen Euro im Jahr 2030 zu rechnen.

Flexibilität der Stromeinspeisung wird durch die Energiewende immer stärker nachgefragt. Hier bieten sich Chancen, am Markt teilzunehmen, wenn eine Anlage nicht voll ausgelastet ist bzw. eine ausreichende Sektorkopplung besteht (sinnvolle Nutzung des Stroms). Sollte der Strompreis unterdurchschnittlich sein, könnte eine Anlage dann beispielsweise 20 Prozent weniger Strom produzieren (dies wurde exemplarisch an einer realen TAB gezeigt). Die in diesen Zeiten nicht produzierten Strommengen könnten dann zu hochpreisigen Zeiten erzeugt werden. Der jährliche Mehrerlös könnte sich um 5,3 Prozent des Modell-Erlöses von 2016 steigern lassen. Ohne Vermarktung bei negativen Preisen würde sich dieser Wert um einen weiteren Prozentpunkt erhöhen. Eine Ausweitung der stündlichen Flexibilität von 20 Prozent auf 40 Prozent erhöht den Mehrerlös auf 11,4 Prozent. Eine Beispielrechnung an einer Modellanlage zeigt jedoch auch, wie preisunelastisch die Anlage gegenüber den Energieerlösen im Vergleich zu den Abfallpreisen ist. Der wirtschaftliche Erfolg für den Anlagenbetreiber hängt also auch in Zukunft stark von den Abfallmengen und -preisen ab, ohne positive Marktanreize für eine flexible Anlagenfahrweise könnte die technisch mögliche Flexibilisierung in vielen Fällen aus wirtschaftlichen Gründen ausbleiben. Bei gleichbleibend hoher TAB-Anlagenauslastung ist zudem der Spielraum für Flexibilität sehr gering, da der TAB zur Wahrung der Entsorgungssicherheit unter Vollauslastung kaum Spielraum für eine flexible Stromeinspeisung verbleibt. Eine maßgebliche Veränderung der Anlagenkapazität halten die Fachverbände ITAD und VKU derzeit übereinstimmend für unwahrscheinlich. Die Bedeutung der TAB für den Strommarkt wird steigen, wenn es gelingt, die Sektorkopplung auszubauen und Hemmnisse abzubauen.

Darüber hinaus haben die Berechnungen/Simulationen Klärungsbedarf bei der Berechnungsweise der spezifischen Emissionsfaktoren bzw. Vermeidungsfaktoren für energiebedingte Emissio-

nen ergeben: Durch den tatsächlich höheren Wirkungsgrad der TAB müsste auch der vom UBA angegebene spezifische Vermeidungsfaktor bei Strom und Fernwärme höher sein, als derzeit angegeben. Die Annahmen des Umweltbundesamtes über die Höhe der CO₂-Fracht des Siedlungsabfalls sollten in diesem Zusammenhang kritisch überprüft werden. Die in der Literatur gefundenen Werte liegen in der Größenordnung um 50 % niedriger. Ein Hintergrund könnte sein, dass die CO₂-Emissionen des biogenen Anteils des Abfalls mit berücksichtigt wurden. In jedem Fall besteht bei der Bewertung der Diskrepanz der Werte weiterer Klärungsbedarf.

1. EINLEITUNG

1.1. ZIEL DER STUDIE

Die Kreislaufwirtschaft und die Energiewirtschaft haben gemeinsame Ziele: Die Schonung natürlicher Ressourcen und der Schutz von Mensch und Umwelt definieren im Kreislaufwirtschaftsgesetz sowie Effizienz und Umweltverträglichkeit im Energiewirtschaftsgesetz die übergeordneten Ziele der Branchen. Der Thermischen Abfallbehandlung (TAB) kommt eine besondere Rolle zu, da sie die beiden Branchen verknüpft. Dabei bewegt sich die TAB im Spannungsfeld einer input-orientierten Abfallwirtschaft (Wie viele Tonnen Abfall werden entsorgt?) und output-orientierten Energiewirtschaft (Wie viel MWh Wärme und Strom werden produziert?). Um dieses Spannungsfeld näher zu untersuchen hat die Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V. (ITAD) Energy Brainpool mit dieser Studie beauftragt.

Die Energiewende prägt der Energiebranche einen fortwährenden Wandel auf, der den Betrieb der TAB-Anlagen stark beeinflusst. Preise und Preisstrukturen für Wärme und Strom, Anforderungen an eine steigende Energieeffizienz und möglichst klimaneutrale und schadstoffarme Energieumwandlung sind Beispiel für Treiber dieses Wandels. Getragen von diesen Entwicklungen verwertet die TAB Abfall immer effizienter und umweltschonender. In Zukunft könnte eine flexiblere Bereitstellung der energetischen TAB-Produktströme auch stärker die Integration fluktuierender erneuerbarer Energie ermöglichen. Es gibt jedoch auch Flexibilisierungshemmnisse: Unter den derzeitigen Voraussetzungen ist eine Flexibilisierung häufig mit einer Verringerung des Abfalldurchsatzes verbunden. Da die TAB derzeit im Vollastbetrieb arbeiten, um die Entsorgungssicherheit zu gewährleisten, ist eine Reduktion der Last und somit ein Teil der Flexibilisierung (höhere Stromproduktion) kaum möglich. Entscheidend ist aber die individuelle Situation der einzelnen Anlage vor Ort.

Ziel der Studie ist, diesen Beitrag heute und in der Zukunft zu beschreiben und zu quantifizieren, um daraus Hemmnisse und Lösungskonzepte zu erarbeiten. Hierzu wird in Kapitel 1.2 zunächst ausführlich auf die Abfallwirtschaft eingegangen. Dies soll dem besseren Verständnis für den Markt der thermischen Abfallbehandlung dienen, da es seitens der Energiewirtschaft häufig zu Missverständnissen über deren Leistungsfähigkeit und Betriebsprozesse kommt. Kapitel 0 bis 4 beschreiben die heutigen Energiemärkte der TAB und den Status Quo der Umweltauswirkungen. Dabei steht in dieser Studie der Strommarkt als Kernmarkt der Energiewende stark im

Fokus, auch wenn der Wärmemarkt für die TAB nach heutigem Stand von größerer wirtschaftlicher Bedeutung ist. In Kapitel 5 werden die Entwicklung der TAB bis 2030 im Strommarkt mit dem Fokus Flexibilität der Output-Ströme sowie die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen des Stromsektors in der Zukunft anhand einer fundamentalen Energiemarktmodellierung untersucht. In Kapitel 6 und 7 werden aus den Studienergebnissen Hemmnisse für die TAB abgeleitet und in einem Fazit zusammengefasst.

1.2. THERMISCHE ABFALLBEHANDLUNGSANLAGEN AN DER SCHNITTSTELLE ZUM ENERGIEMARKT

1.2.1. EINFÜHRUNG IN DIE ABFALLWIRTSCHAFT

In Deutschland werden rund 16 t Ressourcen pro Einwohner und Jahr verbraucht¹, davon fällt zeitversetzt ein Teil als Abfall (neben Luftemissionen und Abwasser) an. Langsam ist eine Entkopplung des Wirtschaftswachstums vom anfallenden Abfall erkennbar. Die Abfallwirtschaft hat sich insbesondere im letzten Jahrzehnt rasant entwickelt. Das erste bundesweite Gesetz, in dem erstmalig der Umgang mit Abfällen geregelt wurde, trat erst 1972 in Kraft – das Abfallgesetz. Seitdem ist die Abfallwirtschaft auf dem Weg hin zu einer Ressourcen- bzw. Kreislaufwirtschaft. Eine fünfstufige Abfallhierarchie ist EU-weit gültig und bildet so auch den Leitsatz für das Kreislaufwirtschaftsgesetz in Deutschland. Abfall soll in folgender Hierarchie behandelt werden:

1. Vermeidung,
2. Vorbereitung zur Wiederverwendung,
3. Recycling,
4. sonstige Verwertung, insbesondere energetische Verwertung und Verfüllung,
5. Beseitigung.

Bei der Entsorgung von Abfällen unterscheidet man zwischen „Verwertung“ und „Beseitigung“. Die klare Reihenfolge wird jedoch begleitet durch einen zweiten Leitsatz: Für jede Abfallart soll die für Mensch und Umwelt am besten schützende Verwertungsmethode ausgewählt werden, wobei diese Hierarchie in Hinblick auf Zumutbarkeit und unter Berücksichtigung einer Lebenszyklusanalyse relativiert wird.

Ein zentraler Baustein hierbei ist die thermische Behandlung von Abfällen, mit ihr werden folgende Ziele parallel verfolgt:

¹ Eurostat (2016).

- Hygienisierung des Abfalls,
- Minimierung des abzulagernden Abfallvolumens,
- Zerstörung von organischen Schadstoffen und Aufkonzentration der anorganischen Schadstoffe in den Rauchgasreinigungsprodukten,
- Minimierung der Schadstoffemissionen durch deutliche Unterschreitung der Grenzwerte der 17. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchV),
- Effiziente Nutzung der biogenen und fossilen Anteile im Abfall (ca. 50:50) durch Fernwärme-/Prozessdampfauskopplung bzw. Stromerzeugung (überwiegend als hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), somit ca. 50 % erneuerbare Energie,
- Beitrag zum Klimaschutz durch Substitution fossiler Energieträger,
- Beitrag zum Ressourcen- und Klimaschutz durch Rückgewinnung von Eisen und Nichteisenmetallen sowie Nutzung Schlacke als Baustoff.

Exkurs zur Verwertung von Abfällen: Die Verwertung von Abfällen kann man grob in drei Wege einteilen:

- 1) stoffliche Verwertung oder Recycling,
- 2) biologische Verwertung (aerobe [Kompostierung] oder anaerob [Vergärung] ggf. mit anschließender aerober Nachbehandlung),
- 3) thermische Verwertung mit Energienutzung entsprechend den R1-Kriterien (Leistungsindikator für die energetische Verwertung von Abfall in einer Anlage, die der Verbrennung von festen Siedlungsabfällen dient).

Seit Mitte 2005 dürfen in Deutschland keine unvorbehandelten Siedlungsabfälle mehr deponiert werden, daher ist der Anteil der Verwertung von 2005 zu 2006 sprunghaft gestiegen, wie auch Abbildung 1 zeigt. Insgesamt fielen 2013 in Deutschland rund 385,7 Mio. t an, 79 % wur-

den verwertet.

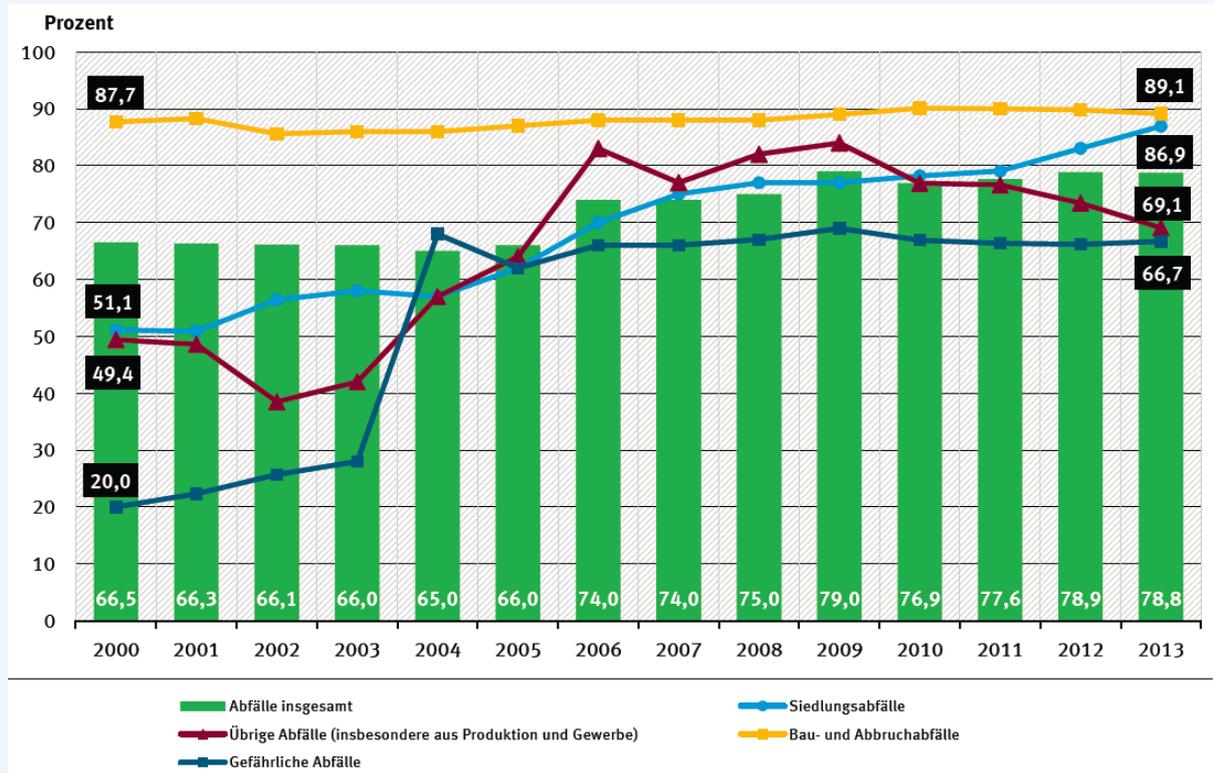


Abbildung 1: Verwertungsquoten der wichtigsten Abfallarten²

Eine detaillierte Aufstellung ist Tabelle 1 für 2014 zu entnehmen. Demnach sind von den rund 400,9 Mio. t (ca. 4,8 t je Einwohner und Jahr) rund 50 % inerte Abfälle (verteilt auf verschiedene Abfallgruppen), nur rund 13 % sind Siedlungsabfälle. Die Zahlenverhältnisse allein geben nur wenig Aufschluss über die praktische Bedeutung eines Abfalltyps, gerade das hohe Aufkommen von Bau- und Abbruchabfällen erschwert den Vergleich, da diese Abfallfraktion einen ganz anderen Stellenwert in der Kreislaufwirtschaft innehat. Eine wichtige Unterscheidung für TAB-Anlagen ist die in thermische Beseitigung und energetische Verwertung. Beim Siedlungsabfall ist die Energieeffizienz gemessen am R1-Wert maßgeblich.

² Umweltbundesamt (2015a).

Tabelle 1: Abfallaufkommen und Entsorgungswege

| Angabe in 1.000t für 2014 | Abfallauf- kommen insg. | Beseitigung | | Verwertung | | Quote in % | |
|---|-------------------------------|---------------|-----------------|-------------------|-----------------|-----------------|----------------|
| | | sonstige | Ther- mische | Energe- tische | Stoff- liche | Verwer- tung | Recy- cling |
| Abfälle aus Gewinnung und Behand- lung von Bodenschätzen | 30.172 | 30.028 | 1 | 5 | 138 | 0,5 | 0,5 |
| Bau- und Abbruchabfälle | 209.538 | 24.534 | 130 | 1.467 | 183.407 | 88,2 | 87,5 |
| Siedlungsabfälle insgesamt | 51.102 | 1.240 | 4.765 | 11.553 | 33.544 | 88,2 | 65,6 |
| <i>Hausmüll, hausmüllähnliche Gewer- beabfälle gemeinsam über die öffent- liche Müllabfuhr eingesammelt</i> | 14.179 | 873 | 3.699 | 7.311 | 2.296 | 67,8 | 16,2 |
| <i>Sperrmüll</i> | 2.475 | 61 | 250 | 806 | 1.357 | 87,4 | 54,8 |
| <i>Bioabfälle (ohne Kantinenabfälle)</i> | 9.919 | 3 | 1 | 281 | 9.633 | 99,9 | 97,1 |
| <i>getrennt gesammelte Fraktionen (Glas, PPK, LVP, etc.)</i> | 18.980 | 25 | 214 | 1.479 | 17.262 | 98,7 | 90,9 |
| <i>Sonstige Siedlungsabfälle (Straßen- kehricht etc.)</i> | 1.964 | 207 | 75 | 140 | 1.541 | 85,6 | 78,5 |
| <i>Hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, getrennt vom Hausmüll angeliefert oder eingesammelt</i> | 3.585 | 69 | 527 | 1.535 | 1.454 | 83,4 | 40,6 |
| Übrige Abfälle (insbesondere aus Produktion und Gewerbe) | 59.508 | 14.713 | 2.843 | 11.299 | 30.654 | 70,5 | 51,5 |
| Abfälle aus Abfallbehandlungsanlagen | 50.633 | 5.365 | 1.718 | 15.028 | 28.523 | 86,0 | 56,3 |
| Abfallaufkommen Insgesamt | 400.953 | 75.880 | 9.457 | 39.351 | 276.265 | 78,7 | 68,9 |

Dem Verhältnis aus Abfallaufkommen insgesamt und energetischer Verwertung und thermischer Beseitigung in Tabelle 1 ist zu entnehmen, dass die tatsächliche Bedeutung der thermischen Behandlung geringer ist, als es die öffentliche Diskussion darüber vermuten lässt. Der Anteil der Abfälle, die thermisch behandelt werden, liegt bei rund 12,5 Prozent. Die klassischen Siedlungsabfallverbrennungsanlagen (MVA) haben an der gesamten Entsorgungsstruktur nur einen Anteil von rund 5 Prozent.

1.2.2. THERMISCHE BEHANDLUNG VON ABFÄLLEN

Von insgesamt 51,1 Mio. Tonnen anfallendem Siedlungsabfall in 2014 wurden 16,3 Mio. Tonnen (32 Prozent) thermisch behandelt (thermische Beseitigung und energetische Verwertung). Darüber hinaus wurden vor allem Abfälle aus Abfallbehandlungsanlagen (16,7 Mio. Tonnen) sowie Gewerbe- und Produktionsabfälle (14,1 Mio. Tonnen) thermisch behandelt.

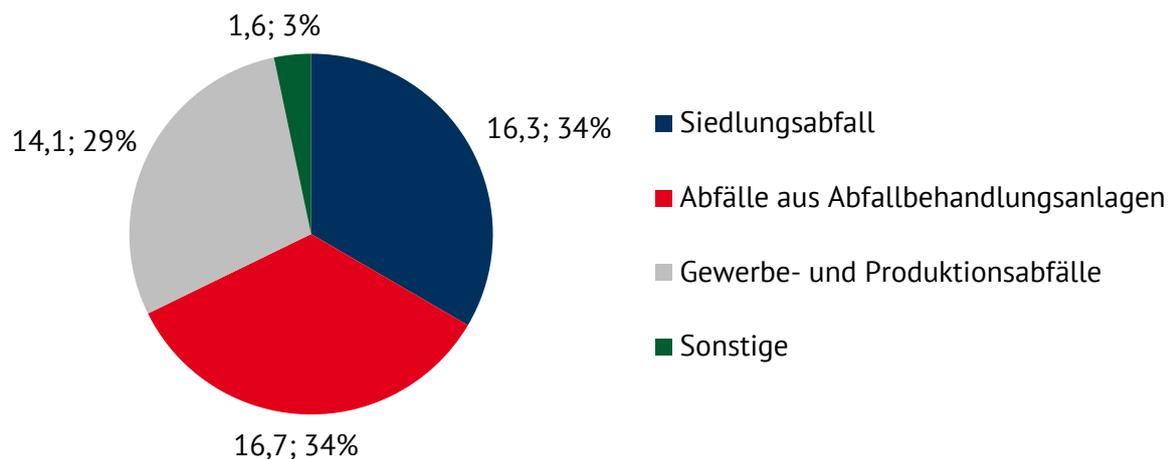


Abbildung 2: Thermisch behandelte Abfallmengen 2014³ in Mio. Tonnen nach Abfallaufkommen, in Summe 51,1 Mio. Tonnen, davon 81 % klassifiziert als energetische Verwertung

Rund 81 Prozent des thermisch behandelten Abfalls werden als energetisch verwertet klassifiziert. Das bedeutet für den Siedlungsabfall, dass der Abfall in TAB-Anlagen verbrannt wurde, welche nach dem R1-Kriterium⁴ als Verwertungsanlagen gelten.

Die Klassifizierung von TAB-Anlagen erfolgt in verschiedenen Veröffentlichungen nicht einheitlich. Eine technische Differenzierung kann erfolgen anhand verschiedener Kriterien:

- Mit- (z. B. in Zement- oder Kohlekraftwerken) oder Monoverbrennung (separate Anlage für spezifische Abfallarten),
- Art der eingesetzten Technik (z. B. Wirbelschicht- oder Rostfeuerung, Drehrohrofen),
- Art des Abfalls (z. B. Klärschlamm-, Biomasse-, Sonderabfallverbrennung).

Bei den Anlagen zur thermischen Behandlung von Siedlungs- und vergleichbaren Gewerbeabfällen wird häufig wie folgt unterschieden:

- Müllverbrennungsanlagen (MVA/MHKW – die Begriffe Müllheizkraftwerke, Siedlungsabfallverbrennungsanlage sind hier kohärent): Übersteigt die Energieeffizienz der thermischen Behandlung von Siedlungsabfällen den R1-Kennwert von 0,65 bzw. 0,6 für Altanlagen nach KrWG gilt sie als hochwertige energetische Verwertungsanlage (Verwerterstatus).
- Ersatzbrennstoffe-Kraftwerke (EBS-KW) – haben sich mit der Entwicklung der mechanischen Aufbereitungsanlagen (M(B)A) ab ca. 2004 etabliert, überwiegend an Industriestandorten zur direkten Energiebelieferung.

³ DESTATIS (2016).

⁴ Eine Energieeffizienzklassifizierung nach KrWG für TAB, die sich aus Abfallinput und Energieexport errechnet.

- Mitverbrennungsanlagen - Anlagen für die Energiebereitstellung (z. B. Kohlekraftwerke) oder die Produktion stofflicher Erzeugnisse in industriellen Hochtemperaturprozessen (z. B. Zementwerke), hierbei werden fossile Brennstoffe durch Abfälle substituiert oder wie bei den Zementwerken ein Teil der Inhaltsstoffe in den Zement eingebunden. Zwischen TAB- und Mitverbrennungsanlagen gibt es eine gewisse Schnittmenge an Abfällen. In der Regel müssen die siedlungsabfallstämmigen Abfälle zu Ersatzbrennstoffen (EBS) oder zu gütegesicherten Sekundärbrennstoffen (SBS) aufbereitet werden, um insbesondere eine Schadstoffentfrachtung, Heizwertanreicherung und eine gewisse Stückgröße zu erreichen. In der Mitverbrennung werden aber beispielsweise auch Klärschlämme eingesetzt, die teilweise einen niedrigeren Heizwert als Hausmüll haben.

Einerseits verbrennen zahlreiche EBS-KW mittlerweile auch niederkalorische bzw. unaufbereitete Abfälle, andererseits ist die Energieeffizienz und aufwendige Abfallaufbereitung vieler MVAs mit der vieler EBS-KW vergleichbar. Eine trennscharfe Abgrenzung ist so nicht für jede Anlage möglich. Da die gleichartige technische und die wirtschaftliche Betriebsweise eine kohärente Klassifizierung verhindert, spricht viel für eine gemeinsame Bezeichnung dieser Anlagen als TAB-Anlage. Die tatsächliche Anlagenkonfiguration einer TAB-Anlage ist Anlagen-individuell, das Grundprinzip Abbildung 3 repräsentiert jedoch sowohl MVAs als auch EBS-KW. Ein detailliertes Schnittbild ist im Anhang beigefügt.

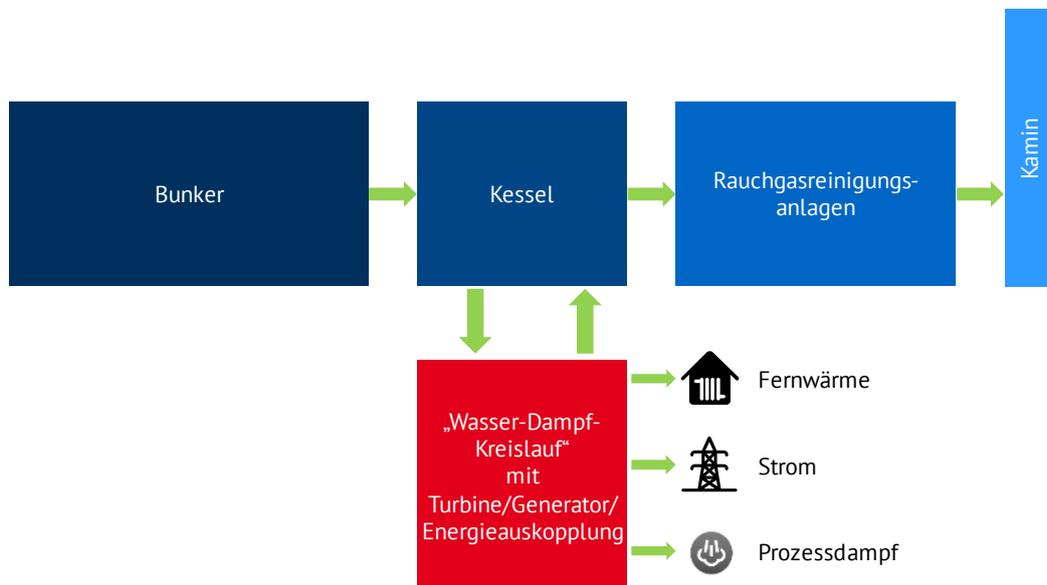


Abbildung 3: Prinzipskizze einer TAB-Anlage

Bei der Standortwahl einer TAB-Anlage spielt das regionale Abfallaufkommen und die politische Durchsetzbarkeit des Standortes die wesentliche Rolle. Mit steigenden Energiepreisen, Wettbewerbsdruck, technischen und politischen Entwicklungen gewann vor allem die Wärmeauskopp-

lung zunehmend an Bedeutung bei der Standortwahl und führt auch zu Modernisierungen der Anlagen. Heute spielen die Steigerung des Wärmeabsatzes und die Rahmenbedingungen des Fernwärmenetzes eine größere Rolle. Mit Hinsicht auf die vermiedenen Netzentgelte können auch Stromnetz-topologische Parameter Investitionsentscheidungen beeinflussen. Energieverbrauchsnahe Standorte sind heute politisch dank niedriger Schadstoffgrenzwerte leichter durchsetzbar als in der Vergangenheit.

Als KWK-Anlagen bieten die TAB-Anlagen an den jeweiligen Standorten eine gute Basis für die Sektorenkopplung, wie Tabelle 2 und Abbildung 4 zeigen sind die Anlagen zudem über Deutschland verteilt.

Tabelle 2: Anlagenbestand⁵ in den einzelnen Bundesländern⁶

| Bundesland Angaben 2013 (Desatis) | Thermische Abfallbehandlungsanlagen | | Feuerungsanlagen | | Summe | |
|--------------------------------------|-------------------------------------|-------------|------------------|-------------|------------|-------------|
| | Anzahl | Mio. t | Anzahl | Mio. t | Anzahl | Mio. t |
| Nordrhein-Westfalen | 49 | 7,91 | 184 | 3,44 | 233 | 11,35 |
| Bayern | 36 | 3,5 | 257 | 3,2 | 293 | 6,7 |
| Baden-Württemberg | 10 | 1,87 | 38 | 2,11 | 48 | 3,98 |
| Brandenburg | 5 | 0,1 | 23 | 3,88 | 28 | 3,97 |
| Hessen | 8 | 1,62 | 75 | 1,58 | 83 | 3,19 |
| Sachsen-Anhalt | 14 | 2,31 | 13 | 0,83 | 27 | 3,13 |
| Niedersachsen | 13 | 1,57 | 36 | 1,3 | 49 | 2,87 |
| Rheinland-Pfalz | 5 | 1,16 | 184 | 1,06 | 189 | 2,22 |
| Schleswig-Holstein | 6 | 0,69 | 8 | 0,82 | 14 | 1,52 |
| Thüringen | 4 | 0,33 | 12 | 1,17 | 16 | 1,5 |
| Hamburg | 5 | 1,16 | 3 | 0 | 8 | 1,16 |
| Mecklenburg-Vorpommern | 1 | 0,05 | 12 | 0,96 | 13 | 1,01 |
| Berlin | 2 | 0,72 | 5 | 0,24 | 7 | 0,96 |
| Sachsen | 4 | 0,27 | 8 | 0,55 | 12 | 0,83 |
| Saarland | 2 | 0 | 7 | 0 | 9 | 0 |
| Bremen | 3 | 0 | 2 | 0 | 5 | 0 |
| Deutschland | 167 | 24,8 | 705 | 21,3 | 872 | 46,1 |

Exkurs zur Definitionsvielfalt der TAB: Die Klassifizierung der Anlagen, in denen Abfall verbrannt bzw. thermisch genutzt wird, ist in Deutschland nicht einheitlich geregelt. Die Ursachen hierfür sind zum Teil technisch-rechtlicher Natur (Schnittstelle Energie- und Kreislaufwirtschaft) und liegen zum Teil auch am föderalen System. Die unterschiedlichsten Berichtspflichten, Statistiken und Betrachtungsweisen machen eine einheitliche Betrachtung derzeit unmöglich. Hier

⁵ siehe Exkurs zur Definitionsvielfalt der TAB

⁶ Destatis (2015).

sind z. B. folgende Institutionen beteiligt, die die Definitionen und Daten nicht aufeinander abgestimmt haben:

- Bundesnetzagentur (BNetzA)
- Landesstatistikbehörden und Destatis
- Landes- und Bundesministerien bzw. Behörden
- Arbeitsgemeinschaften zur Energiebilanzierung (AGEB und AGEE-Stat)
- Marktforschungsinstitute (Prognos, Ecoprog, Trendresearch etc.)
- Verbände (ITAD, VKU, BDE, BDEW etc.)

Destatis unterscheidet zwischen „Thermischer Beseitigung“ (Thermische Abfallbehandlung) und „Energetischer Verwertung“ (Feuerungsanlagen). Die Anlagen werden nach Destatis wie folgt definiert⁷:

Thermische Abfallbehandlungsanlagen

Anlagen zur teilweisen oder vollständigen Beseitigung von festen, flüssigen oder gasförmigen Stoffen oder Gegenständen durch Verbrennen (z. B. Abfallverbrennungsanlagen), Anlagen zur thermischen Zersetzung brennbarer fester oder flüssiger Stoffe unter Sauerstoffmangel (Pyrolyseanlagen) sowie Anlagen zur Rückgewinnung von einzelnen Bestandteilen aus festen Stoffen durch Verbrennen (z. B. Anlagen zur Veraschung von Leiterplatten). Hauptzweck der thermischen Abfallbehandlungsanlage ist die Beseitigung des Schadstoffpotenzials des Abfalls.

Feuerungsanlagen

Einrichtungen zur Erzeugung von Wärme durch Verbrennung von festen, flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen. Sie dienen zur Dampferzeugung oder Erwärmung von Wasser oder sonstigen Wärmeträgermedien. Zweck des Einsatzes von Abfällen in einer Feuerungsanlage ist deren Verwertung als Brennstoff oder zu anderen Zwecken.

Diese Unterscheidung ist nach Auffassung der ITAD aus verschiedenen Gründen nicht mehr zeitgemäß⁸ und in weiten Bereichen nicht nachvollziehbar. Die hohe Anlagenanzahl insbesondere an Heizwerken, die aus Tabelle 3 hervorgeht, ist schwer nachzuvollziehen, wird durch den geringen Abfallinput der großen Anlagenzahl jedoch auch relativiert. Auch die Anzahl von Ab-

⁷ Destatis (2015).

⁸ Die Definition der thermischen Verwertung im KrWG und große energetische Effizienzsteigerung widerspricht der Definition über den fraglichen Begriff des Hauptzwecks der Beseitigung des Schadstoffpotenzials Abfalls. Vgl. hierzu auch (Treder 2015).

fallverbrennungsanlagen ist laut Umweltbundesamt⁹ 66 anstelle von 89 und bei den EBS-KW 33 anstelle von 45.

Tabelle 3: Thermische Behandlung von Abfällen^{10 11}

| Anlagenarten (Abfalleinsatz 2014) | Anzahl | insgesamt | Input in Mio. t | | Davon gef. Abfälle |
|---|------------|---------------|------------------|---------------------------|-----------------------|
| | | | davon Ausland | Anteil Ausland in % | |
| Abfallverbrennungsanlage | 89 | 21,54 | 1,229 | 5,7 | |
| Klärschlammverbrennungsanlage | 19 | 1,945 | 0,047 | 2,4 | |
| Sonderabfallverbrennungsanlage | 31 | 1,304 | 0,182 | 14,0 | |
| Sonstige Anlagen zur therm. Abfallbehandlung (Pyrolyse etc.) | 22 | 0,515 | 0,105 | 20,4 | |
| Summe therm. Abfallbehandlungsanlagen | 161 | 25,304 | 1,563 | 6,2 | 2,424 |
| EBS-Kraftwerke | 39 | 4,457 | 0,305 | 6,8 | |
| Biomassekraftwerke | 121 | 8,428 | 0,664 | 7,9 | |
| Andere Kraftwerke (z.B. Kohlekraftwerk) | 45 | 3,14 | 0,158 | 5,0 | |
| Heizwerk (Wärmeerzeugung) | 401 | 1,447 | 0,036 | 2,5 | |
| Mitverbrennung (Zement-, Kalk-, Ziegel- oder Stahlwerk) | 81 | 4,039 | 0,308 | 7,6 | |
| Summe Feuerungsanlagen | 687 | 21,511 | 1,471 | 6,8 | 2,055 |
| Summe Thermik | 848 | 46,815 | 3,034 | 6,5 | 4,479 |

Während Destatis, wie aus Tabelle 3 ersichtlich, einen sehr weiten Begriff für Anlagen zur thermischen Abfallbehandlung oder Feuerungsanlagen hat, geht beispielsweise das Umweltbundesamt von etwa 100 Anlagen der Kategorie MVA oder EBS-Kraftwerke aus. ITAD hält die Aufteilung in Feuerungsanlagen und Thermische Abfallbehandlung bzw. EBS-Kraftwerke und Müllverbrennungsanlagen nicht für zweckmäßig.

1.2.3. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG DER TAB

Wie auf Seite 13 f dargestellt gibt es unterschiedliche Definitionen der TAB, in dieser Studie werden Abfallverbrennungsanlagen (etwa 66 Anlagen) und Ersatzbrennstoffkraftwerke (etwa 33 Anlagen) als TAB-Anlagen bezeichnet. Diese Definition eignet sich gerade, weil sie diejenigen Anlagen einschließt, die sowohl den Großteil des nichtrecycelten Siedlungs- und Gewerbeab-

⁹ Umweltbundesamt (2012).

¹⁰ Destatis (2015).

¹¹ gef. Abfälle: gefährliche Abfälle oder Sonderabfälle

falls verbrennen als auch für fast die gesamten energiewirtschaftlich relevanten Produktströme Wärme und Strom (in der Regel Kraft-Wärme-Kopplung) verantwortlich sind. Gemeinsam haben sie eine Kapazität von rund 25 Mio. Tonnen pro Jahr. (Die Kapazität einer TAB hängt auch wesentlich vom Heizwert des Abfalls ab. Es gilt folgende vereinfachte Regel: verdoppelt sich der Heizwert, reduziert sich die Kapazität um die Hälfte.) Andere Anlagen, in denen zum Teil geringste Mengen anderer Abfallfraktionen thermisch behandelt werden, sind in der Summe zahlreich, haben jedoch keine praktische Relevanz für die Energiewirtschaft.

Die Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e. V. (ITAD) vertritt 78 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von rund 23,5 Mio. t (Stand: 31.12.2015).



Abbildung 4: Standorte der ITAD Mitgliedsanlagen 2016

Somit bilden ITAD-Anlagen rund 80 % der Anzahl und rund 94 % der Anlagenkapazität ab.

Im Folgenden werden diese Daten, die sich auf Mitgliederbefragungen der ITAD berufen, über einen Index TAB_i kenntlich gemacht. Abbildung 5 veranschaulicht diese Definition zusammenfassend.

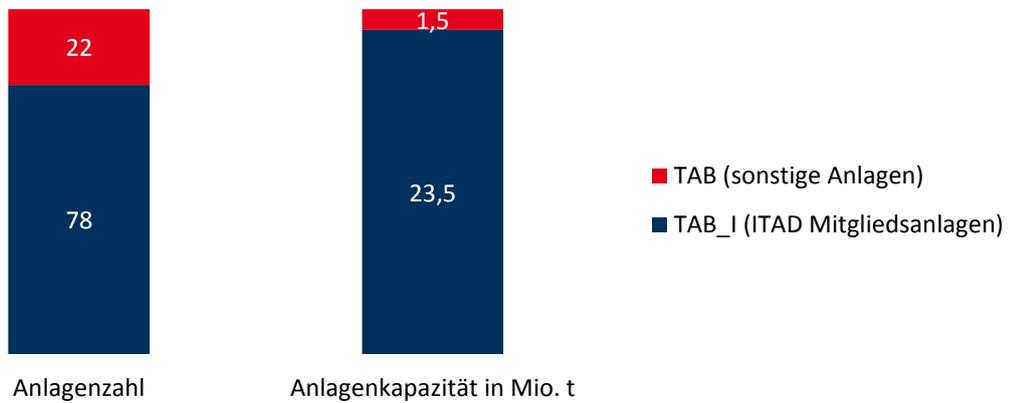


Abbildung 5: Anlagenanzahl und Kapazität (Abfalldurchsatz) in 2016

Welche Produktströme in welcher Größenordnung (TAB_i) auftreten beschreibt Abbildung 6. Die Energieexporte der Produkte Wärme, Prozessdampf und Strom haben eine ähnliche Größenordnung. Der Bruttostromverbrauch ist dargestellt, aufgrund der aufwendigen Rauchgasreinigung haben die TAB_i einen vergleichsweise hohen Eigenstromverbrauch in der Höhe von 22 Prozent (Ø 2010 bis 2014).

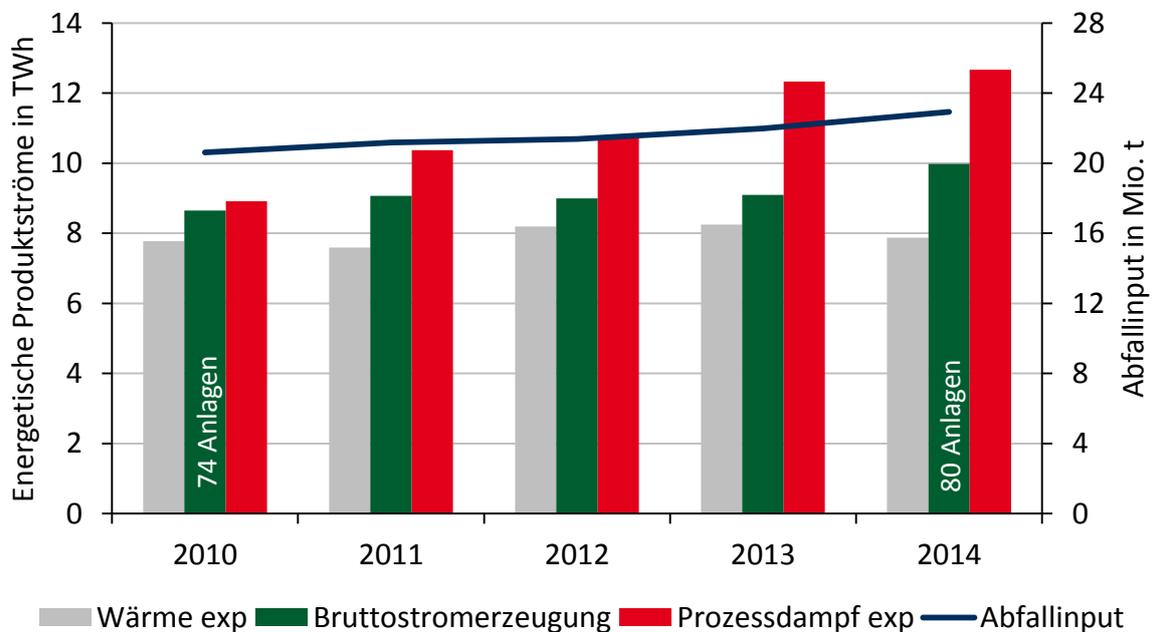


Abbildung 6: Energetische Jahresbilanz Energiemengen und Abfallinput¹² bei TAB_i

¹² ITAD fragt seit einigen Jahren bei den Mitgliedern verschiedene Daten u.a. zum Abfalldurchsatz und der Energienutzung ab. ITAD hat diese Daten in anonymisierter Form zur Verfügung gestellt.

Der Abfalldurchsatz ist in den betrachteten Jahren zusammen mit dem Stromexport und Prozessdampfanteil leicht angestiegen. Die Anzahl der bei ITAD vertretenen Anlagen ist von 2010 bis 2015 von 74 auf 80 angestiegen (ab 2016 gab es einen Austritt und eine Stilllegung).

Die Energienutzungskonzepte der TAB_i haben folgende Aufteilung:

- 79,7 % Strom- und Wärmenutzung als KWK-Anlage
- 12,7 % nur Wärmenutzung als Prozessdampf (i. d. R. an ein benachbartes Kraftwerk) bzw. Fernwärme – keine eigene Turbine
- 7,6 % reine Stromerzeugung (Wärmenutzung für den Eigengebrauch)

In Abbildung 7 ist das Verhältnis von elektrischer Nettoleistung zur Anlagenkapazität bei den TAB-Anlagen (MW pro Jahreskapazität in t) dargestellt gemäß Bundesnetzagentur und Umweltbundesamt. Diese Daten berücksichtigen nur TAB, die eine installierte elektrische Generatorleistung ab 10 MW angegeben haben (s. Exkurs - unten).

Es zeichnet sich ein annähernd linearer Zusammenhang ab: Die abfallseitige Kapazität bestimmt im Wesentlichen die elektrische Nettonennleistung.

Die meisten Anlagen haben eine Fernwärmeauskopplung, einige der als EBS-Kraftwerke gekennzeichneten Anlagen haben eine höhere elektrische Leistung, dafür keine Fernwärmeauskopplung. Bei den größeren TAB-Anlagen oberhalb von 400.000 t/a ist die Anlagenheterogenität höher, das Verhältnis Leistung zu Kapazität geht weiter auseinander.

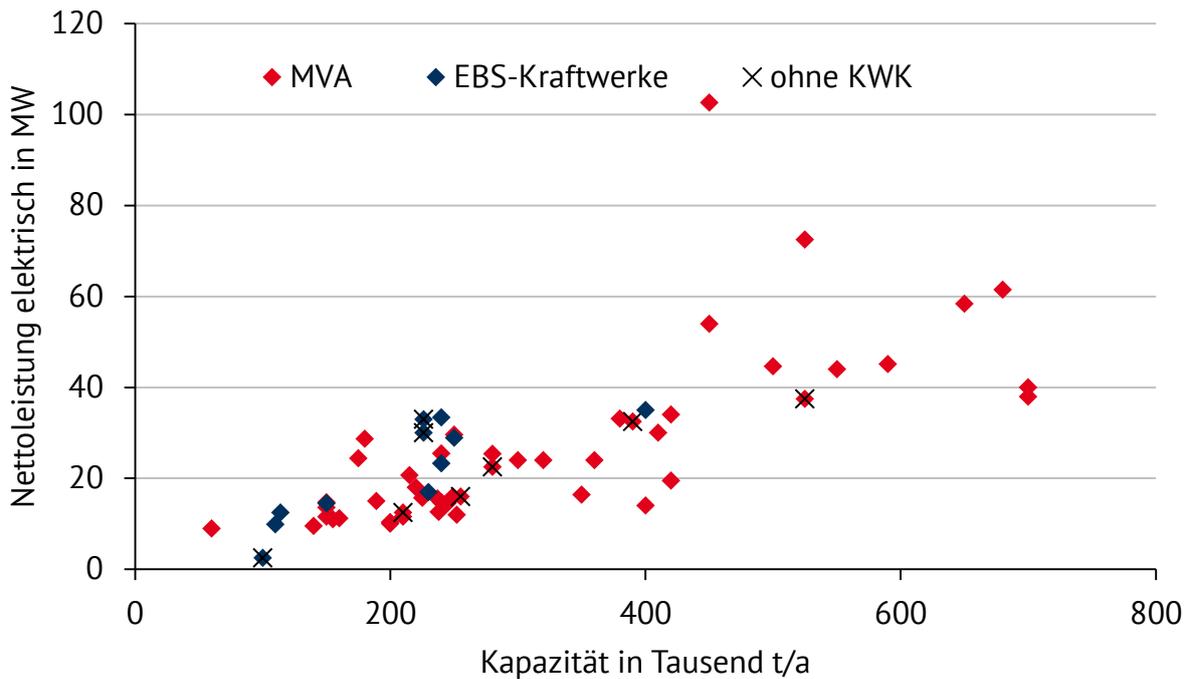


Abbildung 7: Elektrische Nettoleistung von TAB-Anlagen¹³ nach Abfallkapazität¹⁴, die mit einem Kreuz markierten Anlagen haben keine Fernwärmeauskopplung

Der Zusammenhang bei TAB-Anlagen zwischen installierter Generatorleistung und Abfalldurchsatz ist nicht vergleichbar mit konventionellen Kraftwerken:

- Die thermische Auslegung der Anlage erfolgt unter anderem nach der Abfallmenge in Verbindung mit dem Heizwert, wodurch bei typischen Dampfparametern von 40 bar und 400 °C eine Dampfmenge vorgegeben ist. Viele Anlagen sind schon weit über 30 Jahre in Betrieb, sodass sich hier Änderungen ergeben haben könnten, z. B. Nachrüsten einer neuen Turbine (alte Turbine bleibt im Bestand).
- Optimierung der bestehenden Feuerleistungsregelung verbunden mit einer Kapazitätserweiterung (also Dampfproduktion), so konnte es notwendig sein, eine „kleine“ Turbine nachzurüsten.
- Die meisten Anlagen haben mehrere Verbrennungslinien (1 bis 6, Durchschnitt 2,5), z. T. mit unterschiedlichen Durchsätzen und mit unterschiedlichen Zeiten der Inbetriebnahme. Durch diese Nachrüstungen besteht eine gewisse Variation beim Einsatz der Turbinen (bezogen auf die thermische Gesamtleistung der Anlage ergibt sich u. U. eine „Überkapazität“ an Generatorleistung).

¹³ Bundesnetzagentur (2015).

¹⁴ Umweltbundesamt (2012).

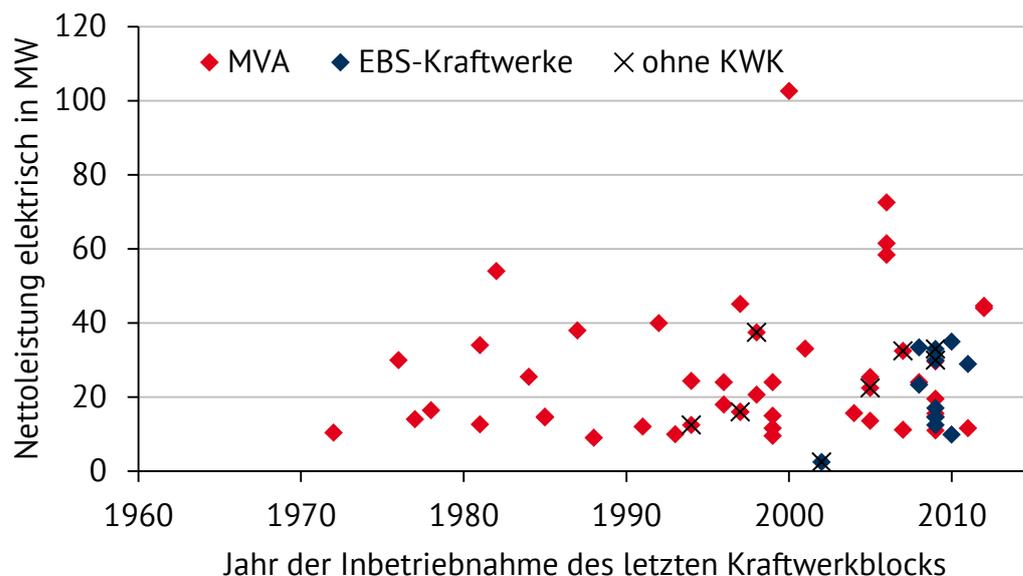


Abbildung 8: Elektrische Nettoleistung¹⁵ von TAB-Anlagen nach dem Jahr der Inbetriebnahme des letzten KW-Blocks

Aus Abbildung 8 lässt sich das Alter der Anlagen ableiten. Über ein Viertel der TAB-Anlagen sind nach 2005, vor allem die meisten EBS-Kraftwerke kurz vor dem Jahr 2010 in Betrieb gegangen. Ein Trend, größere oder kleinere Anlagen zu bauen, lässt sich nicht feststellen. Das durchschnittliche Anlagenalter beträgt 18 Jahre, bemessen an der Aufnahme der kommerziellen Stromerzeugung der (neuesten) derzeit in Betrieb befindlichen Erzeugungseinheit (Verbrennungslinie). Abfallseitig erfolgten bei Altanlagen schon wegen der sich ändernden gesetzlichen Rahmenbedingungen Nachrüstungen, etwa bei der Rauchgasreinigung zur Einhaltung der gesetzlichen Grenzwerte.

Nach Erhebungen von trend:research im Auftrag der ITAD beruhen rund 3 Mio. t Verbrennungskapazität auf Linien, die bereits vor 1980 in Betrieb genommen wurden, wie Abbildung 9 zeigt. Eine Änderung im Zeitraum 2013 bis 2016 erfolgte mangels Neubauprojekten nicht. Es wurde keine neue Linie in Betrieb genommen.

¹⁵ Bundesnetzagentur (2015).

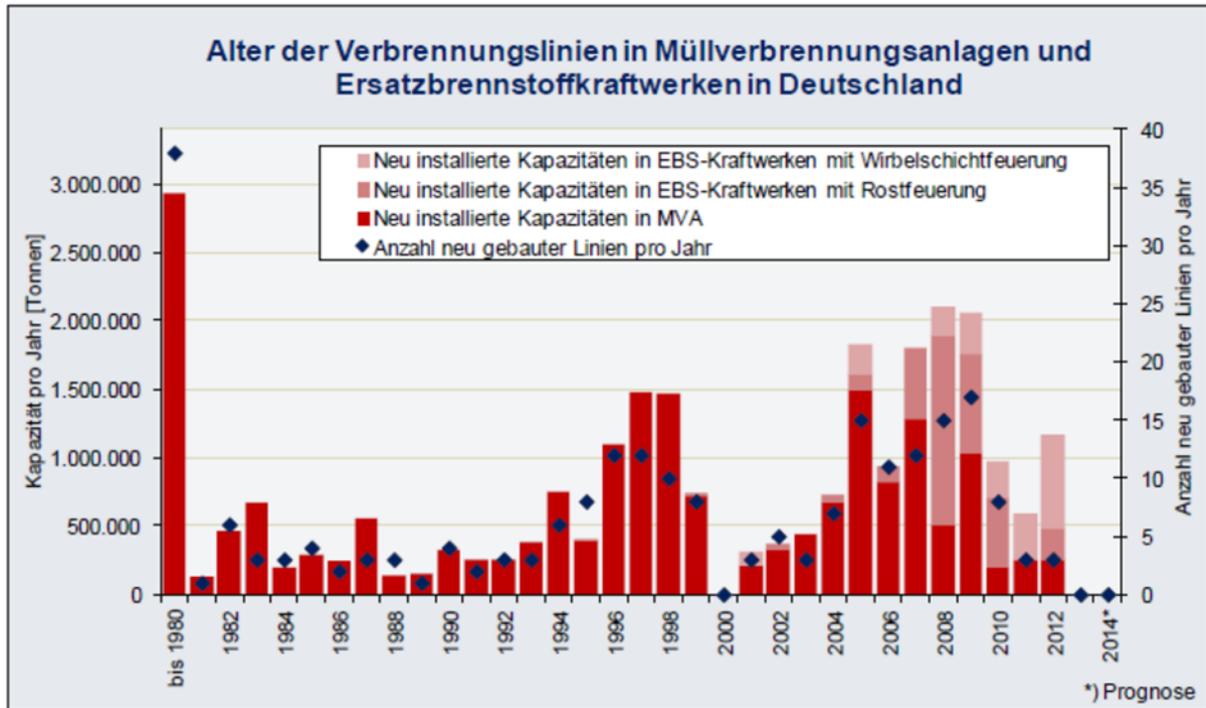


Abbildung 9: Kapazitätzzubau und Anzahl der Verbrennungslinien, nach trend:research (2014).

Exkurs zu den TAB-Kraftwerksdaten der Bundesnetzagentur (BNetzA): TAB-Anlagen ab 10 MW installierter Leistung sind in der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur enthalten. Im Bericht der Bundesnetzagentur (2015) lassen sich, wie in Abbildung 10 zu sehen, 81 Anlagen finden, die Abfall als Hauptenergieträger verwenden. Weitere 3 Kraftwerke geben an, hauptsächlich Prozessdampf aus einer MVA zu benutzen, diese sind nicht in der Abbildung enthalten. Rund die Hälfte der Anlagen gibt an, Abfall als alleinigen Energieträger zu nutzen. Unter den TAB-Anlagen mit „Zusatzfeuerung“ (dies ist hier ein falsch verständlicher Begriff, da bei den TAB von Stütz- und Anfahrbrunnern gesprochen wird, eine Zusatzfeuerung findet nicht statt) gibt es vor allem Mineralölprodukte und Erdgas (17) Gespräche mit TAB-Anlagenbetreibern ergaben, dass kein einheitliches Vorgehen der Branche bei der Datenmeldung an die BNetzA erfolgt. Die Grenze, ab wann eine Zusatzfeuerung angegeben wird und ab wann diese als wesentlich gilt, ist subjektiv. Selbiges gilt für die Meldung des biologisch abbaubaren Anteils von Abfall als Energieträger – es ist davon auszugehen, dass nahezu alle meldenden Anlagen biologisch abbauba-

ren Abfall anteilig verbrennen, aber nicht melden.



Abbildung 10: Anzahl von TAB-Anlagen mit Abfall als Hauptenergieträger nach Art der Zuführung, Daten nach Bundesnetzagentur (2015)

Die Daten der Bundesnetzagentur und des Umweltbundesamts sind für die Auswertung über den Anlagennamen verknüpft worden. Nicht immer erfolgt eine elektrische Nutzung und die beiden verglichenen Listen weisen keine eindeutigen Identifizierungsmerkmale auf. Es können jedoch 61 Prozent aller TAB-Anlagen der Liste des Umweltbundesamts (2012) den Kraftwerksblöcken aus der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (2015) zugeordnet werden. Die Einschätzung des Umweltbundesamts, welche Anlage eine MVA und welche ein EBS-Kraftwerks ist, wurde übernommen. Wie zu Beginn dieses Kapitels beschrieben, fehlt es an objektiven Kriterien, um hier eine eindeutige Zuordnung treffen zu können. Die EBS-Kraftwerke haben ein leicht höheres Verhältnis von elektrischer Nettoleistung zu abfallseitiger Anlagenkapazität. Der Unterschied ist jedoch nicht signifikant und liegt eher am späteren Inbetriebnahmedatum, eine getrennte Betrachtung ist hier nicht zielführend.

1.2.4. STELLUNG DER TAB IM KONTEXT DER ERNEUERBAREN-ENERGIEN-ANLAGEN

Rund die Hälfte des in deutschen TAB-Anlagen verbrannten Abfalls besteht aus biologisch abbaubaren Bestandteilen, deren Verbrennung klimaneutral ist. Die Ausgangsstoffe bestehen aus nachwachsenden Rohstoffen, die ihre erste Verwendung bereits hinter sich haben und somit nicht mehr mit anderen Formen wie der Holznutzung oder der Nahrungskette konkurrieren.

Der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie wurde in die Definition der Biomasse im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aufgenommen – „Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbau-

baren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie [...]“¹⁶. Die Regelungen des EEG bezüglich des Förderanspruchs für Strom sind auf Anlagen beschränkt, die ausschließlich erneuerbare Energien einsetzen (Ausschließlichkeitsprinzip nach § 19).

Somit gelten TAB-Anlagen als EEG-Anlagen, erhalten aber keine Förderung. Laut Konvention werden in allen Energiestatistiken der Strom und die Fernwärme zu 50 % als erneuerbar gezählt, in der Regel als „feste Biomasse“.

Aufgrund der Größe der Anlagen (nach installierter elektrischer Leistung) zählen die TAB-Anlagen mit zu den größten Erneuerbare-Energien-Anlagen, dies ist beispielhaft für NRW in Abbildung 11 gezeigt. Auch für die Fernwärme bildet die TAB eine Technologie mit hoher Anlagenleistung und ungefördertem, preislich wettbewerbsfähigem erneuerbarem Anteil. Die Energiestatistik lässt jedoch für die Fernwärmenetze in Deutschland mangels Daten keine quantitative Auswertung zu.

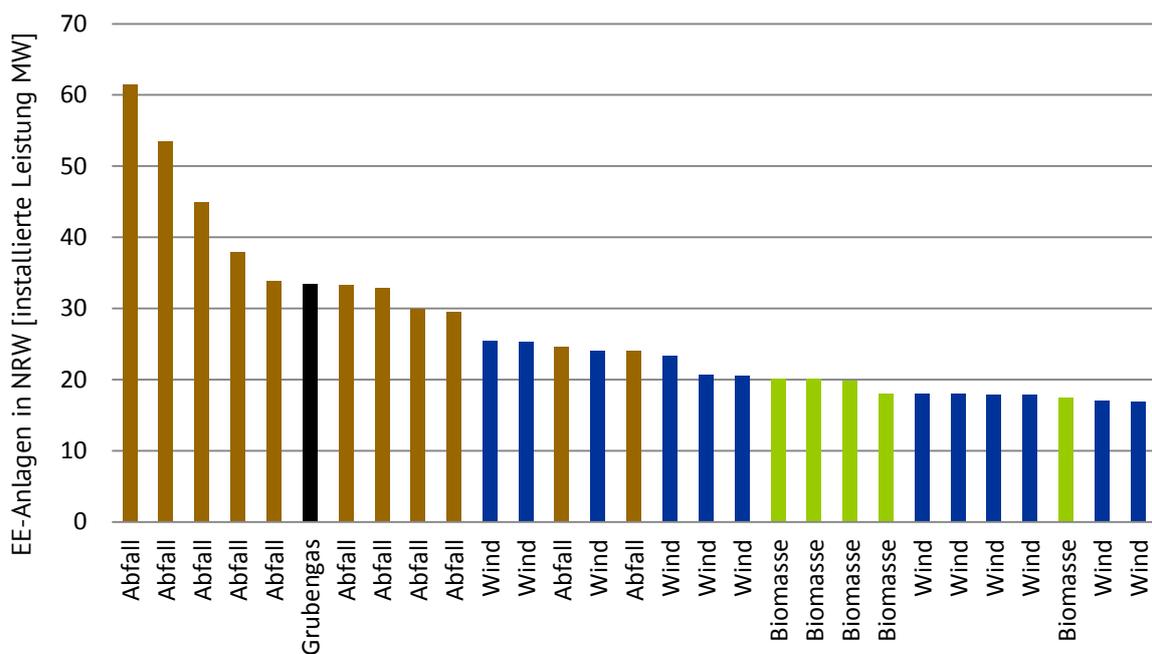


Abbildung 11: Größte Erneuerbare-Energien-Anlagen in NRW (nach installierter Leistung)

Zur besseren Bewertung des Beitrags der TAB-Anlagen für die Energiewende veranschaulicht Abbildung 12 die TAB-Anlagenkapazität mit den anderen steuerbaren, thermischen Kraftwerken auf Grundlage erneuerbarer Energien. Die kumuliert größte installierte Leistung und den größten Zuwachs der vergangenen Jahre verzeichnen die zumeist durch das EEG geförderten Biogas- und Biomethan-Anlagen. Den aktuellen Ausbaupfad der erneuerbaren Energien zufolge wird sich dieses Wachstum wegen der hohen Kosten und dem Wegfall von Förderungen merklich

¹⁶ §5 Nr. 15 e) EEG 2014

abschwächen, dem EEG 2017 zufolge kann zukünftig sogar ein Nettorückbau erfolgen. Die TAB hat gemeinsam mit den biogenen Festbrennstoffen hier die zweitgrößte Anlagenkapazität. Je nach Quelle ergeben sich installierte Leistungen zwischen 1,63 GW (Bundesnetzagentur 2015) und 1,91 GW (AGEE-Stat 2016).

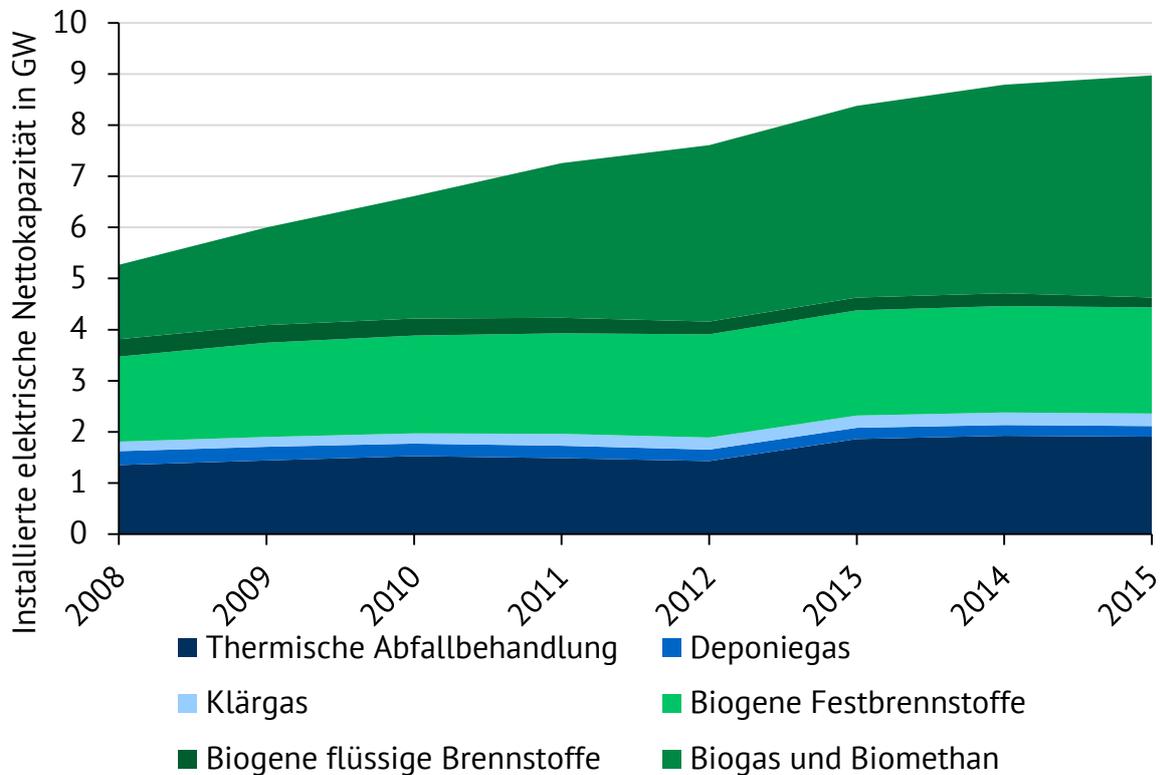


Abbildung 12: Installierte elektrische Nettokapazität von steuerbaren, thermischen Kraftwerken mit teilweise oder vollständigen erneuerbaren Energien als Brennstoff¹⁷

Im Bereich der Verstromung fester Biomasse war das Zubaumaximum mit etwa 350 MW bereits 2003 erreicht¹⁸. In den Folgejahren pendelte der Zubau zwischen 100 und 200 MW. Seit 2009 ist der Neubau weiter rückläufig und erreicht 2015 nur noch ein Niveau von etwa 1 MW.

Neben der installierten Leistung ist die Bruttostromerzeugung ein wichtiger Parameter für die Bewertung der TAB-Anlagen im Zusammenhang mit der Energiewende. Durch die hohen Voll- und Teillaststunden der einzelnen Linien (i. d. R. über 8.000 h) der TAB ergeben sich Betriebszeiten der gesamten Anlage häufig von 8.760 h. Hier sollte bei der Bewertung des Begriffs Voll- laststunden oder Auslastungsgrad bedacht werden, dass sie sich bei der TAB auf das Abfallauf- kommen bezieht und nicht – wie etwa in der Energiewirtschaft üblich – auf die Stromerzeu- gung in Bezug auf die installierte Leistung.

¹⁷ AGEE-Stat (2016).

¹⁸ AGEE-Stat (2016).

Wie schon bei der installierten Leistung haben auch in Abbildung 13 die EEG-geförderten Technologien den größten Anteil an der thermischen, erneuerbaren Bruttostromerzeugung. Die TAB-Anlagen produzieren seit 2008¹⁹ eine leicht ansteigende Strommenge um 10 TWh/a, in 2015 11,6 TWh. Das entspricht gegenwärtig 21 Prozent der steuerbaren erneuerbaren Bruttostromproduktion. Von dieser Stromproduktion werden in der Energiestatistik pauschal 50 Prozent als erneuerbarer Strom angenommen. Wollte man den EEG-Stromanteil der TAB-Anlagen durch Biomassestrom substituieren, so wären 2015 rund 738 Mio. EUR an Förderung notwendig gewesen²⁰. Der restliche Anteil ist nicht erneuerbar, trägt jedoch auch zu einer klimaneutralen Energieversorgung bei: Die CO₂-Emissionen bei der Verbrennung entstehen zwangsläufig bei der thermischen Behandlung des Abfalls und werden nicht den energetischen Produktströmen zugeordnet. Vielmehr verdrängen die Energieströme der TAB-Anlagen klimaschädliche fossile Energieumwandlungsprozesse.

Bei zukünftig sehr hohen Anteilen fluktuierender Einspeisung könnte den TAB-Anlagen durch die prinzipielle Steuerbarkeit der Kraftwerke eine wichtige Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität zukommen. Im Unterschied zu fluktuierenden erneuerbaren Energien sind TAB-Anlagen thermische und somit steuerbare Kraftwerke, bisher wird diese Flexibilität in der Erzeugung jedoch vor allem aufgrund hoher Auslastung und Anforderungen aus dem Wärmemarkt nicht aktiv abgerufen. Die primäre Aufgabe besteht in der umweltfreundlichen Entsorgung des Abfalls und nicht in der Energieerzeugung, somit richtet sich die Fahrweise bisher immer nach dem Abfallaufkommen. Die Reduktion der Stromerzeugung bei uneingeschränkter Erfüllung der Entsorgungsverpflichtungen erfolgt in der Regel effizienzmindernd über Kondensation des Dampfes im Luftkondensator. Da dieses Verfahren energetisch wenig sinnvoll ist, erhalten andere Flexibilitätsoptionen (Sektorenkopplung, Wärmespeicher, Power2Heat, Ballierung/Bunkerung des Abfalls) eine zunehmende Bedeutung. Der Rahmen für diese Optionen wird jedoch die gleichzeitige Erfüllung der Entsorgungspflicht und Anforderungen aus der Wärme- und Stromversorgung sein.

¹⁹ Da die Berechnungsmethode der Daten von AGEE-Stat seit 2008 unverändert ist, eignet sich dieser Betrachtungszeitraum. Der Wert versteht sich gemäß des 50-%-Ansatzes als das Doppelte des als erneuerbarer Strom gekennzeichneten Wertes der AGEE-Stat.

²⁰ BDEW (2016): 149 EUR/MWh von Verbrauchern zu tragenden Förderung durch Biomasse.

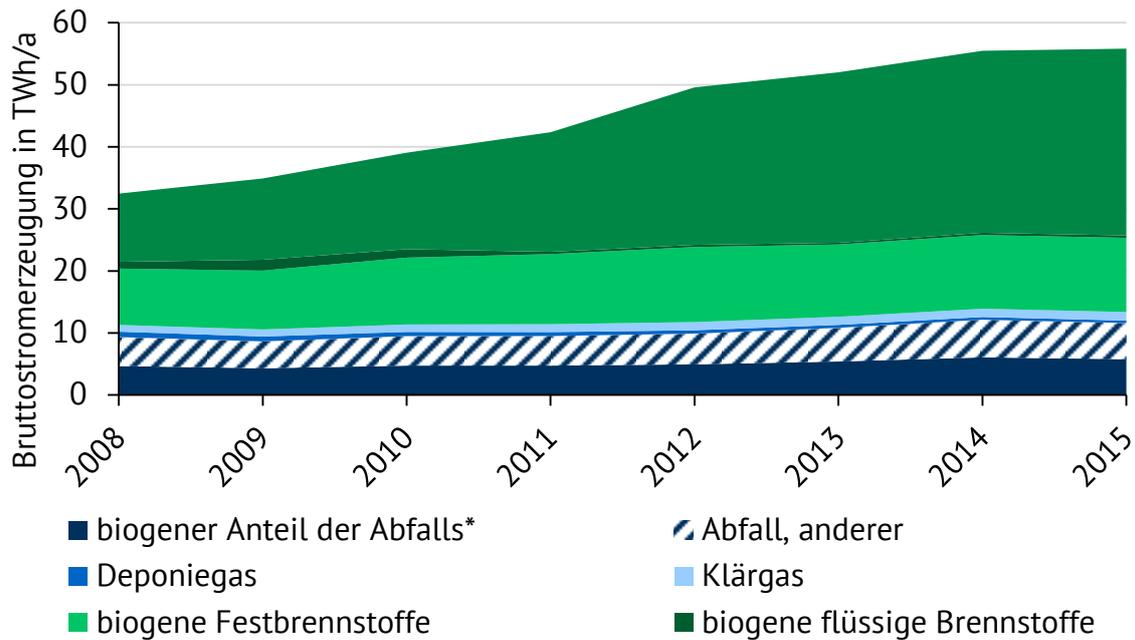


Abbildung 13: Bruttostromerzeugung mit teilweise oder vollständig erneuerbaren Energien als Brennstoff, Daten nach AGEE-Stat 2016, *) mit 50 Prozent angenommen

1.2.5. MARKTENTWICKLUNG

Für die Beurteilung der zukünftigen Stellung der TAB im Energiemarkt spielt der Anfall an Abfällen die maßgebliche Rolle – ohne Abfall kein Anlagenbetrieb. Wie hoch das Abfallaufkommen zur thermischen Nutzung in 2030 ist, kann an dieser Stelle nicht beurteilt werden, dies ist von vielen Einflussfaktoren abhängig.

Der Markt ist gekennzeichnet von widersprüchlichen Aussagen, insbesondere wenn man den EU-Raum betrachtet. Die Bandbreite der Aussagen reicht von erheblichen Überkapazitäten in Deutschland bis hin zu massiven Fehlkapazitäten in der EU Trotz überaus starker Regulierung und Überwachung in der Abfallwirtschaft, ist es tatsächlich kaum möglich, valide Daten zum Abfallanfall und den entsprechenden Entsorgungskapazitäten zu ermitteln bzw. zu prognostizieren.

Neben den klassischen Faktoren (Wirtschaftswachstum, Einkommensentwicklung, Bevölkerungsprognose etc.) spielen folgende Einflüsse eine Rolle bei der Kapazitätsauslastung:

- In der EU werden noch geschätzte 150 Mio. t Siedlungs- und vergleichbare Gewerbeabfälle deponiert. Dies soll lt. EU-Kommission erheblich zurückgehen. Die EU misst der TAB nicht zuletzt deswegen einen steigenden Stellenwert in der Energiepolitik zu²¹.

²¹ Europäische Kommission (2016).

- Entwicklung der Vorbehandlungsanlagen (z. B. M(B)A), Aufbereitungstiefe (z. B. bei Kunststoffen und Mitverbrennungskapazität)
- Marktentwicklung bei „Schnittstellenmärkten“ wie Altholz, Klärschlamm, Bioabfall, heizwertreiche Fraktionen für die Mitverbrennung und Kunststoffe
- Neue Stoffströme (z. B. organische Feinfraktion aus der Bauabfallaufbereitung⁴)
- Stoffstromorientierte Gesetze und Verordnungen (Verpackungsgesetz, GewerbeabfallV, BioabfallV, KlärschlammV etc.) – auf der einen Seite werden Stoffströme entzogen, auf der anderen Seite kommen sie teilweise als Sortierreste zurück - sowie neue Stoffströme (evtl. Klärschlamm)
- Verstärkte Kontrollen bei Exporten im Rahmen des EU-Abfallpaketes (Elektronikschrott, Kunststoffe zur stofflichen Verwertung), daher verstärkte Aufbereitung in der Europäischen Union und insbesondere in Deutschland
- Zufluss von Abfallarten, die aufgrund ihres Schadstoffpotenzials zunehmend getrennt werden müssen (HBCD-haltige Wärmedämmsysteme, schadstoffhaltige Kunststoffe)
- Zunehmende Unwetterereignisse (Überschwemmungen verursachen punktuelle und befristete große nicht recyclingfähige Abfallmengen)

Nach Auffassung der ITAD und dem VKU²² gibt es genügend Hinweise, die darauf schließen lassen, dass es keine gravierenden Stilllegungen an Verbrennungskapazität in den nächsten Jahren geben wird. Eine schnelle Entspannung der derzeitigen Kapazitätsengpässe ist in Deutschland nicht zu erwarten.

²² Gehring (2016).

2. WÄRMEMARKT

Der Wärmemarkt bzw. die Sektorkopplung ist für die meisten TAB von größerer monetärer Bedeutung als der Strommarkt. Da der Fokus dieser Studie aber auf dem Strommarkt ausgerichtet ist, wird hier nur ein Überblick gegeben. Der Wärmemarkt ist weitaus regionaler geprägt und hängt von örtlichen Gegebenheiten ab. Der Wärmemarkt bzw. die Sektorkopplung soll in einer weiteren Studie beleuchtet werden. Der Energieverbrauch durch Wärme- und Kältenutzung hat einen Anteil von rund 56 % am Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland. Der weitaus größte Teil des thermischen Energiebedarfs wird mit fossilen Energieträgern gedeckt. Um auch im Wärmemarkt das politische Ziel der Dekarbonisierung zu erreichen, gilt es, den Wärmebedarf erheblich zu senken und die Versorgung kosteneffizient auf EE (auch EE-Strom) umzustellen. Dies gilt insbesondere für den Wohngebäudebestand (der Gebäudebestand im Jahr 2050 wird zu rund 80 % vom heutigen Gebäudebestand bestimmt sein²³), dessen Heizenergieverbrauch derzeit rund 20 % der Gesamtenergienachfrage in Deutschland darstellt²⁴. Bis zum Jahr 2020 soll der Wärmebedarf von Wohngebäuden um 20 % und bis zum Jahr 2050 der Primärenergiebedarf um 80 % gegenüber dem Jahr 2008 reduziert werden, so die Bundesregierung.

Obwohl Wärme den größten Teil des EEV ausmacht und über ein großes Effizienz- und CO₂-Minderungspotenzial verfügt, setzt die Wärmebranche aufgrund z. B. der Vielfalt der Marktteilnehmer, Techniken, regionalen Strukturen und langen Investitionszyklen der Erreichung der politischen Ziele im Wärmebereich wesentliche Hemmnisse entgegen. Trotz dieses herausfordernden Umfelds hat die Nutzung der aus dem Abfall stammenden Energie in Form von Wärme zugenommen. Ein Treiber dieser Entwicklung sind die zahlreichen neuen Nutzungskonzepte, z. B. Fernwärmeschiene Ruhr und an den TAB-Standorten in Freiburg, Wuppertal, Weisweiler, Krefeld.

Tabelle 4: Endenergieverbrauch Wärme aus erneuerbarer Energie

| ENDENERGIEVERBRAUCH WÄRME 1. HJ 2016 | | |
|--------------------------------------|----------|--------|
| Biomasse fest | 63,2 TWh | 67,2 % |
| Biomasse flüssig | 1,1 TWh | 1,2 % |
| Biomasse gasförmig | 8,8 TWh | 9,4 % |
| Klär- und Deponiegas | 1,1 TWh | 1,2 % |

²³ Agentur für erneuerbare Energien (2016).

²⁴ DIW Berlin (2016).

| | | |
|------------------------|-----------------|-------|
| Biogener Anteil Abfall | 7,8 TWh | 8,3 % |
| Solarthermie | 4,5 TWh | 4,8 % |
| Tiefengeothermie | 0,7 TWh | 0,7 % |
| Wärme aus Wärmepumpen | 6,9 TWh | 7,3 % |
| Summe | 94,1 TWh | |

Der abfallstämmige EEV bei Wärme liegt bei etwa 16,6 TWh, die Hälfte davon geht als EE in Tabelle 4 ein. Die Gesamtmenge (100 % CO₂-neutral und zu 50 % erneuerbar) ist nach den biogenen Festbrennstoffen die zweitwichtigste Wärmeenergiequelle, die für einen dekarbonisierten Wärmemarkt zur Verfügung steht.

Je nach Standort werden unterschiedliche Konzepte verfolgt, am häufigsten ist die hocheffiziente KWK:

- Einspeisung in ein Fernwärmenetz (die meisten Standorte)
- Nutzung des Prozessdampfes für Industrieprozesse (z. B. TAB-Standort in Bernburg und Glückstadt)
- Nutzung des Prozessdampfes für ein benachbartes konventionelles Kraftwerk (hier wird meist Kohle ersetzt).

Darüber hinaus werden auch innovative Wärmeanwendungen verfolgt, wie die Nutzung an folgenden Standorten zeigt:

- der Kondensationswärme für die Beheizung von Gewächshäusern (realisiertes Projekt in Hinwil (CH))
- von Kesselhauswärme zur Trocknung von Holz (z. B. in Asdonkshof)
- für die ganzjährige Beheizung eines Freibades (z. B. Wuppertal)
- von mobilen Wärmespeichern (z. B. Augsburg und Hamm).

Aufgrund zahlreicher regionaler und technischer Besonderheiten ist der Ausbau der Wärmenutzung bei TAB nur standortspezifisch zu beurteilen. Häufig speisen die TAB-Anlagen in ein Fernwärmenetz des regionalen Versorgers mit definierter Nachfrage ein. Die Absatzmenge der Wärme ist somit durch den Betreiber der TAB-Anlagen kaum zu beeinflussen. Darüber hinaus gibt es auch zahlreiche Nutzungsrestriktionen und Wettbewerbssituationen. So ersetzt ein Ausbau der Fernwärme meist die dank Effizienzmaßnahmen sinkende Gesamtwärmenachfrage. In Wohnungsneubaugebieten findet aufgrund des geringen Wärmebedarfs i. d. R. kein Ausbau mehr statt.

Leitgedanke der Abwärmenutzung ist, dass die Wärme bei der thermischen Abfallbehandlung als Nebenprodukt entsteht und in einem nachhaltigen Energiesystem dem größtmöglichen Nutzen zugeführt werden soll. Auf dieses Konzept aufbauend geben die AGFW-Merkblätter einen Primärenergiefaktor von 0 an (AGFW FW 309 Teil 1, 2014) und einen CO₂-Emissionsfaktor von fast 0 an (AGFW FW 309 Teil 6, 2016). Die bei der Verbrennung nutzbare fossile Primärenergie des Abfalls ist im Rahmen von Lebenszyklusanalysen definitionsgemäß bereits den Abfallprodukten zugerechnet. Bei der Ökobilanz, beispielsweise einer Plastiktüte, wird der Energiegehalt des eingesetzten Rohöls der Plastiktüte angelastet. Um Doppelzählungen zu vermeiden, wird der fossile Anteil der Primärenergie des Abfalls daher nicht der Fernwärme zugeordnet.

Die Nutzung der Wärme aus der TAB wird derzeit auch auf EU-Ebene intensiv diskutiert²⁵. Hier besteht nach Erhebungen der EU noch ein bedeutendes Potenzial zur Steigerung der Energieeffizienz, wie auch Tabelle 5 zeigt. Die Energieeffizienz der TAB könnte demnach von 71 auf 93 % gesteigert werden.

Tabelle 5: Energieeffizienz verschiedener Abfallbehandlungsanlagen in der EU - Durchschnittswerte und Optimierungspotenzial in %

| | STROMERZEUGUNG | | WÄRMEERZ. | | KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG | | | |
|-------------------|----------------|------|-----------|------|----------------------|------------|---------------|---------------|
| | Ø | Opt. | Ø | Opt. | Strom Ø | Wärme Ø | Strom Opt. | Wärme Opt. |
| Mitverbrennung | 36 | 40 | | | | | | |
| Abfallverbrennung | 22 | 33 | 72 | 80 | 17 | 51 | 27 | 66 |
| | | | | | Σ 68 | | Σ 93 | |
| Zementwerke | | | 75 | 80 | | | | |
| Vergärungsanlagen | 18 | 23 | | | 18 | 18 | | 41 |
| Andere | 20 | 35 | 75 | 80 | | | | 40 |

²⁵ Europäische Kommission (2016).

3. AKTUELLE ENTWICKLUNGEN IM STROMMARKT

3.1. STROMMÄRKTE FÜR DIE TAB

In diesem Kapitel werden die Energiemärkte und die Bedeutung der TAB-Anlagen für diese beschrieben. Der Fokus liegt dabei auf aktuellen Entwicklungen in den Marktsegmenten.

3.1.1. STROMMARKT – TERMIN- UND SPOTMÄRKTE

Kraftwerke werden am Großhandelsmarkt für Strom zunächst langfristig an den Terminmärkten vermarktet. Hier werden mittlere Einspeiseprofile für bis zu typischerweise drei Jahre in der Zukunft gehandelt. Das aktuelle Terminpreisniveau bietet im Vergleich zu früheren Preisniveaus keine attraktiven Erlösmöglichkeiten. Dies gilt auch für den Strom aus den TAB-Anlagen. Für deren Vermarktung ist die saisonale Einspeisecharakteristik wichtig, die im Rahmen dieser Studie auf monatlicher Basis ermittelt wurde und in Abbildung 14 dargestellt ist.

Bemerkenswert ist an dem Profil, dass es dem einer typischen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage entgegensteht. Diese weisen durch den wärmegetriebenen Betrieb eine höhere Stromproduktion im Winter auf. Die TAB-Anlagen hingegen haben als betriebsbestimmendes Charakteristikum ein unterjährig überwiegend gleichmäßiges Abfallaufkommen, das eine ebenfalls gleichmäßige Frischdampfproduktion bedingt. Bei hoher Wärmenachfrage im Winter wird weniger Frischdampf für die Stromproduktion verwendet, im Sommer ist es andersherum. Da der Strompreis im Sommer durchschnittlich geringer als im Winter ist, schwächt dies den Wert des Stroms aus TAB-Anlagen auch am Terminmarkt.

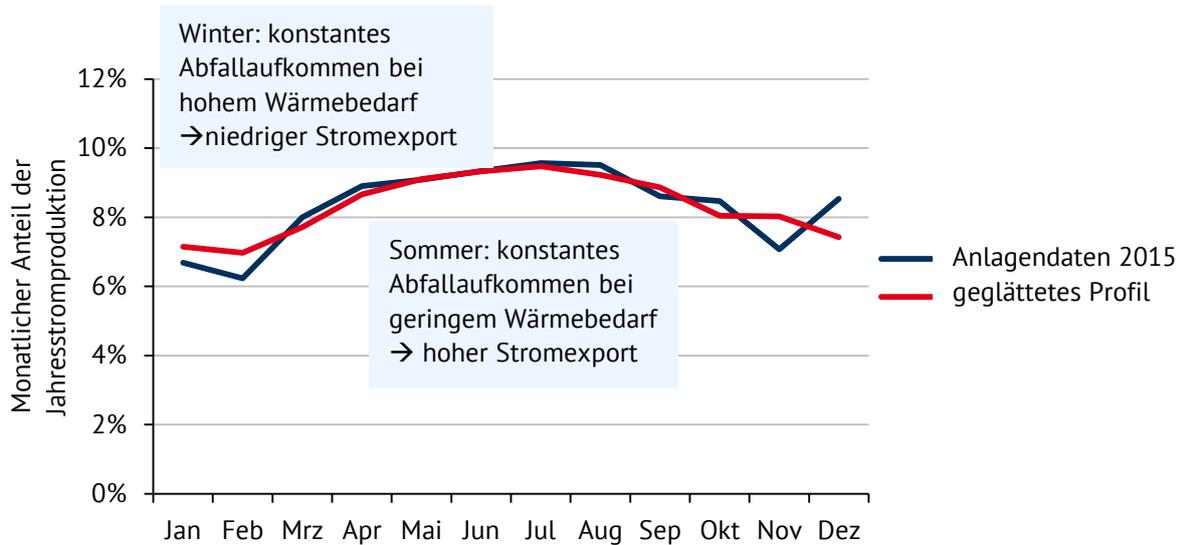


Abbildung 14: Durchschnittliches Monatsprofil des Stromexports von TAB-Anlagen, ermittelt auf Basis von Daten von acht Anlagen über das Jahr 2015; die Glättung erfolgte über einen Centered Moving Average

Exkurs zur Methodik: Typischerweise werden Kraftwerken zur Einsatzsimulation spezifische kurzfristige Grenzkosten zugeordnet: Immer wenn die kurzfristigen Grenzkosten kleiner sind als aktuelle Marktpreise, dann produziert das Kraftwerk Strom. Für TAB-Anlagen ist dies kein valider Ansatz, da die Stromproduktion bisher nicht strommarktpreisgetrieben, sondern vom Abfallaufkommen und dem Wärme- oder Prozessdampfbedarf abhängig ist. Deshalb wurden durch eine Befragung der ITAD-Mitgliedsanlagen durchschnittliche Profile errechnet, geglättet und dann auf die Zukunft ausgerollt. Dazu wurden Daten von acht verschiedenen TAB Anlagen²⁶, mit einer Jahresproduktion von 1,15 TWh (etwa 10 Prozent der jährlichen Gesamtproduktion der TAB in Deutschland) im Jahr 2015 ausgewertet und ein monatliches prozentuales Produktionsprofil erstellt (siehe Abbildung 14). Dargestellt ist ein durchschnittliches Profil, wobei anzumerken ist, dass die Profile durch eine sehr heterogene Technologielandschaft mitunter stark voneinander abweichen.

Die Daten wurden in einem ersten Schritt von Revisionen und technischen Ausfällen bereinigt. Diese sollen das Datenbild nicht beeinflussen. Die Datengrundlage beschränkt sich auf das Jahr 2015, deshalb wurde das Produktionsprofil mit Hilfe der Methodik des Centered Moving Average (MAVC) geglättet, um Besonderheiten des Jahres 2015 zu entschärfen. Der Centered Moving Average ist ein typisches statistisches Verfahren zum Glätten von Zeitreihen, in dem die vorhergehenden sowie nachfolgenden Werte mit einbezogen werden. In diesem Fall wurden mit dem

²⁶ Stromproduktionsdaten von 8 ITAD Mitgliedern für das Jahr 2015

MAVC(3) die jeweils drei vorhergehenden sowie drei nachfolgenden Werte für die Glättung betrachtet. So bleiben saisonale Effekte weiter berücksichtigt.

Exkurs: Zusammenhang Abfallerlöse und Energieerlöse

Im Folgenden wird anhand einer Beispielanlage der Zusammenhang von Annahmepreisen für Abfall und den Energieerlösen für eine Anlage in vollständig statischer Betrachtungsweise (ohne kurzfristige Flexibilität zwischen den Produktströmen sowie ohne Speicherbarkeit des Abfalls) modellhaft dargestellt. Eine dynamische Betrachtung erfolgt in Kapitel 5. Es gelten folgende vereinfachende Rahmenbedingungen:

| | |
|----------------------|---------|
| Jahresdurchsatz [t] | 240.000 |
| Betriebszeit [h/a] | 8.000 |
| Fernwärme [MWh/a] | 200.000 |
| Strom (prod) [MWh/a] | 100.000 |
| Strom (exp) [MWh/a] | 80.000 |
| Abfallpreis [€/t] | 100 |
| FW-Preis [€/MWh] | 20 |

Daraus ergeben sich folgende Kennzahlen:

| Abfall [t / h] | Strom prod. [MWh / h] | Strom exp. [MWh / h] | FW [MWh / h] |
|-------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------|
| 30,0 | 12,5 | 10,0 | 25,0 |

Wenn man den Strompreis variiert, ergibt sich folgendes Bild:

| Strompreis [EUR / MWh] | Erlöse [EUR / h] | | | Summe [EUR / h] |
|---------------------------|------------------|-----|--------|--------------------|
| | Strom | FW | Abfall | |
| -350 | -3.500 | 500 | 3.000 | 0 |
| -100 | -1.000 | 500 | 3.000 | 2.500 |
| -50 | -500 | 500 | 3.000 | 3.000 |
| 0 | 0 | 500 | 3.000 | 3.500 |
| 10 | 100 | 500 | 3.000 | 3.600 |
| 30 | 300 | 500 | 3.000 | 3.800 |
| 50 | 500 | 500 | 3.000 | 4.000 |
| 100 | 1.000 | 500 | 3.000 | 4.500 |

Hieraus ergeben sich folgende Handlungsoptionen für den Anlagenbetreiber:

Der Erlösstrom aus dem Abfall dominiert die Erlösströme deutlich. Bei dem durchschnittlichen

Börsenpreis Strom von 30 €/MWh (Niveau 2016) sollte der Fernwärmebedarf vollständig erfüllt werden. Dies gilt für die Erlösbandbreite von -350 bis 50 €/MWh Strom.

Ab einem negativen Börsenpreis von 350 €/MWh sollte eine kurzfristige Verringerung des Abfalldurchsatzes zur Reduzierung der Stromeinspeisung geprüft werden.

Ab einem Börsenpreis von über 50 €/MWh sollte eine Reduzierung der Fernwärmeeinspeisung geprüft werden, um die Stromproduktion zu erhöhen.

Diese Modellanlage zeigt, wie preisunelastisch der Anlagenbetreiber von den Energieerlösen ist. Selbstverständlich sind diese Aussagen nicht allgemeingültig, da jede Anlage sich auch zu unterschiedlichen Zeiten in unterschiedlichen Betriebszuständen mit individuellen Verpflichtungen befindet (ohne Berücksichtigung des Kondensationsbetriebes). Generell wird aber die dominierende Rolle der Abfallerlöse für den wirtschaftlichen Erfolg deutlich.

Der tatsächliche Einsatz der Kraftwerke entscheidet sich nicht an den langfristigen Terminmärkten. Ob und wie viel Strom ein Kraftwerk an einem bestimmten Tag oder in einer bestimmten Stunde produziert, entscheidet sich insbesondere am Spotmarkt. Da es sich bei der bisherigen Fahrweise der TAB-Anlagen meist um eine Grundlastfahrweise handelt, ist bisher die preisgetriebene Anpassung des Stromexports anhand einzelner Stundenpreise unüblich. Vieles spricht dafür, dass die wirtschaftlichen Anreize durch zukünftig ausgeprägtere Preisunterschiede und vermehrt negative Spotmarktpreise dieses Verhalten ändern – soweit es die technischen Restriktionen und der Entsorgungsauftrag der einzelnen Anlagen erlauben. Ein Kraftwerk, das seine Einspeisung am Vortag oder innerhalb eines Tages an die Marktpreise anpasst, kann bei jeder Anpassung die Stromerlöse optimieren.

3.1.2. REGELLEISTUNGSMARKT UND SONSTIGE SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Neben dem Großhandelsmarkt für Strom gibt es den Markt für Systemdienstleistungen. Diese werden von den Übertragungsnetzbetreibern benötigt, um das Elektrizitätsnetz sicher und stabil zu betreiben. Die benötigten Systemdienstleistungen sind im Wesentlichen Regelleistung, Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit. Darunter ist die Regelleistung aktuell ein wichtiger Markt für TAB-Anlagen. Er gliedert sich in die Teilmärkte Minutenreserve, die Sekundärregelleistung und die Primärregelleistung. Um an diesen Märkten teilnehmen zu können, muss ein Kraftwerk im Präqualifikationsprozess zeigen, dass es technisch in der Lage ist, Regelleistung bereitzustellen. Über 20 TAB-Anlagen sind bisher zur Erbringung von Minutenreserve präqualifiziert, rund 10 weitere Anlagen planen dies. Nach Kenntnisstand der Autoren befinden sich zum

Zeitpunkt der Studiererstellung mindestens zwei Anlagen auch im Präqualifikationsprozess für Sekundärregelleistung. Da die Minutenreserve die langsamste Art der Regelenergie ist, sind auch langsamer zu steuernde TAB-Anlagen fähig, diese zu erbringen. Da die Mindestgebotsgröße bei der Minutenreserve 5 MW beträgt, stellt dies bei den zum Teil geringen installierten elektrischen Leistungen eine wichtige Restriktion dar, nur größere Anlagen können in einem solchen Leistungsband Flexibilität bereitstellen. Eine Lösung für diese Herausforderung könnte das Poolen, also das Bündeln von mehreren TAB-Anlagen sein, die gemeinsam ein Gebot abgeben.

Exkurs zur Regelleistung: In einem elektrischen Netz müssen zu jedem Zeitpunkt Stromnachfrage und -angebot übereinstimmen. Daher ist jeder Bilanzkreisverantwortliche dazu verpflichtet, dafür Sorge zu tragen, dass zu jeder Viertelstunde die gleiche Menge Strom in das Netz (voraussichtlich) eingespeist wird wie aus dem Netz (voraussichtlich) entnommen wird. Ergibt sich bei den Verbrauchern (z. B. durch Produktionsstopp) oder Erzeugern (z. B. durch Kraftwerksausfall) jedoch eine kurzfristige Abweichung vom prognostizierten Fahrplan, so muss die insgesamt in einer Regelzone fehlende oder überschüssige Strommenge durch den Übertragungsnetzbetreiber über Regelenergie ausgeglichen werden.

Die relevante Regelgröße für die Übertragungsnetzbetreiber ist dabei die Netzfrequenz. Fällt die Netzfrequenz unter den Zielwert von 50 Hz (z. B. durch Kraftwerksausfall), so muss der Netzbetreiber mit dem Zukauf von positiver Regelleistung (Erhöhung Stromproduktion) ausgleichen. Für den umgekehrten Fall wird negative Regelleistung (Senkung Stromproduktion oder künstliche Verbrauchserhöhung) benötigt. Die Beschaffung der Regelleistung erfolgt dabei als Ausschreibungswettbewerb am Regelleistungsmarkt.

Es werden drei Arten von Regelleistung unterschieden, die in Abbildung 15 und im Folgenden beschrieben ist:

- Primärregelleistung (PRL) muss automatisch innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktivierbar und bis zu 15 Minuten zu 100 % verfügbar sein, es erfolgt eine wöchentliche Ausschreibung, die Mindestgebotsgröße beträgt +/- 1 MW mit der Möglichkeit des regelzoneninternen Poolings kleinerer Einheiten zu einer technischen Einheit. Das anbietende Kraftwerk verpflichtet sich für eine Woche, die angebotene Regelleistung zur Verfügung zu stellen.
- Sekundärregelleistung (SRL) muss durch den ÜNB in 5 Minuten vollständig und automatisch aktivierbar sein (Zeitverfügbarkeit 95 %), es erfolgt wie bei der Primärregelleistung eine wöchentliche Ausschreibung, die Mindestgebotsgröße beträgt +/- 5 MW mit

der Möglichkeit des regelzonenübergreifenden Poolings. Bald soll von einer wöchentlichen Hochlast- und Niederlastzeitfenster-Vermarktung der Sekundärregelleistung auf eine kalendertägliche Vermarktung in Vier-Stunden-Bändern gewechselt werden.

- Minutenreserve (MRL) muss innerhalb von 15 Minuten nach telefonischem Abruf automatisch für bis zu 60 Minuten (bei mehreren Störungen bis zu mehreren Stunden) vollständig aktivierbar sein (Zeitverfügbarkeit 100 %), es erfolgt eine tägliche Ausschreibung von Vier-Stunden-Bändern, die zugelassene Gebotsgröße liegt zwischen +/- 5 MW und 25 MW mit der Möglichkeit des regelzonenübergreifenden Poolings.



Abbildung 15: Schematische Darstellung der Regelleistungsarten

Um bei der Ausschreibung der Übertragungsnetzbetreiber über www.regelleistung.net ein Angebot platzieren zu können, ist zunächst eine Präqualifikation erforderlich. Diese findet bei dem Übertragungsnetzbetreiber statt, in dessen Regelzone die betreffende technische Einheit angeschlossen ist. Eine solche Präqualifikation ist grundsätzlich immer möglich und dauert in der Regel mindestens zwei Monate. In der Präqualifikation muss der potenzielle Anbieter von Regelleistung den Nachweis erbringen, dass er den technischen Anforderungen der ÜNB zur Erbringung von Regelleistung genügt.

3.1.3. GRÜNSTROM – HERKUNFTSNACHWEISE

Strom ist im Stromnetz ein homogenes Produkt, es gibt keine physikalischen Differenzierungsmerkmale. Allerdings kann die eingespeiste Strommenge bilanziell einem Stromverbrauch zu-

geordnet werden, um dem Verbraucher die Herkunft des Stroms auszuweisen. Dazu dienen Herkunftsnachweise, eine besondere Bedeutung dabei haben Herkunftsnachweise (HkN) für erneuerbaren Strom, die eine Belieferung mit Grünstrom ermöglichen.

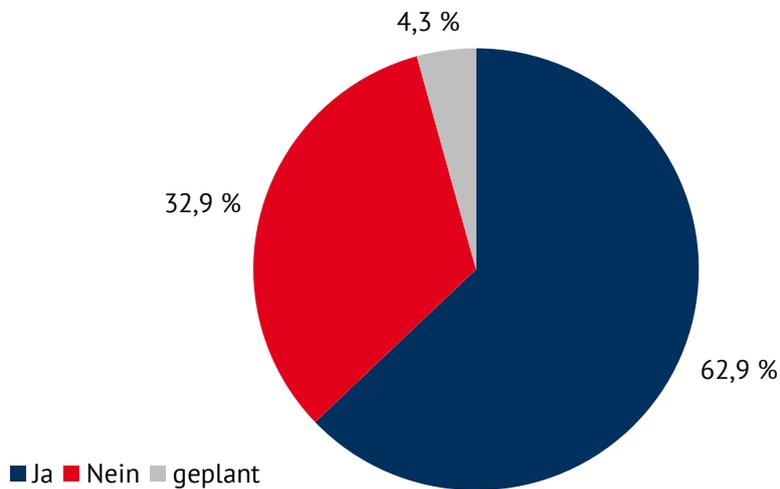


Abbildung 16: Teilnahme von TAB-Anlagen am Markt für Herkunftsnachweise 2014, laut Umfrage unter ITAD-Mitgliedsanlagen

Rund zwei Drittel der bei ITAD vertretenen TAB-Anlagen nehmen am Handel mit Herkunftsnachweisen teil. Das bedeutet, dass sie für den Stromanteil, der der energetischen Verwertung biologisch abbaubaren Abfalls zugeschrieben wird, beim Umweltbundesamt Herkunftsnachweise ausstellen lassen und damit handeln bzw. für das Marketing nutzen können. Zu welchen Preisen Herkunftsnachweise von TAB-Anlagen gehandelt werden, ist nicht bekannt. Einige Marktteilnehmer berichten, dass die Preise nahezu bei null liegen. Andere wiederum haben sich kürzlich erst zertifizieren lassen, um HkNs zu generieren. Der Marktpreis für Herkunftsnachweise für Wasserkraft liegt beispielsweise zwischen 0,2 EUR/MWh und 0,73 EUR/MWh²⁷. Dies ist aber nicht repräsentativ für HkNs aus TAB, da HkNs aus Wasserkraft vom Markt höher bewertet werden, auch wenn es sich größtenteils um ausländische HkNs handelt. Branchenkennern zufolge findet nur sehr wenig Handel mit TAB-Herkunftsnachweisen statt, da die TAB-Herkunftsnachweise bisher nicht bei den führenden Grünstromlabeln anerkannt sind. Ein Hindernis für die Teilnahme am Markt für Herkunftsnachweise ist auch der hohe Zertifizierung- und Vermarktungsaufwand bei vergleichsweise geringen Mengen. Ein Beispiel für die Verwendung der Herkunftsnachweise im Marketing sind die Technischen Werke Ludwigshafen, die die

²⁷ EEX-Abrechnungspreise vom 5. Juli 2016; „Nordic Hydro“ und „Alpine Hydro“

regionale und klimaschonende Eigenschaft des TAB-Stroms in einem regionalen Stromprodukt nutzen.

Exkurs zum Erlangen von Herkunftsnachweisen für TAB: TAB-Anlagen mit Stromerzeugung gelten als Erneuerbare-Energien-Anlagen im Sinne des EEG, erhalten aber wegen des „Ausschließlichkeitsprinzips“ keine Vergütung. Dadurch können sich die TAB-Anlagen beim Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes eintragen und für ihren biogenen Anteil an der Stromeinspeisung Herkunftsnachweise nach einer Zertifizierung durch Gutachter erlangen.

Für den eingesetzten Abfall ist der Abfallschlüssel gemäß Abfallverzeichnis-Verordnung zu bestimmen. Den in der folgenden Tabelle enthaltenen Abfallschlüsseln sind die folgenden prozentualen biogenen Anteile sowie unteren Heizwerte zugeordnet (Kommunale Klärschlämme und Altholz werden demnächst noch mit in diese Klassifizierungstabelle integriert):²⁸

Tabelle 6: Klassifizierungstabelle des Umweltbundesamtes

| Nummer der Gruppe der Abfallbezeichnung | Abfallbezeichnung | Abfallschlüssel gemäß Abfallverzeichnis-Verordnung (AVV) | Energiebezogener biogener Anteil in % | Unterer Heizwert der Originalsubstanz in [MJ/kg OS] |
|---|--------------------------------|--|---------------------------------------|---|
| 1 | LVP ¹ -Sortierreste | 15 01 05 | 32 | 18,1 |
| 2 | Gewerbeabfall | 15 01 06, 15 02 02, 17 09 03, 17 09 04, 18 01 04, 19 12 08, 20 01 32 | 48,9 | 13,3 |
| 3 | MBA ² -Sortierreste | 19 12 10, 19 12 12 | 50 | 10,0 |
| 4 | Restabfall | 02 02 03, 02 03 04, 15 01 01, 19 05 99, 19 08 01, 20 01 08, 20 02 01, 20 02 03, 20 03 01, 20 03 02, 20 03 03, 20 03 06, 20 03 99 | 53,5 | 8,8 |
| 5 | Sperrmüll | 20 03 07 | 60,3 | 16,0 |
| 6 | alle übrigen Abfallarten | alle übrigen Abfallschlüssel | 0 | 10,0 |

¹ Leichtverpackungen

² Mechanisch-biologische Abfallbehandlung

Mit dem EEG 2017 wurden die Regionalnachweise eingeführt, die es Stromvertrieben erlauben, den direktvermarkteten, geförderten EEG-Strom im Umkreis von 50 km Kunden gegenüber als Regionalstrom auszuweisen. Dies ist jedoch nur zu dem Anteil möglich, der bei Endkunden bereits als EEG-geförderter Strom gekennzeichnet ist. TAB-Anlagen können keine Regionalnachweise ausstellen lassen, da sie nicht gefördert werden. Jedoch ist mit den Herkunftsnachweisen bereits die Möglichkeit einer regionalen Kennzeichnung grünen Stroms der TAB gegeben. Sollte aus dem neuen System der Regionalnachweise heraus eine höhere Nachfrage nach regionalem Grünstrom in Ballungsgebieten erwachsen, so würde dies den Wert der TAB-Herkunftsnachweise steigern: Mit den neuen Regionalnachweisen kann nur bis maximal zum

²⁸ Bundesanzeiger: Bekanntmachung einer Allgemeinverfügung über die Bedingungen zur Nutzung des Herkunftsnachweisregisters des Umweltbundesamtes, BAnz AT 01.07.2013 B10, 01.07.2013.

EEG-Anteil im Strommix einem Endkunden gegenüber Regionalstrom ausgewiesen werden. Möchte ein Stromvertrieb über den EEG-Anteil hinaus Regionalstrom kennzeichnen, benötigt er Herkunftsnachweise von regionalem Grünstrom. Hierfür kommen insbesondere TAB in Frage.

3.1.4. EMISSIONSRECHTEHANDEL

Die Einbeziehung der TAB in den Emissionsrechtehandel (ETS) mit dem fossilen Anteil wurde seit Beginn des ETS kontrovers diskutiert. Im deutschen Gesetzgebungsverfahren wurde festgelegt, dass Anlagen zur ausschließlichen Verbrennung von Siedlungsabfällen nicht dem Anwendungshinweis unterliegen (§ 2 Abs. 5 TEHG). Dies ist sachlich im Wesentlichen dadurch begründet, dass

- keine Möglichkeit der Emissionsminderung besteht (der Abfall muss verbrannt werden, eine Auswahl ist nicht möglich) und
- ein sehr aufwendiges Monitoringverfahren notwendig wäre.

Durch die Mitverbrennung von EBS in Kohlekraft- oder Zementwerken lassen sich jedoch Zertifikate einsparen, da durch die aufwendige Aufbereitung und dem homogenen Brennstoff eine C-Bestimmung in diesen Fällen möglich ist.

3.2. CHANCEN UND RISIKEN IN DIESEN MÄRKTEN FÜR TAB-ANLAGEN IM STATUS QUO

Im Jahr 2014 hatten die TAB_I-Anlagen eine Auslastung von ca. 95 Prozent²⁹, das heißt gemessen an der kumulierten maximalen Anlagenauslastung von 24 Millionen Tonnen Abfall pro Jahr sind sie sehr stark ausgelastet. Da die energetischen Produktströme sekundäres Optimierungsziel sind, prägt die abfallseitige Auslastung die Betriebsweise der TAB-Anlagen. Betriebswirtschaftlich lässt sich dies an der Aussage festmachen, dass das Geld an der Waage verdient werde. Diese Position könnte sich möglicherweise künftig durch höhere TAB-Kapazitäten im In- und Ausland, durch eine Veränderung des Abfallaufkommens, der Recyclingquote und des Konsumverhaltens ändern. Über die künftige Entwicklung des thermisch zu behandelnden Abfallaufkommens gibt es unterschiedliche Ansichten. So ging Prognos³⁰ von einer Abnahme der thermisch behandelten Abfallmengen bis 2020 aus, die Auslastung der TAB-Anlagen ist seither jedoch gestiegen, wie Abbildung 6 zeigt.

Zusammenfassend ist die Anlagenauslastung schwer für die Zukunft zu prognostizieren, der Status Quo einer nahezu vollständigen Auslastung ist nicht gesichert. Damit ergibt sich das Risiko einer Reduktion der Auslastung, das mit der Chance einhergeht, in den Energiemärkten mehr Flexibilität bereitzustellen. Diese Flexibilität wird durch die Energiewende immer stärker nachgefragt.

Die Energiewende findet in Deutschland bisher in erster Linie im Elektrizitätssektor statt, hier sind große Umbrüche zu beobachten: Der Anteil steuerbarer konventioneller Erzeugung geht zurück und fluktuierende erneuerbare Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie prägt den Strommarkt immer mehr. Diese Entwicklung geht für die TAB-Anlagen mit Chancen und mit Risiken einher. So ist auf der einen Seite das Großhandelsstrompreisniveau durch den Rückgang der Primärenergieträgerpreise und durch den Einfluss der geförderten erneuerbaren Energien deutlich gesunken und somit auch der Erlös aus dem Stromverkauf. Bei hoher Einspeisung geförderter erneuerbarer Energien können Strompreise über mehrere Stunden hinweg negativ werden, das heißt, dass für diejenigen TAB-Anlagen Kosten entstehen, die zu diesen Zeiten Strom exportieren. Dies gilt für die konkrete, stündliche Einsatzplanung am Day-Ahead-Markt, bei Verkauf eines Bandes sind diese Kosten bereits eingepreist. Strompreisszenarios zufolge ist

²⁹ ITAD (2015).

³⁰ Prognos (2008).

damit zu rechnen, dass Situationen mit sehr niedrigen oder negativen Strompreisen bei weiterem Ausbau der Photovoltaik und Windenergie zunehmen³¹.

Diesen Risiken stehen jedoch auch Chancen gegenüber: Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik erhöht die Nachfrage nach Flexibilität. So wird in den Zeiten, in denen kein Wind- oder Solarstrom in das Netz eingespeist wird, der Strompreis deutlich über dem durchschnittlichen Niveau liegen. Technologien, die ihren Stromexport steuern können, werden für den Beitrag zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage folglich belohnt. Bisher findet diese Steuerung aufgrund von technischen und prozessbedingten Restriktionen bei den TAB-Anlagen kaum statt. Dies wird sich zukünftig ändern, wenn TAB-Anlagen den exportierten Strom gewinnbringend vermarkten möchten.

Auch im Wärmemarkt stehen die TAB-Anlagen sowohl Chancen als auch Risiken gegenüber. Der geringe Öl- und Gaspreis der vergangenen Jahre sowie die durch steigende Energieeffizienz im Gebäudesektor sinkende Wärmenachfrage reduzieren den Wert der Fernwärmebereitstellung basierend auf der Annahme, dass Fernwärmenetze nicht im gleichen Maße ausgebaut werden. Der ökologische Vorteil der TAB, zu 50 Prozent erneuerbare Wärme bereitzustellen und die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, führt zu keinem monetären Vorteil. Dass der negative Klimabeitrag fossiler Energieträger bei dezentraler Wärmegewinnung nicht eingepreist wird, verzerrt den Wettbewerb zu Ungunsten der TAB-Anlagen.

Gerade aus den Beschlüssen der Klimakonferenz von Paris 2015 erwachsen mittelfristig jedoch große Chancen für TAB-Anlagen. Die vollständige Dekarbonisierung der Wirtschaft wird zu einem Verzicht von fossil betriebenen Wärmeanwendungen führen, der Wert erneuerbarer bzw. klimaneutraler Wärmeerzeugung wird in diesem Prozess an Wert zunehmen. Dieser Prozess wird kurzfristig die Position der TAB-Anlagen im Wärmemarkt nicht beeinflussen, ist aber ein wesentlicher Trend, der bis 2030³² den Wärmemarkt deutlich verändern wird.

Die TAB leisten ihrem Zweck nach einen Beitrag zu einer nachhaltigen Abfallentsorgung, die energetischen Produktströme reduzieren die Schadstoffbelastung. Im Folgenden werden kombiniert einige Aspekte aus dem Umwelt-, Energie- und Klimabereich betrachtet, die für die Aufgabenstellung der Studie von Relevanz sind und die Bedeutung der TAB im Energiemarkt unter Umweltaspekten beleuchten.

³¹ Vgl. Energy Brainpool (2014).

³² Bei Annahme einer durchschnittlichen Lebensdauer von 20 Jahren muss zur Dekarbonisierung bis 2050 ab 2030 auf den Neubau von Wärmesystemen auf Basis fossiler Energieträger vollständig verzichtet werden.

4. STELLENWERT DER TAB UNTER UMWELTGESICHTSPUNKTEN

Die TAB hat durch die doppelte Funktion in der Kreislauf- und der Energiewirtschaft einen gewissen Einfluss auf die Umwelt und insbesondere den Klimaschutz. Im Folgenden werden kombiniert einige Aspekte aus dem Umwelt-, Energie- und Klimabereich betrachtet, die für die Aufgabenstellung der Studie von Relevanz sind und die Bedeutung der TAB im Energiemarkt unter Umweltaspekten beleuchten.

4.1. KLIMARELEVANZ DER TAB

Der Siedlungs- und Gewerbeabfall hat biogene (Papier, Baumwolle, Bioabfall, etc.) und fossile (Kunststoffe, Textilien, etc.) Kohlenstoff-Bestandteile. Die Zusammensetzung schwankt sehr stark in Abhängigkeit z. B. der Abfallarten, Abfallerzeuger und Jahreszeiten. Bei bundesweiten Statistiken wird bei der Energieerzeugung mit 50 % biogenem Anteil gerechnet. Dieser Wert kann durch Auswertungen bei den Anlagenbetreibern, die am Herkunftsnachweisregister des UBA teilnehmen, bestätigt werden (s. u.). Somit gelten die TAB-Anlagen als EE-Anlagen (nach EEG) und produzieren 50 % biogenen/erneuerbaren und fast 100 % klimaneutralen Strom, Fernwärme bzw. Prozessdampf.

Für die Zuordnung von Herkunftsnachweisen des erneuerbaren Stromanteils ist bei Einzelanlagen der BDEW-Leitfaden zur Stromkennzeichnung³³ maßgeblich. Dieser gibt vor, dass nur der durch einen Umweltgutachter ermittelte biogene Abfallanteil bei vorhandener Registrierung der Anlage im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes eine Ausweisung von Strom aus Mischfeuerungsanlagen, die feste Biomasse einsetzt, ermöglicht. Die anlagenspezifische Bestimmung des biogenen Abfallanteils über eine der vier gängigen Methoden (manuelle Sortieranalyse, selektive Ausschlussmethode, Radiokarbonmethode oder Bilanzenmethode) ist aufwendig und liefert mit den Anlieferungen variierende Ergebnisse. Zur kostenoptimierten Bestimmung wird häufig auf empirisch ermittelte Faktoren zurückgegriffen. Als Standardfaktoren werden die Emissionsfaktoren (EF) von Billitewski verwendet³⁴. Unter anderem benutzt auch ITAD diese Faktoren, um die Gesamtemissionen der ITAD-Anlagen zu beziffern. Die Werte für 2014 sind in Tabelle 7 aufgeführt. Diesen Emissionswerten stehen substituierte Emissionen gegenüber, die ohne die stofflichen und energetischen Produkte der TAB ausgestoßen worden wären, sie sind in Tabelle 8 aufgeführt.

³³ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2016).

³⁴ Bilitewski et al. (2011), S. 58.

Exkurs zu Emissions- und Substitutionswerten: Der größte Anteil der klimarelevanten Emissionen durch die TAB entsteht bei der Verbrennung des fossilen Abfallanteils und beläuft sich für TAB_i auf 8.780.000 t CO_{2eq}. Neben den fossilen Abfallbestandteilen werden bei den TAB-Anlagen fossile Energieträger (Gas und Heizöl) für An- und Abfahrvorgänge sowie sehr selten bei sehr niedrigen Heizwerten des Abfalls Stützbrenner (um die Verbrennungsbedingungen von 850 °C einzuhalten) eingesetzt. Diese Emissionen können stark schwanken und führen zusätzlich zu 0,3 und 7,6 kg CO_{2eq}/t Abfall³⁵. Sollte mangels Turbine/Generator oder einer Revision derselben der Eigenstromverbrauch der MVA extern gedeckt werden müssen, sind diese Emissionen ebenfalls zu betrachten. ITAD-Angaben gehen hier von 65 bis 185 kWh Strombedarf/t Abfall aus. Der ITAD-Jahresbericht berechnet so zusätzliche fossile Emissionen von 520.000 t CO_{2eq} im Jahr 2014, dies entspricht rund 6 % der direkten CO₂-Emissionen aus dem Abfall. Die verursachten Emissionen summieren sich somit auf 9.300.000 t CO_{2eq}.

Tabelle 7: Abgeschätzte Emissionen der Abfallanlieferung in TAB_i in 2014 zzgl. Emissionen durch fossile Stützbrenner oder Fremdstromverbrauch (ca. 520.000 t CO_{2eq})³⁶

| Abfallfraktion | Menge in t | Emissionsfaktor in t CO _{2eq} pro t Abfall | Emissionen in t CO _{2eq} |
|---------------------------|-------------------|---|-----------------------------------|
| Hausmüll (AVV 200301) | 12.230.000 | 0,315 | 3.852.450 |
| AVV 191210 u. 191212 | 6.870.000 | 0,468 | 3.215.160 |
| sonstige Abfälle | 3.830.000 | 0,446 | 1.708.180 |
| Summe/Durchschnitt | 22.930.000 | 0,383 | 8.780.000 |

Diesen klimarelevanten Emissionen steht die Substitution fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Strom, Wärme und Prozessdampf gegenüber. Für den spezifischen Vermeidungsfaktor der Stromerzeugung aus biogenem Siedlungsabfall finden sich Zahlenwerte von 0,732 kg CO_{2eq}/kWh_{el}³⁷ und 0,806 kg CO_{2eq}/kWh_{el}³⁸. Das Umweltbundesamt nimmt hier eine Substitution der Energieträger Braunkohle (2,7 Prozent), Steinkohle (74,5 Prozent) und Erdgas (22,8 Prozent) bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 11 % an. Nach Berechnung basierend auf unveröffentlichten ITAD-Daten liegt der Wirkungsgrad der Stromproduktion im Durchschnitt jedoch bei 23,2 %. Für Anlagen, die keine elektrische Nutzung der Abwärme vorsehen, lassen sich Wirkungsgrade um 17,0 % für 2014 errechnen. Damit scheint selbst der höhere der beiden Literaturwerte von 0,806 kg CO_{2eq}/kWh_{el} eine konservative Abschätzung zu sein. Aus einer ähnlichen

³⁵ Astrup (2015).

³⁶ ITAD (2015).

³⁷ Klobasa (2013): Tabelle 7.

³⁸ Umweltbundesamt (2014a): S. 28.

Betrachtungsweise für die Fernwärmeerzeugung errechnet sich hier ein spezifischer Treibhausgasvermeidungsfaktor von 0,296 kg CO_{2eq}/kWh_{th}³⁹. Für die Substitutionsfaktoren durch den Prozessdampf fehlen Literaturwerte, der Wert lässt sich jedoch annähern und beträgt 0,360 kg CO_{2eq}/kWh_{th}. Er ergibt sich aus der Annahme, der Prozessdampf werde überwiegend zur Verstromung an ein Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 45 % geliefert.

Die rein energiebezogene Betrachtungsweise der Substitutionsfaktoren lässt sich durch eine stoffbezogene ergänzen. Durch die optimierte Aufbereitungstechnik bei den Schlacken wird mittlerweile ein bedeutender Anteil der Eisen und Nichteisenmetalle, die über den Abfall eingebracht werden, zurückgewonnen. Auch hier fehlen bisher einheitliche Literaturwerte für die Substitution, was eine Abschätzung notwendig macht, die mit Hilfe von Angaben von ITAD erfolgt. Im Schnitt fallen rund 260 kg Schlacke/t Abfall an. Daraus werden ca. 7,7 % bzw. 20 kg Eisen und 1,3 % bzw. 2 kg Nichteisenmetalle zurückgewonnen. Durch das Recycling können ca. 45 kg CO_{2eq}/t Abfall eingespart werden.

Tabelle 8: Überblick über die substituierten Emissionen der TAB_i in 2014⁴⁰

| Energie | Menge in MWh | Substitutionsfaktor in t CO _{2eq} pro MWh | Vermiedene Emissionen in t CO _{2eq} |
|--|--------------|--|--|
| Strom (prod.) | 9.980.000 | 0,806 | 8.043.880 |
| Prozessdampf (exp.) | 12.670.000 | 0,360 | 4.561.200 |
| Fernwärme (exp.) | 7.880.000 | 0,296 | 2.332.480 |
| Summe/Durchschnitt | 30.530.000 | 0,489 | 14.940.000 |
| Metallverwertung aus Schlacke (ca. 22kg/t) | | | 1.030.000 |

Die nationale Betrachtungsweise ist in Abbildung 17 dargestellt. Der biogene Anteil substituierte 2014 etwa 15 Mio. t CO_{2eq}, dem stehen Emissionen des fossilen Anteils in der Höhe von 9,3 Mio. t CO_{2eq} gegenüber. Der saldierte Klimaeffekt der TAB_i ist in nationaler Betrachtung mit ca. 6 Millionen t CO_{2eq} Emissionsminderungen für die TAB_i positiv. ITAD weist für ihre Anlagen 2014 eine durchschnittliche Klimaentlastung von ca. 290 kg/t Abfall aus. Je Tonne Abfall ergeben sich durchschnittlich 406 kg CO_{2eq} Emissionen, es werden jedoch 652 kg CO_{2eq} im Energiebereich und 45 kg CO_{2eq} durch Metallrecycling substituiert. Da es sich bei der „Abfall-Energie“ um „Sowieso-Energie“ handelt, können die Emissionen durch den fossilen Abfallanteil auch als „klimafreundlich“ analog der Methode zur Bestimmung des Product Carbon Footprint bezeichnet werden. Hintergrund ist, dass die entstehenden Emissionen bei der energetischen Verwertung von zum

³⁹ Umweltbundesamt (2014a): S. 30.

⁴⁰ ITAD (2015).

Beispiel einer Verpackung dem Produkt vor der Verwertung zugeordnet wird und nicht dem Energiestrom der TAB. Somit würde das „Thermo-Recycling“ (Energienutzung und Metallrecycling) in Deutschland in 2014 rund 15 Mio. t CO_{2eq} einsparen.

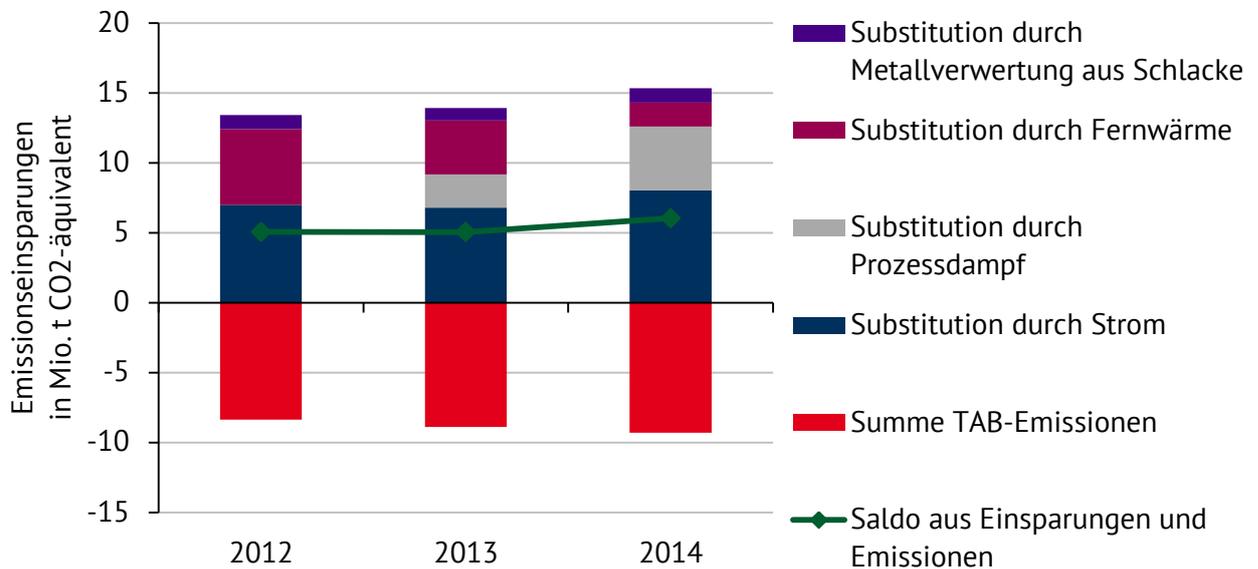


Abbildung 17: Bilanz der CO₂-äquivalenten Emissionen der bei ITAD vertretenen Anlagen, nach Daten von ITAD (2015), getrennte Erfassung der Substitution in Wärme/Prozessdampf erst seit 2013 (s. Exkurs – oben)

Der Vergleich der Werte in Abbildung 17 mit einer anderen Erhebung bestätigt einerseits die Dimension, zeigt andererseits jedoch auch eine vergleichsweise hohe Schwankungsbreite der Werte: Die Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik weist für 2014 eine Substitution durch den biogenen Abfallanteil von 2,6 Mio t CO_{2eq} im Wärmebereich und 4,6 Mio. t CO_{2eq} im Strombereich für den gesamten Abfallbereich aus⁴¹. Die Schwankungsbreite könnte durch die uneinheitliche Datenlage der CO_{2eq}-Emissionsfaktoren hervorgerufen werden, näher erläutert im folgenden Exkurs.

Exkurs zur Datenlage der CO₂-Emissionsfaktoren des Abfalls: Die tabellarische Aufstellung der abgeleiteten Emissionsfaktoren für CO₂ in Energie- und Industrieprozessen⁴² zeigt seit 2000 konstante Werte von 91,5 t CO₂/TJ („Hausmüll/Siedlungsabfall fossil“) und 71,1 t CO₂/TJ („Industriemüll fossil“) auf. Unklar in dieser Quelle ist, ob sich diese Werte auf den Heizwert oder auf den Brennwert des Abfalls beziehen.

Eine Berechnung der CO₂-Fracht über die ITAD-Jahresberichte⁴³ auf Basis des Abfallaufkommens, des (unteren) Heizwerts und der jährlichen CO₂-Emissionen ergibt für 2012 bis 2014 Wer-

⁴¹ AGEE-Stat (2016), Tabellenblatt 2014.

⁴² Umweltbundesamt (2015b).

⁴³ ITAD (2015).

te zwischen 36,73 t CO₂/TJ und 38,99 t CO₂/TJ. Ungeachtet der unterschiedlichen Zusammensetzung und der Unklarheit bezüglich des Bezugswerts (Brennwert oder Heizwert) bei den Daten des Umweltbundesamts, liegen die Werte sehr weit auseinander.

Zum Vergleich werden beim UBA z. B. für Dieselkraftstoffe Werte von 74,0 t CO₂/TJ angegeben. Andere Untersuchungen legen nahe, dass die Werte des Umweltbundesamtes vergleichsweise hoch liegen:

- Der Mittelwert über zehn Anlagen in Österreich liegt bei 42,6 ± 2 t emittiertes fossiles CO₂/TJ Energieinhalt (Bandbreite 32 ± 2 kg bis 51 ± 2 t CO₂/TJ)⁴⁴,
- Richtwerte für andere Länder sind: Schweden 32, Dänemark 37, Finnland 40 und Österreich 43,8 t CO₂/TJ,⁴⁵
- Die Emissionsfaktoren von Abfallbrennstoffen gemäß Treibhausgasinventar der Schweiz betragen 44,3 t CO_{2eq}/TJ⁴⁶ :

Tabelle 9: Emissionsfaktoren in der Schweiz

| | Emissionsfaktor t CO ₂ / t | Heizwert TJ / t | EF t CO ₂ / TJ | Fossiler Anteil % | EF _{fossil} t CO ₂ / TJ |
|------------------------------------|--|--------------------|------------------------------|----------------------|--|
| Abfälle in KVA*⁶ | 1.06 | 0.0114 | 92.8 | 47.8 | 44.3 |

Die Annahmen des Umweltbundesamtes über die Höhe der CO₂-Fracht des Siedlungsabfalls sollten in diesem Zuge kritisch überprüft werden. Die in der Literatur gefundenen Werte liegen in der Größenordnung um 50 % niedriger. Ein Hintergrund könnte sein, dass die CO₂-Emissionen des biogenen Anteils des Abfalls mit berücksichtigt wurden. Bei der Bewertung der Diskrepanz der Werte besteht weiterer Klärungsbedarf.

Generell sind zwei gegenläufige Entwicklungen erkennbar. Zum einen wird die Energieeffizienz der Anlagen steigen, insbesondere durch den vermehrten Ausbau an Fernwärme. Durch die niedrigen Strompreise sind derzeit kaum Investitionen in diesem Bereich erkennbar. Somit können in Summe mehr fossile Energieträger substituiert werden. Darüber hinaus müsste der spezifische Vermeidungsfaktor aufgrund der des höheren Wirkungsgrades steigen.

Auf der anderen Seite sinkt der Stromexport durch den verstärkten Ausbau an Fernwärme (Stromverlustkennziffer steigt). Da der Vermeidungsfaktor bei Strom höher ist als bei Wärme,

⁴⁴ Schwarzböck (2016).

⁴⁵ Schwarzböck (2016).

⁴⁶ Bundesamt für Umwelt BAFU (2016): Tabelle 1.

sinkt die spezifische Substitution.

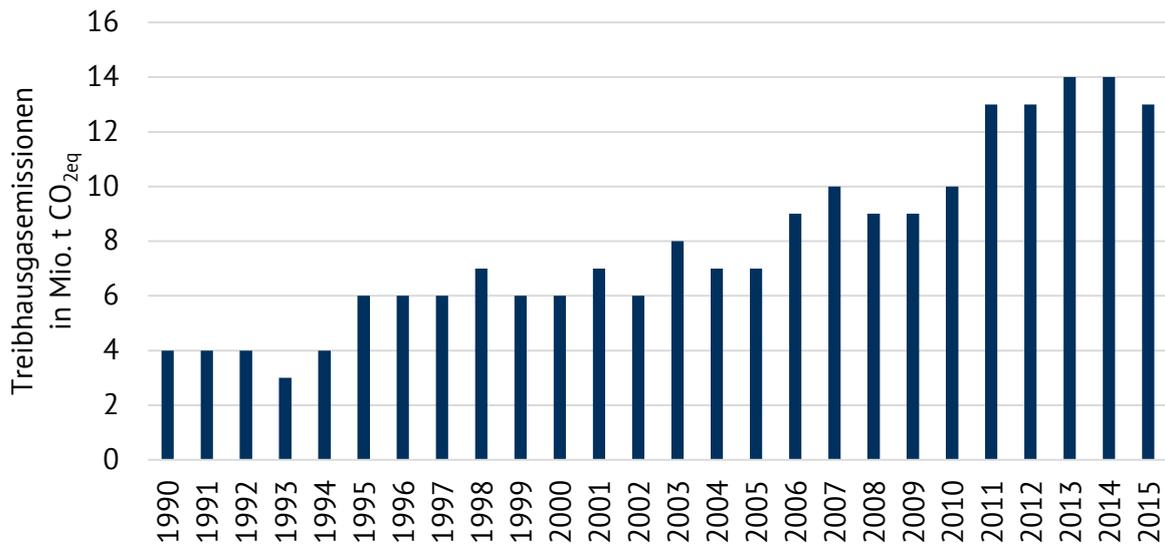


Abbildung 18: Treibhausgasemissionen der Bruttostromproduktion der TAB aus fossilem Abfall⁴⁷

Die Emissionswerte der fossilen Abfallanteils sind in Abbildung 18 dargestellt und nehmen Bezug auf die Daten zur Berichterstattung mit Bezug der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen. Die Höhe dieser Werte ist abhängig von den Emissionsfaktoren, die zur Berechnung angesetzt werden (In diesem Fall 91,5 t CO_{2eq}/TJ berechnet auf 50 % des Energiegehaltes des Abfalls). Der Anteil der Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung durch fossile Bestandteile im Abfall ist im betrachteten Zeitraum von 2 auf 4 % gestiegen. Ursache für den Anstieg nach 2005 ist die Umsetzung der Technischen Anleitung Siedlungsabfall TASI, nach der ab 2005 kein unvorbehandelter Abfall mehr abgelagert werden durfte. Seit fünf Jahren sind die Treibhausgasemissionen relativ konstant.

Die weitere Entwicklung der CO₂-Emissionen durch die TAB ist noch ungewiss. Bleiben die Verhältnisse so wie bisher (gleiche Verbrennungsmenge und Abfallzusammensetzung bei gleicher Energienutzung) führt eine Dekarbonisierung im Strommarkt dazu, dass der Anteil der TAB an den Gesamtemissionen steigt.

Das Umweltbundesamt geht in seiner Studie Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050⁴⁸ davon aus, dass eine langfristige Umstellung der erdölbasierten Industrie auf nachwachsende oder regenerativ erzeugte Rohstoffe gelingt. Es wird zudem davon ausgegangen, dass die Anteile an Produkten, die auf Erdölbasis produziert wurden, bis zum Jahr 2050 großen Teils schon als

⁴⁷ Umweltbundesamt (2016).

⁴⁸ Umweltbundesamt (2014).

Abfall entsorgt wurden. Unter diesen Voraussetzungen sind die CO₂-Emissionen fossilen Ursprungs aus TAB im Jahr 2050 zu vernachlässigen.

4.2. SCHADSTOFF-EMISSIONEN

Im Folgenden werden Schadstoffemissionen (nicht CO₂) aus den TAB-Anlagen näher betrachtet. Hieraus kann man einen bedeutenden Teil der Umweltrelevanz bei der Energieerzeugung ableiten.

Da bei der Verbrennung des Abfalls nicht bekannt ist, welche Inhaltsstoffe in welchen Mengen zu einem bestimmten Zeitpunkt verbrannt werden (kritisch sind insb. Einträge durch den Abfall von leicht flüchtigen Schwermetallen, wie Quecksilber), variiert die Zusammensetzung des Rauchgases. Somit sind die Anlagen entsprechend mit aufwendigen Rauchgasreinigungsanlagen ausgerüstet, sodass die Emissionen der Reingase die Grenzwerte der 17. Bundes-Immissionsschutzverordnung sicher unterschreiten.

Die ITAD hat zu den Emissionswerten aus 2014/2015 eine Erhebung bei ihren Mitgliedsanlagen durchgeführt, ergänzt durch Internetrecherche und persönlichen Ansprachen⁴⁹.

Exemplarisch werden die Jahresmittelwerte (JMW) für einige Schadstoffe dargestellt, die derzeit in der Umweltdiskussion im Brennpunkt stehen:

- Stickoxide (NO_x) und Schwefeldioxid (SO₂) – als Leitparameter für Gesundheits- und Umweltrisiken
- Quecksilber (Hg) – als leicht flüchtiges Schwermetall
- Staub – als Parameter der Luftverschmutzung in Innenstädten

⁴⁹ Treder (2016): Betreiber von Abfallverbrennungsanlagen im Spannungsfeld des BVT-Merkblatts, Berliner Abfallwirtschafts- und Energiekonferenz, 25. und 26. Januar 2016, Berlin.

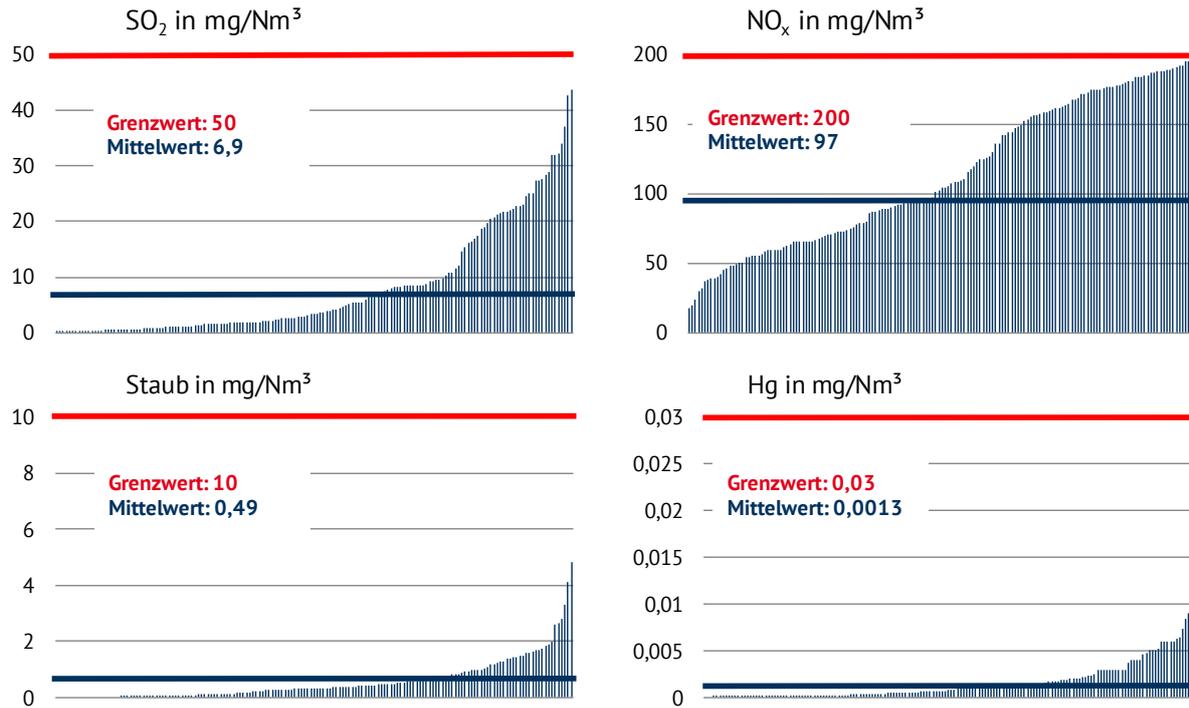


Abbildung 19: Tatsächliche, durchschnittliche und höchstens erlaubte Emissionen von rund 190 Linien der TAB_i nach einer ITAD-Erhebung als Jahresmittelwerte 2014 und 2015

Auch die anderen gemessenen Emissionswerte zeigen, dass die Betriebswerte weit unterhalb der Grenzwerte der 17. BImSchV liegen.

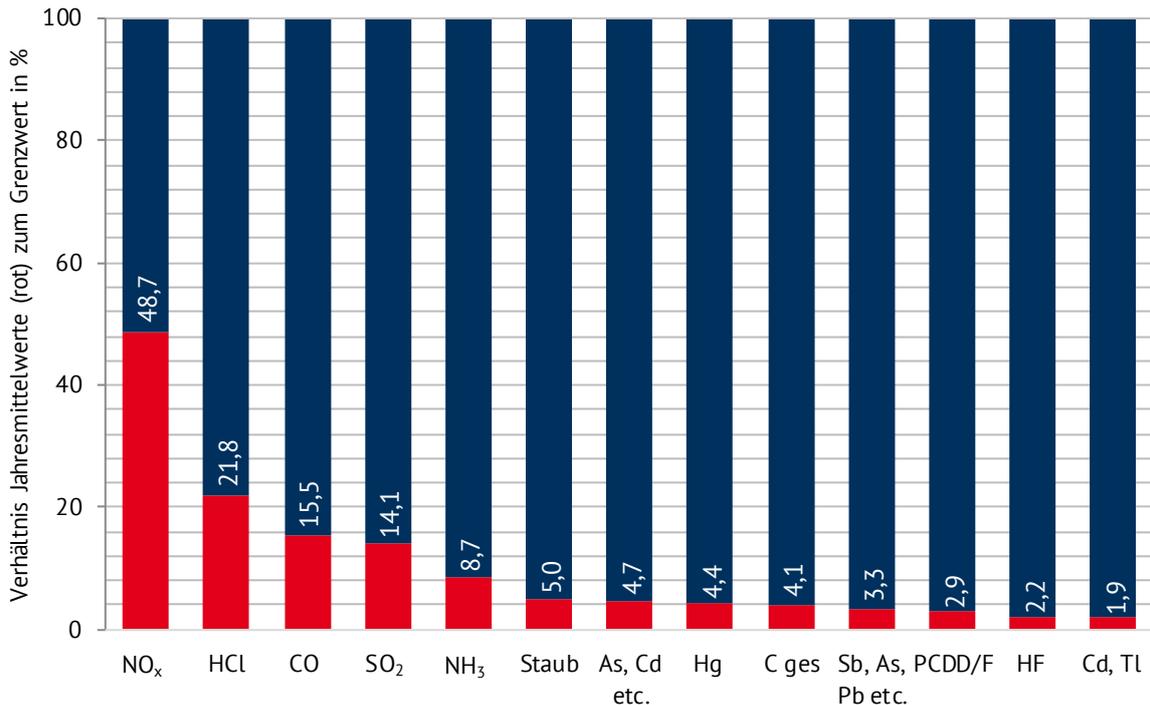


Abbildung 20: Verhältnis der JMW von 190 Linien TAB_i zum Grenzwert (z. B.: Der Jahresmittelwert der NO_x-Emissionen lag bei 48,7 % des erlaubten Grenzwertes)

Folgende Basisdaten liegen den bisher unveröffentlichten Berechnungen zu Grunde:

- von 77 TAB liegen Emissionswerte (Jahresmittelwerte – JMW) vor (überwiegend aus 2014 und wenige aus 2015),
- die Auswertung berücksichtigt insg. 190 Verbrennungslinien,
- rund 22,29 Mio. t. der Jahreskapazität konnte in die Auswertung mit einfließen (ca. 96 % der ITAD Anlagenkapazität),
- Annahme: Reingas 5.000 Nm³ (tr.)/t Abfall. Bei der ITAD-Umfrage wurde bisher nicht das spez. Reingasvolumen abgefragt, daher erfolgt hier eine konservative Abschätzung aus bekannten Werten. In der Literatur⁵⁰ wird z. B. mit 4.500 bis 6.000 Nm³/t (tr.) gerechnet.
- Die JMW sind nicht gewichtet.

Exkurs zur Flächeneinsparung: Neben den positiven Effekten auf die Emissionen von Luftschadstoffen ist ein weiteres wichtiges Bewertungskriterium für die Umweltauswirkungen der TAB der Einfluss auf den Verbrauch von Landschaftsfläche.

Das alternative Verfahren zur thermischen Abfallbehandlung für nicht mehr recyclingfähigen Siedlungsabfall stellt die Deponie dar. Durch die abfallrechtliche Umsetzung ist dies in Deutschland seit Mitte 2005 nicht mehr möglich. Lediglich vorbehandelte Abfälle, wie z. B. die Schla-

⁵⁰ Richers (2014): S 49.

cken aus der TAB und Rückstände aus der M(B)A sowie inerte Abfälle können noch unter Einhaltung von Grenzwerten deponiert werden.

Eine Beispielrechnung verdeutlicht den Einfluss der TAB: 1 t Siedlungsabfall verbraucht rund 2 m³ an Volumen bzw. 0,2 m² an Fläche bei einer Deponierung (Inkl. Deponiebaustoffe). Die Rückrechnung für die rund 23 Mio. t in ITAD-Mitgliedsanlagen verbrannten Abfälle würden eine Deponiefläche von rund 445 ha pro Jahr benötigen (rund 620 Fußballfelder) und ein Volumen von rund 44,44 Mio. m³. Für eine vollständige Deponierung der aufbereiteten Schlacke wäre eine Fläche von ca. 11 ha notwendig (bzw. 2,5 % der Deponiefläche für den Siedlungsabfall).

Somit werden in Deutschland seit 2005 enorme Flächen für Deponien geschont. Auch die Emissionen (Methan, Sickerwasser) aus den Deponien entstehen nicht. Diese Betrachtung gilt ebenfalls für Abfallimporte aus EU-Ländern, in denen noch deponiert wird. Dies sind in der EU noch rund 150 Mio. t Siedlungsabfälle pro Jahr. Daher ist die Berechnung von Flächeneinsparung auch nach 2005 noch relevant.

4.3. SPEZIFISCHE ENERGIEBEZOGENE EMISSIONEN

In den oberen beiden Unterkapiteln wurden die Emissionen aus der TAB analysiert. Darauf aufbauend können die energiespezifischen Emissionen der TAB abgeleitet werden – wie z. B. CO_{2eq}- bzw. Schadstoffausstoß pro genutzte Energieeinheit – um diese mit konventionellen Kraftwerken und Erneuerbare-Energien-Anlagen zu vergleichen. Zur Umrechnung der TAB-Schadstoffwerte aus Kapitel 4.2, die in g/Nm³ angegeben werden, kann eine Reingasmenge von 5.000 Nm³/t (tr.) angenommen werden⁵¹. Die energiespezifischen Emissionen der Braun- und Steinkohle sowie für den durchschnittlichen Strommix lassen sich aus den Erhebungen des Umweltbundesamts⁵² errechnen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Vergleich energiebezogener Emissionen der TAB und fossiler Kraftwerke (keine KWK-Anlagen)

| Parameter | Einheit | Braunkohle | Steinkohle | Durchschnittl. Strommix | TAB _{ges} | TAB _{strom} |
|-----------------|---------|------------|------------|-------------------------|--------------------|----------------------|
| CO ₂ | kg/MWh | 1.013 | 789 | 525 | 288 | 94 |
| NO _x | kg/MWh | 0,671 | 0,488 | 0,426 | 0,391 | 0,128 |
| SO ₂ | kg/MWh | 0,593 | 0,427 | 0,285 | 0,028 | 0,009 |
| Staub | g/MWh | 28 | 28 | 17 | 2,0 | 0,7 |
| Hg | g/MWh | 0,0230 | 0,0178 | 0,0098 | 0,0053 | 0,0017 |

⁵¹ Richers (2014): S 49.

⁵² Umweltbundesamt (2015c): Abb. 4 und Abb. 13.

TAB_{ges} bezieht die gesamten Emissionen auf die exportierte Strommenge (9,98 Mio. MWh). Berücksichtigt man wegen des hohen Fernwärme-/Prozessdampfanteils (20,55 Mio. MWh) nur 32,7 % der Emissionen, ergibt sich der kleinere Wert TAB_{Strom}.

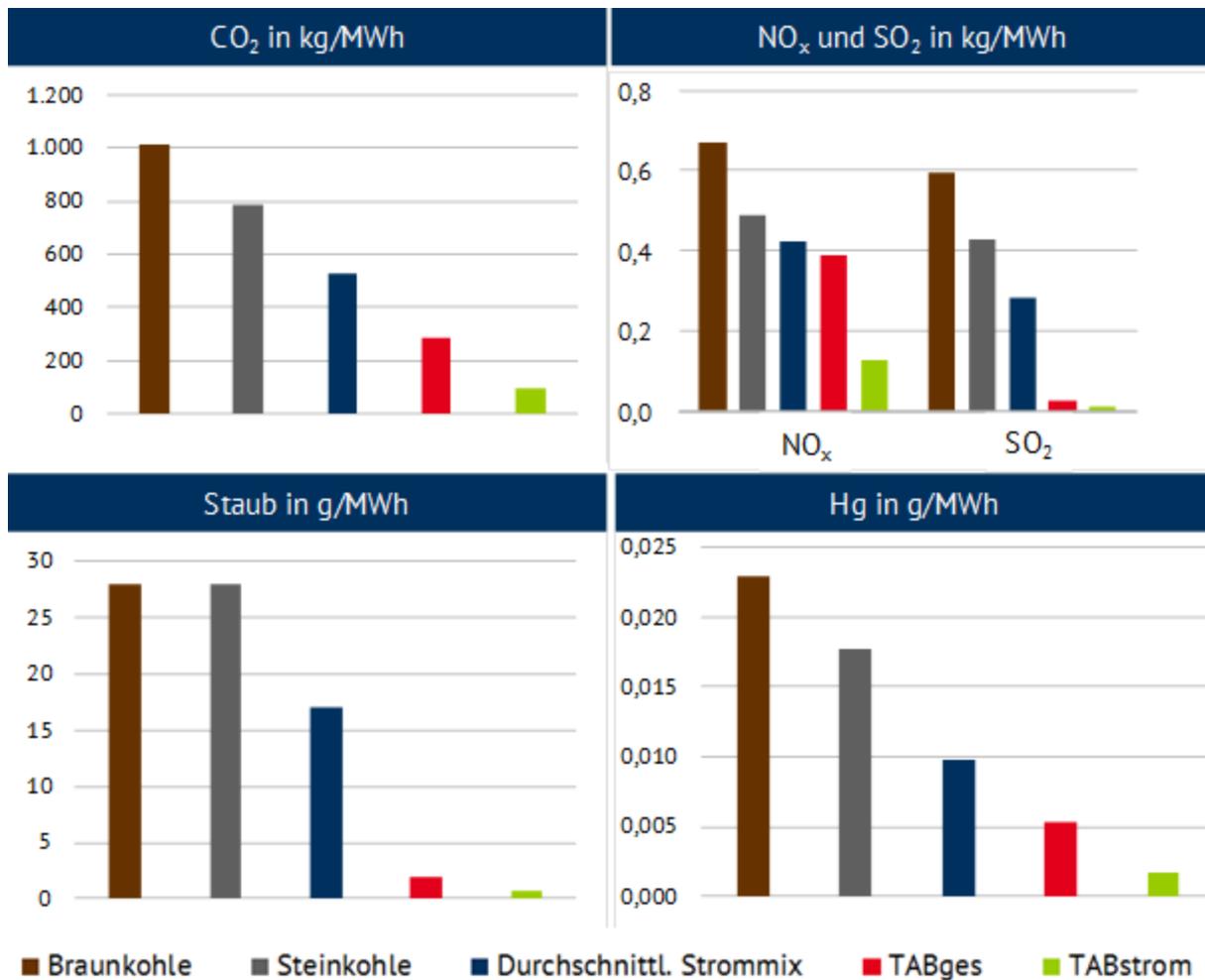


Abbildung 21: Energiespezifische Emissionen von verschiedenen Luftschadstoffen

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass die ökologische Vorteilhaftigkeit der TAB (trotz des erheblich geringen Wirkungsgrades) gegenüber den Kohlekraftwerken und dem durchschnittlichen Strommix gegeben ist. Dies lässt sich durch die aufwendige Rauchgasreinigungstechnik bei den TAB-Anlagen erklären.

5. ENTWICKLUNG DER TAB-ANLAGEN BIS 2030

Dieses Kapitel beschreibt die Wechselwirkungen der TAB-Anlagen mit dem Energiemarkt der Zukunft unter besonderer Berücksichtigung des Einflusses der fluktuierenden erneuerbaren Energien.

5.1.1. BESCHREIBUNG DES KÜNFTIGEN MARKTUMFELDS DER TAB-ANLAGEN

In Zukunft werden erneuerbare Energien in der Lage sein, in zahlreichen Stunden den Strombedarf zu großen Teilen bzw. vollständig zu decken. Dies zeigt exemplarisch Abbildung 22 anhand der Ergebnisse der stundenscharfen Simulation der Stromproduktion im Jahr 2030 im fundamentalen europäischen Energiemarktmodell Power2Sim. Die rote (Solar) und violette (Wind) Fläche reichen in einigen Situationen bis weit nach unten, das bedeutet in diesen Situationen kann mehr Strom erzeugt als verbraucht oder exportiert werden. Hier erfolgt eine Verdrängung der Grundlast durch die erneuerbare Stromerzeugung. Dies erfolgt auch in Konkurrenz zu den TAB-Anlagen, die in diesen Situationen sehr niedrige und negative Strompreise erzielen, wenn sie weiter einspeisen.

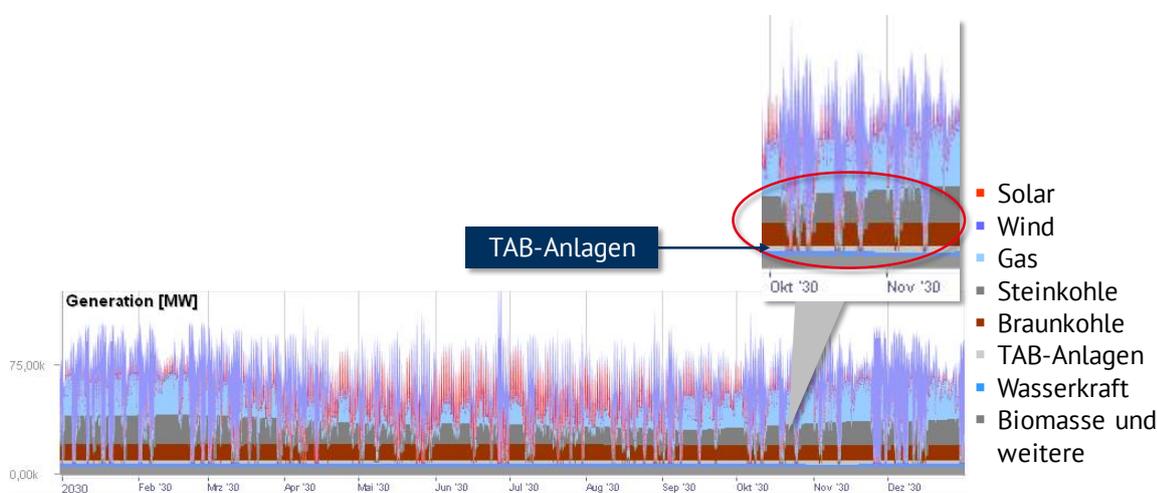


Abbildung 22: Technologiescharfe Stromerzeugung 2030 als Ergebnis einer fundamentalen Energiemarktsimulation mit Power2Sim

Für die übrigen Stunden werden steuerbare Kapazitäten benötigt, die in der Lage sind, schnell einzuspringen, wenn die Produktion der Erneuerbaren nicht ausreicht.

5.1.2. FUNDAMENTALE MODELLIERUNG DER TAB-ANLAGEN BIS 2030

Um die Auswirkung der beschriebenen Systematik auf den Strommarkt zu untersuchen, wurde der europäische Energiemarkt fundamental modelliert. Dazu wurde die Software Power2Sim eingesetzt, deren Funktionsweise in Abbildung 23 dargestellt ist. Die fundamentale Modellie-

Die Simulation des Strompreises wird durch fundamentale Parameter wie Energiepreise, Kraftwerkseigenschaften, Nachfragekurven und Stromtransit über die nationalen Grenzen den Strompreis im Day-Ahead-Markt.



Abbildung 23: Funktionsprinzip des europäischen Energiemarktmodells Power2Sim

Wichtige Datenquellen sind der World Energy Outlook 2015, aus dem Preise für Erdgas, Steinkohle, Rohöl und CO₂-Zertifikate entnommen wurden. Das verwendete Szenario ist das „450-ppm-Szenario“. Für die zukünftige Entwicklung des europäischen Kraftwerksparks bildet die „EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050“ (2013) die Basis, hier wurde das „Reference-Szenario“ ausgewählt. Die so angenommenen Kapazitäten für Deutschland sind in Abbildung 24 dargestellt. Der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 in Deutschland und ein langfristiger Rückgang der Kohlekapazitäten kennzeichnen die abnehmende Erzeugungsleistung aus konventionellen Kraftwerken. Kompensiert wird dieser Rückgang teilweise mit Gaskraftwerken, im Wesentlichen jedoch über die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diese werden aufgrund geringerer und zum Großteil wetterabhängiger Auslastung mit hoher Kapazität installiert. Bei einer Spitzennachfrage von etwa 85 GW ergeben sich im Jahr 2030 installierte Kapazitäten von etwa 250 GW. Bis zum Jahr 2050 sollen die erneuerbaren Energien 80 bis 95 Prozent der Stromerzeugung ausmachen. Ein wegen geographischer Limitierung geringfügiger Ausbau ergibt sich bei der Biomasse und Wasserkraft. Die installierte Leistung der TAB-Anlagen wurde auf 1,627 GW bestimmt, dies entspricht der installierten elektrischen Leistung, die bei ITAD

vertretene TAB-Anlagen in der Kraftwerksliste⁵³ angegeben haben, vernachlässigt jedoch Anlagen mit weniger als 10 MW elektrischer Leistung. Die täglich tatsächlich verfügbare Leistung schwankt in den Modellannahmen nach Abbildung 14 zwischen 844 und 1.369 MW.

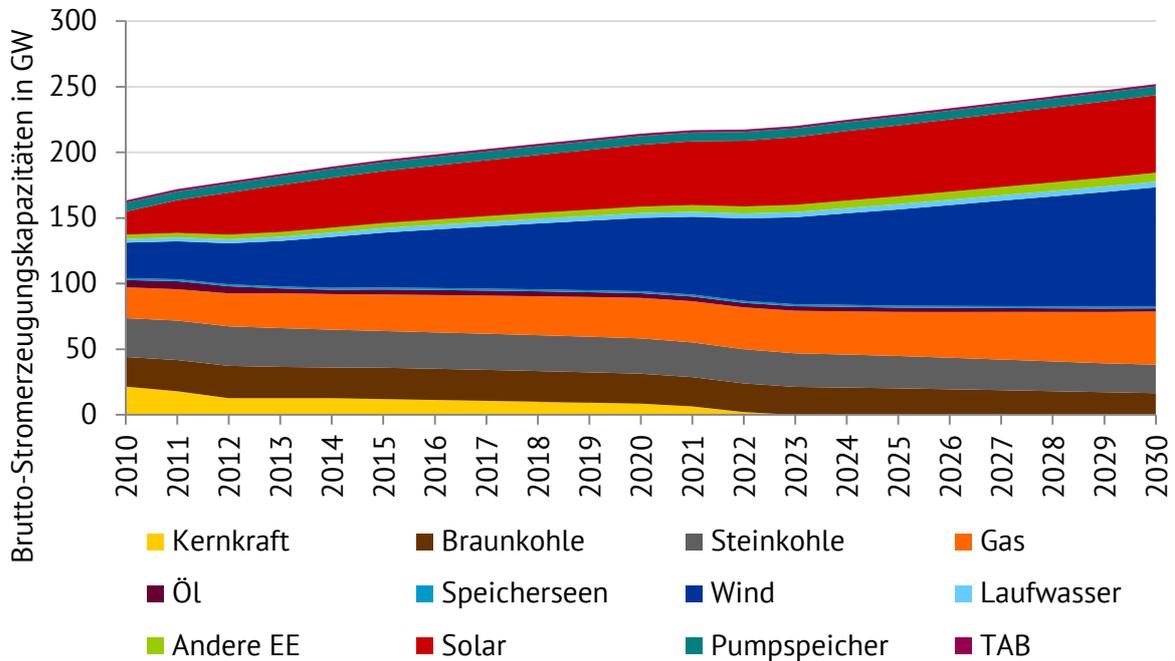


Abbildung 24: Installierte Kraftwerksleistung in Deutschland nach dem "Reference-Scenario" der „EU Energy, Transport and GHG Emissions“ Trends to 2050“ (2013)

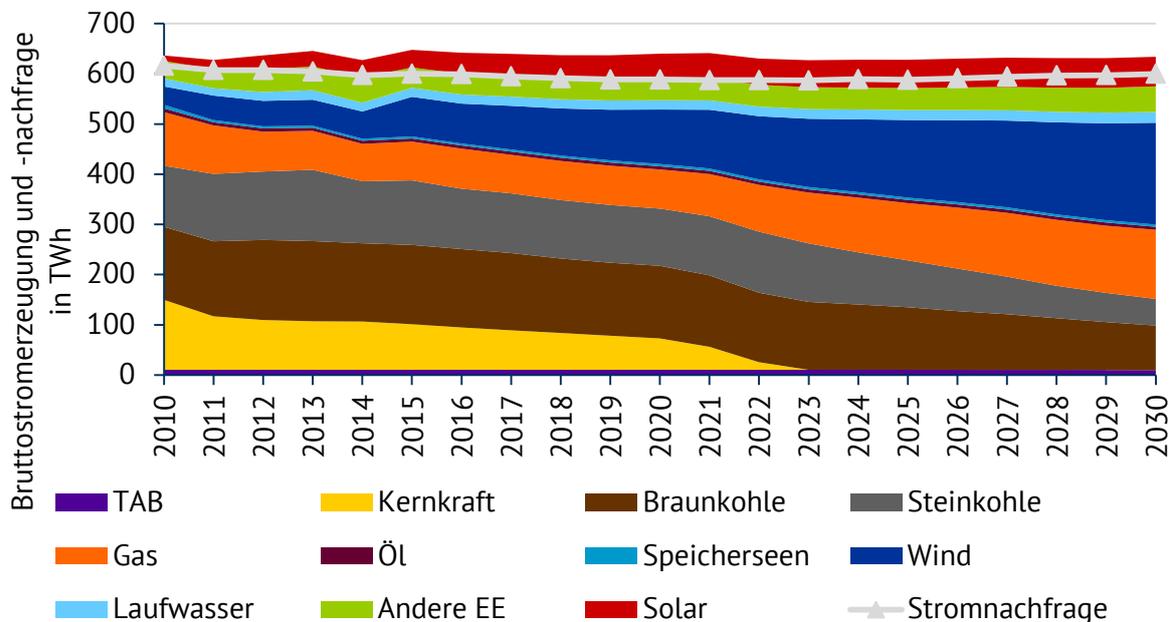


Abbildung 25: Jährliche Bruttostromerzeugung in Deutschland nach fundamentaler Modellierung bis 2030

⁵³ Bundesnetzagentur (2015).

Diese Entwicklung spiegelt sich in Abbildung 25 wider, hier sind die Anteile der einzelnen Technologien an der Bruttostromerzeugung dargestellt. Die Stromnachfrage wurde mit einem leichten Rückgang in den ersten Jahren und einer leichten Erhöhung in den Jahren nach dem Kernenergieausstieg angenommen. Energieeffizienz, Wirtschaftswachstum, Bevölkerungsentwicklung und Sektorenkopplung (Elektromobilität und Wärme aus Strom) sind hier die treibenden und zum Teil gegenläufigen Trends. Die hohe Erzeugung aus erneuerbaren Energien führt auch weiterhin langfristig zu einem Exportüberschuss von Strom; die Nachfrage ist entsprechend geringer als die Erzeugung von Strom.

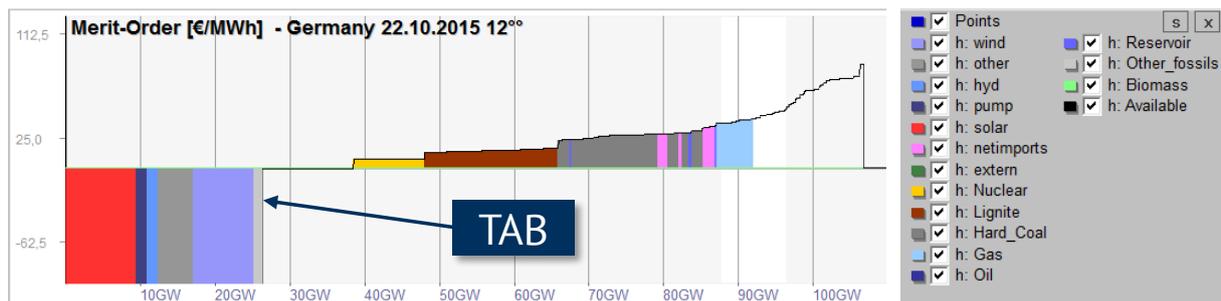


Abbildung 26: Einordnung der TAB-Anlagen in der Merit-Order

TAB-Anlagen gehen im Modell vereinfachend mit einem Gebotspreis von -100 EUR/MWh in die Merit-Order ein, ebenso geförderte Erneuerbare-Energien-Anlagen. Dies visualisiert Abbildung 26 im Zusammenhang mit den anderen Technologien: Von links nach rechts sind die Technologien mit aufsteigenden Grenzkosten dargestellt, das heißt mit den kurzfristigen Kosten, die zur Erzeugung einer zusätzlichen MWh anfallen. Bei einer gegebenen Nachfrage entscheidet sich anhand dieser Kurve, welches Kraftwerk gerade noch Strom einspeisen muss. Die Grenzkosten dieses Kraftwerks bestimmen dann den Marktpreis für Strom in der betrachteten Stunde. Die geförderten erneuerbaren Technologien bieten zu negativen Preisen; dies ist aufgrund der Förderung für den Anlagenbetreiber betriebswirtschaftlich sinnvoll und die Übersetzung des Einspeisevorrangs der erneuerbaren Energien am Strommarkt. Die TAB-Anlagen erhalten zwar keine Förderung, werden jedoch trotzdem mit negativen Grenzkosten modelliert. Die Annahme dahinter ist, dass die TAB-Anlagen Abfallaufkommen-getrieben fahren und die Stromproduktion bei laufender Rostfeuerung aktuell noch nicht an Strompreise anpassen. Dies stellt sie mit anderen sogenannten Must-run-Erzeugern gleich, die ihre Stromproduktion ebenfalls nicht anpassen können. Ist die Summe aus erneuerbaren Energien und Must-run-Erzeugung größer als die Nachfrage (inkl. Exporte), wird der Strompreis im Modell auf -100 EUR/MWh festgelegt. Da die TAB-Anlagen nur zu 50 Prozent erneuerbaren Strom produzieren, gehen sie im Modell vor den geförderten erneuerbaren Energien aus dem Markt. Bleiben sie hingegen bei negativen Strom-

preisen im System z. B. wegen einer größeren Stromnachfrage, fallen auch für die TAB-Anlagen für den verkauften Strom Kosten an. Wie viel elektrische Leistung zu diesem Preis angeboten wird, schwankt anhand der Monatswerte aus Abbildung 14 über eine lineare Interpolation täglich. Insgesamt erzeugen die modellierten TAB-Anlagen jährlich etwa 10 TWh Strom.

5.1.3. GEGENSEITIGE BEEINFLUSSUNG DER TAB-ANLAGEN UND DES STROMMARKTS

Untersucht wurde der Einfluss der bei ITAD-Anlagen auf Strommarkt durch einen Vergleich des Marktes mit und ohne TAB-Anlagen. Umgekehrt zeigen die Ergebnisse auch die Implikationen des sich wandelnden Strommarktes auf die Wirtschaftlichkeit der ITAD-Anlagen.

Die Grundlastfahrweise von TAB-Anlagen sorgt für eine Strompreissenkung für das Gesamtsystem, was in Abbildung 27 zu sehen ist. Sie verdrängen teurere Kraftwerke, die sonst den Strom produzieren würden, vgl. Abbildung 26. TAB-Anlagen mindern die volkswirtschaftlichen Stromgestehungskosten um aktuell 4 Millionen Euro jährlich (Bezugsgröße hier sind 10 TWh Stromerzeugung aus TAB). Mit weniger Grundlasterzeugung wird sich dieser Effekt bis zum Jahr 2030 mehr als verdreifachen. Dadurch reduzieren sie den Großhandelsstrompreis um 0,40 EUR/MWh bis 1,28 EUR/MWh im Zeitraum von 2016 bis 2030.

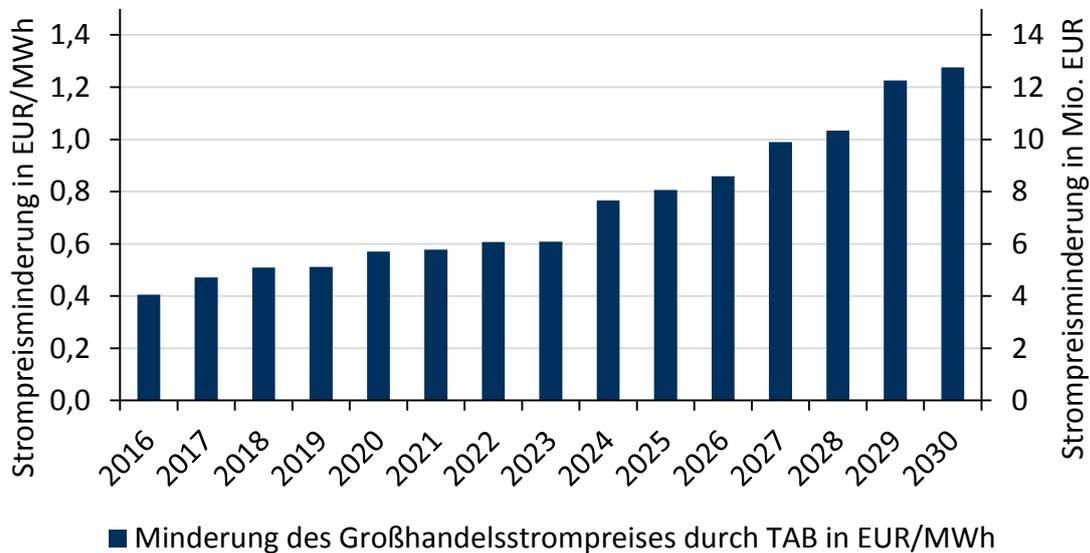


Abbildung 27: Auswirkung der Stromeinspeisung der TAB-Anlagen auf den Großhandelsstrompreis

Vor allem in späteren Jahren (2025-2030) steigt die Anzahl an Stunden mit negativen Preisen. Sowohl die Anzahl als auch die Höhe negativer Preise nehmen im Zeitverlauf zu. Dies ist auf eine verstärkte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen, z. T. auch auf das Gebotsverhalten der TAB-Anlagen am Strommarkt, d. h. auf das Angebot des Stroms bei unflexibler Fahrweise zu negativen Preisen. Das Auftreten negativer Strompreise ist jedoch nie nur

einer Technologie zuzuschreiben. Es ist vielmehr ein Marktphänomen, das durch alle zum jeweiligen Zeitpunkt einspeisenden Kraftwerke und dem Grad an Inflexibilität des Stromsystems hervorgerufen wird. In Grenzsituationen können durch die Abschaltung der TAB negative Preise verhindert oder zumindest abgemindert werden, solange die Entsorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

Stromeinspeisung zu negativen Strompreisen führt zu Erlöseinbußen für die TAB. Aktuell erzeugen TAB-Anlagen 0,7 Prozent der Jahreserzeugung oder 72 GWh zu negativen Strompreisen.

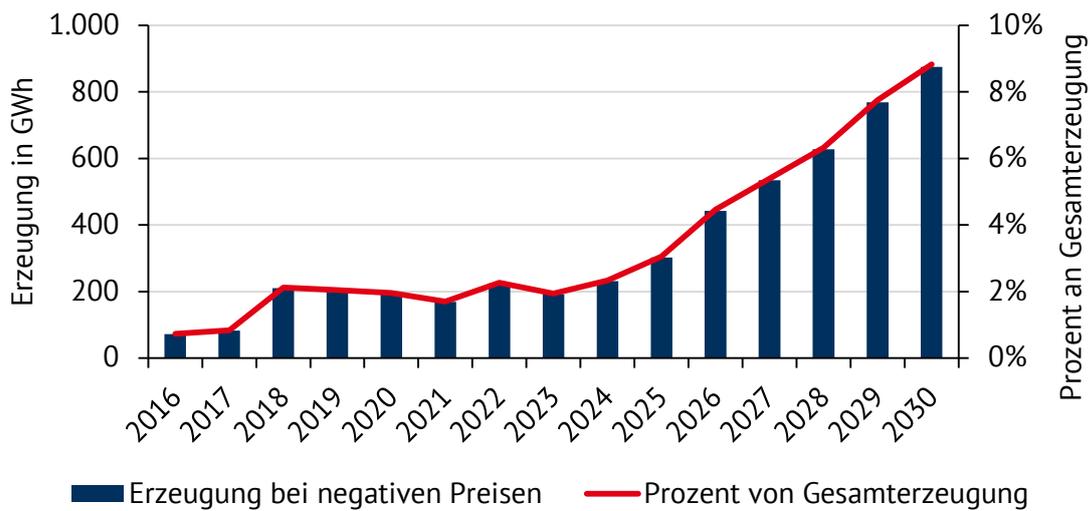


Abbildung 28: Stromerzeugung der TAB-Anlagen zu negativen Preisen

Durch die beschriebene Zunahme von negativen Strompreisen werden, wie in Abbildung 28 gezeigt, von den rund 10 TWh Jahresstromerzeugung bis zu 0,875 TWh (2030) in Stunden erzeugt, in denen der Strompreis unterhalb von 0 EUR/MWh liegt. Aufgrund der Sensitivität des Stromsystems ist das Auftreten negativer Preise auch deutlich häufiger möglich. Die berechneten Werte unterliegen einer nicht zu vernachlässigenden Schwankungsbreite nach oben und unten.

Aktuell sind die Verluste, die den TAB-Anlagen durch Stromeinspeisung bei negativen Preisen entstehen, noch gering. Sie belaufen sich im Jahr 2016 auf wenige Tausend Euro. Ab den Jahren 2024 bis 2026 werden die Verluste in einstelliger Millionenhöhe jedoch signifikant, wie Abbildung 29 zeigt.

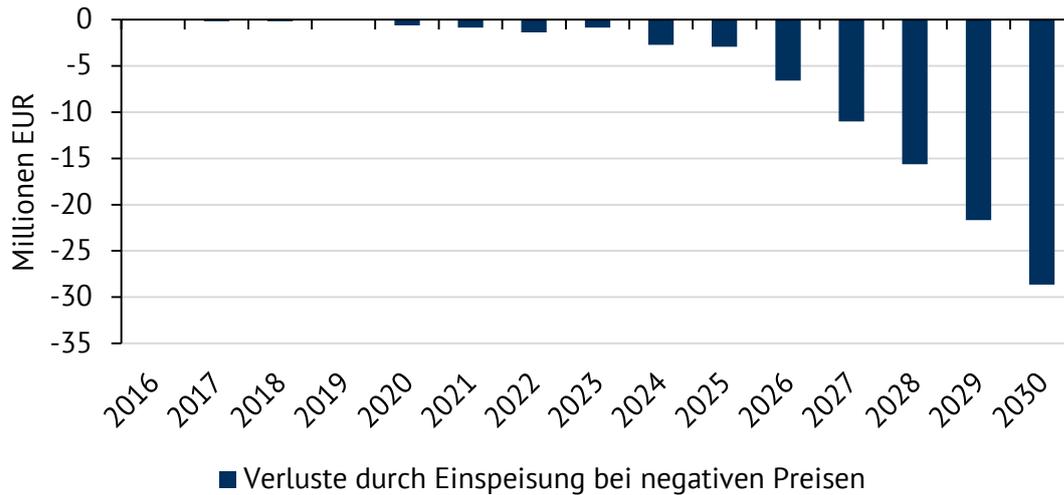
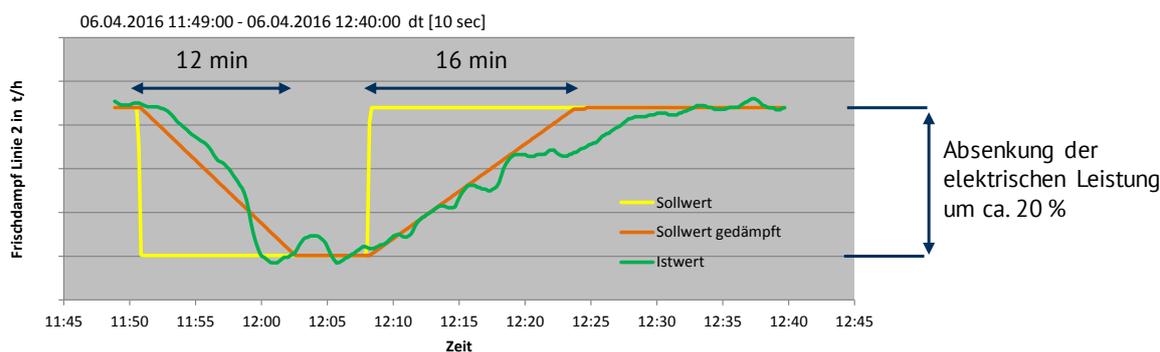


Abbildung 29: Verluste, die den TAB-Anlagen durch die Einspeisung bei negativen Preisen entstehen. Bei unverändertem Einspeiseverhalten werden die Erlöse der TAB aus dem Stromverkauf zurückgehen – denn bei negativen Strompreisen entstehen dann Kosten. Ohne Flexibilisierung ist für alle TAB-Anlagen mit Kosten von rund 30 Millionen Euro im Jahr 2030 zu rechnen.

5.1.4. FLEXIBILISIERUNG ZUR FÖRDERUNG DER NUTZUNG FLUKTUIERENDER ERNEUERBARER ENERGIEN

Zur näheren Untersuchung des Flexibilitätspotenzials der TAB-Anlagen wurde untersucht, inwiefern die erzeugte Leistung flexibel angepasst werden kann. Grundsätzlich ist dies durch Anpassung der Frischdampfproduktion über eine Steuerung der Abfallmenge möglich. Wichtige Rahmenbedingungen sind hier die Anzahl und Größe der Linien der betrachteten Anlage, die durchschnittliche Auslastung, Generatorleistungen, Bunkergröße und intelligentes Stoffstrommanagement (inkl. der Ballierung zur Zwischenspeicherung des Abfalls). Der in Abbildung 30 gezeigte Versuch einer MVA beweist eine Grundflexibilität, ohne dass zusätzliche Flexibilisierungsmaßnahmen durchgeführt wurden. Der gelbe Sollwert zur Frischdampfproduktion wurde durch die IST-Produktion bei einem Leistungshub von 20 Prozent nach etwa 12 Minuten erreicht. Das Erreichen der ursprünglichen Frischdampfproduktion dauerte 16 Minuten⁵⁴. Der Prozess wurde manuell gefahren und musste durch gezielte feuerungstechnische Maßnahmen unterstützt werden, um den Ausbrand des Abfalls nicht zu gefährden. Die Übertragbarkeit dieses Versuchs auf andere Anlagen ist aufgrund der heterogenen Anlagenlandschaft nur eingeschränkt möglich. Bei gleichbleibender Abfallmenge können einige TAB-Anlagen den Stromexport zeitlich bereits steuern, wenn die Anlage abfallseitig nicht vollständig ausgelastet ist.

⁵⁴ Unter Fortführung des Leistungsgradienten, der sich ergab, bevor noch brennender Müll in den Entschlacker gefallen ist (2. Ereignis in der Abbildung).



*) Dampfeigenbedarf, Dampflieferung an Kunden, Fernwärmeauskopplung etc. nicht berücksichtigt

Abbildung 30: Ergebnis einer Flexibilitätsuntersuchung an der MVR Müllverwertung Rugenberger Damm bei Hamburg

Neben dieser direkten Steuerung der Stromproduktion kann zusätzlich durch Verschiebung des Anteils des Stromexports zum Wärme-/Prozessdampfexport Flexibilität in der Stromerzeugung gewonnen werden. Wichtige Rahmenbedingungen sind hier eine flexible Wärmenachfrage z. B. durch einen Wärmespeicher, vertragliche Flexibilität bei der Lieferung von Prozessdampf und Power-to-Heat-Technologien. Letztere können z. B. bei negativen Preisen eingesetzt werden, um die Verluste aus der Vermarktung bei negativen Strompreisen (vgl. Abschnitt 5.1.3) zu reduzieren. Ein Zeichen für die bereits vorhandene Flexibilität bei der Verschiebung der Produktströme ist die saisonale Fahrweise, die in Abbildung 14 veranschaulicht ist. Die TAB-Anlagen haben im Winter durchschnittlich 27 Prozent weniger Stromexport als im Sommer, obwohl der Abfall-Inputstrom annähernd konstant ist, wenngleich einige saisonale Abhängigkeiten existieren (Abfallmengen schwanken z. B. durch Baukonjunktur).

Zur Untersuchung des Werts dieser Flexibilität wurde eine fiktive Beispielanlage untersucht, die einen Jahresstromexport von 100.000 MWh hat. Im Jahr 2016 könnte die Anlage im Modell nach der herkömmlichen Grundlastfahrweise mit saisonaler Prägung (s. Abschnitt 5.1.2) 2,38 Millionen EUR am Day-Ahead-Markt Erlösen. Im nächsten Schritt wurden der Anlage Flexibilitätsparameter zugeordnet, die in Abbildung 31 dargestellt sind.

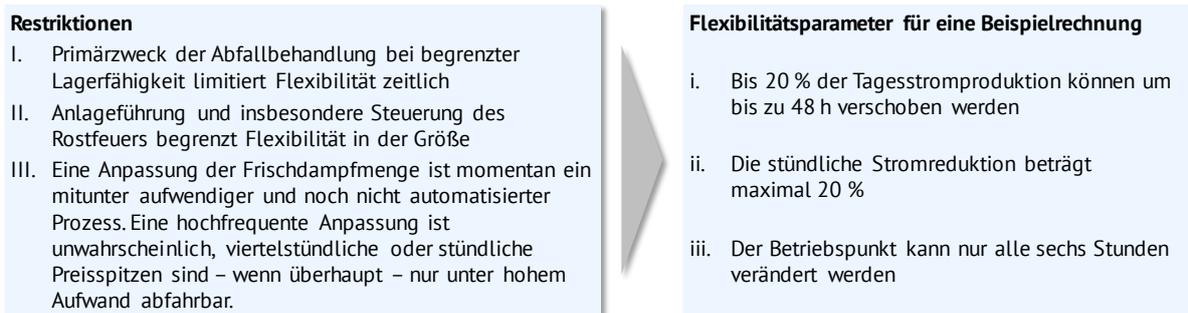


Abbildung 31: Flexibilitätsparameter der Beispielanlage

Die Flexibilitätsparameter wurden in ein Optimierungsmodell integriert, das die Beispielanlage von der durchschnittlichen Fahrweise abweichen lässt bei gleicher Jahresstromproduktion.

Dadurch produziert die TAB-Anlage dann bis zu 20 Prozent weniger Strom, wenn der Strompreis unterdurchschnittlich ist. Die in diesen Zeiten nicht produzierten Strommengen werden dann zu hochpreisigen Zeiten zusätzlich erzeugt. Dieses Verhalten, das auch in Abbildung 32 für eine Woche beispielhaft dargestellt ist, ist nur möglich, wenn die Anlage bzw. einzelne Linien nicht voll ausgelastet sind. Die Wahl der Flexibilitätsparameter hemmt eine weitere Optimierung, manche Strompreisspitzen können nicht mitgenommen werden, eine Optimierung über einen Zeitraum von 48 Stunden hinaus ist ebenso nicht möglich. Die eher konservativen Annahmen für die Flexibilität lassen sich noch weiter flexibilisieren, der Einsatz eines Notstromdiesels, eine Erhöhung der Dampfmenge oder -parameter in Überlastfahrweise könnten in Zukunft eine weitere Erhöhung der Spitzeneinspeisung herbeiführen. Dem stehen häufig rechtliche bzw. genehmigungsrechtliche Restriktionen entgegen.

Die Auswirkungen der Fahrweise auf die Stromerlöse beschreibt Abbildung 33. Der jährliche Mehrerlös steigert sich von 25 auf 125 Tausend EUR bzw. 5,3 Prozent des Modell-Erlöses von 2016. Ohne Vermarktung bei negativen Preisen erhöht sich dieser Wert um einen Prozentpunkt. Bei Erhöhung der stündlichen Flexibilität von 20 Prozent auf 40 Prozent erhöht sich der Mehrerlös auf 11,4 Prozent.

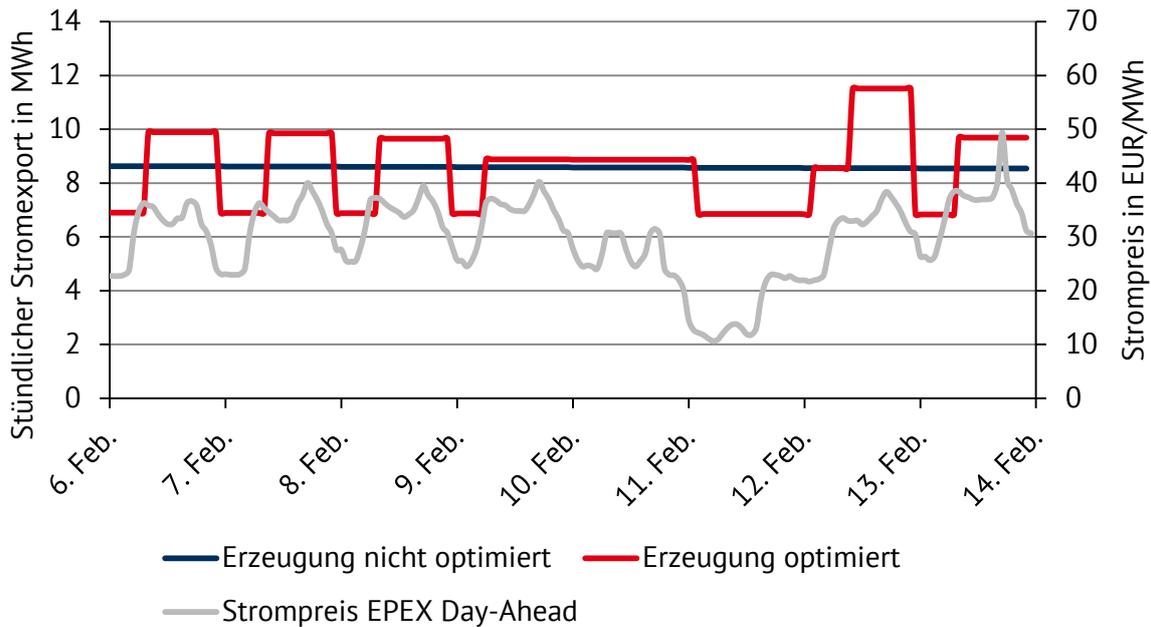


Abbildung 32: Fahrweisen einer TAB-Anlage ohne Flexibilität ("nicht optimiert") und strompreisgetriebenen Fahrweise unter Annahme einer Grundflexibilität ("optimiert")

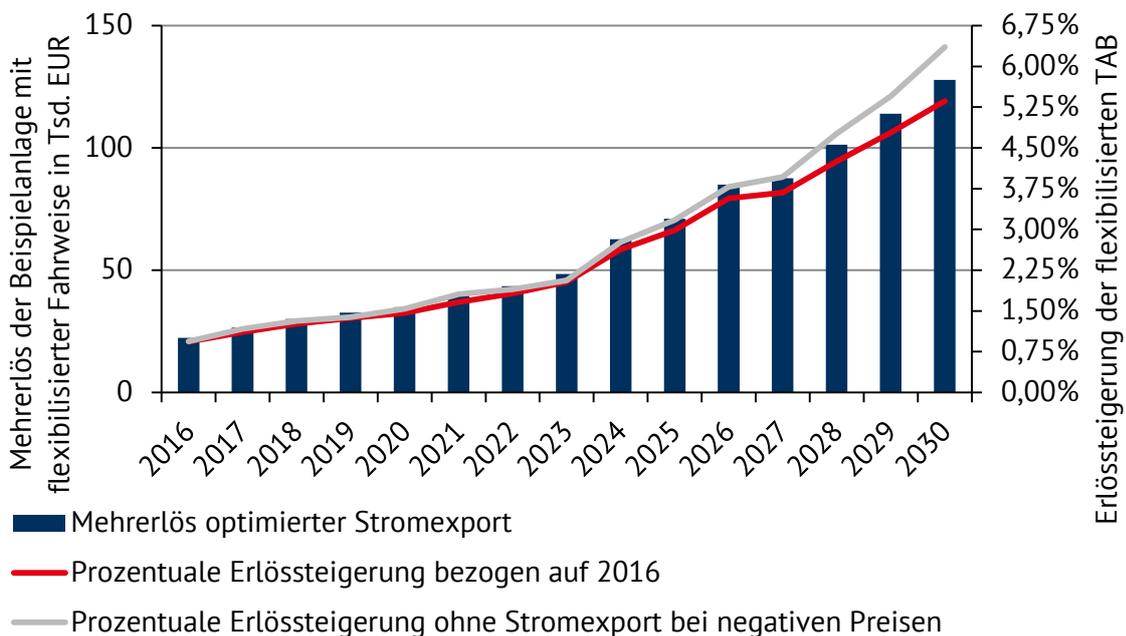


Abbildung 33: Potenzielle Erlössteigerung einer Beispielanlage bei teilweiser Flexibilisierung der Stromproduktion (rote Kurve) und bei zusätzlichem Vermeiden eines Stromverkaufs zu negativen Preisen (graue Kurve)

Bisher folgt die Modellierung des Wertes der Flexibilität dem pauschalen Ansatz einer Beispielanlage. Eine Abbildung der komplexeren Realität bei den unterschiedlichen Betriebsbedingungen könnte erfolgen, wenn weitere Daten erhoben werden:

- Elektrische Mindest- und Maximalleistung und mögliche Betriebsweisen der Linien
- Maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten
- Maximales technisches Potenzial der Wärmeauskopplung und -speicherung
- Maximales wirtschaftliches Potenzial der Wärmeauskopplung
- Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten
- Möglicher (maximaler) Lagerbestand „Brennstoff“ (Bunker, Ballen)
- Möglicher Kondensationsbetrieb (technisch, wirtschaftlich) zur Vermeidung der Stromvermarktung bei negativen Strompreisen

Mit diesen Daten kann eine detailliertere, anlagenspezifische Modellierung durchgeführt werden, die mögliche Erlössteigerungen aber auch die Mehrkosten durch die Flexibilitätsbereitstellung quantifiziert.

5.1.5. CO₂-EINSPARUNG DER TAB-ANLAGEN

Durch die Erzeugung der TAB wird weniger Strom in inländischen Kohle- und Gaskraftwerken erzeugt. Im Jahr 2016 vermeiden 10 TWh TAB-Strom 4,18 Millionen t CO₂-äquivalente strombedingte Emissionen deutscher Kraftwerke, dies zeigt Abbildung 34 auf. Die TAB substituiert im europäischen Strommarkt zusätzlich Emissionen im Ausland, die hier nicht näher quantifiziert werden. Diese Zahlen sind deshalb nicht direkt vergleichbar mit den über Emissionsfaktoren berechneten Emissionsminderungen. Die Vorgehensweise wurde gewählt, um zu quantifizieren, wie der nationale Beitrag der TAB zur Emissionsminderung im Kraftwerkspark sich bis 2030 entwickelt. Während die deutschen CO₂-Emissionen des gesamten Kraftwerksparks vor allem durch einen Rückgang der Erzeugung der Kohlekraft in Deutschland geringer werden, bleibt der emissionsmindernde Effekt der TAB-Anlagen ab 2022 bei 3,50 Megatonnen CO₂-äquivalent konstant. Erklärt werden kann dies durch die Veränderung der Exportcharakteristik: Der Strom aus TAB-Anlagen ersetzt mit der Zeit immer mehr CO₂-intensiven Kohlestrom im Inland und wird weniger oft exportiert. Das bedeutet, dass der Klimabeitrag der TAB im Laufe der Zeit wertvoller für die deutsche Klimabilanz wird.

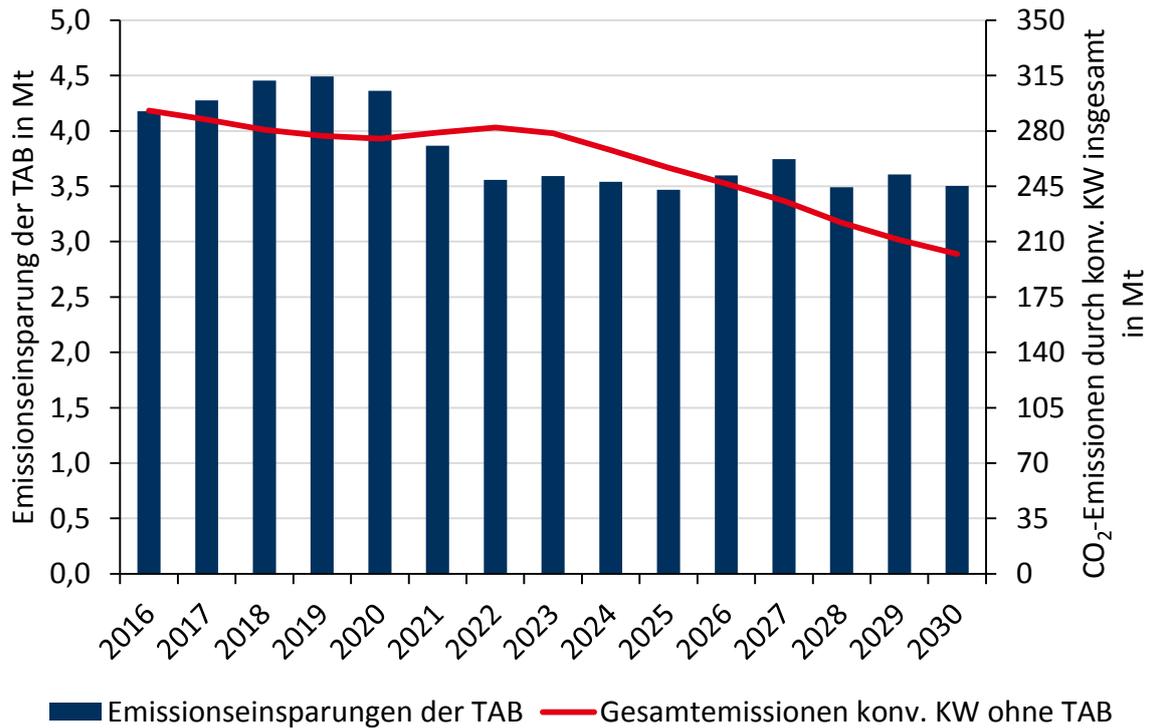


Abbildung 34: Vergleich der CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerkparks in einem Szenario mit und einem ohne TAB-Anlagen

Was die zukünftige Entwicklung der CO₂-Emissionen der TAB-Anlagen anbelangt, gibt es unterschiedliche Annahmen. Das Umweltbundesamt geht insgesamt von einer sinkenden CO₂-Last des Abfalls aus⁵⁵. Es führt aus, dass durch den Rückgang der auf Erdölbasis produzierten Stoffe, ab 2050 nur noch vernachlässigbare Mengen CO₂ fossilen Ursprungs durch Abfallverbrennungsanlagen emittiert werden. An anderer Stelle⁵⁶ ergänzt das Umweltbundesamt, dass auch die Gesamtmenge des Abfalls deutlich abnehmen werde, unter anderem durch die Getrennterfassung des biogenen Anteils am Abfall und durch eine Erhöhung der Recyclingquote. Sollte der Anteil von auf Erdölbasis produzierter Stoffe zukünftig tatsächlich zurückgehen, wird aus den in Abbildung 34 beschriebenen Bruttoeinsparungen von CO₂ immer mehr eine Nettosubstitution. Durch die vom Umweltbundesamt angenommene rückläufige Abfallmenge würde die substituierte Strommenge langfristig auch abnehmen. Während Braun- und Steinkohleverbrennung nicht zur langfristigen Klimastrategie passen, kann eine zunehmend CO₂-neutrale TAB ein Baustein der Kreislauf- und Energiewirtschaft bleiben.

⁵⁵ Umweltbundesamt (2013): S. 19.

⁵⁶ Umweltbundesamt (2014): S. 243.

6. HEMNMISSE UND MAßNAHMENKATALOG

6.1. STÄRKUNG DER TAB IN DER SEKTORENKOPPLUNG STROM – WÄRME (KWK)

Im Rahmen der Erarbeitung der Studie und durch viele Fachgespräche sind eine Reihe von Hemmnissen zum nachhaltigen Ausbau der Energienutzung identifiziert worden. Im Folgenden werden diese beschreiben und Lösungsmöglichkeiten skizziert.

- TAB sind überwiegend hocheffiziente KWK-Anlagen (im Sinne der EU-Richtlinie) und erzeugen klimaneutralen Strom und zur Hälfte erneuerbare Wärme und Strom. Der Status ist jedoch nicht hinreichend explizit formuliert: Weder im KWKG sind TAB direkt adressiert noch im EEG, hier wird lediglich der Strom aus biogenem Abfall genannt, nicht jedoch die eigentlichen Anlagen. Eine Klarstellung, dass und unter welchen Kriterien TAB-Anlagen als KWK-Anlagen bzw. EEG-Anlagen gelten, stellt die TAB zum Beispiel bei der Abschaltreihenfolge im Engpassmanagement und nach § 13 6a EnWG (geändert durch das EEG 2017) bei der Möglichkeit zur Teilnahme bei zuschaltbaren Lasten in den Netzausbauregionen mit den anderen klimafreundlichen Energien gleich.
- Gerade der anvisierte Anteil erneuerbarer und klimaneutraler Energien am Wärmeverbrauch ist in Fernwärmenetzen nur mit TAB erreichbar. Hierfür muss jedoch der Ausbau und Erhalt von Fernwärmenetzen erfolgen. Um einen gleichberechtigten Wettbewerb unter den Energieträgern herbeizuführen, muss gerade auch im Wärmebereich ein level-playing-field als Ziel gesetzt werden. Momentan konkurriert die TAB-Wärme mit günstigen fossilen Primärenergieträgern, die gerade im häuslichen Bereich (z. B. Gas-/Öltherme) keine Abgaben für Emissionen von CO₂ zahlen müssen. Ein Austarieren der regulierten Umlagen, Steuern und Entgelte in den Sektoren Wärme und Strom führt hier zu einem effizienten und technologieneutralen Wettbewerb der Energieträger.
- Damit auch in Zukunft die TAB einen Beitrag in der Sektorenkopplung leisten kann, die noch über die hocheffiziente KWK hinausgeht und zum Beispiel die Implementierung fortschrittlicher biogener Brennstoffe beinhaltet (Referentenentwurf zur 37. BImSchV), sollten rechtliche Hemmnisse abgebaut werden: Unklare gesetzliche Vorgaben und eine unklare Marktsituation etwa durch den Brexit (aus Großbritannien kamen in 2015 ca. 0,5

– 0,6 Mio. t EBS in TAB) mindern die Investitionssicherheit. Bei der Mantel-Verordnung, der Entsorgung bestimmter Stoffströme (Altholz, Klärschlamm, Gewerbeabfälle, Wertstoffe aus Haushalten) und dem EU Kreislaufwirtschaftspaket sind die Rahmenbedingungen noch nicht klar.

- Die Investitionssicherheit ist derzeit durch Verzögerungen im Gesetzgebungsverfahren nicht gegeben. Das Gesetzgebungsverfahren sollte zudem europäisch abgestimmt erfolgen.

6.2. MARKTERFORDERNISSE FÜR WEITERE FLEXIBILISIERUNG IN DER STROMERZEUGUNG

- TAB-Anlagen können sich an den Strommarkt der Zukunft anpassen. Sie können bei einem Wegfall konventionelle Erzeugungskapazitäten prinzipiell Flexibilität, Regelleistung (auch als Bestandteil eines Anlagenpools), Blindleistung und in Verbindung mit Notsromgeneratoren Schwarzstartfähigkeit anbieten. Die derzeitige sehr hohe Anlagenauslastung lässt eine flexiblere Fahrweise somit noch nicht zu. Die TAB-Kapazitäten sind abfallseitig komplett ausgelastet – um die Entsorgungssicherheit aufrechtzuerhalten, ist eine Speicherung des Abfalls im aktuellen Marktumfeld, wenn überhaupt, nur sehr kurzfristig und mengenbeschränkt möglich. Bestehende Investitionshemmnisse können insbesondere bei Altanlagen zu Stilllegungen führen, sodass die hohe Auslastung erhalten bleibt.
- Für Investitionen in Flexibilitätsoptionen wie Wärmespeicher, Power2Heat oder interne Optimierungen (höhere Dampfparameter, Feuerleistungsregelungen, etc.) müssen erst noch monetäre Anreize gesetzt werden. Der aktuell diskutierte mögliche Wegfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte für alle dezentralen Erzeugungsanlagen verringert die Investitionsanreize jedoch gerade in Richtung zusätzliche elektrische Leistung – wirkt also flexibilitätshemmend. Negative Preise sind ein Flexibilitätstreiber für TAB-Anlagen, deren Zunahme erhöht den Druck auf eine kosten- und energieeffiziente Reduktion der elektrischen Grundlast. Hemmend wirkt hier die Verzahnung mit dem R1-Kriterium: Reduziert die TAB in Stunden mit geringen Strompreisen die Stromproduktion, sinkt deren Energieeffizienz und bei einem signifikanten Auftreten solcher Situationen würde der R1-Kennwert als Energieeffizienzkennzahl sinken. Ein damit drohender Verlust des Verwerterstatus ist aber für die TAB nicht hinnehmbar. Hier stehen Energieeffizienz und Flexibilitätsanforderung im regulatorischen Widerspruch.

6.3. SONSTIGE HEMMNISSE UND MAßNAHMEN

Bei der Klassifizierung der Anlagen, in denen Abfall thermisch behandelt wird, herrscht Uneinigkeit, wodurch Missverständnisse entstehen. Erst wenn folgende Institutionen sich bei Definitionen und Daten stärker aufeinander abstimmen, ist eine einheitliche Betrachtung in unterschiedlichsten Berichtspflichten, Statistiken möglich:

- Landesstatistikbehörden und Destatis
- Landes- und Bundesministerien bzw. Behörden
- Bundesnetzagentur bei einheitlicher Meldung der Energieträger durch die TAB, einheitliche Auffassung der Meldung „zusätzlicher Energieträger“ und des Anteils von biologisch abbaubarem Anteil
- Arbeitsgemeinschaften zur Energiebilanzierung (AGEB und AGEE-Stat)
- Marktforschungsinstitute (Prognos, Ecoprog, Trendresearch, Energy Brainpool etc.)
- Verbände (ITAD, VKU, BDE, BDEW etc.)

7. FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die TAB-Anlagen sind Akteur der Kreislauf- und Energiewirtschaft, in beiden Branchen ändern sich die Rahmenbedingungen durch die Energiewende, Nachhaltigkeitsinitiativen und den Umweltschutz fortwährend. Die TAB leistet durch klimaneutrale und zur Hälfte erneuerbare Strom- und Wärmeerzeugung einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wirtschaft, wobei der Beitrag zur Wärmeerzeugung inklusive des Prozessdampfes einen bedeutenden Anteil darstellt. Im Wettbewerb steht die TAB dabei mit den günstigen Primärenergieträgern Gas und Heizöl, die gerade im häuslichen Bereich keine Abgaben für Emissionen von CO₂ zahlen müssen – ein level-playing-field sollte hier angestrebt werden, um Chancengleichheit für klimaneutrale Technologien herzustellen.

Die energiebedingten Emissionen von SO₂, NO_x, Staub, Quecksilber und weiteren Schadstoffkategorien sind bei der TAB geringer als beim Durchschnitt der deutschen Kraftwerke. Die saisonale Erzeugungsstruktur des TAB-Stroms mit geringerer Erzeugung im Winter fördert die Integration von Windstrom. Das zukünftige Energiesystem wird durch einen hohen Anteil fluktuierenden Sonnen- und Windstroms geprägt sein. Damit die TAB auch in Zukunft als Partner der Energiewende auftritt, muss sich die Grundlastfahrweise der Stromerzeugung Stück für Stück im Rahmen des Entsorgungsauftrages flexibilisieren. Als Technologien eignen sich unter Annahme einer reduzierten Auslastung eine Kurzfristreduktion oder -speicherung des zu verbrennenden Abfalls. Zudem erhöhen der Einsatz von Wärmespeichern, eine Dynamisierung bei der vertraglichen Ausgestaltung der Lieferung von Prozessdampf und der Ausbau von Power-to-Heat-Technologien die Flexibilität der TAB. Für diese Flexibilitätssteigerung fehlen trotz steigender Anzahl und hoher negativer Strompreise auch aufgrund des drohenden Wegfalls der vermiedenen Netzentgelte die Investitionsanreize. Damit auch in Zukunft die TAB einen Beitrag in der Sektorenkopplung leisten kann, die noch über die hocheffiziente KWK hinausgeht und zum Beispiel die Implementierung fortschrittlicher biogener Brennstoffe beinhaltet, sollten rechtliche Hemmnisse abgebaut werden.

QUELLENVERZEICHNIS

AGEE-Stat Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien-Statistik (2016): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien 1990 bis 2015*, [online]

<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik,did=629806.html> [08.06.2016].

Agentur für erneuerbare Energien (2016): Argumentarium für die Umstellung der kommunalen Wärmeversorgung auf Erneuerbare Energien, [online] <https://www.unendlich-viel-energie.de/argumentarium-fuer-die-umstellung-der-kommunalen-waermeversorgung-auf-erneuerbare-energien> [02.11.2016].

Alwast, Holger und Birnstempel, Bärbel (2009): *Der Abfallmarkt in Deutschland und Perspektiven bis 2020*, Prognos AG für den Naturschutzbund Deutschland e.V. .

Astrup (2015): Waste to Energy: The Carbon Perspective, In: Waste Management World.

Bartelt, Martin et al. (2013): *Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050*, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH.

Bilitewski et al. (2011): *Nutzung der Potenziale des biogenen Anteils im Abfall zur Energieerzeugung*, [online] <http://www.uba.de/uba-info-medien/4116.html> [06.09.2016].

Bundesamt für Umwelt BAFU (2016): *Faktenblatt CO₂-Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz*, Referenz/Aktenzeichen: P033-1147.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2016): *Leitfaden „Stromkennzeichnung“*, [online] https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Datenplattform-Stromkennzeichnung [06.09.2016].

Brauner, Günther (2013): *Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende*, in: Netzregelung und Systemführung; VDE Verlag GmbH; Berlin, Offenbach.

Bundesnetzagentur (2015): *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand: 01.06.2015*, [online] http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html [24.08.2015].

Dehoust, Günter et al. (2014): *Beitrag der Kreislaufwirtschaft zur Energiewende*, Öko-Institut e.V. für den Bundesverband der deutschen Entsorgungs-, Wasser- und Rohstoffwirtschaft e.V. .

Destatis (2016): Abfallentsorgung 2014; in: Fachserie 19, Reihe 1.

Destatis (2015): Abfallentsorgung 2013; in: Fachserie 19, Reihe 1.

DIW Berlin (2016): *Wärmemonitor Deutschland 2015*, [online] https://www.diw.de/de/diw_01.c.543225.de/themen_nachrichten/waermemonitor_deutschland_2015_mit_der_erfahrung_kommt_der_sanierungserfolg.html [02.11.2016].

- Energy Brainpool (2014): *Negative Strompreise - Ursachen und Wirkungen*, [online] <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/192/Negative+Strompreise:++Ursachen+und+Wirkungen/> [07.07.2016].
- Europäische Kommission (2016): *Towards a better exploitation of the technical potential of waste to energy*, [online] <https://web.jrc.ec.europa.eu/callsfortender/index.cfm?action=app.tender&id=3095> [07.09.2016].
- Eurostat (2016): *Material flow accounts and resource productivity*, [online] http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Material_flow_accounts_and_resource_productivity&oldid=296156 [07.07.2016].
- Gebhardt, Peter (2012): *Vergleich verschiedener Umweltauswirkungen eines Steinkohlekraftwerks mit einer elektrischen Bruttoleistung von 800 MW mit einem GuD-Kraftwerk gleicher Größenordnung*, Ingenieurbüro für Umwelttechnik im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe.
- Gehring, M. und Treder, M. : *Überkapazitäten – ein Märchen von Gestern oder Realität von Morgen?*, in: VKS-News 4-2016.
- ITAD Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e. V. (2015): *Jahresbericht 2014*.
- Klobasa, M. und Sensfuß, F. (2013): *CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011*, [online] http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/x/projekte/co2-gutachten-2013_33-080-9.php [07.09.2016].
- Richers (2014): *Erweiterte Überlegungen zur integrativen Vermeidung von Umweltauswirkungen am Beispiel der Stickoxidemissionen aus Abfallverbrennungsanlagen*, KIT SCIENTIFIC REPORTS 7680.
- Schwarzböck (2016): *Anteil erneuerbarer Energien und klimarelevante CO₂-Emissionen aus der thermischen Verwertung von Abfällen in Österreich, ÖWAV*.
- Spohn, Carsten (2013): *Thermische Abfallbehandlung in Deutschland*, in: „Recycling Almanach 2013“; S. 142ff.
- Stubbenvoll, Josef et al. (2002): *Stand der Technik bei Abfallverbrennungsanlagen*; Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (Österreich).
- Treder, M. (2016): *Betreiber von Abfallverbrennungsanlagen im Spannungsfeld des BVT-Merkblatts*, Berliner Abfallwirtschafts- und Energiekonferenz, 25. und 26. Januar 2016, Berlin.
- Treder, Martin (2015): *Energetische Verwertung von Abfällen im Spannungsfeld der aktuellen Gesetzgebung und der Diskussion von Recyclingzielen*, in: VGB PowerTech | 2015, S. 61ff.
- Umweltbundesamt (2016): *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015*, [online] <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-2> [07.09.2016].

- Umweltbundesamt (2015a): *Verwertungsquoten der wichtigsten Abfallarten*, [online]
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/abfall-kreislaufwirtschaft/verwertungsquoten-der-wichtigsten-abfallarten> [12.08.2016].
- Umweltbundesamt (2015b): *Tabellarische Aufstellung der abgeleiteten Emissionsfaktoren für CO₂: Energie und Industrieprozesse*; [online].
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/dokumente/kohlendioxid-emissionsfaktoren_fuer_die_deutsche_berichterstattung_atmosphaerischer_emissionen_energie-_und_industrieprozesse.xlsx [18.07.2016].
- Umweltbundesamt (2015c): *Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen*, [online]
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/daten-fakten-zu-braun-steinkohlen> [07.09.2016].
- Umweltbundesamt (2014a): *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013*, [online]
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energieetraeger> [07.09.2016].
- Umweltbundesamt (2014): *Climate Change Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*; [online]
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_dt.pdf [18.07.2016].
- Umweltbundesamt (2013): *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*; [online]
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/treibhausgasneutrales_deutschland_im_jahr_2050_langfassung.pdf [18.07.2016].
- Umweltbundesamt (2012): [kein Titel], Antwortschreiben zu einer Bürgeranfrage vom 13.02.2012.
- Trendresearch (2014): *Zukunft der MBA im Abfallmarkt Deutschland*, unveröffentlicht.

ANHANG

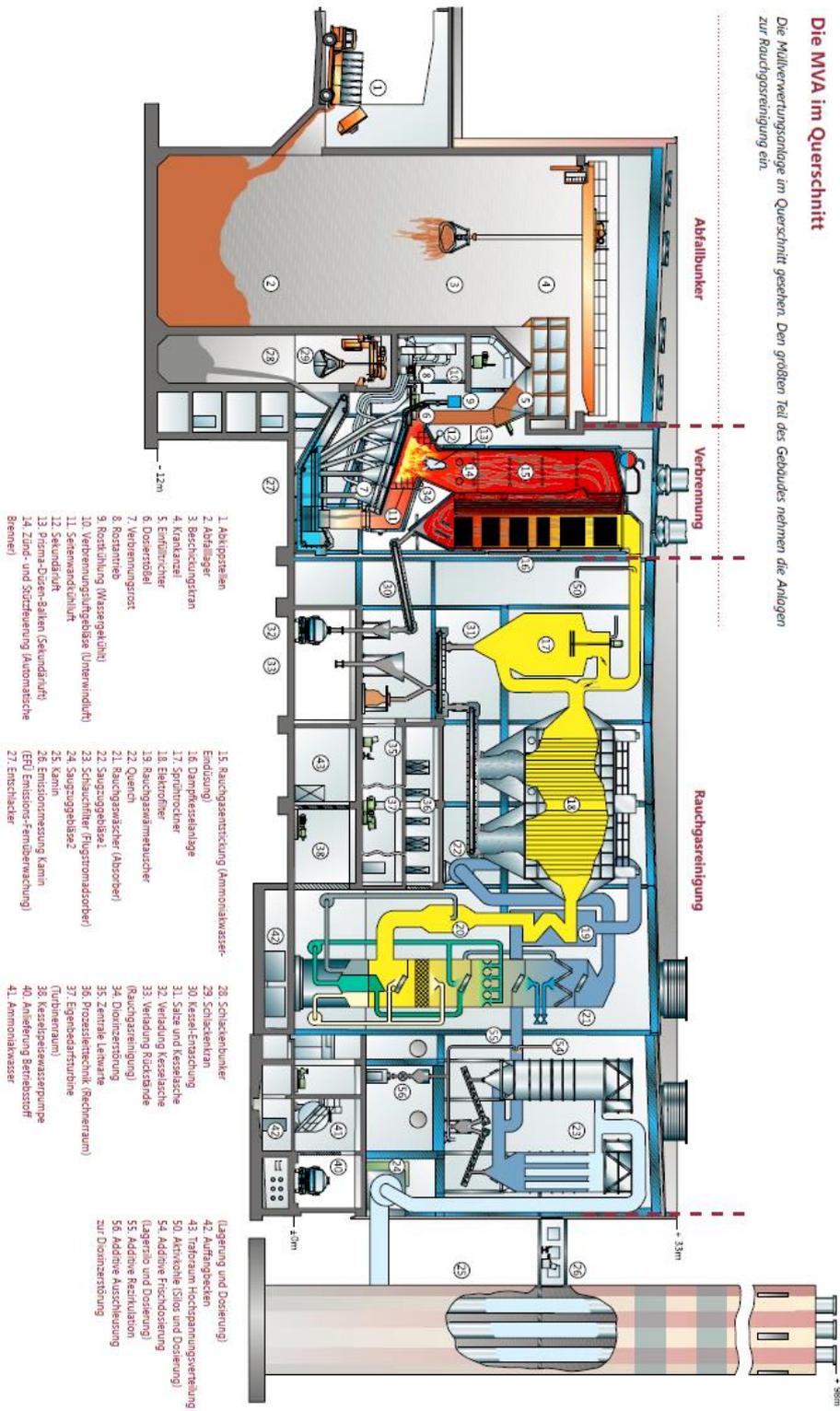


Abbildung 35: Querschnitt durch die MVA Bonn

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Energy Brainpool ist der unabhängige Marktspezialist für die Energiebranche mit Fokus auf den Strom- und Energiehandel in Europa. Unsere Expertise umfasst die **Analyse**, Prognose und Modellierung der Energiemärkte und -preise, wissenschaftliche und praxisnahe Studien, **individuelle Beratungsangebote** sowie **Training** und Experten-Schulungen für die Energiebranche.

Seit mehr als zehn Jahren verbinden wir Wissen und Kompetenz mit Praxiserfahrung im Bereich der regelbaren und fluktuierenden Energien.

UNSERE PHILOSOPHIE

Neutralität und Verlässlichkeit sowie unser tiefes Verständnis der Energiebranche und Energiemärkte bilden die Grundlage für die Lösung Ihrer Herausforderungen. Als kompetenter Partner vereinen wir Dienstleistungen für alle Themen des Strom- und Energiehandels aus einer Hand. Unser Ziel ist es, gemeinsam mit Ihnen die Weichen für Ihre Zukunft zu stellen. Unsere Dienstleistungen sind individuell auf Ihre Bedürfnisse abgestimmt und unterstützen Sie bei der

- Effizienzsteigerung durch die Optimierung bestehender und die Erschließung neuer Geschäftsmodelle,
- Planungssicherheit zur Durchführung Ihrer Projekte,
- Erlössteigerung und Reduzierung von Risiken sowie bei
- Eintritt und Positionierung in einem sich wandelnden Marktumfeld.

INDIVIDUELLE PRODUKTE UND DIENSTLEISTUNGEN

Unsere Vorgehensweise, Modelle und Tools haben sich während unserer langjährigen Tätigkeit am Markt etabliert.

Im Bereich der **Analyse** bieten wir mit unserem fundamentalen Energiemarktmodell Power2Sim langfristige Strompreisprognosen und -szenarien bis 2050. Unsere Spotpreisprognose dient zur Kurzfristprognose des Spotmarkts für die Kraftwerkseinsatzplanung. Stetige Marktbeobachtung sowie wirtschaftliches und politisches Know-how helfen uns, unsere Analysemodelle zu optimieren und dabei stets aktuelle Trends abzubilden.

Als Marktspezialisten liefern wir strategische und operative **Beratung** mit klarem Fokus auf die Energiebranche. Unsere Stärken liegen in Themen der Markttransformation mit steigendem Ausbau der erneuerbaren Energien und der individuellen Entwicklung Ihres optimalen Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagements. Mit unserer langjährigen Fach- und Methodenkompe-

tenz begleiten wir Sie sicher beim Wandel des Energiemarktes. Eine unabhängige Herangehensweise bildet dabei die Grundlage für unser Arbeiten, denn so können wir die für Sie besten Lösungen finden, um sich langfristig am Markt zu etablieren.

Als Experten der Energiebranche geben wir unser Wissen durch **Trainings- und Schulungsangebote** an Sie weiter. Mit individuell abgestimmten Seminaren, Trainings, praxisnahen Planspielen und Veranstaltungen unterstützen wir das Management, Experten, Neu- und Quereinsteiger der Branche.

IMPRESSUM

Autoren:

Fabian Huneke

Carlos Perez Linkenheil

Thorsten Lenck

Marie-Louise Heddrich

Kapitel 1, 2 und 4 unter Mitarbeit von Martin Treder

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

<mailto:kontakt@energybrainpool.com>

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Dezember 2016

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.