



ENERGIE
VERWERTUNGSAGENTUR

Endbericht

CHANCEN DER PAPIERINDUSTRIE IM RAHMEN DER KLIMASTRATEGIE

Im Auftrag von AUSTROPAPIER

Wien, Jänner 2005



ENERGIE
VERWERTUNGSAGENTUR

Endbericht

Chancen der Papierindustrie im Rahmen der Klimastrategie

**Energieeffizienz und CO₂-Emissionen der
österreichischen Papierindustrie –
Entwicklungen und Potenziale**

Verfasser:

Jürgen Brand
DI Harald Pinter
DI Michael Sattler
Mag. Martin Schweighofer
DI Otto Starzer (Projektleitung)
DI Herbert Tretter

Wien, Jänner 2005

Impressum

Herausgeberin: Energieverwertungsagentur – the Austrian Energy Agency (E.V.A.),
Otto-Bauer-Gasse 6, A-1060 Wien; Tel. +43 (1) 586 15 24, Fax +43 (1) 586 15 24 - 40;
E-Mail: eva@eva.ac.at, Internet: <http://www.eva.ac.at>

Für den Inhalt verantwortlich: Dr. Fritz Unterpertinger

Gesamtleitung: DI Otto Starzer

Reviewing: DI Kasimir Nemestothy

Layout: Jürgen Brand

Lektorat: Dr. Margaretha Bannert

Herstellerin: Energieverwertungsagentur (E.V.A.)

Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet. Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Terminplan	5
1.2	Projektbegleitendes Gremium	5
2	Methodik	7
2.1	Datenanalyse	7
2.2	Benchmarking	7
2.3	Best-Practice	7
2.4	Zusammenwirken der Ansätze	8
3	Datenerfassung	9
3.1	Branchenebene	9
3.1.1	Produktionsdaten	9
3.1.2	Brennstoffverbrauch	10
3.1.3	Stromverbrauch	11
3.1.4	CO ₂ -Emissionen	12
3.2	Firmenebene	13
3.3	Datenanalyse	13
3.3.1	Nutzenergieanalyse	14
3.3.2	Analyse der Jahresreihen	15
3.4	Bewertung der Datengrundlage	18
4	Benchmarking	20
4.1	Einleitung	20
4.2	Kennzahlen	20
4.2.1	Primärer Ansatz	20
4.2.2	Durch den Emissionshandel bedingte Änderungen der Kennzahlen	22
4.3	Ergebnisse	24
5	Potenziale	27
5.1	Vorgangsweise	27
5.1.1	Aufbringungsseite	27
5.1.2	Nachfrageseite	28
5.1.3	Organisatorische Seite	28
5.1.4	„Bottom-Up / Top-Down“ Abgleich	29
5.2	Top-Down-Ansatz	29
5.3	Bottom-Up-Ansatz	31
5.3.1	Aufbringungsseite	31
5.3.1.1	Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	31
5.3.1.2	Energieträgerwechsel („weg von Kohle/Öl“)	33
5.3.1.3	Verstärkter Einsatz von biogenen Energieträgern	34
5.3.2	Nachfrageseite	36
5.3.2.1	Produktionsprozess	36
5.3.2.2	ALLPLAN-Energieaudits	38

5.3.3	Organisatorische Seite	40
5.3.4	„Bottom-up / Top-Down“ Abgleich	40
6	Konkrete Beispielprojekte	43
6.1	Konkrete Beispielprojekte: Prozesse	43
6.1.1	Resultate der Beispielprojekte.....	43
6.1.2	Beispielprojekte	44
6.1.2.1	Mahlgrad anpassen.....	45
6.1.2.2	Iso-Thermal-Cooking.....	45
6.1.2.3	Multiple Effect Evaporation.....	46
6.1.2.4	Falling Film Evaporation.....	46
6.1.2.5	Optimierung der Mahlung.....	46
6.1.2.6	Schuhpresse.....	46
6.1.2.7	Optimierung der Wärmerückgewinnung.....	47
6.1.2.8	Infrared Profiling	47
6.1.3	Schlussfolgerungen	47
6.2	Konkrete Beispielprojekte: Energieträgerwechsel	50
6.2.1	Methode der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit.....	50
6.2.2	Energieträgerwechsel in Wirbelschichtkesseln	53
6.2.2.1	(Teilweiser) Umstieg von Kohle auf Erdgas (bzw. Heizöl)	53
6.2.2.2	(Teilweiser) Umstieg von Braunkohle auf Steinkohle.....	54
6.2.2.3	Verminderung des Kohlebedarfs bei Klärschlamm-Mitverbrennung.....	54
6.2.3	Verbrennung von Produktionsabfällen	54
6.2.4	Partieller Ersatz von Kohle durch feste Biomasse	55
6.2.5	Ersatz von Heizöl schwer durch Erdgas.....	55
6.2.5.1	Erdgas statt Heizöl schwer in Steam-/Reservekesseln	55
6.2.5.2	Erdgas statt Heizöl schwer in Laugenkesseln.....	56
6.2.5.3	Erdgas statt Heizöl schwer als Brennstoff in Kalköfen.....	56
6.2.6	Einsatz von (neuen) Erdgaskesseln bei Produktionssteigerungen	61
6.2.7	Schlussfolgerungen	61
6.3	Konkrete Beispielprojekte: Ökostrom.....	67
6.3.1	Methode der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit.....	67
6.3.2	Rahmenbedingungen bei der Ökostromeinspeisung	70
6.3.3	Investitionsförderung der Kommunalkredit AG.....	72
6.3.4	Technische Optionen der Ökostromerzeugung.....	72
6.3.4.1	Errichtung eines neuen Biomasse-Kessels & Installation einer neuen Dampfturbine	72
6.3.4.2	Errichtung eines neuen Biomasse-Kessels & Stromerzeugung in bestehender DT. 74	
6.3.4.3	Biomasse-Eintrag in den Kohle-Wirbelschichtkessel	78
6.3.5	Schlussfolgerungen	81
7	Kraft-Wärme-Kopplung	87
7.1	CEPI-Studie	87
7.2	Vorgangsweise.....	87
7.3	Die Ergebnisse.....	88

8 CO₂-Monitoring	89
8.1 Rechtliche Grundlagen und Festlegung der Überwachungsmaßnahmen	89
8.1.1 Zusammenhang der rechtlichen Grundlagen	89
8.1.2 Festlegung der konkreten Überwachungsmaßnahmen	89
8.1.3 Erste Emissionsmeldung und Prüfung	89
8.2 Erfassungstools im Vergleich.....	90
8.3 Schlussfolgerungen.....	92
9 Zusammenfassung.....	93
10 Kommunikation	96
11 Literatur	97
12 Abkürzungen und Nomenklatur	99
13 Anhang	101
13.1 Datenerfassung auf Branchenebene – AUSTROPAPIER-Daten	102
13.1.1 Papier, Faltschachtelkarton und Pappe (Produktion) 1964 - 2002	102
13.1.2 Zellstoff und Holzstoff (Produktion) 1964 – 2001	102
13.1.3 Altpapier (Verbrauch) 1975 - 2001	103
13.1.4 Holz (Verbrauch) 1965 – 2001	103
13.1.5 Struktur (Mitarbeiter/Betriebe) 1964 – 2001	104
13.1.6 Energie	104
13.1.6.1 Brennstoffverbrauch in Tonnen 1964 - 2001.....	104
13.1.6.2 Brennstoffverbrauch in Tjoule 1964 - 2001	105
13.1.6.3 Energie – Preise 1974 – 2000.....	105
13.1.6.4 Stromerzeugung – Struktur 1979 - 2001	106
13.1.6.5 Energieeinspeisung 1965 – 2001	106
13.1.7 Umsatz 1964 – 2001	107
13.2 Energieeffizienzmaßnahmen (überarbeitete Checkliste).....	108

1 Einleitung

Die Entwicklungen im Bereich Umwelt- und Klimapolitik (nationale Klimastrategie, Ratifizierung des Kyoto-Protokolls etc.), aber v. a. die Vorbereitung auf den Emissionshandel machten es notwendig, dass sich die Industrie – aber auch die öffentliche Hand – auf die konkrete Verhandlung von Umweltzielen (d.h. die Zuteilung von Emissionsberechtigungen) vorbereiten. Für diese Verhandlungen sind Vorarbeiten wie Analysen, Indikatorenerstellung, Potenzialstudien, aber auch Monitoring und Energieaudits erforderlich. Die E.V.A. unterstützt mit diesem Pilotprojekt die Papierindustrie bei ihrem branchenweiten Prozess, der Klarheit bezüglich des Ist-Standes bei Energieeffizienz-Maßnahmen bringen und mögliche weitere Maßnahmen ausloten soll, die zur Erfüllung der Klimaschutzziele beitragen können.

Ziel des Projektes ist es, den Beitrag der Papierindustrie zur Erreichung des Kyoto-Ziels („nationale Klimastrategie“) zu untersuchen, diesen festzulegen (Zielformulierung) und zu kommunizieren. Hierbei werden die CO₂-Reduktionspotenziale der Papierindustrie erfasst, bewertet, dargestellt und zu anderen Branchen bzw. Sektoren abgegrenzt. Des Weiteren wird untersucht, wieweit sich durch geänderte Rahmenbedingungen neue Chancen für die Branche eröffnen.

Dieser Pilotprozess wird von der E.V.A. als Beispiel für andere Branchen nachvollziehbar dargestellt und kommuniziert.

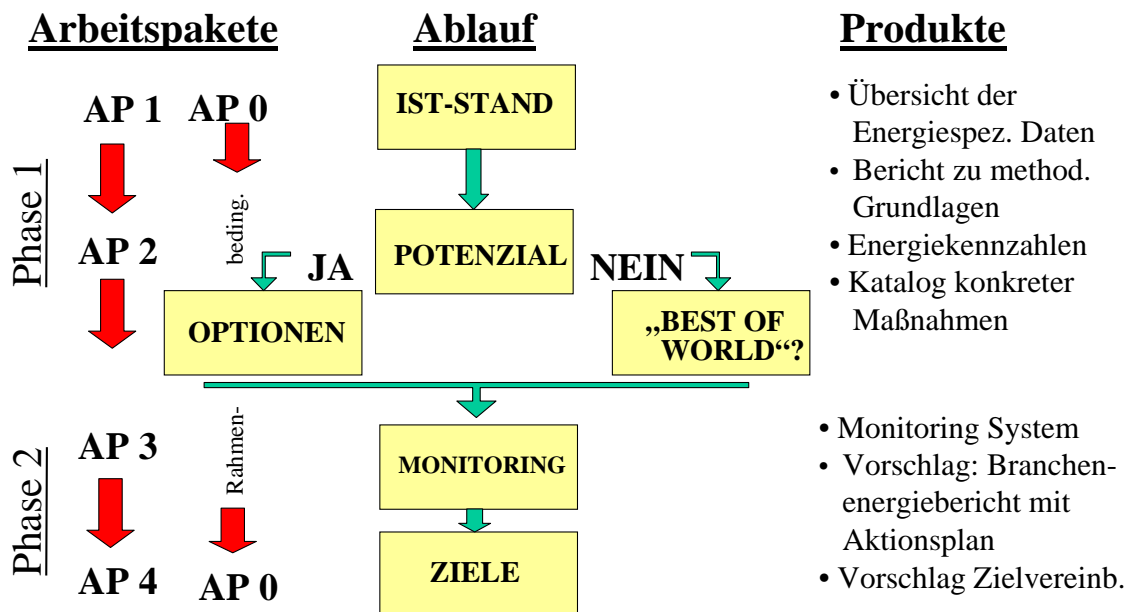


Abbildung 1: Der Projektablauf

Das Projekt besteht aus folgenden Arbeitspaketen (AP, siehe Abb. 1):

Phase 1 des Projektes beinhaltet 2 Hauptpunkte:

- AP 1: Ist-Standbestimmung: Erfassung Energieverbrauch/CO₂-Emissionen, Aufbereitung methodischer Grundlagen, historische Entwicklung, Entwicklung von Energiekennzahlen, Benchmarking

- AP 2: Potenziale: Erfassung, Bewertung und Darstellung von Energieeffizienz- bzw. CO₂-Reduktionspotenzialen, internationaler Kennzahlenvergleich, Chancen im Rahmen des 4% Ökostromziels, Grobanalyse von Energieeffizienz-/CO₂-Optionen, Reviewing mit Firmen, Identifizierung und Bewertung konkreter Maßnahmen

Phase 2 beinhaltet Aspekte bzgl. Monitoring und Kommunikation (AP 3) sowie die Unterstützung bei der Formulierung möglicher Energieeffizienz- bzw. CO₂-Ziele (AP 4). Nach Diskussion im Gremium wird Phase 2 auf ein „herzeigbares“ Endprodukt konzentriert, sowie auf die zukünftige ET-RL(Emission Trading Richtlinie)- bzw. EZG(Emissionszertifikate-Gesetz)-konforme Datenerfassung. Des Weiteren werden Aspekte bzgl. der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stärker betont.

Über die gesamte Projektlaufzeit findet ein kontinuierlicher Informationsaustausch zu Klimaschutz-relevanten Rahmenbedingungen statt (AP 0).

1.1 Terminplan

Das Projekt wurde im Frühjahr 2002 gestartet und erstreckte sich bis in den Herbst 2004, wobei Phase 1 den Hauptteil der Zeit beanspruchte. Auf Wunsch des Auftraggebers wurde der zeitliche Ablauf des Projektes gestrafft, um erste Ergebnisse möglichst frühzeitig verfügbar zu haben.

Das Projekt wurde so geplant, dass es den bis März 2004 im Rahmen des Emissionshandels zu erstellenden Zuteilungsplan zeitgerecht unterstützen konnte. Aufgrund der in dieser Intensität nicht eingeplanten aber durchaus notwendigen Unterstützung der Betriebe beim Kennzahlenvergleich mit BAT (Best Available Technique), kam es beim Benchmarking zu einer viel stärkeren Involvierung der E.V.A. als ursprünglich geplant.

Wie vom begleitenden Gremium am 7. Sept. 2003 gefordert, lieferte die E.V.A. bis Mitte Okt. 2003 eine vorläufige Zusammenfassung der bisherigen Projektarbeit mit ersten konkreten Aussagen. Die erste Rohfassung des 2. Zwischenberichts wurde ausführlich diskutiert und anhand der Inputs des Gremiums überarbeitet. Durch die zusätzlich gewünschte Ausarbeitung konkreter Beispielprojekte, die im Jänner 2004 in Kleingruppen mit jedem Unternehmen im Detail besprochen wurden, konnte die Potenzialabschätzung auf eine breitere Basis gestellt werden.

Nach Beschluss des Gremiums am 7. Sept. 2003 wurde in Phase 2 neben dem Monitoring verstärktes Augenmerk auf die Möglichkeiten der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gelegt.

1.2 Projektbegleitendes Gremium

Das Projekt wird von einem Gremium bestehend aus Vertretern der Firmen und von Austropapier begleitet und wurde v. a. während der „Benchmarking-Phase“ auf alle vom Emissionshandel betroffenen Unternehmen ausgeweitet.

Als Basisfunktionen dieses Gremiums wurden folgende Aufgaben festgelegt:

- Diskussion und Feedback zu aufbereiteten Zwischenergebnissen
- Steuernd eingreifen und Fehler bzw. Möglichkeiten rechtzeitig erkennen
- Entscheidungen bzgl. strittiger Punkte treffen
- Evtl. nötige Modifikationen des Auftrages diskutieren

Dieses Gremium traf sich im Laufe der Projektabwicklung 10 Mal (inkl. Kleingruppentreffen).

Besondere Bedeutung in diesem branchenweiten Prozess kam natürlich der Involvierung jedes einzelnen Unternehmens zu. Ein geografischer Überblick der österreichischen Standorte ist in **Abbildung 2** dargestellt.

STANDORTE DER PAPIERINDUSTRIE

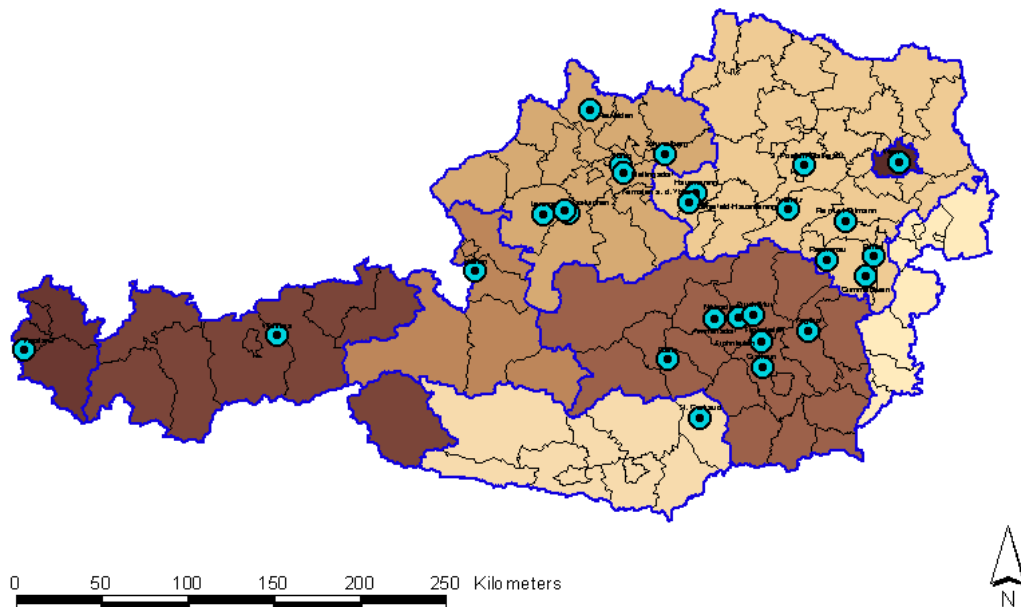


Abbildung 2: Geografischer Überblick der österreichischen Standorte

2 Methodik

Zur IST-Standbestimmung und Potenzialanalyse wurden folgende 3 Schritte durchgeführt:

1. Datenanalyse: Analyse des Energieflusses, Erfassung und Auswertung des Energieverbrauchs bzw. der CO₂-Emissionen
2. Benchmarking: Entwicklung, Recherche und Vergleich von branchenspezifischen Energiekennzahlen
3. Best Practice: Erfassung möglicher Energieeffizienz(EE)-Maßnahmen und Vergleich mit der Praxis

2.1 Datenanalyse

Grundsätzlich werden alle energiespezifischen Daten, sowohl auf Branchen- als auch auf Firmenebene, erfasst und ausgewertet. Im Zuge dieses Projekts wurden Aussagen zwar nur auf Branchenebene getätigt, die Umsetzung findet jedoch auf Firmenebene statt. Ein möglichst genauer Vergleich mit Daten einzelner Firmen erhöht daher die Aussagekraft und Glaubwürdigkeit. Ziel war es, von etwa 10-15 Firmen, die über 80% des Energieverbrauchs der Branche ausmachen, auf die gesamte Branche „hochzurechnen“.

2.2 Benchmarking

Beim Benchmarking werden aussagekräftige Energiekennzahlen (evtl. auch CO₂) auf betrieblicher bzw. auf Branchenebene entwickelt bzw. recherchiert, um den Energieeinsatz je Produkteinheit festzustellen, wobei auch technologie- bzw. prozessspezifische Parameter berücksichtigt werden. Dieses Set von Kennzahlen beschreibt den Status der Branche bzw. einzelner Standorte. Es sei hier ausdrücklich festgehalten, dass Benchmarks immer nur bis zu einem gewissen Grad genau sein können und ihre Aussagekraft dementsprechend eingeschränkt sein kann.

Als Datengrundlage werden die ermittelten Energieverbrauchs- und Produktionsdaten auf Firmenebene herangezogen. Die Energiedaten werden auf Tonnen Produkt bezogen und je nach Energierelevanz in unterschiedliche Produktgruppen unterteilt.

Die Festlegung der Kennzahlen für dieses Projekt wurde gemeinsam mit der Branche durchgeführt.

2.3 Best-Practice

Da Benchmarks nur erste Ansätze bezüglich möglicher Potenziale liefern können, werden im „Best Practice“ Ansatz konkrete Energieeffizienz(EE)-Maßnahmen identifiziert und auf ihre Umsetzung überprüft. Dazu wird in einem Top-Down Ansatz eine Recherche diverser bereits vorliegender Potenzialstudien – meist Branchenstudien auf EU-Ebene oder auf nationaler Ebene – durchgeführt. Daraus werden die wichtigsten möglichen Maßnahmen zur Steigerung der EE bzw. zur CO₂-Reduktion identifiziert („Best Practice“ Beispiele) und in Checklisten zusammengestellt.

Die Energiekategorien

- „Energieaufbringung“ (KWK, Wärmeerzeugung, Fremdstrom etc.),

- „Verbrauchergruppen“ (Prozesse und Querschnittstechnologien)
- sowie „Energiemanagement“

werden detailliert auf ihre Einsparmöglichkeiten hin untersucht. Hierbei werden die wichtigsten energierelevanten Prozesse, Anlagen und Systeme analysiert. Die Summen dieser Maßnahmen ergeben ein theoretisches Einsparpotenzial.

Dieses theoretische Potenzial muss auf seine Übertragbarkeit auf österreichische Unternehmen und Rahmenbedingungen überprüft werden. Dieser Abgleich von Theorie und Praxis erfolgt in diesem Projekt durch einen Bottom-up Ansatz auf 2 Arten:

1. Es wurden von der E.V.A. Vor-Ort-Gespräche (bei 7 Firmen) mit den für Energie zuständigen Personen geführt
2. Die Maßnahmen wurden mit jenen verglichen, die in Energieaudits (z.B. von Allplan durchgeführte Energieuntersuchungen) identifiziert wurden.

Im Endeffekt soll festgestellt werden, wie groß der Unterschied zwischen dem theoretischen Potenzial und dem tatsächlich zu realisierenden Potenzial ist. Es wird überprüft und dargestellt, wie dieser Unterschied zu erklären ist. Hauptergebnis des Best Practice Moduls sind umfangreiche Checklisten und konkrete Best-Practice Beispiele für mögliche EE-Maßnahmen.

2.4 Zusammenwirken der Ansätze

In **Abbildung 3** wird das Zusammenwirken der unterschiedlichen Ansätze dargestellt. Die eher theoretischen bzw. Top-Down Ansätze (Best Practice, Benchmarking) werden mit den Bottom-up Ansätzen (Firmeninterviews, Energiechecks durch Consultant) abgeglichen. Daraus ergeben sich die wirklich realisierbaren Optionen. Diese Vorgangsweise stellt sicher, dass keine nennenswerten Maßnahmen bzw. Potenziale übersehen werden und hat den zusätzlichen Vorteil, dass jeder der Top-Down Ansätze als „Back-up“ für den jeweils anderen dienen kann.

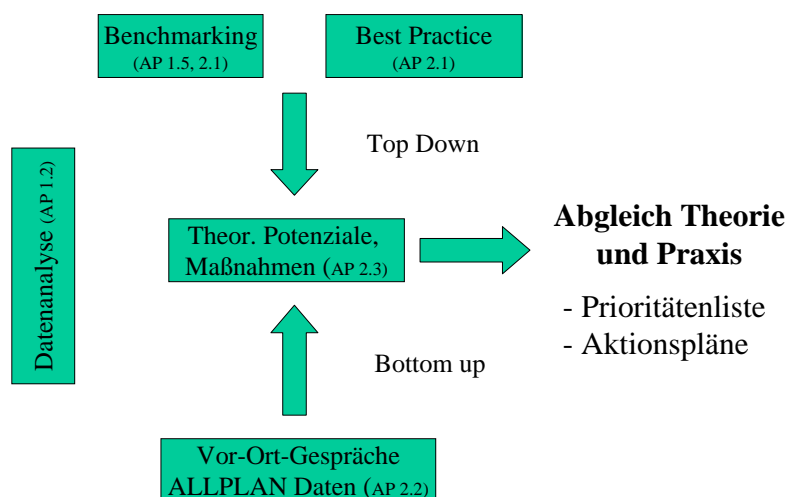


Abbildung 3: Zusammenwirken der Ansätze

3 Datenerfassung

Die Datenerfassung gliedert sich grundsätzlich in zwei Bereiche, in die Datenerfassung auf Branchenebene und in jene auf Firmenebene. In einem ersten Schritt wurden die Austropapier-Daten (aus Jahresberichten etc) erfasst, und in einem zweiten Schritt durch E.V.A.- bzw. UBA-Fragebögen ergänzt. Die Daten aus den UBA-Fragebögen sind derzeit die aktuellsten und vollständigsten Daten der Branche. Daher wurde die Branchenauswertung bzw. -analyse im Weiteren auf den UBA-Daten aufgebaut. Fehlende Daten oder weiter zurückreichende Analysen (vor 1990) basieren auf den „alten“ Austropapierdaten.

3.1 Branchenebene

Die ersten Daten auf Branchenebene wurden von AUSTROPAPIER zur Verfügung gestellt und im selben Format wie die Branchen-Jahresberichte erfasst und aufbereitet (siehe Kapitel 13.1). Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, wurde mittels der UBA-Fragebögen versucht, die Branchendaten auf eine neue Basis zu stellen. In Absprache mit AUSTROPAPIER werden im Folgenden nur mehr jene Daten dargestellt, die aus den im Zuge des Emissionshandels vom UBA ausgeschickten Fragebögen ermittelt wurden.

3.1.1 Produktionsdaten

Die Produktionsdaten setzen sich aus den Papier- und den Marktzellstoffdaten zusammen. Bei den Papierdaten herrscht sehr gute Übereinstimmung der UBA-Daten mit den Zahlen von AUSTROPAPIER. Die Marktzellstoffdaten wurden von AUSTROPAPIER zur Verfügung gestellt. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Produktion (in Tonnen) in den 90er Jahren, sowohl für Papier als auch für Marktzellstoff. Die Papierproduktion hat in diesem Zeitraum um 45 % zugelegt, inkl. Marktzellstoff beträgt die Zunahme etwa 40 %.

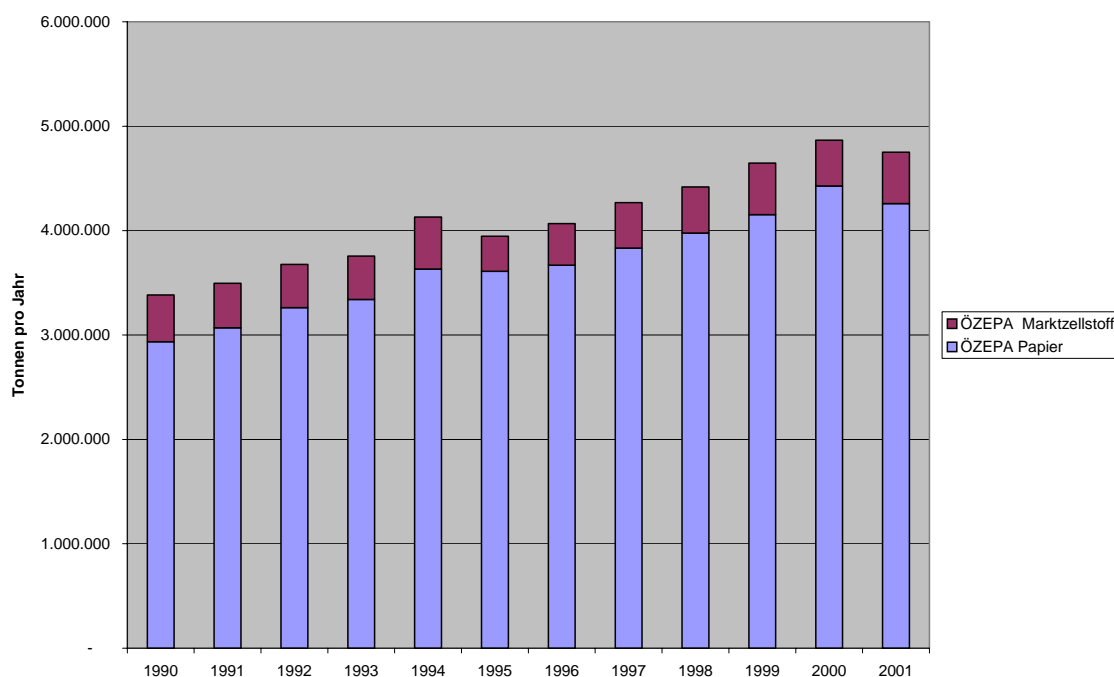


Abbildung 4: Produktion von Papier und Marktzellstoff (Quelle: UBA, AUSTROPAPIER)

3.1.2 Brennstoffverbrauch

Der gesamte Brennstoffverbrauch (fossil und biogen) hat in den 90er Jahren um ca. 28% zugelegt, wobei eine allmähliche Verschiebung von fossilen zu biogenen Energieträgern zu beobachten ist (1990: ca. 48 %, 2001: ca. 50 % biogen inkl. externe Dampf-/Wärmezufuhr).

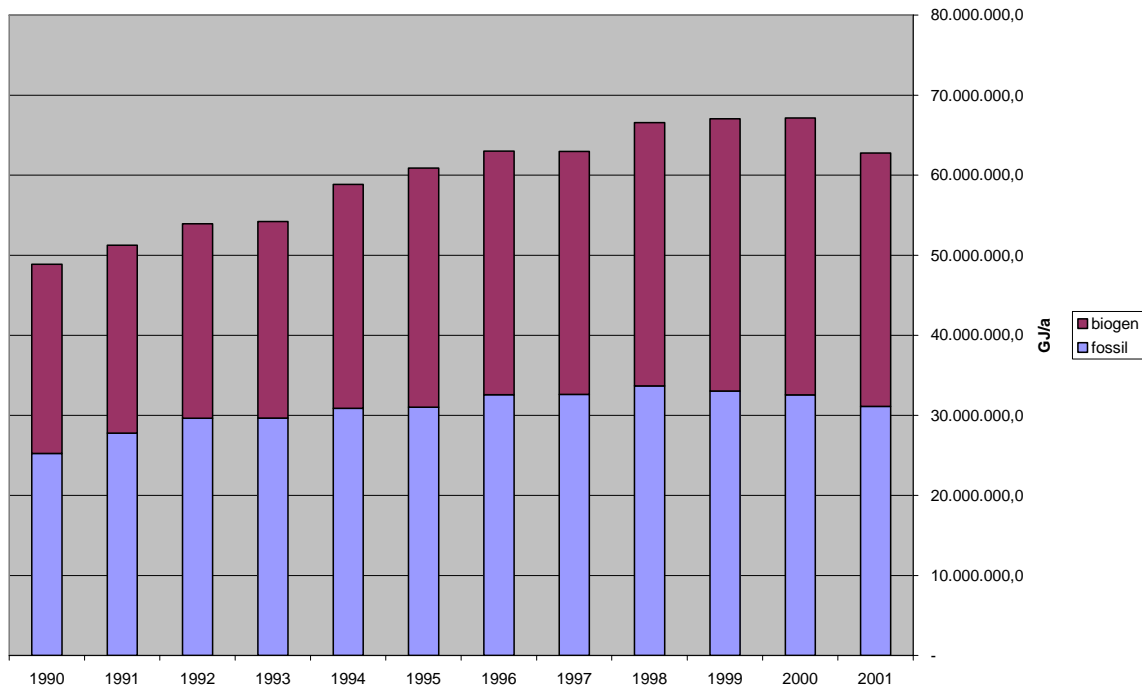


Abbildung 5: Brennstoffverbrauch fossil und biogen (Quelle: UBA, AUSTROPAPIER, biogen inkl. externe Dampf- bzw. Wärmezufuhr wie z.B. GuD-Anlage der CMOÖ bei SCA Laakirchen)

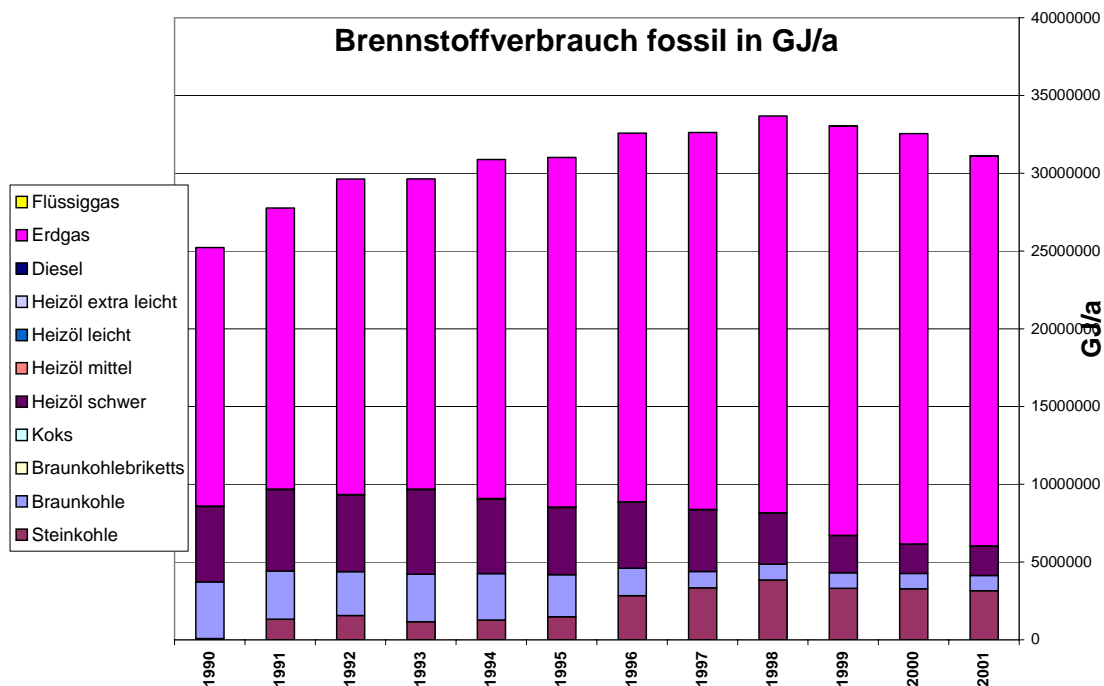


Abbildung 6: Fossiler Brennstoffverbrauch 1990–2001 (Quelle: UBA, AUSTROPAPIER, ohne externe Dampf- bzw. Wärmezufuhr wie z.B. GuD-Anlage der CMOÖ bei SCA Laakirchen)

Der fossile Brennstoffverbrauch hat in den 90er Jahren nur um etwa 23 % zugenommen, wobei eine Verlagerung von Heizöl schwer zu Erdgas stattfand, sodass der Erdgasanteil von etwa 67 % (1990) auf ca. 80 % (2001) gesteigert wurde. Der Kohleanteil blieb absolut wie relativ in etwa gleich, allerdings wurde die Braunkohle zu etwa $\frac{3}{4}$ durch die weniger klimarelevante Steinkohle substituiert.

Es wird betont, dass der fossile Energieverbrauch exklusive der Energieversorgungsanlage bei SCA Laakirchen (CMOÖ) angegeben wird (siehe Abb. 5 und 6). Die entsprechende Energiemenge wird dem biogenen Verbrauch als Dampf- bzw. Wärmezufuhr (Abb. 7) bzw. dem externen Strombezug (Abb. 8) zugeschlagen, da die CMOÖ-Anlage im Sinne des Emissionshandels zunächst der Energiewirtschaft zugerechnet wurde. Dem entsprechend werden die der CMOÖ-Anlage zurechenbaren CO₂-Emissionen auch weder beim fossilen noch beim biogenen CO₂-Ausstoß mitgezählt (Abb. 9).

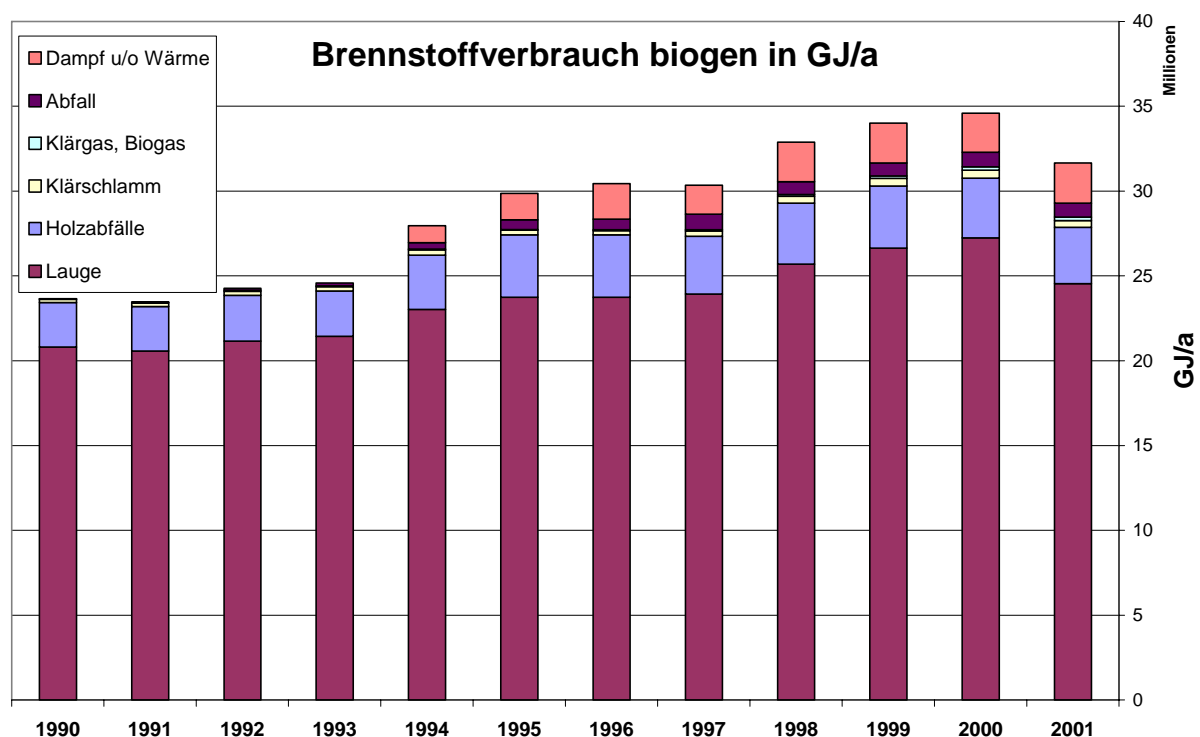


Abbildung 7: Biogener Brennstoffverbrauch 1990–2001 inkl. Dampf- und Wärmezufuhr wie GuD-Anlage der CMOÖ bei SCA Laakirchen (Quelle: UBA, AUSTROPAPIER)

Beim fossilen Brennstoffverbrauch (Abb. 6) ist noch zu berücksichtigen, dass in den 90er Jahren vier große Gasturbinen errichtet wurden, deren zusätzlicher Brennstoffverbrauch die gesamten fossilen CO₂-Emissionen um etwa 10 % erhöht (das sind ca. 200.000 t/a).

3.1.3 Stromverbrauch

Der gesamte Stromverbrauch, also Fremdstrom plus Eigenstrom, hat seit 1990 um etwa 25% zugenommen. Die ins öffentliche Netz ausgekoppelte Strommenge wurde im selben Zeitraum von ca. 1 % auf über 3 % gesteigert (Spitze 1998: 4,6%). Der Fremdstromanteil konnte von 1990 bis 1996 von etwa 38 % auf ca. 25 % gesenkt werden, dann nahm er wieder auf ca. 32 % (2001) zu, was laut dem beratenden Gremium auf die Liberalisierung (sinkende Strompreise) sowie auf Produktionssteigerungen zurückzuführen ist.

Der gesamte Energieverbrauch, also Brennstoffe und Strom, betrug 1990 ca. 55,8 Mio. GJ/a und wurde bis 2001 auf 65,8 Mio. GJ/a (2000: 70,1 Mio. GJ/a) gesteigert, das entspricht einer Erhöhung von ca. 18 % (bzw. 25,6 % für 2000). Dieser Erhöhung steht aber, wie bereits in Kapitel 3.1.1 angeführt, eine Produktionssteigerung bei Papier plus Marktzellstoff von 40 % gegenüber.

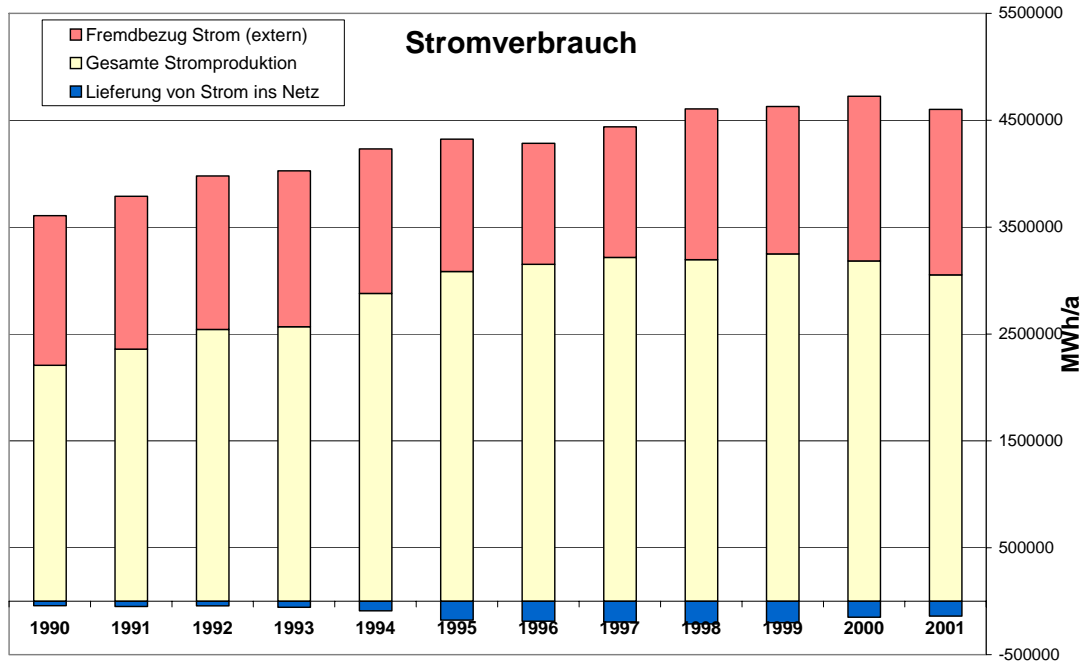


Abbildung 8: Stromverbrauch 1990–2001 (Quelle: UBA, AUSTROPAPIER, GuD-Anlage der CMOÖ bei SCA Laakirchen gilt als Fremdstrom)

3.1.4 CO₂-Emissionen

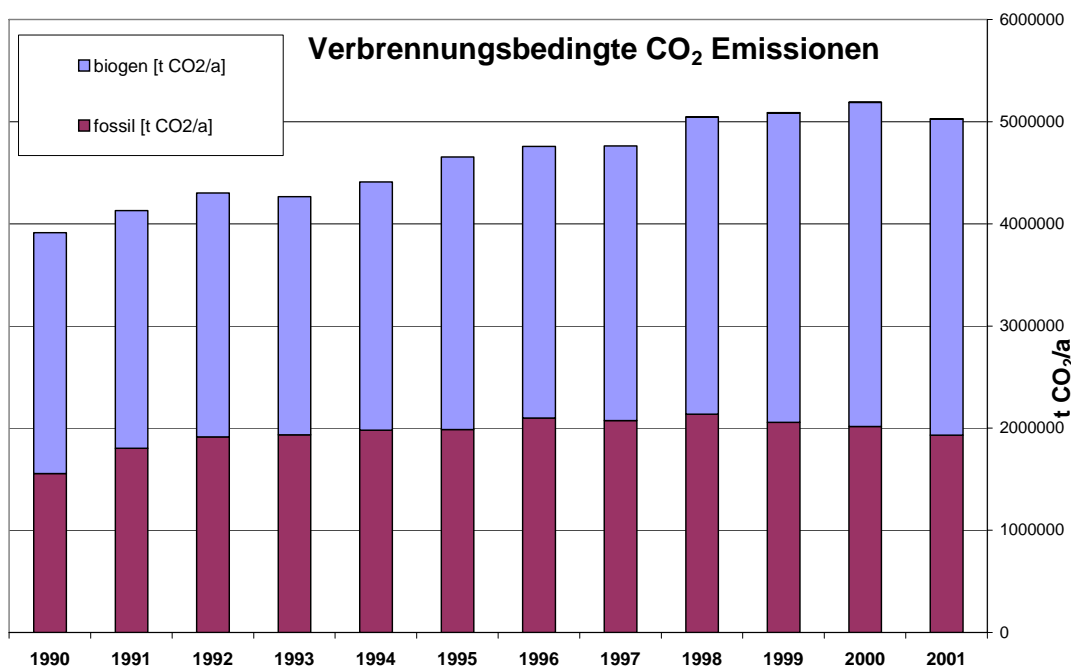


Abbildung 9: Gesamte verbrennungsbedingte CO₂-Emissionen 1990–2001 (Quelle: UBA, AUSTROPAPIER, exkl. GuD-Anlage der CMOÖ bei SCA Laakirchen)

Die gesamten CO₂-Emissionen (fossil und biogen, ohne Prozessemissionen) der Papierindustrie nahmen in den 90er Jahren ca. 28 % zu, der fossile Anteil jedoch nur 24 %.

3.2 Firmenebene

Wie bereits in Kapitel 2.1 ausgeführt, ist für eine detaillierte Datenanalyse die Erfassung von Firmendaten eine Voraussetzung. In Abstimmung mit dem begleitenden Gremium hat die E.V.A. daher einen Firmenfragebogen entwickelt.

Der Fragebogen wurde im Nov. 2002 ausgeschickt und beinhaltete die Erfassung der Anlagen und der Energie- bzw. CO₂-relevanten Daten eines Unternehmens, gegliedert in Energie- und Produktionsanlagen, historische Investitionen und Maßnahmen (early actions), sowie Daten zur Anzahl der Mitarbeiter, Umsatz, Produktion, Energie und Umwelt.

Anfang 2003 wurde der E.V.A.-Fragebogen von einem „offiziellen“ UBA-Fragebogen abgelöst, da durch das UBA im Auftrag des BMLFUW die Datenbasis zur Allokation beim Emissionshandel erhoben wurde. Der E.V.A.-Fragebogen hat jedoch wertvolle Vorarbeiten geleistet und bildete auch eine wichtige Grundlage für die Erstellung des UBA-Fragebogens. Da die Daten in den UBA-Fragebögen derzeit die aktuellsten und vollständigsten der Branche sind, wird im Weiteren auf diese Datenbasis zugegriffen.

Die Branchenzahlen wurden durch die Aufsummierung der Daten aus den UBA-Firmenfragebögen ermittelt. Um von 1990 bis 2001 ein vollständiges Datenset zu erreichen, wurden fehlende Daten durch Austropapier Daten ergänzt.

3.3 Datenanalyse

Die gesamten Energiedaten der Branche für das Jahr 2001 sind in der folgenden Abbildung in einem Sankey-Diagramm dargestellt:

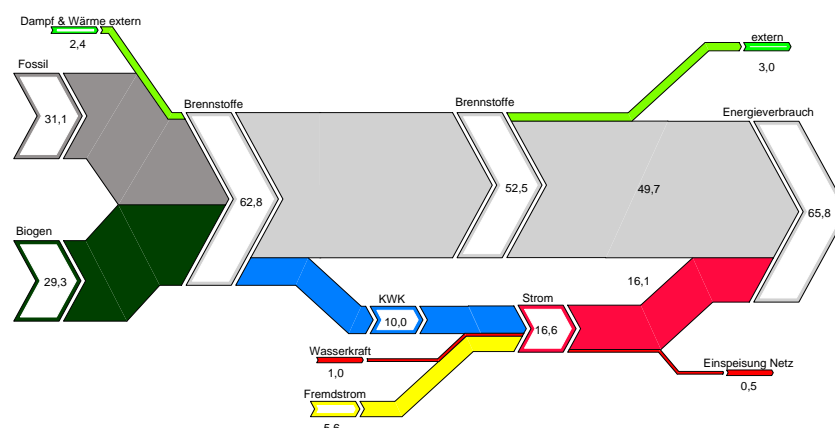


Abbildung 10: Branchen-Sankey-Diagramm 2001, Daten in Mio. GJ/a (Quelle: UBA)

Die Daten basieren auf den in Kapitel 3.1 dargestellten Diagrammen. In Summe ergibt sich für fossile Brennstoffe ein Energieeinsatz von 31,1 Mio. GJ/a, für biogene Brennstoffe beträgt der Energieeinsatz ca. 29,3 Mio. GJ/a (ohne Dampf-/Wärmezufuhr wie CMOÖ). Ein Teil des gesamten Brennstoffeinsatzes von 62,8 Mio. GJ/a wird in Industrie-KWK-Anlagen zur Erzeugung von ca. 10 Mio. GJ/a Strom eingesetzt, 1 Mio. GJ/a kommen aus firmeneigenen Wasserkraftwerken, ca. 5,6 Mio. GJ/a werden als Fremdstrom von EVU zugekauft.

Der Großteil dieser gesamten Strommenge, nämlich 16,1 Mio. GJ/a wird in den Unternehmen bei der Produktion verbraucht, 0,5 Mio. GJ/a werden wieder ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Der gesamte Brennstoffverbrauch beträgt 49,7 Mio. GJ/a, womit sich für die Branche ein gesamter Energieverbrauch von 65,8 Mio. GJ/a (Strom und Brennstoff inkl. Verluste) für das Jahr 2001 ergibt.

3.3.1 Nutzenergieanalyse

Mittels einer Nutzenergieanalyse wird die Energierelevanz unterschiedlicher Anlagen und Systeme festgestellt (wie Prozesse, Verbrauchergruppen, KWK, etc.). Dadurch können Energieeffizienz- bzw. CO₂-reduzierende Maßnahmen gezielter identifiziert bzw. bewertet werden. Die hier angegebenen Werte stammen aus branchenspezifischer Literatur und sind nur als Größenordnung zu verstehen. In einzelnen Firmen können die Werte durchaus anders ausfallen.

Bei der Holzstoffherstellung ist das Schleifen oder Mahlen der Prozess mit dem größten Stromverbrauch. Mehr als 75 % des eingesetzten Stromes wird in dieser Prozessstufe benötigt. Das Sortieren, Waschen, Eindicken und Bleichen benötigen hingegen nur ca. 10 %, die Holzbearbeitung bis zu 2 % des eingesetzten Stromes. Dampf wird nur zur Vorbehandlung der Hackschnitzel bei der Herstellung von Refinerholzstoff benötigt, in absoluten Zahlen ist der Bedarf aber gering (etwa 0,15 bis 0,4 GJ/t).

Bei der Herstellung von Zellstoff sind die größten Wärmeverbraucher die Chemikalienrückgewinnung, das Kochen und das Bleichen. Die wichtigsten Strom-Verbraucher sind das Bleichen, die Chemikalienrückgewinnung, Waschen und Sortieren, das Kochen und die Holzbearbeitung. Wird der Zellstoff getrocknet, so wird etwa um ein Drittel mehr Wärme benötigt und ca. ein Viertel mehr Strom.

Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft eine mögliche Aufteilung des Energieverbrauchs auf die verschiedenen Prozesse bei der Herstellung von Altpapierstoff.

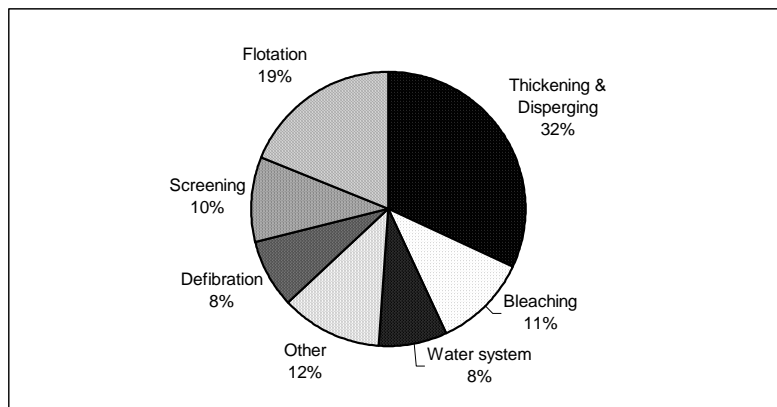


Abbildung 11: Beispiel für die Aufteilung des spezifischen Energieverbrauchs in den einzelnen Prozessstufen bei der Verarbeitung von Altpapier [IPPC S.245]

In diesem konkreten Fall ist die Flotation zweistufig, das Screening inkludiert eine Vorsortierung und eine zweite Sortierung. „Other“ inkludiert die Ventilation, das Trocknen eines Teils des Altpapierstoffes, die Wasserreinigung u.a. Das Bleichen wird in einem „disperger“ durchgeführt. Fast ein Drittel der Energie wird für das Eindicken und Dispergieren (Hochkonsistenz-Zerfaserung) verwendet [IPPC S.245].

Bei der reinen Papierproduktion wird der Hauptanteil der Wärme in der Trockenpartie verwendet (in integrierten Fabriken, bei denen die neuerliche Auflösung entfällt, fast zu

100%). Der größte Strombedarf besteht in der Trockenpartie, beim Mahlen und bei der Bahnbildung und Entwässerung.

Die Aufteilung des Energiebedarfs auf die Halbstoff- bzw. die Papiererzeugung differiert in der Literatur: Laut AUSTROPAPIER werden für die Erzeugung von Holzstoff und Zellstoff etwa 60 % der Gesamtenergie aufgewendet, für die Papierherstellung 40 %. Nach BÖLLE beträgt die Verteilung des Endenergieverbrauchs für die gesamte deutsche Papierindustrie und deren Produktionsstruktur (1983) 32 % für Holzstoff und Zellstoff bzw. 68 % für die Papierherstellung [BÖLLE S.130].

Unter Verwendung der in der Literatur gefundenen Daten kann eine grobe Reihung der Prozesse nach dem absoluten Energieverbrauch vorgenommen werden, wobei die einzelnen Werte nicht im Detail angegeben werden, da diese von Firma zu Firma sehr unterschiedlich sein können:

Strom:

- 1) Schleifen/ Refining Holzstoff
- 2) Trocknen
- 3) Mahlen /Stoffauflösung
- 4) Bahnbildung u. entwässern
- 5) Zwischentrocknen
- 6) Bleichen Zellstoff
- 7) Deinking
- 8) Waschen, sortieren
- 9) Holzbearbeitung
- 10) Chemikalienrückgewinnung

Wärme:

- 1) Trocknen
- 2) Chemikalienrückgewinnung
- 3) Kochen
- 4) Zwischentrocknung
- 5) Bleichen Zellstoff

3.3.2 Analyse der Jahresreihen

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen seit 1990. Für jedes Jahr werden sowohl biogene als auch fossile Emissionen ausgewiesen. Zusätzlich wurde versucht, die indirekten Emissionen (Fremdstrom) zu bewerten. Die drei Abstufungen entsprechen jeweils einem anderen Strom-Mix: es wurde mit dem Österreich-Mix, dem EU-Mix und dem fossilen Mix der österreichischen thermischen Kraftwerke gerechnet. Diese indirekten Emissionen – die beim Emissionshandel nicht der Papierindustrie zugerechnet werden – bedeuten für das Jahr 2001 (fossil und biogen betragen ca. 5 Mio. t/a) zusätzliche CO₂-Emissionen von 251.000 t/a bis zu fast 1 Mio. t/a.

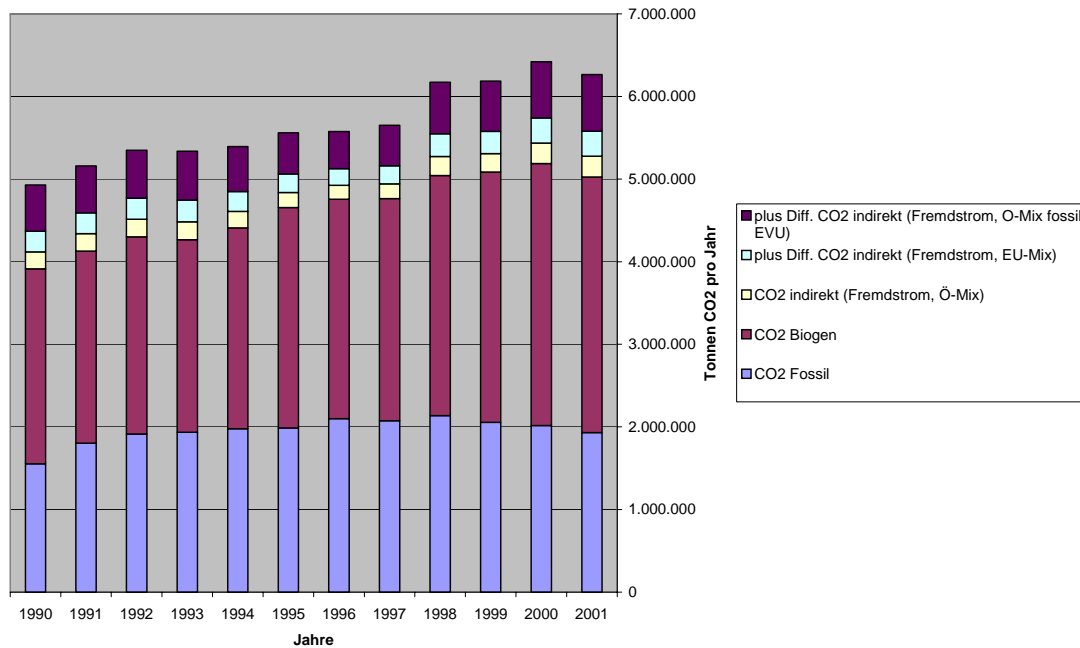


Abbildung 12: Absolute CO₂-Emissionen, inkl. indirekter Emissionen durch Fremdstrom

Eine aussagekräftige Kennzahl über die Umweltperformance der Branche bildet der spezifische CO₂-Ausstoß, also das Verhältnis CO₂-Ausstoß zur erzeugten Produktmenge. Im Absprache mit dem Gremium wird die Produktmenge aus der Summe aller erzeugten Papiermengen plus die Summe aller Holz- bzw. Zellstoffmengen, die nicht integriert erzeugt wurden (als der Marktzellstoffmenge), gebildet. Die Marktzellstoffdaten wurden von AUSTROPAPIER auf Branchenebene zur Verfügung gestellt. In **Abbildung 13** ist nun sowohl die Entwicklung der CO₂- als auch Energiekennzahlen für die 90er Jahre dargestellt.

Sieht man sich die Entwicklung der spezifischen fossilen CO₂-Emissionen (plus Fremdstrom, EU-Mix) an, so beträgt die Reduktion in den letzten 10 Jahren ca. 23 % oder etwa 2 % pro Jahr (allerdings sinkt diese Reduktion auf etwa 14 %, wenn man statt auf 1991 auf 1990 bezieht). Die Reduktion der rein spezifischen fossilen CO₂-Emissionen im selben Zeitraum beträgt 24 % (bzw. nur 11,5 % bei Bezug auf 1990). Im selben Zeitraum wurde der spezifische Energieverbrauch (Brennstoffe plus Strom extern) um 16 % reduziert, das entspricht etwa 1,4 % pro Jahr, d.h. während die Produktion in den 90er Jahren um 40 % (Papier plus Marktzellstoff) gestiegen ist, hat der CO₂-Ausstoß nur um 24,3 %, der Energieverbrauch um 25,6 % zugelegt.

Interessant an dieser Jahresreihe ist, dass diese Effizienzentwicklung in den Jahren 1991 und 1995/96 einen Knick nach oben hat, sodass ein kurzfristiger Anstieg einer enormen Effizienzentwicklung zwischen 1996 und 2000 gegenüber steht. Die Interpretation der Kurve ist allerdings mit Vorsicht durchzuführen. Laut Gremium wurden zwischen 1990 und 1994 vier Gasturbinenanlagen in Betrieb genommen mit Anfahrkurven zwischen 3 und 4 Jahren. Der Fuel Switch hat kontinuierlich über die gesamten 90er Jahre stattgefunden. Auch die Inbetriebnahme mehrerer Papiermaschinen („Anfahrkurve“) oder ein konjunkturbedingter Produktionseinbruch kann für diese Anstiege mitverantwortlich sein.

Des Weiteren werden diese Verbesserungen neben klassischen Energieeffizienz-Maßnahmen und Prozessoptimierungen noch von anderen Effekten überlagert:

Zum einen hat in diesem Zeitraum eine Verschiebung der Energieträger weg von Heizöl schwer hin zu Erdgas stattgefunden (von 67 % auf über 80 %). Weiters wurden etwa $\frac{3}{4}$ der Braunkohle durch Steinkohle substituiert. Die energieintensive Holzstoffherzeugung ist in den 90er Jahren etwas zu Gunsten der Zellstoffproduktion zurückgegangen. Auch die Erzeugung von Druck- und Schreibpapier hat leicht zugenommen.

Im selben Zeitraum ist der Anteil der fossilen Brennstoffe von etwa 52 % auf etwa 50 % zurückgegangen. Seit 1996 hat auch der Fremdstromanteil wieder zugelegt.

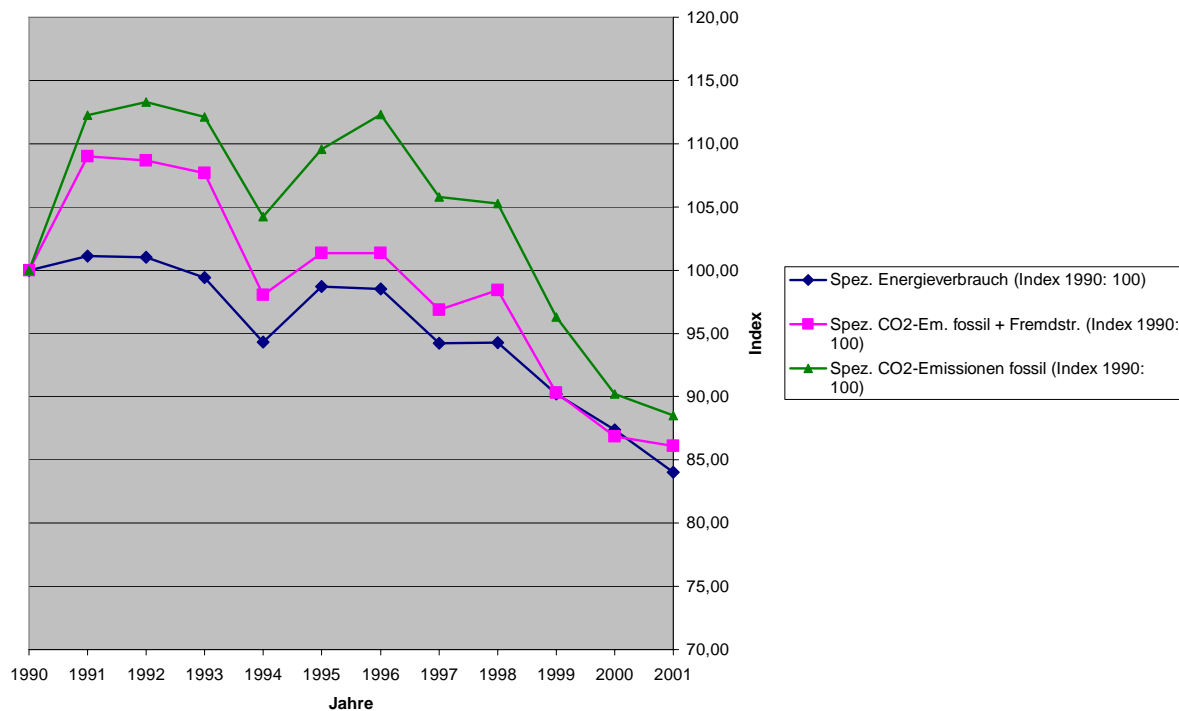


Abbildung 13: Spezifische Entwicklung des Energieverbrauchs (Brennstoffe plus Strom extern) bzw. der verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen (Index: t CO₂ bzw. GJ je t Produkt)

Bei der Analyse der Jahreslinien soll auch die Vielzahl der bereits umgesetzten „**Early Actions**“ erwähnt werden, die in den UBA-Fragebögen sehr detailliert erfasst wurden und welche die in **Abbildung 13** dargestellten Verbesserungen erst ermöglichten. Diese „klimarelevanten Vorleistungen“ umfassen prozessrelevante Maßnahmen wie z.B. die Installation von Schuhpressen, die Installation von Hochleistungshauben, die Umstellung von Zellstoffverfahren sowie andere laufende prozessbedingte Optimierungen. Auf Seite der Querschnittstechnologien können diverse Maßnahmen im Bereich energieeffizienter Antriebe (z.B. Frequenzumrichter bei Pumpen, etc.) und Wärmerückgewinnungsprojekte genannt werden. Als aufbringungsseitige Maßnahmen gelten etliche Fuel-Switch-Projekte, die Erhöhung des Trockengehalts der Schlamm-trocknung, aber auch die Installation mehrerer GuD-Anlagen, die zwar die Emissionen eines Standorts erhöhen, aber sehr hohe CO₂-Reduktionen im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme aufweisen.

3.4 Bewertung der Datengrundlage

Die AUSTROPAPIER Daten wurden mit jenen des ÖSTAT bzw. der IIÖ-(Windsperger)-Datenerhebung verglichen, um etwaige Unsicherheiten bzgl. der Datengrundlage aufzuzeigen. Die in **Abbildung 14** dargestellten Unterschiede beim Energieeinsatz sind jedoch teilweise enorm. Folgende Erklärungen wurden diskutiert:

- 1) Doppelzählung von Unternehmen: Diese Möglichkeit wurde im Gespräch mit Herrn Windsperger ausgeschlossen. In der IIÖ-Studie haben zwar 2 Firmen für den gleichen Standort 2x Daten gemeldet, der Energieverbrauch wurde aber nicht doppelt angegeben.
- 2) Eingabefehler oder falsche Zuordnung der Firmen: Das IIÖ bekommt die Daten auf Firmenebene vom ÖSTAT. Es wird dann vom IIÖ entschieden, welche Anlagen der Papierindustrie zuzuordnen sind und die Firmendaten werden zu Branchendaten zusammengefasst.
- 3) Unterschiedliche Behandlung von Energiedienstleistungen bei der Meldung:
 - a. Wenn zum Beispiel ein Unternehmen Wärme (oder Strom) an ein öffentliches Netz liefert, könnte es vorkommen, dass bei der einen Datenerhebung der Primärenergieeinsatz für die Erzeugung dieser Energiedienstleistung abgezogen wird, bei der anderen Datenerhebung aber der Primärenergieeinsatz unverändert bleibt und der Wärme- und Stromexport gesondert angegeben wird.
 - b. Bei gemeinsamer Energieaufbringung besteht manchmal ein gewisser Interpretationsspielraum, z.B. melden Firmen Strom als Fremdstrombezug obwohl es Eigenstrom ist oder umgekehrt (1 Firma hat bei IIÖ ausschließlich Fremdbezug angegeben, bei den AUSTROPAPIER Daten wird jedoch ein Großteil des Stromverbrauchs aus Eigenerzeugung gedeckt).
- 4) Heizwerte: Das IIÖ bekommt den Brennstoffeinsatz in Tonnen (od. m³) gemeldet und berechnet dann den Energieeinsatz mittels durchschnittlicher Heizwerte (ÖSTAT-Faktoren). Bei den AUSTROPAPIER-Daten ist neben der Brennstoff- bereits auch die Energiemenge (in TJ) enthalten. Berechnet man damit den Heizwert, ist zu sehen, dass dieser für Kohle, Dicklauge, Rinde und Abwasserschlämme über die Jahre zum Teil beträchtlich schwankt.
- 5) Lenzing: Da chemische Produkte, Textilstoff und Papier hergestellt werden, gehört dieses Unternehmen der chemischen Industrie, der Textil- sowie der Papierindustrie an. Je nach Zuordnung des Energieverbrauches können sich Unterschiede ergeben.
- 6) ÖSTAT: Die Stromangaben stimmen in etwa mit den Austropapier-Werten überein. Der Erdgasverbrauch beträgt jedoch nur 1/3, evtl. wird das Erdgas zur Stromerzeugung nicht berücksichtigt. Was unter „other final consumptions“ zu verstehen ist, ist nicht klar. Auch die Branchenzuordnung der Firmen kann eine Fehlerquelle sein.

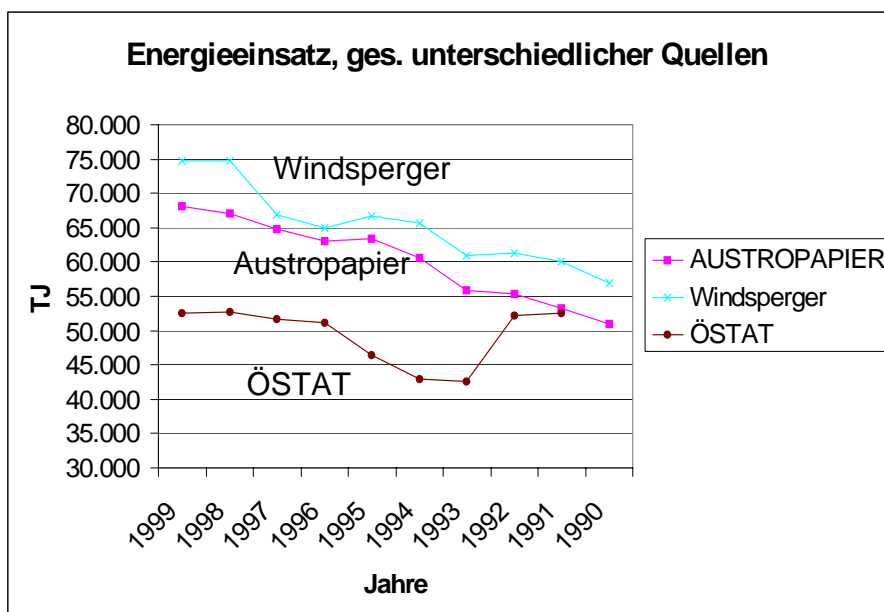


Abbildung 14: Datengrundlage – Unterschiedlicher Energieeinsatz abhg. von Datenquellen (Quelle: Austropapier, Windsperger, ÖSTAT)

4 Benchmarking

4.1 Einleitung

Im Zuge der nationalen Diskussionen rund um die Erstellung des nationalen Allokationsplans im Rahmen des Emission Tradings, werden Benchmarks als ein geeignetes Mittel zur Festlegung von betrieblichen Emissionsberechtigungen angesehen. Durch einen internationalen Kennzahlenvergleich soll festgestellt werden, ob und in welchem Ausmaß die österreichischen Firmen „ihre Hausaufgaben“ bereits gemacht haben und in welchem Umfang die sogenannten „early actions“ honoriert werden.

Aber auch unabhängig von den EU-weiten Aktivitäten rund um den Emissionshandel, war bei der Konzeption dieses Projektes Benchmarking als ein wichtiges Element zur Charakterisierung der Energieeffizienz der Papierindustrie vorgesehen.

Es war beabsichtigt, aussagekräftige Energiekennzahlen (aber auch Kennzahlen für CO₂-Emissionen) auf betrieblicher und auf Branchenebene zu entwickeln oder zu recherchieren, um den Energieeinsatz je Produkteinheit festzustellen, wobei auch Technologie- bzw. prozessspezifische Parameter berücksichtigt werden. Dazu gehören z.B. Unterschiede bei der Papier- bzw. Zell- und Holzstofferzeugung (mechanisch, chemisch, Unterschiede bei Trocknung etc.), aber auch Parameter wie der Recyclinggrad von Altpapier, sowie, ob das Produkt gestrichen wird oder nicht. Ziel war es, durch ein Set von Kennzahlen den Status der Branche bzw. der einzelnen Standorte zu beschreiben.

Als Datengrundlage sollten die ermittelten Energieverbrauchs- und Produktionsdaten auf Firmenebene herangezogen werden. Die Energiedaten sollten auf Tonnen Papier bzw. Halbstoff bezogen und je nach Energierelevanz in unterschiedliche Produktgruppen unterteilt werden.

Bei der Kennzahlentwicklung wie auch bei der Recherche der Daten selbst, sollte – wenn möglich – auf schon geleistete Vorarbeiten, sei es in den Firmen in Österreich, in anderen (EU)-Ländern (Holland, Norwegen etc.) oder in Verbänden wie CEPI, zurückgegriffen werden. Vorgaben der IPPC-Richtlinie bzw. von EPER sollten soweit als möglich berücksichtigt werden. Dies sollte auch die internationale Vergleichbarkeit der Zahlen gewährleisten. Es soll betont werden, dass Benchmarks natürlich nur bis zu einem gewissen Grad genau sind und ihre Aussagekraft dementsprechend eingeschränkt sein kann.

4.2 Kennzahlen

4.2.1 Primärer Ansatz

Die Recherchen im Rahmen dieses Projektes sowie die Erfahrungen der E.V.A. mit Benchmarking in anderen Branchen haben klar gezeigt, dass es nicht eine einzige Kennzahl für alle Papierfabriken geben kann. Es wurde daher ein Set von Kennzahlen entwickelt, das einerseits in genügendem Ausmaß die Unterschiede zwischen den einzelnen Standorten berücksichtigt, andererseits aber noch nicht so spezifisch ist, dass eine Vergleichbarkeit von Firmen unmöglich wird.

Die Entwicklung des Kennzahlen-Sets ging zunächst von Überlegungen zur Erfassung der notwendigen Betriebsdaten aus. Im ersten Schritt wurden die Produktionsdaten erfasst. Um einen Gleichklang mit den AUSTROPAPIER-Daten zu erreichen, wurde auf die einschlägige

AUSTROPAPIER-Nomenklatur zurückgegriffen. Die grundsätzliche Unterteilung erfolgte in die Halbstoff-Produktion (unter diesem Begriff wurde auch die Aufbereitung von Recycling-Papier subsummiert) und in die Papierproduktion. Schließlich müssen alle Energieflüsse erfasst werden.

Abbildung 15 gibt diese Zusammenhänge schematisiert wieder und stellt gleichzeitig den vorgeschlagenen Aggregationslevel dar.

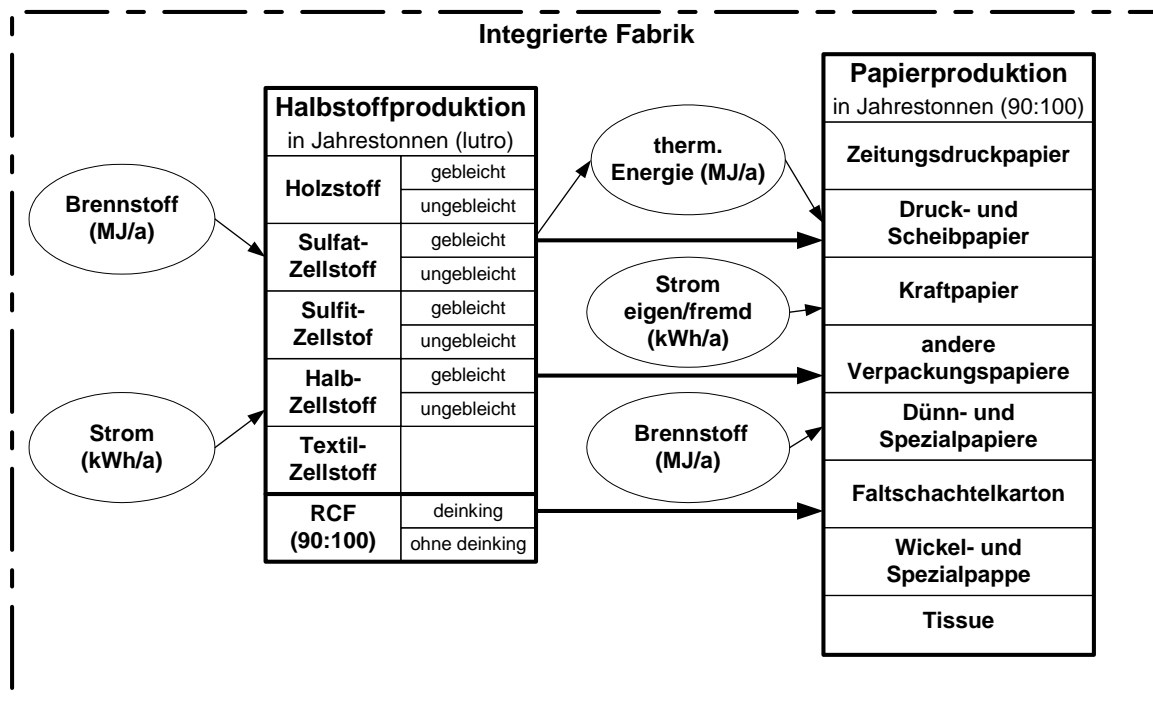


Abbildung 15: Vorschlag für die Datenerfassung zur Erstellung eines Sets von Kennzahlen

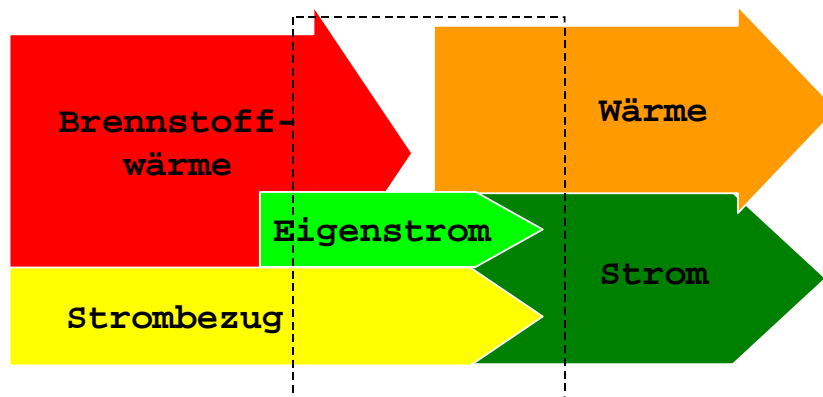
Die Kennzahlen wurden in der Form gebildet, dass für jede einzelne Anlage festgestellt wird, welche Halbstoffproduktion und welches Papier produziert wird und ob es sich um eine integrierte Fabrik handelt. Dementsprechend werden dann die spezifischen Kennzahlen (Strom- und Wärmeverbrauch bezogen auf die jeweiligen Produktionsdaten) gebildet (siehe **Abbildung 16**).

	Typ	Strom	Wärme	CO ₂
1	Integrierte Anlage	MWh/t Papier	TJ/t Papier	CO ₂ /t Papier
2	Halbstoffproduktion	MWh/t HS	TJ/t HS	CO ₂ /t HS
3	Papierproduktion	MWh/t Papier	TJ/t Papier	CO ₂ /t Papier

Abbildung 16: Schematisierter Vorschlag für Kennzahlen

Es gäbe dann beispielsweise für eine integrierte Kraftlinerfabrik eine spezifische Kennzahl für den Stromverbrauch und eine spezifische Kennzahl für den Bedarf an thermischer Energie. Diese Kennzahl könnte natürlich nicht mit einer anderen Fabrik verglichen werden, die zwar ebenfalls Kraftliner herstellt, aber den Zellstoff zukaufte.

Es sollten alle Energieverluste, die in der Anlage auftreten, erfasst werden. Aus diesem Grund wurde zur Benchmarkbildung der Primärenergieeinsatz herangezogen. Die Zuteilung der Energiedaten zu Strom bzw. Wärme erfolgte nach folgender Systematik:



Basis für Benchmarks:

Wärme = Brennstoffwärme - Eigenstrom

Strom = Eigenstrom + Fremdstrom - Einspeisung

Abbildung 17: Aufteilung Primärenergieträger

4.2.2 Durch den Emissionshandel bedingte Änderungen der Kennzahlen

Die ursprünglich gewählte Methode zur Erstellung der Benchmarks wurde geändert, um die Daten und Ergebnisse kompatibel zu der von UBA/IIÖ durchgeführten Emissionserhebung für den Klimagasemissionshandel zu machen. Darüber hinaus hatten die Untersuchungen bezüglich der bei den BREF-Dokumenten (IPPC 2001) für die Benchmarks gewählten Systemgrenzen ergeben, dass eine Modifikation der Kennzahlen notwendig war, um die dort publizierten Benchmarks verwenden zu können.

Es wurde festgelegt, dass bei der Untersuchung der Unternehmen eine getrennte Bewertung von Energieumwandlung und prozessbezogenen Energieverbrauch durchgeführt werden soll. Dadurch können getrennte Aussagen über die Effizienz der Produktion und der Energieumwandlung getroffen werden. Hiermit ist bei der Erstellung des Wärmebenchmarks von der Prozesswärme auszugehen.

Es werden drei verschiedene Kennzahlen errechnet:

1. Energieumwandlung (Produktion von Dampf+Wärme / Energieträgereinsatz)
2. Strombenchmark
3. Wärmebenchmark

Abbildung 18 zeigt als Muster die Darstellungsweise der Ergebnisse auf Firmenebene.

FIRMENNAME			
PRODUKTIONS DATEN: Quelle UBA-Fragebogen 2001			
Halbstoff	t/a	50.000	
Papier	t/a	250.000	
Einstufung laut IPPC: "Best Available Techniques in the Pulp and Paper Industry" Zeitungspapier			
BEMERKUNG:			
ENERGIE DATEN: Quelle UBA-Fragebogen 2001			
BRENNSTOFF	(TJ/a)		GWh/a
Erdgas	3.000	Eigenstrom (thermisch)	100,0
Heizöl	20	Eigenstrom ges.	105,0
Holzabfälle	500	Fremdstrom	100,0
		Stromeinspeisung	5,0
GESAMT	3.520	Fernwärme	2,0
Brennstoffeinsatz	MWh/a	997.102	
Fremdbezug Dampf	MWh/a	0	
Produktion von Dampf	MWh/a	860.000	Differenz.
Verbrauch von Dampf	MWh/a	750.000	8.000
Verlust (Dampf)	MWh/a	100.000	
Stromverbrauch	MWh/a	200.000	
Wirkungsgrad der Energieumwandlung:		96,3%	
spez. Energieeinsatz d. Produktion:		Wärme	Strom
		GJ/t	kWh/t
IST-Wert		12,24	800
Benchmark (IPPC-BAT)		11-14	500-800
BEMERKUNG:			
# Es werden Verluste angegeben, welche Verluste sind damit gemeint? Verluste wurden zum Energieeinsatz dazugerechnet.			

Abbildung 18: Darstellung der Firmenbenchmarks

Bedingt durch die mangelnde Beschreibung der gewählten Systemgrenzen in den BAT-Dokumenten ergeben sich offene Fragen. Die Basis des im BAT-Dokument angeführten Energieverbrauchs je Produktgruppen könnte unterschiedlich sein. So könnte bei einer integrierten Zellstofferzeugung die Energieumwandlung enthalten sein, bei einer reinen Papiererzeugung aber die Energieumwandlung nicht berücksichtigt worden sein.

Bei einer bestehenden Laugenverbrennung sollte nur die erzeugte Dampfmenge in den Benchmark eingehen. Es werden für alle Unternehmen nach derselben Methode ein

spezifischer Stromverbrauch und ein spezifischer Prozesswärmeverbrauch berechnet, eventuelle prozessbedingte Unterschiede müssen individuell beurteilt werden.

4.3 Ergebnisse

Gemäß der oben beschriebenen Vorgangsweise wurden die österreichischen Papierfabriken in Benchmarkgruppen eingeteilt und basierend auf den ausgewerteten Fragebögen zum Emissionshandel, die von den einzelnen Unternehmen der E.V.A. zur Verfügung gestellt wurden, ein Benchmarking durchgeführt. Die nächste Tabelle zeigt die Zuteilung der einzelnen Unternehmen zu den Benchmarkgruppen.

Ingesamt wurden 28 Anlagen in die Untersuchung miteinbezogen. Von 25 Anlagen wurden Daten erhalten (UBA-Fragebogen) und ausgewertet. In 3 Fällen wurde der BAT-Wert für den Wärmebenchmark (teilweise knapp) überschritten. In 4 Fällen wurde der BAT-Wert für die Stromkennzahl nicht eingehalten. Davon mussten bei 1 Anlage sowohl Überschreitungen beim Strom- als auch beim Wärmebenchmark verzeichnet werden. Es sei erwähnt, dass aber einige Anlagen wahrscheinlich beim Dampfverbrauch noch den HD-Dampf angegeben haben. Eine Korrektur würde den jeweiligen Wärmebenchmark senken. Die überwiegende Mehrheit der Anlagen (Anzahl: 20) blieben unterhalb der oberen BAT-Grenzwerte und entsprechen damit dem vom BREF-Dokument definierten Stand der Technik. Für Anlagen, die unter die Kategorie „Pappe“ fallen, gibt es keine BAT-Werte.

Immerhin 13 Anlagen hatten (teilweise bei weitem) bessere Wärmebenchmarks als die untere Grenze der BAT-Referenzen vorgibt und bei 15 Anlagen konnten Unterschreitungen bei den Strombenchmarks festgestellt werden. Es bleibt kritisch anzumerken, dass die BAT-Werte möglicherweise nicht den aktuellen Stand der Technik charakterisieren und dementsprechend eine Revision der BAT-Werte sowie eine klare Definition der Systemgrenzen empfehlenswert scheint, v.a. wenn sie im internationalen Kontext (z.B. für Benchmarking – Zwecke im Rahmen des Handels mit Klimagasemissionen) weiterhin verwendet werden sollen.

Hohe Überschreitungen bei den Benchmarks wurden im Allgemeinen bei jenen Unternehmen gefunden, deren Produktspektrum nicht mit demjenigen der BAT-Benchmarks übereinstimmt. Weitere Abweichungen können durch Teilintegration auftreten, d.h. wenn nur ein Teil des vor Ort erzeugten Zellstoffs auch vor Ort zur Papiererzeugung verwendet wird bzw. wenn der vor Ort erzeugte durch zugekauften Zellstoff ergänzt werden muss.

Von „Benchmarks“ zu „Distance-To-Best-Practice“

Die Benchmarks wurden mit jedem einzelnen Unternehmen im Detail durchgesprochen, wobei mögliche Fehler in den UBA-Fragebögen noch korrigiert werden konnten. Als nächster Schritt stand es den Unternehmen frei, ihre von der E.V.A. erstellten firmenspezifischen Benchmarking-Blätter dem IIÖ (Dr. Windsperger) bei der Beurteilung von „Distance-To-Best-Practice“ (im Zuge der Datenerfassung zum Emissionshandel) zur Verfügung stellen.

Änderungsbedarf im BREF-Dokument

Folgende Änderungen wären bei einer Überarbeitung der BAT-Dokumente zu bedenken, v.a. wenn die BAT-Werte als internationale Benchmarks Verwendung finden sollen:

- Die Definition der BAT-Werte soll hinsichtlich der Systemgrenzen überarbeitet werden.
- Die Grenzwerte brauchen ein Update (teilweise bis zu 30 % unter den Minimum-Werten)
- Der Umgang mit halbintegrierten Fabriken, sowie mit Spezialpapieren (z.B. Zigarettenpapier) soll im BREF Dokument geklärt werden.

- Laut Firmenexperten sollten mögliche Änderungen auf der EU-Ebene vom Europäischen Dachverband CEPI koordiniert werden, evtl. anhand der Daten von Brancheninsidern.

Tabelle 1: Benchmark(BM)gruppen Teil 1 (BAT = Best Available Technology)

Benchmarkgruppe	Unternehmen	BAT-BM Strom kWh/t		BAT-BM Wärme GJ/t	
		von	bis	von	bis
HOLZSTOFF					
Integriert					
	<i>Zeitungspapier (mehr als 50% Holzstoff)</i>	2000	3000	0	3
	<i>LWC (mehr als 50% Holzstoff)</i>	1700	2600	3	12
	Norske Skog				
	<i>SC (mehr als 50% Holzstoff)</i>	1900	2600	1	6
	SCA Laakirchen (Graphic)				
SULFATZELLSTOFF					
Nicht integriert					
	<i>Gebleichter Sulfatzellstoff</i>	600	800	10	14
	Pöls				
Integriert					
	<i>Ungebleichter Kraftliner</i>	1000	1300	14	18
	Nettingsdorfer				
	<i>Ungebleichtes Sackpapier</i>	1000	1500	14	23
	Frantschach				
SULFITZELLSTOFF					
Nicht integriert					
	<i>Gebleichter Sulfitzellstoff</i>	700	800	16	18
	Lenzing Zellstoffprod.				
	Neusiedler-Ybbstaler				
Integriert					
	<i>Gestrichenes Feinpapier</i>	1500	1750	17	23
	SAPPI				
	Hallein m-real				
	<i>Ungestrichenes Feinpapier</i>	1200	1500	18	24

Tabelle 2: Benchmark(BM)gruppen Teil 2 (BAT = Best Available Technology)

Benchmarkgruppe	Unternehmen	BAT-BM Strom kWh/t		BAT-BM Wärme GJ/t	
ALTPAPIER					
Nicht deinkter Testliner und Wellenstoff (auf AP basiert)		700	800	6	6,5
	Hamburger				
	Rondo-Ganahl				
	Bauernfeind				
Nicht deinkter Faltschachtelkarton oder Cartonboard (auf AP basiert)		900	1000	8	9
	Mayr-Melnhof				
	Mayr-Melnhof Hirschwang				
	Rosegg				
Deinktes Zeitungspapier (auf AP basiert)		1000	1500	4	6,5
	Steyrermühl				
Tissue, deinkt (auf AP basiert)		1200	1400	7	12
	SCA-Hygiene (Ortmann)				
PAPIERHERSTELLUNG					
Nicht integriert					
Ungestrichenes Feinpapier		700	800	7	9
	Feuerstein				
	Lenzing Papier				
	Neusiedler Theresienthal				
	Neusiedler Kematen				
	Wattens				
	Salzer				
Gestrichenes Feinpapier		1100	1300	10	11
	Brigl & Bergmeister				
Tissue		1000	1100	5,5	6
	Hartmann				
Pappe					
	Merckens				
	Timmersdorf				
	Wagner				

5 Potenziale

Ergänzend zum Benchmarking-Ansatz wurde ein Best-Practice Ansatz verwendet, um die Potenziale der Branche abschätzen zu können. Dazu wurden konkrete Energieeffizienz-Maßnahmen (Beispielprojekte) identifiziert und auf ihre Umsetzbarkeit überprüft. Eine Liste von Energieeffizienz- bzw. CO₂-reduzierenden Maßnahmen, gegliedert nach den einzelnen Prozessschritten bzw. in allgemeine Maßnahmen und in Maßnahmen bzgl. Energieerzeugung und F&E, wurde mit den Firmenexperten diskutiert und unterstützte – in Kombination mit Firmen-Benchmarks und Energieaudits – die Einschätzung möglicher Energieeffizienz- und CO₂-Reduktionspotenziale.

Wie im begleitenden Gremium vereinbart, wurden auch konkrete Projektbeispiele sowie „Early Actions“ in die Potenzialuntersuchung einbezogen.

5.1 Vorgangsweise

Wie bereits in Kapitel 2.3 (Methodik) beschrieben, wird zunächst in einem Top-Down-Ansatz aus bestehenden aktuellen Untersuchungen ein theoretisches Potenzial ermittelt (inkl. o.a. Maßnahmenliste). Um dessen Übertragbarkeit auf österreichische Unternehmen und Rahmenbedingungen zu überprüfen, wurde in einem Bottom-Up-Ansatz – durch Vor-Ort-Gespräche, Firmenfragebögen und Energieaudits – der Unterschied zwischen dem theoretischen und dem tatsächlich zu realisierenden Potenzial festgestellt.

In Absprache mit dem Gremium wurde vereinbart, dass dies anhand konkreter Beispielprojekte geschehen soll. Diese wurden zunächst auf ihre technische Machbarkeit und im Weiteren auf ihre Wirtschaftlichkeit überprüft, wobei Projekte mit Amortisationszeiten von unter 5 Jahren als wirtschaftlich, solche zwischen 5 und 10 Jahren als Grenzfälle und jene über 10 Jahren als nicht wirtschaftlich gelten. Generell ist anzumerken, dass sich Energieeffizienz-Projekte oft nur im Zuge von Produktionssteigerungen rechnen.

Zur besseren Detaillierung der Potenzialuntersuchung werden folgende drei Energiekategorien unterschieden:

1. Aufbringungsseite: Darunter fällt v. a. der gesamte Bereich Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) sowie Energieträgerwechsel inkl. dem Einsatz erneuerbarer Energieträger
2. Nachfrageseite: Diese Kategorie wird in 2 Verbrauchergruppen unterteilt
 - Verbraucher im Produktionsprozess: von Holz-/Zellstoff- bis Papiererzeugung
 - Verbraucher in Querschnittsbereichen: Beleuchtung, Druckluft, Heizung, Gebäude, Antriebe, Fuhrpark, Abwärmenutzung allg., Wärmerückgewinnung etc.
3. Organisatorische Seite: Darunter fällt der gesamte Bereich Energiemanagement und Managementsysteme, Einkauf energieeffizienter Geräte, Energieteam, energieeffizientes Verhalten der MA etc. (also eher die sogenannten „Soft Measures“)

5.1.1 Aufbringungsseite

Es wurden Typ und Anzahl der KWK-Anlagen eruiert. Zur Beurteilung der Effizienz von KWK-Anlagen wurde die „PES-Methode“ (KWK-Richtlinie) angewendet. Diese erlaubt die Berechnung der Primärenergieeinsparung einer KWK-Anlage gegenüber der separaten Produktion von Strom und Wärme. Des Weiteren wurde eine Bewertung der Energieumwandlungswirkungsgrade vorgenommen. Zusätzlich wurde das in der CEPI-Studie (CEPI 2002) genannte KWK-Potenzial durch „Repowering“ genauer untersucht.

Im Bereich Ökostromanlagen wird zunächst durch eine Umfrage bei den Firmen die Möglichkeit des Umstiegs auf erneuerbare Energieträger – v.a. auf Biomasse – eingeschätzt. Im Weiteren werden, sowohl für den Umstieg auf Biomasse (Ökostrom) als auch für den Wechsel von fossilen Energieträgern mit hoher (Kohle, Öl) auf solche mit geringerer Klimarelevanz (Erdgas), konkrete Beispielprojekte definiert und technisch wie auch wirtschaftlich bewertet und in Kleingruppen mit den Unternehmen diskutiert.

5.1.2 Nachfrageseite

Das Einsparpotenzial im Produktionsprozess ist für Branchenoutsider naturgemäß schwer eruiert. Daher wurden über vorhandene Studien bzw. über eine Maßnahmen-Checkliste, welche von 14 Firmen kommentiert wurde, erste theoretische Potenziale abgeschätzt. Die Maßnahmenliste wurde sowohl mit einem Branchenexperten (Prof. Naujock, FH München) als auch mit den Firmenexperten bei Vor-Ort-Gesprächen bzw. im begleitenden Gremium diskutiert. Die Eruiierung von detaillierten Einspareffekten und v.a. von Kosten je Maßnahme war durch diesen Ansatz nur in sehr geringem Ausmaß (bei den Kosten gar nicht) möglich. Die überarbeitete Maßnahmen-Checkliste ist im Anhang ersichtlich.

Um trotzdem fundierte Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einzelner Maßnahmen machen zu können, wurde mit dem Gremium vereinbart, dass analog zur Aufbringungsseite konkrete Beispielprojekte identifiziert und dann gemeinsam mit den Unternehmen auf ihre technische und wirtschaftliche Machbarkeit untersucht werden. Als Beispielprojekte sollten all jene Maßnahmen in Betracht kommen, die in der Maßnahmenliste als relevant eingestuft, jedoch noch nicht umgesetzt wurden.

Zur Kontrolle des Potenzials in der Produktion hätte, wie im Kapitel Methodik angesprochen, aus dem Benchmarking-Ansatz die Summe der Abstände zu den BAT-Werten errechnet werden können (Max. und Min.-Wert). Dies wäre eine wissenschaftlich mögliche Vorgangsweise, ein Branchenpotenzial abzuschätzen, allerdings wäre dieses Potenzial auf keinen Fall auf einzelne Firmen übertragbar. Diese Vorgangsweise wurde jedoch von den Unternehmen als nicht nachvollziehbar eingestuft, weil innerhalb der BAT-Bandbreite eine Unterscheidung in „gute“ und „schlechte“ BAT-Werte nicht möglich ist.

Die Abschätzung des Potenzials der Querschnittstechnologien wurde top-down aus aktuellen Studien abgeleitet, bottom-up wurde dieses Potenzial durch firmenspezifische Energieaudits (v.a. Energieeffizienz-Programme der Firma Allplan aber auch anderer Consultants) eruiert, deren Berichte der E.V.A. zur Verfügung gestellt wurden. Von Allplan wurden bei 12 Unternehmen Untersuchungen abgeschlossen (plus 2 von anderen Consultants).

Zur Feststellung des Umfangs der Allplan-Untersuchungen wurde von Allplan und von der E.V.A. eine Vereinbarung unterzeichnet, in der festgelegt wurde, welche Energiekategorien bei Allplan im Allgemeinen inkludiert sind und welche nicht. Daraus ist ersichtlich, dass Allplan im Allgemeinen v. a. Querschnittstechnologien untersucht. Allerdings wurden immer wieder auch prozessrelevante Optimierungspotenziale beurteilt. Bei einigen Maßnahmen ist zudem die Abgrenzung zwischen Prozess- bzw. Querschnittstechnologien schwierig.

5.1.3 Organisatorische Seite

Die Auswirkung von organisatorischen Maßnahmen ist meist schwer abschätzbar und v. a. schwer evaluierbar. Es wurde daher vorgeschlagen, bei der Abschätzung von Potenzialen auf Potenzialangaben in bestehenden Studien zurückzugreifen.

5.1.4 „Bottom-Up / Top-Down“ Abgleich

Der „Bottom-up/Top-Down“ Abgleich erklärt mögliche Unterschiede zwischen Theorie und Praxis und zeigt realisierbare Optionen auf, d.h. Potenziale, die in aktuellen Studien angeführt sind, werden mit den Ergebnissen des Bottom-up Ansatzes verglichen. Wie im Gremium vereinbart, sollen die Ergebnisse der konkreten Beispielprojekte – also die Bewertung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit – dazu dienen

- einerseits – wenn möglich – ein konkretes Bottom-up Potenzial abzuschätzen,
- andererseits Unterschiede zu theoretischen Top-Down-Potenzialen zu erklären.

Ein Gegencheck des gesamten Branchenpotenzials wird mittels eines Vergleichs mit der Fortschreibung des Trends der spezifischen CO₂-Emissionen durchgeführt (siehe Abb. 13), wobei „Early Actions“ – also klimarelevante Vorleistungen – in die Beurteilung mit einfließen sollen.

5.2 Top-Down-Ansatz

Im Folgenden werden die Einsparpotenziale aus mehreren aktuellen Studien angeführt. Es wird ausdrücklich festgehalten, dass es sich bei den hier angeführten Daten um theoretische Zahlen aus EU-Studien handelt, die keinesfalls direkt auf Österreich übertragbar sind, sondern erst einer Evaluierung bedürfen. Da diese Zahlen bereits veröffentlicht sind, werden sie als Ausgangswerte für den „Top-Down/Bottom-up“ Abgleich verwendet. Sie müssen einerseits auf ihre Übertragbarkeit auf Österreich, andererseits auf ihre technische und wirtschaftliche Machbarkeit überprüft werden.

Die Studie „Study on energy management and optimisation in industry“ wurde von [AEA Technology](#) (UK) im Juli 2000 für die Europäische Kommission, GD Umwelt durchgeführt (Haworth et al 2000) und untersuchte potenzielle Energieeffizienz-Optionen in IPPC-Prozessen. Die angegebenen Potenziale beziehen sich auf die gesamte EU und gehen für die Papierindustrie davon aus, dass die aktuelle Energieeffizienz in jedem EU-Land gleich ist (laut Gremium ist diese Annahme für Österreich nicht richtig).

Tabelle 3: Anteil des Energieeinsparungspotenzials je Maßnahmentyp in der Papierindustrie bezogen auf Primärenergie, EU-weite Betrachtung bei Implementierung von „cost effective energy saving technologies“ (Quelle: Haworth et al 2000)

Maßnahmentyp	% von Gesamteinsparung	mögliches kosteneffektives Energie-Einsparpotenzial
Energiemanagement	7,3 %	1,6 %
Prozess-Technologie	47,3 %	10,0 %
Querschnittstechnologie	12,0 %	2,5 %
Aufbringung (KWK)	33,4 %	7,1 %
Summe	100%	21,2 %

Die Einsparung bei KWK wird im Vergleich zur durchschnittlichen fossilen Stromerzeugung in der EU berechnet und stellt ein eher hohes Potenzial dar. Das Potenzial beinhaltet „kosteneffektive“ Maßnahmen. Als solche werden all jene Maßnahmen bezeichnet, deren

jährliche Kapitalkosten (plus andere Kosten bei 25%iger discount rate und 5 Jahren Abschreibung) kleiner sind als die jährlichen Kosten der eingesparten Primärenergie.

Dieses Gesamtpotenzial von etwa 21 % (24 % werden bei stärkerer Forcierung der KWK genannt) setzt sich zusammen aus einer Einsparung von 15 % bis 30 % bei fossilen Brennstoffen und aus 20 % bis 25 % bei Strom. Es wird erwähnt, dass das größte einzelne Potenzial im Wärmebereich der Einsatz von Schuhpressen ist.

Eine von Ecofys im Jahr 2001 erstellte Untersuchung mit dem Titel „Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change“ wurde ebenso für die Europäische Kommission, GD Umwelt durchgeführt. In einer Bottom-up-Methode wurde für jede Branche das Energieeffizienz-Potenzial ermittelt, wobei nur Maßnahmen, die mit hoher Wahrscheinlichkeit vor 2010 kommerziell erhältlich sind, berücksichtigt wurden. Die Autoren der Studie rechnen mit einem „frozen technology reference level“, d.h. für neue Anlagen, die inzwischen gebaut werden, wurde der Best-practice Wert von 1995 herangezogen. Emissionssteigerungen bis 2010 entsprechen also direkt Produktionssteigerungen (hier ca. 3%/a). Mögliche Verbesserungen durch Energieträgerwechsel wurden ausgenommen. Etwaige Unsicherheiten werden beim Implementierungsgrad, bei Investitionskosten sowie bei den Referenztechnologien angegeben (de Beer et al 2001).

Die spezifischen Kosten wurden mit einem realen Zinssatz von 4 % und der Lebensdauer des Equipments berechnet. Die wirtschaftlichen Kriterien entsprechen Haworth 2000. Unter den genannten Rahmenbedingungen identifizierte diese Studie ein EU-weites CO₂-Reduktionspotenzial in der Papierindustrie von 56 Mio. t CO₂ (1990: 135 Mio. t CO₂, 2010: 218 Mio. t CO₂). Hiermit beträgt der CO₂-Ausstoß im Jahr 2010 – es werden immer direkte und indirekte Emissionen berücksichtigt – nur mehr 162 Mio. Tonnen CO₂. Das ergibt ein kosteneffektives Einsparpotenzial von etwa 26 %. Das Energieeinspar-Potenzial für Energiemanagement wird bei Strom mit 10 % angegeben.

Das Lawrence Berkeley National Laboratory hat im Juli 2000 eine Studie zum Thema „Opportunities to Improve Energy Efficiency and Reduce Greenhouse Gas Emissions in the U.S. Pulp and Paper Industry“ abgeschlossen, die auf umfassenden und detaillierten Maßnahmenlisten beruht (Martin et al 2000). Das gesamte technische Energieeinspar-Potenzial wird hierin mit 31 % beziffert (bezogen auf Primärenergie), für CO₂ beträgt das Reduktionspotenzial 25 %. Mittels der „Supply Curve“ Methode wird ein kosteneffizientes Potenzial von 16 % (14 % für CO₂) ausgewiesen (ohne Recycling). Die Berechnung basiert auf einer 30%igen realen Discount Rate. Kosteneffizienz liegt vor, wenn die Kosten der eingesparten Energie geringer sind als der durchschnittliche Energiepreis.

Zusammenfassend werden in den angegebenen Studien folgende Potenziale publiziert:

Tabelle 4: Kosteneffektive Potenziale in der Papierindustrie laut aktueller Studien

Studie (Umfang)	Potenzial (Energie)	Potenzial (CO ₂)
AEA Technology (EU-weit)	21 % (24 %) kosteneffektiv	-
Ecofys (EU-weit)	-	26 % kosteneffektiv
Lawrence Berkeley (U.S.)	31 % (16 % kosteneffektiv)	25 % (14 % kosteneffektiv)

Im RWI-Monitoring-Bericht der deutschen Zellstoff- und Papierindustrie zur Reduzierung des spezifischen CO₂-Ausstoßes aus fossilen Energieträgern (RWI 2000) sagt diese eine Verminderung der spezifischen CO₂-Emissionen von 35 % bis 2012 (Basis 1990) zu, wobei bereits im Jahr 1999 eine CO₂-Reduktion von ca. 27,2 % und eine Verminderung des spezifischen Energieeinsatzes von 20,6 % erreicht wurde. Dies entspricht einer jährlichen CO₂-Reduktion von ca. 3 % (Energie: 2,3 %). Diese Werte inkludieren „Early Actions“ seit 1990.

5.3 Bottom-Up-Ansatz

Mittels des Bottom-Up-Ansatzes wurde die Übertragbarkeit des theoretischen Potenzials auf österreichische Unternehmen und Rahmenbedingungen überprüft. Dies erfolgte mittels Firmenfragebögen, Vor-Ort-Gesprächen und Energieaudits, die je Energiekategorie aufbereitet werden. Des Weiteren wurden konkrete Beispielprojekte identifiziert und gemeinsam mit den Unternehmen auf ihre technische und wirtschaftliche Machbarkeit untersucht.

5.3.1 Aufbringungsseite

Aufbringungsseitig werden die folgenden Themen bewertet: Effizienz der Energieaufbringung (KWK), mögliche Energieträgerwechsel („weg von Kohle/Öl“) sowie der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energieträgern (v. a. Biomasse).

5.3.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Grundsätzlich ist zu sagen, dass die Papierindustrie hervorragend mit KWK-Anlagen ausgestattet ist, welche ausschließlich wärmegeführt gefahren werden (generell über 8.000 Betriebsstunden pro Jahr). Von den 27 erfassten Anlagen sind 20 mit dieser effizienten Technologie ausgestattet (alle großen Standorte), wobei als Anlagentyp die Gegendruckturbine (GD) überwiegt (12 reine Gasturbinen (GT)-Anlagen, insgesamt 17). In 5 Anlagen werden Entnahme-/Kondensationsturbinen (EK) eingesetzt, in 6 Anlagen Gasturbinen (GT), welche wiederum in 5 Anlagen als Gas- und Dampf-Kraftwerk betrieben werden (GuD, auch Kombianlage). Des Weiteren sind 16 Anlagen mit Kleinwasserkraftwerken ausgestattet.

Effizienz der Anlagen:

Der gesamte Wirkungsgrad der Energieumwandlung (Jahresnutzungsgrad = erzeugter Strom + erzeugte Wärme) in der österreichischen Papierindustrie beträgt **80,3 %**. Dieser Wirkungsgrad unterteilt sich in einen elektrischen Nutzungsgrad von 15,7 % und einen Wärmenutzungsgrad von 64,5 %.

Die individuellen Wirkungsgrade je Unternehmen liegen zwischen ca. 63 % und 89 %. Dieser große Unterschied lässt sich einfach erklären: KWK-Anlagen, die verstärkt Kondensationsstrom erzeugen, haben einen höheren elektrischen Wirkungsgrad, allerdings geht dies auf Kosten des Gesamtwirkungsgrades (Kondensationsverlust). Reine GD-Anlagen haben null Kondensationsverlust, aber auch geringere elektrische Wirkungsgrade.

Zur weiteren Einschätzung der Effizienz der KWK-Anlagen kann die KWK-Richtlinie (Anhang III) herangezogen werden. Diese beinhaltet ein Effizienzkriterium, d.h. eine Formel zur Berechnung der Primärenergieeinsparung, welche im weiteren als PES (primary energy savings)-Formel bezeichnet wird. Eine KWK-Anlage wird dann als hocheffizient eingestuft, wenn diese PES mindestens 10 % beträgt.

Die PES-Formel beinhaltet nichts anderes als den Vergleich der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung mit der getrennten Erzeugung in einem Referenz- bzw. Vergleichssystem. Zur genauen Anwendung der Formel muss der KWK-Strom berechnet werden, also jener Anteil des erzeugten Stroms, der unter Nutzung des Vorteils der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme produziert wird. Dieser Anteil ist von technischen Parametern sowie vom Anlagentyp abhängig und muss für jede Anlage extra überprüft werden.

$$\text{PES} = (1 - 1 / (\eta_{\text{KWK}_{\text{th}}}/\eta_{\text{REF}_{\text{th}}} + \eta_{\text{KWK}_{\text{el}}}/\eta_{\text{REF}_{\text{el}}})) \times 100 \%$$

- $\eta_{\text{KWK}_{\text{el/th}}}$: elektrischer bzw. thermischer KWK-Jahresnutzungsgrad
- $\eta_{\text{REF}_{\text{el}}}$: elektrischer Referenzwirkungsgrad (Jahresnutzung) für die getrennte Stromproduktion
- $\eta_{\text{REF}_{\text{th}}}$: thermischer Referenzwirkungsgrad (Jahresnutzung) für die getrennte Wärmeproduktion

Trotzdem kann diese Formel zur Abschätzung der Effizienz der KWK-Anlagen herangezogen werden, indem die Papierindustrie als „eine Anlage“ betrachtet wird. Wenn der gesamte erzeugte Strom als KWK-Strom eingesetzt wird, ergibt sich eine **Primärenergieeinsparung** von **9,4 %** (hierbei werden für die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung 40,6 % (österreichischer fossiler EVU Mix) bzw. 90 % (Steamblock) veranschlagt). Dieser Wert entspricht fast dem derzeit geforderten Benchmark für hocheffiziente KWK-Anlagen.

Die vorliegenden KWK-Performancewerte geben kaum Rückschluss auf weitere nennenswerte Effizienzpotenziale. Für einzelne Anlagen sind evtl. noch Verbesserungen im %-Bereich möglich. Weiters besteht bei drei Unternehmen noch die Möglichkeit, eine Gegendruck-KWK-Anlage zu installieren. Das technische CO₂-Reduktionspotenzial hierfür beträgt ca. 20.000 t CO₂/a (bei Vergleich mit dem österreichischen thermischen EVU-Kraftwerkspark). Ein größeres Einsparpotenzial bei KWK-Anlagen ist jedoch nur durch einen Wechsel des Anlagentyps umsetzbar (siehe „Repowering“).

Effizienzsteigerung durch „Repowering“:

Laut einer von CEPI durchgeführten SAVE-Studie (CEPI 2002) sind große weitere Einsparpotenziale durch ein Repowering der traditionellen Gegendruck-Dampfturbinen-Anlagen umsetzbar, indem diese zu GuD-Kraftwerken umgebaut werden („Vorschaltung“ einer Gasturbine mit Abhitzeessel). Unter Mitwirkung von 10 österreichischen Unternehmen (Datensammlung) und 2 Firmen, die als „Case Studies“ dienen, wird für Österreich ein enormes CO₂-Reduktionspotenzial von 2,4 Mio. t CO₂ identifiziert (das entspräche einer Energieeinsparung von über 6.000 GWh_{el}/a), das von den Firmenexperten äußerst in Frage gestellt wird. Auch ein reduziertes Potenzial in der Größenordnung von 1 Mio. t CO₂ wird vom Gremium noch als zu hoch für die österreichische Papierindustrie eingeschätzt.

Eine CO₂-Reduktion durch Repowering kommt folgendermaßen zustande: Der elektrische Wirkungsgrad der KWK-Anlagen wird durch das Repowering erhöht. Wenn man davon ausgeht, dass die Anlagen wärmegeführt betrieben werden, produzieren sie bei weitem mehr Strom als zur Papiererzeugung benötigt wird. Dieser „Überschussstrom“ muss ins öffentliche Netz eingespeist werden. Die hohe CO₂-Reduktion ist dann lukrierbar, wenn ein schlechteres Kraftwerk vom Netz genommen wird, oder ein solches beim Kapazitätsausbau ersetzt wird.

Eine grobe Evaluierung (siehe Kapitel 7) der in der CEPI-Studie genannten Zahlen ergibt, dass für die österreichische Papierindustrie ein technisches KWK-(Repowering)-Potenzial von etwa 713.000 MWh_{el} (zusätzlich erzeugter Strom) besteht. Würde diese Strommenge dieselbe Strommenge aus dem österreichischen thermischen EVU-Kraftwerkspark substituieren, dann würde dies zu einer CO₂-Reduktion von etwa 214.000 t CO₂/a führen.

Die Kosten für die Umsetzung von Repowering-Potenzialen sind laut CEPI-Studie (CEPI 2002) enorm und werden als derzeit nicht wirtschaftlich eingestuft (pay back time „unlimited“). In Gesprächen mit einzelnen Firmen wird das „Kostenproblem“ bestätigt. Einige Firmen wären jedoch bereit, gemeinsam mit einem Investor bzw. unter entsprechenden Rahmenbedingungen diese Option umzusetzen.

5.3.1.2 Energieträgerwechsel („weg von Kohle/Öl“)

Eine klassische Möglichkeit die CO₂-Emissionen zu senken, bietet der Umstieg auf weniger klimarelevante Energieträger. Im Fall der österreichischen Papierindustrie könnte aus Sicht eines Außenstehenden ein Potenzial darin gesehen werden, den Anteil von Braun- und Steinkohle bzw. von Heizöl schwer, die gemeinsam etwa 20 % des fossilen Brennstoffverbrauchs ausmachen, durch Erdgas zu ersetzen. Es sei erwähnt, dass deren Anteil 1990 noch über 30 % betrug, wobei die Reduktion fast zur Gänze auf den geringeren Einsatz von Heizöl schwer zurückzuführen ist. Der Kohleanteil blieb in Summe in den 90er Jahren nahezu konstant. Allerdings wurde 1990 fast ausschließlich Braunkohle eingesetzt, welche bis 2001 zu etwa ¾ durch Steinkohle ersetzt wurde.

Um ein theoretisches Fuel-Switch-Potenzial realistisch einschätzen zu können, wurde anhand konkreter Beispielprojekte die technische und wirtschaftliche Machbarkeit von ausgesuchten Fuel-Switch-Projekten bewertet (siehe Kapitel 5.4.2). Die Resultate wurden in der Kleingruppe direkt mit den Firmen besprochen.

Die Firmen-Beispiele ergaben ein technisches Potenzial in Höhe von 17.508 t CO₂ pro Jahr. Das höchste Potenzial kann mit einer verbesserten Faserschlamm-Trocknung vor der Verbrennung im Kohle-Wirbelschichtkessel erreicht werden. Diese 9.000 t CO₂ pro Jahr stellen zugleich das wirtschaftlich machbare Potenzial dar. Allerdings könnten auch die Beispiele 3a und 3b schon bei geringen Brennstoffpreisänderungen in Höhe von 5,5 – 8 % wirtschaftlich werden (siehe Tabelle).

Tabelle 5: Übersicht konkreter Beispielprojekte zum „Fuel-Switch“

	Maßnahme	Amortisation	Technisches Potenzial¹ [t CO₂/a]	Wirtschaftliches Potenzial² [t CO₂/a]
Bsp. 1	verbesserte Klärschlamm-Trocknung	wirtschaftlich	9.000	9.000
Bsp. 2	Heizöl-Reservekessel → Erdgas	negativ	1.668	
Bsp. 3a	Kalkofen Heizöl → Erdgas	negativ	(5.421)	
Bsp. 3b	Komplettumstellung Heizöl → Erdgas	9,1 Jahre	6.840	
Summe			17.508	9.000

¹ Ein technisches Potenzial besteht, wenn eine Maßnahme technisch durchführbar ist, die Amortisationszeit aber über 10 Jahre beträgt (kann auch negativ werden).

² Ein wirtschaftliches Potenzial besteht, wenn eine Maßnahme sich innerhalb von 5 Jahren amortisiert.

Schlussfolgerungen:

- Die derzeit eingesetzten Mengen an Kohle (ca. 14 %) bzw. Heizöl schwer (ca. 6 % des fossilen Brennstoffverbrauchs) können aus technischen Gründen kaum weiter durch Erdgas substituiert werden (außer bei Produktionssteigerungen, dann handelt es sich jedoch nur um eine spezifische Verbesserung). Die Wirtschaftlichkeit von Fuel-Switch-Maßnahmen im Zuge von Produktionssteigerungen wurde nicht untersucht.
- Eine Verminderung des Kohlebedarfs bei Klärschlamm-Mitverbrennung durch verbesserte Klärschlamm-trocknung ist wirtschaftlich machbar.
- Heizöl schwer wird derzeit aus Kostengründen nur in solchen Mengen eingesetzt, wie es aus technischen Gründen als Brennstoff benötigt wird.
- Der Ersatz von Heizöl schwer durch Erdgas ist teilweise technisch machbar. Das technische Potenzial könnte z. B. für Kalköfen noch weiter untersucht werden. Eine Wirtschaftlichkeit kann bei den Beispiel-Projekten u.a. deshalb eintreten, weil bereits relativ geringfügige Energiepreisänderungen (Ölverteuerungen bzw. Erdgasverbilligung um weniger als 5–10 %) insbesondere jene „Fuel Switch“-Maßnahmen, die niedrige Investitionskosten (€/t CO₂-Reduktion) haben oder beträchtliche laufende Minderkosten bewirken, wirtschaftlich werden lassen.

5.3.1.3 Verstärkter Einsatz von biogenen Energieträgern

Der Einsatz biogener Energieträger ist in der österreichischen Papierindustrie bereits sehr hoch und beträgt ca. 50 % des gesamten Brennstoffeinsatzes (inkl. externe Wärme- und Dampfungabe). Den größten Anteil am biogenen „Kuchen“ hält mit 79,0 % die Lauge (2001) welche im Zuge der Zellstoffproduktion anfällt, gefolgt von Holzabfällen (12,7 %), biogene Rejekte aus dem Produktionsprozess (6,5 %) und Klärschlamm (1,2 %).

In 7 Unternehmen werden derzeit Laugenkessel eingesetzt, in 7 weiteren Firmen sind Wirbelschichtanlagen im Einsatz. Reststoffverwertungsanlagen sind bei 2 Unternehmen vorhanden.

Eine Möglichkeit, den Einsatz von biogenen Energieträgern zu verstärken, besteht darin, den Biomasseanteil zu erhöhen, d.h. fossile Kesselanlagen auf Biomasse umzurüsten bzw. durch solche zu ersetzen. Die bestehenden KWK-Anlagen würden damit zu Ökostrom-Anlagen.

Die E.V.A. hat 11 Unternehmen zu diesem Thema befragt. Für die Befragung wurden jene Unternehmen ausgewählt, die Kesselanlagen mit nennenswerten Brennstoffwärmeleistungen (teilweise weit über 10 MW_{th}) aufweisen. Von den befragten Unternehmen hat etwa die Hälfte generelle Ausbaupläne wie Erweiterungen oder Erneuerungen angegeben. Interesse an einer Ökostrom-Anlage bzw. an einer Ausweitung der bestehenden Anlage wurde ebenso von mehreren Firmen geäußert, wobei einige Unternehmen selbst Feasibility-Studien durchgeführt haben.

Es werden folgende Barrieren für die Umsetzung von Ökostromanlagen identifiziert:

- Für eine zusätzliche Ökostrom-Erzeugung muss die benötigte Brennstoffmenge und -logistik zur Verfügung stehen. Von den befragten Unternehmen wird betont, dass sowohl die Verfügbarkeit als auch die Preise der Brennstoffe im Endeffekt ausschlaggebend für die Investitionsentscheidung sein werden.
- Bei Anlagen, die auch eine (teilweise) Verwertung von Abfällen vorsehen, ist mit Anrainerprotesten zu rechnen.

- Laut Ökostromgesetz ist eine Vergütung nur bei Einspeisung ins öffentliche Netz möglich. In industriellen Anlagen wird der erzeugte Ökostrom aber meist direkt am Standort eingesetzt. Die geforderte Einspeisung würde daher zusätzliche Investitionen erfordern, die eine Barriere bei der Realisierung von Ökostromanlagen bilden können. Zusätzlich müsste die eingespeiste Strommenge rückgekauft werden.

Um die Wirtschaftlichkeit von Ökostrom-Projekten realistisch einschätzen zu können, werden anhand konkreter Beispielprojekte die technische und wirtschaftliche Machbarkeit von beispielhaften Ökostrom-Projekten bewertet (siehe Kapitel 5.4.3). Analog zum Fuel Switch hat die E.V.A. ein Musterbeispiel ausgearbeitet. Dieses wurde den ausgesuchten Firmen übermittelt, wobei diverse Parameter wie Investitionskosten, Energiepreise etc. von den Firmen zur Verfügung gestellt werden. Die Resultate wurden in der Kleingruppe direkt mit den betroffenen Firmen besprochen.

Folgende Schlussfolgerungen können aus der dargestellten Untersuchung von konkreten Ökostrom-Beispielprojekten abgeleitet werden:

- Die Untersuchung von 4 konkreten Ökostrom-Beispiel-Projekten ergibt ein technisches Potenzial in Höhe von 282.380 t CO₂ pro Jahr. Wirtschaftlich können davon 38.000 t CO₂ pro Jahr umgesetzt werden.
- Es besteht ein hohes technisches Potenzial für Ökostromanlagen (ca. 15 % des fossilen CO₂-Ausstosses), das durch Biomassezuführung in WSK oder durch neu zu errichtende Biomassekessel umsetzbar wäre.
- Die Wirtschaftlichkeit ist bei einem der vier untersuchten Beispielprojekte gegeben. Dies ist v. a. auf „Zusatzbenefits“ wie z.B. den Entfall von Entsorgungskosten sowie auf Rationalisierungen bei Personalkosten zurückzuführen.
- Einige Parameter, v. a. der Biomassepreis, der Preis der substituierbaren Energieträger, aber auch Investitionskosten etc. können die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen, jedoch unabhängig voneinander nicht herbeiführen.

Tabelle 6: Zusammenfassung der untersuchten konkreten Beispielprojekte

	Maßnahme	Amortisation	Technisches Potenzial [t CO₂/a]	Wirtschaftliches Potenzial [t CO₂/a]
Bsp. 1	Biomasse-Kessel ersetzt 196.316 MWh/a Erdgas	5,5	38.000	38.000
Bsp. 2	Biomasse-Kessel ersetzt 380.000 MWh/a Erdgas	15,36	76.000	
Bsp. 3	Biomasse-Kessel ersetzt 294.950 MWh/a Erdgas	11,6	57.336	
Bsp. 4	Biomasse in WSK Ersatz 323.872 MWh/a SK/BK	negativ	111.044	
Summe			282.380	38.000

- Bei Ökostromeinspeisung ins öffentliche Netz kann in einem Beispiel laut Firmenangabe die standorteigene Stromversorgungssicherheit nicht mehr im erforderlichen Maße gewährleistet werden.
- Für Standorte mit hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (hohe Volllaststunden bei gleichzeitig hoher Wärmenutzung) könnten Anreize zur Ökostromerzeugung attraktiver gestaltet werden.

5.3.2 Nachfrageseite

5.3.2.1 Produktionsprozess

Die erstellte Maßnahmencheckliste wurde von 14 Unternehmen kommentiert bzw. ausgefüllt, darunter fallen die meisten großen Unternehmen. Die Qualität der ausgefüllten Fragebögen ist sehr verschieden. Von allen Unternehmen wurde die Relevanz bzw. der Umsetzungsstatus ausgefüllt, detailliertere Kommentare haben etwa die Hälfte dieser Firmen gemacht. Quantitative Angaben wie Einspareffekte, Kosten etc. wurden nur in sehr geringem Umfang zur Verfügung gestellt. Die Checkliste wurde im Laufe der Diskussionen mit den Firmenexperten mehrmals überarbeitet und von zunächst 120 Maßnahmen auf etwa 70 Maßnahmen reduziert (siehe Anhang), wobei vor allem jene Maßnahmen, die technisch nicht möglich oder nicht sinnvoll realisierbar sind bzw. die keine Energierelevanz haben, aus der Liste genommen wurden.

Um ein theoretisches Potenzial realistisch einschätzen zu können, wurden analog zur Aufbringungsseite konkrete Beispielprojekte identifiziert und dann gemeinsam mit den Unternehmen auf ihre technische und wirtschaftliche Machbarkeit untersucht. Als Beispielprojekte kommen prinzipiell jene Maßnahmen in Betracht, die in der Maßnahmenliste als relevant eingestuft, jedoch noch nicht umgesetzt wurden.

Es sei erwähnt, dass viele Maßnahmen, die spezifisch – also je Tonne Produkt – zu einer Energieeinsparung führen, in so genannten Prozessoptimierungen umgesetzt werden, die v.a. im Zuge von Produktionssteigerungen realisierbar sind. Dazu zählt z.B. die Optimierung von Papiermaschinen, deren Papierdurchsatz laufend gesteigert wird. Wird z.B. eine neue Papiermaschine eingesetzt, so steigt der spezifische Energieverbrauch meist kurzfristig an und wird dann erst über die folgenden Jahre durch laufende Optimierung unter den früheren Wert gesenkt. Das Potenzial dieser Optimierungen ist schwer abzuschätzen, ist aber teilweise in der Jahresentwicklung des spezifischen Energieverbrauchs abgebildet.

In einem weiteren Schritt wurden von der E.V.A. einige konkrete Beispielprojekte identifiziert (z.B. die Installierung von Schuhpressen und dgl.) und dafür eine Muster-Wirtschaftlichkeitsrechnung aufgebaut. Diese wurde gemeinsam mit den betroffenen Firmen mit konkreten Zahlen gefüllt. Die Ergebnisse wurden in kleiner Gruppe diskutiert (siehe folgende Tabellen).

Tabelle 7: Auswertung E.V.A.-Fragebogen – Prozessmaßnahmen (Teil 1)

		Umsetzung möglich	um- gesetzt von	nicht relevant	nicht möglich	Summe	Einsparung Wärme je Maßnahme GJ/t	Einsparung Strom kWh/t	Quelle
Holzbearbeitung									
2	Besserer Sortierprozess	1	3	3	6	13	0,06		Naujock
Holzstoff									
6	Verbesserung des Refining-Prozesses	0	1	2	10	13			
9	Pressurized Ground Wood	0	0	3	10	13			
10	Mahlgrad anpassen	0	3	1	10	14			
Zellstoff									
12	Iso-thermal Cooking ITC	2	1	0	9	12	0,2		Caddet
13	Verringerung des Rußblasedampfes	kA				#WERT!	0,05		
Chemikalienrückgewinnung									
14	Multiple effect evaporation	1	4		8	13	0,5		ippc
16	Falling film black liquor evaporation	1	3	1	8	13	0,8		martin

Tabelle 8: Auswertung E.V.A.-Fragebogen – Prozessmaßnahmen (Teil 2)

		Umsetzung möglich	um- gesetzt von	nicht relevant	nicht möglich	Summe	Einsparung Wärme je Maß n. GJ/t	Einsparung Strom kWh/t	Quelle
Altpapierstoff									
20	Verbesserung der Stoffaufbereitung	3	4	0	6	13	?		
21	Aufschluss unter höherer Stoffdichte	0	3	3		6	-1,70	351	
Delignifizierung und bleichen									
23	Improved brownstock washing	2	3	0	8	13	0,01		martin
24	washing presses	2	3	0	8	13	0,39		martin
Papierherstellung									
Stoffaufbereitung									
26	Optimierung der Mahlung	4	6	3		13		1	bölle
Pressenpartie									
28	Schuhpressen	3	5	3	1	12	1,6		martin
29	Erhöhung des Pressenimpulses	2	4	5	1	12	?		
Trockenpartie									
33	Optimierung der WRG	4	10			14	0,92		icarus
34	Infrared profiling	2	2	7	1	12	0,7	-0,08	martin
35	Steigerung der Abluftfeuchte	3	5	2	1	11	0,3		

Die Untersuchung ergibt ein technisches Potenzial von ca. 44.000 Tonnen CO₂/a. Unter den getroffenen Annahmen kann kein wirtschaftliches Potenzial gefunden werden. Das technische Potenzial der ausgewählten Prozessmaßnahmen entspricht etwa einer möglichen Reduktion der fossilen CO₂-Emissionen um 2%. Die Maßnahmen mit einer Amortisationszeit unter 15 Jahren haben ein technisches Potenzial zur Emissionsreduktion von ca. 27.000 Tonnen CO₂.

In **Tabelle 9** ist das technische Potenzial und die Amortisationszeit der Maßnahmen angeführt. Dabei hat die Umsetzung der Schuhpresse das größte technische Potenzial. Durch die Installation von drei Schuhpressen könnten die Emissionen um ca. 31.000 Tonnen CO₂ reduziert werden, das entspricht ca. 70% des gesamten technischen Potenzials.

Tabelle 9: Ermitteltes technisches Potenzial und Amortisationszeiten der Maßnahmen

Maßnahme	Technisches Potenzial	Technisches Potenzial Wärme	Technisches Potenzial Strom	Stat. Amort.	Dyn. Amort.
	t CO₂/a	t CO₂/a	t CO₂/a	Jahre	Jahre
ITC	822	1.283	-461 ^{*)}	103	∞
Multiple effect evaporation	-272	6.417	-6.689 ^{*)}	40	∞
Optimierung der Mahlung	4.274	0	4.274	10	15
Schuhpresse	30.761	27.305	3.455	9-57	13-∞
Optimierung der WRG	8.829	8.829		6	8
SUMME	44.414	43.834	580		
SUMME ohne Multiple Effect E.	44.686	37.418	7.268		

*) Dieser Wert ergibt sich durch die reduzierte Eigenstromproduktion infolge eines geringeren Wärmebedarfs und einen höheren Stromverbrauch durch die Umsetzung der Maßnahme.

Alle untersuchten Effizienzmaßnahmen haben sehr starke Auswirkungen auf die Produktqualität, generelle Aussagen über die Umsetzbarkeit einer Maßnahme für die gesamte Branche sind daher nur schwer zu treffen. Die technische Umsetzung der Maßnahmen ist immer von der Anlagensituation vor Ort abhängig. Kann z.B. durch die Umsetzung einer Maßnahme der momentane Kapazitätsengpass der Produktionsanlage entschärft werden, ergeben sich für die Umsetzung dieser Maßnahme günstigere Rahmenbedingungen als wenn der Produktionsengpass in einem anderen Bereich liegt.

Annehmbare Amortisationszeiten sind unter Berücksichtigung von Produktionssteigerungen eher erreichbar. Kann durch die Umsetzung einer Maßnahme eine Kapazitätssteigerung der Papiermaschine erreicht werden, dann können die zusätzlichen Deckungsbeiträge als Erlöse berücksichtigt werden, wodurch die Amortisationszeit verkürzt wird.

Durch eine Produktionssteigerung am Standort ergibt sich eine Reduktion des spezifischen Energieverbrauches. Dieser Trend konnte auch schon in den letzten Jahren beobachtet werden. Der absolute Energieverbrauch kann aber dadurch nicht gesenkt werden.

5.3.2.2 ALLPLAN-Energieaudits

Zur Erfassung möglicher Potenziale v. a. im Bereich der Querschnittstechnologien wurden von ALLPLAN bei 12 Unternehmen Energieuntersuchungen durchgeführt. 2 Unternehmen hatten sich von einem anderen Consultant analysieren lassen. Es war geplant, mit diesen Untersuchungen 80 % des Energieverbrauches der Branche zu erfassen, sodass ein Hochrechnen auf die gesamte Branche gerechtfertigt ist.

Grundsätzlich umfasst eine ALLPLAN- Untersuchung die Aufbereitung des Energieflusses in einem sogenannten Sankey-Diagramm, sowie eine strom- und wärmeseitige Energieanalyse. Im Allgemeinen werden in einem Rundgang die wichtigsten Einsparprojekte identifiziert und dann in einer Projektlaufzeit von etwa einem ½ Jahr detailliert ausgearbeitet. Die Ergebnisse werden in einer Maßnahmenliste dargestellt und sind nach Amortisationszeit gegliedert (<1, <2-3, <5 und >5 Jahre). Die Berichte beinhalten meist auch eine Analyse der

Energieverbrauchsstruktur. Es sei erwähnt, dass Allplan im Allgemeinen erfolgsabhängig – d.h. nach der Höhe der eingesparten Energiekosten – bezahlt wird.

Stromseitig werden v.a. Antriebe, Druckluft sowie die Beleuchtung untersucht, wobei die größten Einsparungen im Bereich Druckluft (Leckagen, Regelung etc), aber auch bei Vakuumpumpen gefunden wurden. Wärmeseitig beinhalten die Untersuchungen vor allem Wärmerückgewinnungsoptionen, Heizungs- und Lüftungsoptimierungen, bis hin zu Isolierungsprojekten und Brennstoffaufbereitungen. Meist wird auch die Effizienz der eingesetzten Kessel beurteilt (z.B. Laugenvorwärmung etc). Die größten Einsparungen im Wärmebereich wurden bisher bei der Isolierung von Öltanks sowie im Bereich Abwärmenutzung / Wärmerückgewinnung gefunden.

Neben den sogenannten Querschnittstechnologien werden von ALLPLAN immer wieder auch prozessrelevante Optimierungspotenziale beurteilt. Als prozessrelevante Maßnahmen können neben der Prozessabwärmenutzung, die oft als Querschnittstechnologie gilt, auch Taupunktregelungen (an der Trockenhaube der Papiermaschine), Änderungen in der Brüden- bzw. Kondensatführung (Papiermaschine), Fegedampfminimierung sowie Untersuchungen an Syphonen bzw. der Sperrwassertemperatur von Vakuumpumpen angeführt werden.

Grundsätzlich stellt Allplan den Firmen ein sehr gutes Energie-Zeugnis aus. Die bisher untersuchten Firmen gehen mit Energiebelangen sehr sorgfältig um. Energieeinsparung ist Teil der Business-Routine und wird meist von einer eigenen Abteilung oder einem Energieteam bearbeitet. Oft wird versucht, die MitarbeiterInnen der Firmen, z.B. durch internes Vorschlagswesen, in die Identifikation von Maßnahmen zu integrieren.

Detaillierte Energiemanagement-Systeme sind bei jenen Firmen, die besucht wurden, vorhanden. Die strukturierte Erfassung aller Antriebssysteme (Motore, Verdichter, Pumpen, Gebläse) wird von den Unternehmen selbst hervorgehoben, wobei generell beim Einkauf versucht wird, ältere Antriebe wenn möglich durch drehzahlgeregelte bzw. energieeffiziente Antriebe zu ersetzen.

Die 12 untersuchten Firmen (an 13 Standorten) repräsentieren 83 % des Strom- und 61 % des gesamten Wärmeverbrauchs der Branche (CO₂-Anteil 74 %). Inklusive zweier Firmen, die einen anderen Consultant gewählt haben, erhöhen sich die Werte auf 94 % (Strom), 74 % (Wärme) bzw. 83 % (CO₂-Anteil). Es können daher fundierte Rückschlüsse auf die gesamte Branche abgeleitet werden (siehe Tabelle).

Tabelle 10: Einspareffekte laut ALLPLAN-Untersuchungen (Stand: 12 Unternehmen)

Einspartypus	STROM	WÄRME	CO₂-Reduktion
Einsparung je Firma	0,05 % - 5,9 %	0,00 % - 4,6 %	0,9 % - 20,4 %
Einsparungen bei Maßnahmen < 5 a	25.392 MWh/a (0,7 %)	147.608 MWh/a (1,6 %)	45.401 t CO ₂ /a (3,3 %)
Summe aller Einsparungen inkl. Maßnahmen > 5 a	31.592 MWh/a (0,9 %)	152.511 MWh/a (1,6 %)	50.321 t CO ₂ /a (3,6 %)

Die Spanne der erzielbaren Energieeinsparungen in den untersuchten Firmen reicht von 0–6 %. Die CO₂-Reduktionen reichen von 1 – 20 %, wobei der hohe Wert allerdings nur bei Unternehmen mit sehr hohem biogenem Brennstoffanteil möglich ist. Die Summe der identifizierten Energieeinsparungen beträgt zwischen 25,4 und 31,6 GWh/a beim Strom (0,7–0,9%) bzw. zwischen 147,6 und 152,5 GWh/a im Wärmebereich (1,6 %), abhängig davon, ob alle identifizierten Maßnahmen gezählt werden, oder nur jene, die sich unter 5 Jahren Amortisationszeit rechnen.

Zur Bestimmung des CO₂-Reduktionseffekts wurde jede eingesparte elektrische MWh_{el} mit dem Emissionsfaktor des durchschnittlichen fossilen EVU-Mix bewertet (0,637 t CO₂/MWh_{el}), jede thermische MWh_{th} mit dem Emissionsfaktor von Erdgas (55 t CO₂/TJ). Damit ergibt sich eine CO₂-Reduktion von 45.401 bis 50.321 t CO₂/a (3,3–3,6 %).

Geht man davon aus, dass der zu erwartende CO₂-Reduktionseffekt durchschnittlich bei 3,3 % bzw. 3,6 % liegt und überträgt dies auf den gesamten fossilen CO₂-Ausstoß der Branche (2001: ca. 1,9 Mio. t CO₂/a), so ergibt sich aus den ALLPLAN-Untersuchungen ein Branchenpotenzial von 61.704 bis 68.390 t CO₂/a.

5.3.3 Organisatorische Seite

In diese Energiekategorie fällt der gesamte Bereich Energiemanagement und Management-Systeme, sowie der Einkauf energieeffizienter Geräte, der Einsatz von Energieteams, sowie die Beeinflussung des energieeffizienten Verhaltens der Belegschaft (Schulungen etc).

Die effektiven Auswirkungen von organisatorischen Maßnahmen sind schwer evaluierbar. Von den befragten Unternehmen wurden kaum Angaben dazu gemacht. Potenzialangaben scheinen daher nur aus bestehenden Studien ableitbar zu sein. Diese Vorgangsweise entspricht jedoch nicht mehr einem klassischen Bottom-up-Ansatz.

Sowohl die Vor-Ort-Gespräche als auch die ALLPLAN-Untersuchungen ergeben, dass die Firmen mit Energiebelangen sehr sorgfältig umgehen. Meist ist eine eigene Energieabteilung vorhanden. Des Weiteren wird versucht durch internes Vorschlagswesen die MitarbeiterInnen in die Identifikation von Maßnahmen zu integrieren. Die Firmen können detaillierte Energiemanagement-Systeme vorweisen sowie eine strukturierte Erfassung der Antriebssysteme.

5.3.4 „Bottom-up / Top-Down“ Abgleich

Wie bereits in Kapitel 5.1.4 ausgeführt, soll der „Bottom-up/Top-Down“ Abgleich mögliche Unterschiede zwischen Theorie und Praxis erklären und wirklich realisierbare Optionen aufzeigen.

Einleitend sei angemerkt, dass die E.V.A. als Teil des Bottom-Up/Top-Down Abgleichs mit sieben Firmen, die eine Energieuntersuchung durchgeführt haben, jeweils ein Vor-Ort-Gespräch geführt hat. In diesen Gesprächen wurde auf den Bericht selbst, sowie auf diverse vorliegende Fragebögen (E.V.A., UBA etc.), Checklisten, Benchmarks sowie auf Trendlinien Bezug genommen.

In **Tabelle 11** sind alle Bottom-up identifizierten CO₂-Reduktionsmaßnahmen aufgelistet. Die technischen und wirtschaftlichen Potenziale werden auf die gesamten CO₂-Emissionen (fossil und biogen) bezogen, damit die Werte mit den Werten der Top-Down Studien einigermaßen vergleichbar sind (siehe Kapitel 5.2), welche ihre Prozentangaben auf Primärenergie beziehen. Im Weiteren wird sich der Abgleich hauptsächlich auf die Werte von AEA Technology konzentrieren (Haworth et al 2000, siehe **Tabelle 3**).

Tabelle 11: Zusammenfassung aller identifizierten CO₂-Reduktionsmaßnahmen

Nr.	Maßnahmengruppe	Technisches Potenzial [t CO ₂ /a]	Wirtschaftliches Potenzial [t CO ₂ /a]	% von CO ₂ (fossil und biogen)
1	Energieträgerwechsel	17.508	9.000	0,35% / 0,18%
2	Ökostrom (biogene Energieträger)	282.380	38.000	5,62% / 0,76%
3	Produktionsprozess	44.414	-	0,88% / 0,00%
4	ALLPLAN	68.390	61.704	1,36% / 1,23%
	Summe	412.692	108.704	8,21% / 2,16%
5	Repowering von KWK	214.000	nicht berechnet	4,26% / -
6	KWK mit Gegendruckturbine	20.000	nicht berechnet	0,40% / -
	Gesamt	(646.692)		(12,93 % / -)

Generell ist festzuhalten, dass ein quantitativer Vergleich schwer durchführbar ist, da die ermittelten Daten aus den Bottom-up Analysen nicht direkt mit den Top-down Daten vergleichbar sind. So müssen Daten, die auf Energiezahlen basieren mit solchen, die auf CO₂-Zahlen basieren, verglichen werden. Des Weiteren werden unterschiedliche Definitionen von Wirtschaftlichkeit verwendet. Dennoch wird dieser Vergleich durchgeführt, die Aussagen werden allerdings eher qualitativer Natur sein.

Im Allgemeinen lässt sich sagen, dass die Prozentzahlen aus den Top-Down Studien sich teilweise sehr stark von jenen der Bottom-up Analysen unterscheiden. So werden in den Top-Down Studien durchwegs kosteneffektive Potenziale genannt, die bis zu einem Faktor 10 über den Bottom-up Werten liegen. Als möglicher Grund für diese Unterschiede kann angeführt werden, dass die Top-down Studien mit EU-weiten Durchschnittsdaten operieren, die österreichischen Firmen aber bzgl. Energieeffizienz zu den besten der Branche zählen (wie auch durch das Benchmarking bestätigt). Eine mögliche Erklärung dafür liegt in den im EU-Vergleich nachweislich sehr hohen Energiepreisen. Hohe Energiekosten waren schon immer der stärkste Anreiz zur Steigerung der Energieeffizienz.

Eine andere Erklärung ist darin zu sehen, dass in den Bottom-up Analysen „nur“ Beispielprojekte inkludiert sind und laufende Optimierungen fehlen. Diese sind jedoch generell schwer zu quantifizieren und rechnen sich am ehesten im Zuge von Produktionssteigerungen.

Tendenziell neigen die Top-Down Studien dazu, Effizienz-Maßnahmen zu überschätzen, bzw. sie als generell anwendbar einzustufen, obwohl dies oft stark vom Produkttyp abhängig ist. D.h. dass manche Maßnahmen zwar energetisch sinnvoll, aber der Qualität des Produktes abträglich sind. Hier ist auf das Know-how der Firmenexperten zu vertrauen, die ja das Risiko für den Einsatz einer neuen Technologie firmenintern tragen müssen.

Je Maßnahmentyp können folgende Vergleiche angestellt werden:

Energiemanagement: Bei Haworth 2000 wird ein Potenzial von 1,6 % angeführt. In den Bottom-up Analysen konnte kein vergleichbares Potenzial eruiert werden. Es sei jedoch erwähnt, dass alle Firmen über Energiemanagementsysteme verfügen und sehr sorgsam mit der Ressource Energie umgehen (z.B. internes Vorschlagswesen für Verbesserungen etc).

Dies wird auch durch die Untersuchungen von ALLPLAN bestätigt. Trotzdem wird noch ein gewisses Potenzial bestehen, dessen Höhe jedoch nicht quantifiziert werden kann.

Prozesstechnologie: Hier ist der größte Unterschied zwischen Top-down Studien und Bottom-up Analysen feststellbar. Es sei erwähnt, dass gerade im Prozesstechnologiebereich die Firmenexperten berechtigter Weise sehr sensibel sind und es Branchenspezialisten braucht, um neue Technologien auch hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Produktqualität bewerten zu können.

Des Weiteren ist anzumerken, dass die Top-Down Studien sehr stark auf den Einsatz von Schuhpressen setzen. Diese machen einen großen Teil des hohen Potenzials aus. Die Firmen in Österreich haben bereits viele Schuhpressen im Einsatz. Der mögliche Einsatz weiterer Schuhpressen wurde in den konkreten Beispielprojekten untersucht und ist jedoch nur im Zuge einer Produktionssteigerung wirtschaftlich umsetzbar.

Querschnittstechnologie: Hier ist der Unterschied zwischen Top-down Studien und Bottom-up Analysen am geringsten (Faktor 2). Der Unterschied kann evtl. durch eine Überbewertung der Wärmerückgewinnungspotenziale zustande kommen, die zwar hohe Einspareffekte erzielen, deren Wirtschaftlichkeit aber oft nicht gegeben ist.

KWK: In diesem Maßnahmenbereich ist der Unterschied am leichtesten zu erklären. Die österreichische Papierindustrie zählt zu den führenden KWK-Branchen. Das Potenzial muss daher zwangsläufig um einiges geringer sein als im EU-Durchschnitt. In dieser Studie wurden keine wirtschaftlichen KWK-Analysen durchgeführt.

Vergleich zu Deutschland: Die Effizienzsteigerungen in Deutschland waren seit 1990 deutlich über jenen der österreichischen Firmen (D: ca. 3%, Ö: ca. 2%). Dieser Unterschied lässt sich einerseits durch die geringe Effizienz der Anlagen in den neuen deutschen Bundesländern erklären, andererseits durch Anlagenschließungen.

Abschließende Einschätzung:

Die Unterschiede zwischen den Top-Down Studien und den Bottom-up Analysen sind teilweise sehr groß, sie sind aber erklärbar. Generell dürfte die österreichische Papierindustrie bzgl. Energieeffizienz deutlich über dem EU-Durchschnitt liegen, darauf weisen auch die guten Benchmarking Resultate hin. Trotzdem dürfte ihr Einsparpotenzial über jenem der konkreten Beispielprojekte liegen. Einen Teil der Unterschiede machen sicherlich laufende Optimierungen aus, die schwer zu quantifizieren und – wie bereits mehrmals erwähnt – nur im Zuge von Produktionssteigerungen wirtschaftlich umsetzbar sind. Allerdings scheinen die sehr hohen Werte der Top-Down Studien nachweislich nicht erreichbar zu sein.

6 Konkrete Beispielprojekte

Wie beim Gremium am 27. Okt. 2003 vereinbart, wird der Unterschied zwischen theoretischem und tatsächlich zu realisierendem Potenzial anhand konkreter Beispielprojekte diskutiert. Diese werden zunächst auf ihre technische Machbarkeit und im Weiteren auf ihre Wirtschaftlichkeit überprüft, wobei Projekte mit Amortisationszeiten unter 5 Jahren als wirtschaftlich, solche zwischen 5 und 10 Jahren als Grenzfälle und jene über 10 Jahren als nicht wirtschaftlich gelten sollen.

Diese konkreten Beispielprojekte stammen wie vereinbart aus folgenden Kategorien:

- Aufbringungsseite: Ökostrom & Energieträgerwechsel
- Nachfrageseite: Prozesstechnologien

6.1 Konkrete Beispielprojekte: Prozesse

6.1.1 Resultate der Beispielprojekte

Als Beispielmaßnahmen wurden Mahlgrad Anpassung, Iso-Thermal Cooking, Multiple-effect Evaporation, Falling Film Eindampfung, Optimierung der Mahlung, Schuhpressen, Optimierung der Wärmerückgewinnung in der Trockenpartie und das Infrared Profiling ausgewählt. Eine Beschreibung der Maßnahmen findet sich im Anhang. Diese Beschreibungen wurden gemeinsam mit einem externen Branchenexperten (Prof. Naujock, FH München) überarbeitet und bei einem persönlichen Gespräch diskutiert. Diese Maßnahmen wurden von verschiedenen Unternehmen als einsparungsrelevant bezeichnet. Die acht Maßnahmen wurden detailliert untersucht und gemeinsam mit den Unternehmen technisch und wirtschaftlich bewertet.

Es wurde eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit durchgeführt und an jene Unternehmen gesendet, die im EE-Fragebogen der E.V.A. die jeweilige Maßnahme als relevant bezeichnet haben. Die Unternehmen lieferten genauere Angaben zur technischen Umsetzbarkeit. Basierend auf einer vorbereiteten Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden Aussagen über die Amortisationszeit der Maßnahme getroffen. Es wurden mehrere Parameter variiert (Wärmepreis, Investitionskosten und veränderte Wärmeeinsparung), um den Einfluss dieser Faktoren auf die Amortisationszeit abzuschätzen. Von den Unternehmen wurde diese Rechnung an die spezifische Firmensituation angepasst.

Bei der Erstellung der Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden die Investitionskosten sowie die zu erwartende Wärme- und Stromeinsparung größtenteils aus der Literatur entnommen. Für den Wärme- und den Strompreis wurde ein Wert angenommen, der aus Aussagen einzelner Unternehmen abgeschätzt wurde.

Mit der Produktionsmenge am Standort, der erwarteten Wärmeeinsparung oder Stromeinsparung und dem Wärmepreis oder Strompreis wurden die vermiedenen Wärmekosten oder Stromkosten, die sich bei der Umsetzung der Maßnahme ergeben, ermittelt.

Zur Ermittlung der verminderten Emissionen wird angenommen, dass die Wärme in einem Erdgaskessel (mit einem Wirkungsgrad von 90%) bereitgestellt wird. Der Emissionsfaktor für Erdgas beträgt 55 Tonnen CO₂ pro TJ Erdgasinput. Bei manchen Beispielprojekten hat sich durch den verminderten Wärmebedarf auch eine Verminderung der Eigenstromerzeugung

ergeben. Die Emissionen des Fremdstromverbrauchs wurden mit einem Emissionsfaktor von 0,637 Tonnen CO₂ pro MWh Strom berechnet.

Tabelle 12 Musterbeispiel für die Wirtschaftlichkeitsrechnung

Beispielmaßnahme: Musterbeispiel		Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Relevante Produktionsmenge:	t	200.000	200.000	200.000	200.000
Wärmeeinsparung der M.	GJ/t	0,70	1,6	0,7	0,35
Stromeinsparung der M.	MWh/t	0,00	0	0	0
Investitionskosten	€/t	10	37	10	10
Zinssatz	%	6,0%	6%	6%	6%
Lebensdauer	a	15	15	15	15
Wärmepreis	€/MWh	14	14	17	14
Strompreis	€/MWh	31	31	31	31
Eingesparte Wärme	GJ/a	140.000	320.000	140.000	70.000
Eingesparter Strom	MWh/a	0	0	0	0
Eingesparte Emissionen	tco2/a	31.422	71.822	31.422	15.711
Vermiedene Wärmekosten	€/a	544.444	1.244.444	661.111	272.222
Vermiedene Stromkosten	€/a	0	0	0	0
Rückflüsse pro Jahr	€/a	544.444	1.244.444	661.111	272.222
Investitionskosten der M.	€	2.000.000	7.400.000	2.000.000	2.000.000
Annuität	€/a	€ 205.926	€ 761.924	€ 205.926	€ 205.926
stat. Amortisationszeit	Jahre	3,67	5,95	3,03	7,35
dynamische Amortisationszeit	Jahre	4,27	7,57	3,44	9,98

Mit den Investitionskosten für die Maßnahme und verminderten Energiekosten pro Jahr kann die statische Amortisationszeit berechnet werden. Die statische, unverzinsten Amortisationszeit der betrachteten Maßnahme wird aus den Investitionskosten und den jährlichen Rückflüssen (Erlöse – Kosten) durch einfache Division ermittelt. Für die Berechnung der dynamischen Amortisationszeit wurde ein Fremdkapitalzinssatz von 6% angenommen, es wurde die folgende, abgeleitete Formel verwendet:

$$\text{dyn. Amortisationszeit [a]} = \frac{\log\left(\frac{\text{jährliche Rückflüsse [€/a]}}{\text{jährl. Rückflüsse [€/a] - Investitionskosten [€] * kalk. Zinssatz [%]}\right)}{\log(1 + \text{kalk. Zinssatz [%]})}$$

Kosten für den Kauf von Emissionsrechten wurden in dieser Rechnung nicht berücksichtigt. Auch der Einfluss der Maßnahme auf die Produktionskapazität wurde nicht berücksichtigt.

6.1.2 Beispielprojekte

Die ausgewählten Maßnahmen wurden an 10 Firmen ausgesendet. Diese gaben Auskunft über die technische Machbarkeit dieser Maßnahme in ihrem Unternehmen sowie über die Wirtschaftlichkeit. Die in der Standardwirtschaftlichkeitsrechnung vorgeschlagenen Werte zu den Investitionskosten, den Energieeinsparungen, den Energiekosten usw. wurden von den Unternehmen an deren jeweilige Situation angepasst.

In **Tabelle 13** ist eine Übersicht der verschiedenen Beispielprojekte angeführt. Die Maßnahmen können aus unterschiedlichen Gründen nicht umsetzbar sein, die Begründungen sind in der Übersicht angegeben. Abhängig von Produkt und Anlagentyp kann zum Beispiel eine Maßnahme in einem Unternehmen aus Qualitätsgründen, in einem anderen hingegen wegen der fehlenden Wirtschaftlichkeit nicht umgesetzt werden.

Tabelle 13 Übersichtsmatrix der Beispielprojekte

	Holzstoff			Sulfatzellstoff			Sulfitzellstoff			Altpapier
	Firma 1	Firma 2	Firma 3	Firma 4	Firma 5	Firma 6	Firma 7	Firma 8	Firma 9	Firma 10
Mahlgrad anpassen	technisch nicht möglich	aus Qualitätsgründen nicht möglich	aus Qualitätsgründen nicht möglich	/	/	/	/	/	/	/
Iso-thermal Cooking ITC	/	/	/	/	/	nicht wirtschaftlich	nicht möglich aus Produktgründen	/	/	/
Multiple effect evaporation	/	/	/	/	/	nicht wirtschaftlich	/	/	/	/
Falling film black liquor evaporation	/	/	/	/	/	keine Vorteile zu erkennen	/	/	/	/
Optimierung der Mahlung	Qualitätsbedingt nicht möglich	/	/	/	zu lange Amortisationszeit	Qualitätsbedingt nicht möglich	/	/	/	keine Mahlung mehr
Schuhpressen	Wirtschaftlich nicht umsetzbar	Wirtschaftlich nicht umsetzbar	/	/	/	/	zu lange Amortisationszeit	/	/	/
Optimierung der WRG	/	/	/	nicht möglich zu lange Amortisationszeiten	/	/	/	keine weitere Optimierung möglich	keine weitere Optimierung möglich	/
Infrared profiling	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

6.1.2.1 Mahlgrad anpassen

Die einzelnen Unternehmen arbeiten permanent an der Anpassung des Mahlgrades. Der Mahlgrad wird aber von der erforderlichen Qualität des Produktes vorgegeben, eventuelle Energieeinsparungen werden daher als Nebeneffekt betrachtet. Durch den starken Einfluss dieser Maßnahme auf die Produktqualität ist eine weitere Anpassung aus Qualitätsgründen nicht möglich, es besteht daher kein technisches Potenzial. Damit ist eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht notwendig.

6.1.2.2 Iso-Thermal-Cooking

Diese Maßnahme stellt eine Weiterentwicklung des „Modified Continuous Cooking“ dar und ist in erster Linie für die Sulfatzellstofferzeugung relevant. Bei der Sulfatzellstofferzeugung ist diese Maßnahme aber auch nur mit größeren Umgestaltungen der Produktionslinie möglich. Es ist eine Verlängerung der Kochzone notwendig, dadurch kommt es zur Verkürzung der Kocherwaschzone, wodurch Waschkapazität außerhalb des Kochers bereitgestellt werden muss. Diese Maßnahme kann nur bei einer Prozesserneuerung umgesetzt werden. Durch alleinige Berücksichtigung der Energieeinsparungen ist diese Maßnahme nicht wirtschaftlich. Durch die Abnahme des Gegendruckdampfes infolge der Energieeinsparung im Kocher reduziert sich die Stromerzeugung, und dadurch verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit.

Diese Maßnahme stellt bei der Sulfatzellstoffherzeugung ein technisches Potenzial dar, die Wirtschaftlichkeit ist aber nur unter Berücksichtigung der Energieeinsparungen nicht gegeben.

6.1.2.3 Multiple Effect Evaporation

In Österreich gibt es laut Firmenexperten keine 5-stufigen Eindampfanlagen mehr. Technisch besteht die Möglichkeit, eine 7-stufige Eindampfanlage zu betreiben. Der Wärmeverbrauch sinkt und der Strombedarf steigt an, damit steigen die Emissionen durch die Umsetzung dieser Maßnahme in Summe an. Diese Maßnahme stellt daher kein technisches Potenzial zur Verringerung der CO₂-Emissionen dar. Die 7. Stufe ist außerdem mit sehr hohen Investitionen verbunden, womit diese Maßnahme auch aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nicht umsetzbar ist.

6.1.2.4 Falling Film Evaporation

Diese Eindampfanlage hat sich gegenüber der „Rising Film“- Eindampfanlage durchgesetzt. Es ergeben sich geringere Verschmutzungen bei höherer Trockensubstanz. Energiespezifisch sind aber keine Vorteile zu erkennen, der Dampf- und Stromverbrauch der beiden Eindampfanlagen ist als gleichwertig anzusehen. Diese Maßnahme stellt kein technisches Potenzial dar, damit ist eine Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht notwendig.

6.1.2.5 Optimierung der Mahlung

Die Mahlung wird in den Unternehmen ständig optimiert, wobei auch hier hauptsächlich Qualitätsziele im Vordergrund stehen. Aufgrund der hohen Energiepreise in Österreich wurde aber auch immer eine Minimierung des Energieeinsatzes bei der Mahlung angestrebt. Durchschnittswerte in Österreich liegen zum Beispiel bei 650–700 kWh/t, in Schweden hingegen liegen sie laut Firmenexperten bei etwa 1200 kWh/t.

Eine weitere Optimierung ist sehr stark von der Produktsorte abhängig, bei Zeitungspapier ist eine Energieeinsparung von 30 kWh/t (etwa 5%) möglich. Bei anderen Papiersorten kann der Energieeinsatz in der Mahlung nach oben und unten durch die Qualitätsanforderungen beschränkt werden. Zum Beispiel bei Kraft- und Sackpapieren, bei denen eine hohe Zugfestigkeit bei einer vorgegebenen Porosität gefordert wird. Eine hohe Zugfestigkeit ist durch einen erhöhten Einsatz von Mahlenergie zu erreichen, dadurch wird aber die Porosität negativ beeinflusst. Die eingesetzte Mahlenergie wird in diesem Fall durch die Qualitätsvorgaben des Produktes bestimmt.

Von den untersuchten Beispielen war in zwei Fällen kein technisches Potenzial vorhanden (Qualität bzw. Prozessumstellung). Ein Beispiel war zwar technisch umsetzbar, es ergab sich aber keine akzeptable Wirtschaftlichkeit.

6.1.2.6 Schuhpresse

Die Installation von Schuhpressen ergibt im Vergleich zu den anderen Prozessmaßnahmen die höchsten spezifischen Einspareffekte. Allerdings werden sowohl die Effekte als auch die Investitionskosten von den Firmenexperten unterschiedlich eingeschätzt (zwischen 5 und 15 % CO₂). Auch ein Ansteigen des Stromverbrauchs ist möglich. Die Aufrüstung von alten Maschinen wird als sehr teuer eingeschätzt. (23 Mio. €).

Durch den Einsatz von Schuhpressen kann der Trockengehalt nach der Pressenpartie gegenüber Walzenpressen erhöht werden. Dabei entspricht die Steigerung des

Trockengehaltes um 1% einer Einsparung an thermischer Energie in der Trockenpartie um 4–6% bzw. einer Kapazitätssteigerung in dieser Größenordnung. Schuhpressen werden daher am ehesten bei geplanten Kapazitätssteigerungen in der Papierfabrik installiert, es wird mit der Umsetzung dieser Maßnahme aber ein Ansteigen der Produktionskapazität und nicht eine Reduktion des Energieeinsatzes angestrebt. Ihr Einsatz führt dann zwar zu hohen spezifischen Energieeinsparungen, absolut kommt es aber zu einem Anstieg des Energieverbrauches.

Bei drei Beispielprojekten ist ein technisches Potenzial vorhanden, die Amortisationszeiten der Beispiele sind sehr unterschiedlich, sie liegen aber über der geforderten Amortisationszeit von 5 Jahren. Damit stellt auch der Einsatz einer Schuhpresse kein wirtschaftliches Potenzial dar.

6.1.2.7 Optimierung der Wärmerückgewinnung

Von zwei untersuchten Beispielprojekten wurde eines als technisches Potenzial eingestuft. Eine erhöhte Wärmerückgewinnung ist in diesem Fall aber nur dann sinnvoll, wenn daraus Strom erzeugt werden kann, am Standort ist ein Überschuss an Abwärme vorhanden. Die Realisierung ist daher nur bei einem Anlagenaus-/umbau möglich. Es handelt sich bei diesem Beispiel um ein technisches Potenzial, jedoch ist es wirtschaftlich nicht umsetzbar. Das zweite Projekt wurde bereits umgesetzt.

6.1.2.8 Infrared Profiling

Dabei handelt es sich um eine Qualitätsmaßnahme, die auch energetisch sinnvoll ist. Die Infrarot-Trocknung ist bei gestrichenen Papieren Stand der Technik. Diese Maßnahme stellt kein technisches Potenzial dar, damit ist eine Wirtschaftlichkeitsberechnung nicht notwendig.

6.1.3 Schlussfolgerungen

Die Untersuchung ergab ein technisches Potenzial von ca. 44.000 Tonnen CO₂, wirtschaftliches Potenzial konnte unter den Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht gefunden werden. Das technische Potenzial der ausgewählten Prozessmaßnahmen entspricht etwa einer möglichen Reduktion der fossilen CO₂-Emissionen um 2%. Die Maßnahmen mit einer Amortisationszeit unter 15 Jahren haben ein technisches Potenzial zur Emissionsreduktion von ca. 27.000 Tonnen CO₂.

In **Tabelle 14** sind das technische Potenzial und die Amortisationszeit der Maßnahmen angeführt. Dabei hat die Umsetzung der Schuhpresse das größte technische Potenzial. Durch die Installation von drei Schuhpressen könnten die Emissionen um ca. 31.000 Tonnen CO₂ reduziert werden, das entspricht ca. 70% des gesamten technischen Potenzials.

Die Maßnahme mit der zweitgrößten Emissionsreduktion ist die Optimierung der Wärmerückgewinnung, diese Maßnahme könnte aber auch als Querschnittstechnologie betrachtet werden. Die Optimierung der Mahlung ist die Maßnahme mit den drittgrößten Emissionseinsparungen, auch hier ergibt sich keine akzeptable Amortisationszeit.

In **Tabelle 15** sind die Wirtschaftlichkeitsrechnungen für alle konkreten Beispielprojekte dargestellt.

Tabelle 14: Ermitteltes technisches Potenzial und Amortisationszeiten der Maßnahmen

Maßnahme	technisches Potenzial	technisches Potenzial Wärme	technisches Potenzial Strom	stat. Amort.	dyn. Amort.
	t CO ₂ /a	t CO ₂ /a	t CO ₂ /a	Jahre	Jahre
ITC	822	1.283	-461 ^{*)}	103	∞
Multiple effect evaporation	-272	6.417	-6.689 ^{*)}	40	∞
Optimierung der Mahlung	4.274	0	4.274	10	15
Schuhpresse	30.761	27.305	3.455	9-57	13-∞
Optimierung der WRG	8.829	8.829		6	8
SUMME	44.414	43.834	580		
SUMME ohne Multiple Effect E.	44.686	37.418	7.268		

*) Dieser Wert ergibt sich durch die reduzierte Eigenstromproduktion infolge eines geringeren Wärmebedarfs und einen höheren Stromverbrauch durch die Umsetzung der Maßnahme.

Alle untersuchten Effizienzmaßnahmen haben starke Auswirkungen auf die Produktqualität, generelle Aussagen über die Umsetzbarkeit einer Maßnahme für die gesamte Branche sind daher nur schwer zu treffen. Die technische Umsetzung der Maßnahmen ist auch immer von der Anlagensituation vor Ort abhängig. Kann z.B. durch die Umsetzung einer Maßnahme der momentane Kapazitätsengpass der Produktionsanlage entschärft werden, ergeben sich für die Umsetzung dieser Maßnahme günstigere Rahmenbedingungen als wenn der Produktionsengpass in einem anderen Bereich liegt.

Eine Wirtschaftlichkeit der Effizienzmaßnahmen allein aufgrund der reduzierten Energiekosten ist bei den untersuchten Beispielen nicht gegeben. Werden Emissionskosten berücksichtigt, ergibt sich erst ab ca. 70 € pro Tonne CO₂ bei einer Maßnahme eine statische Amortisationszeit unter 5 Jahren. Bei den anderen Maßnahmen wird diese Grenze erst mit höheren Emissionskosten unterschritten. Bei einer Maßnahme sinkt die statische Amortisationszeit unter 5 Jahre, wenn sich die Strompreise um ca. 30 % erhöhen. Erst wenn der Wärmepreis sich verdoppelt, sinkt die Amortisationszeit bei einzelnen Maßnahmen unter 5 Jahre.

Annehmbare Amortisationszeiten sind unter Berücksichtigung von Produktionssteigerungen eher erreichbar. Kann durch die Umsetzung einer Maßnahme eine Kapazitätssteigerung der Papiermaschine erreicht werden, dann können die zusätzlichen Deckungsbeiträge als Erlöse berücksichtigt werden, wodurch die Amortisationszeit verkürzt wird.

Durch eine Produktionssteigerung des Standortes ergibt sich eine Reduktion des spezifischen Energieverbrauches. Dieser Trend konnte auch schon in den letzten Jahren beobachtet werden. Der absolute Energieverbrauch kann aber dadurch nicht gesenkt werden.

Tabelle 15: Übersicht der Wirtschaftlichkeitsrechnungen für alle konkreten Beispielprojekte

		Iso-thermal Cooking	Multiple Effect Evaporation	Optimierung der Mahlung	Schuhpresse				Optimierung der Wärmerückgewinnung	
		Beispiel 1	Beispiel 2	Beispiel 3	Beispiel 4	Beispiel 5 a	Beispiel 5 b	Beispiel 6	Beispiel 7a	Beispiel 7b
Relevante Produktionsmenge:	t	210.000	210.000		169.200	132978	132978	PM1 324.000		
Dampfmenge									20,00	20,00
Wärmeeinsparung der M.	GJ/t	0,10	0,50		1,33			0,234		
Stromeinsparung der M.	MWh/t	-0,003	-0,05					0,035	8.726,00	13.860,00
Investitionssumme								€ 20.000.000,00		
Relevante Produktionsmenge:	t							PM2 204.000		
Wärmeeinsparung der M.	GJ/t							0,370		
Stromeinsparung der M.	MWh/t							-0,029		
Investitionssumme								€ 23.500.000,00		
Investitionskosten	€/t	29,0	12,9					82,4	1.600.000,00	2.200.000,00
zusätzliche W&I	€/ta	0	0					0		
Zinssatz	%	10,0%	10,0%	6%	6%	3,9%	3,9%	6%	0,06	0,06
Lebensdauer	a	15	15	10	15	15	15	15	10,00	10,00
Wärmepreis	€/MWh	14	14		18,95	4,72	4,72	14		
Strompreis	€/MWh	31	31	40,32				31	25,00	25,00
Kosten CO2	€/tco2	0	0	10	0	15	15	0		
Eingesparte Wärme	GJ/a	21.000	105.000	0	225.036	70.484	70.484	151.296		
Eingesparter Strom	MWh/a	-724	-10.500	6.710	0			5.424		
Eingesparte Emissionen	tco2/a	822	-272	4.274	13.752	4307	4307	12.701		8.828,82
Vermiedene Wärmekosten	€/a	81.667	408.333	0	1.184.400	332.841	332.841	588.373		
Vermiedene Stromkosten	€/a	-22.448	-325.500	270.547	0			168.144		
Vermiedene Emissionskosten	€/a	0	0	42.743	0	64.610	64.610	0		
Zusätzliche Kosten (W & I)	€/a	0	0	0	0			0		
Rückflüsse pro Jahr	€/a	59.218	82.833	313.290	1.184.400	397.451	397.451	756.517	218.150,00	346.500,00
Investitionskosten der M.	€	6.100.000	2.700.000	3.000.000	10.600.000	10.000.000	7.000.000	43.500.000	1.600.000,00	2.200.000,00
Annuität	€/a	€ 801.990	€ 354.979	€ 407.604	€ 1.091.405			€ 4.478.880	217.388,73	235.565,88
Amortisationszeit (stat.)	Jahre	103,01	32,60	9,58	8,95	25,16	17,61	57,50	7,33	6,35
Amortisationszeit (dyn.)	Jahre	#ZAHL!	#ZAHL!	14,67	13,21	103,94	30,35	#ZAHL!	9,95	8,23

6.2 Konkrete Beispielprojekte: Energieträgerwechsel

Um mögliche CO₂-Reduktions-Potenziale bestmöglich mit konkreten Projekten zu hinterlegen, wurden 3 Firmen bezüglich technischer Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit von Fuel-Switch-Beispielprojekten befragt und gebeten ihre firmenspezifischen Parameter für eine Standard-Wirtschaftlichkeitsrechnung bekannt zu geben.

Alle befragten Unternehmen stellten daraufhin Daten bereit. Drei der vier eingegangenen Fuel-Switch-Beispielprojekte (die Beispiele 1 bis 3) befinden sich in Form der nachfolgend beschriebenen Standard-Wirtschaftlichkeitsberechnung im Anhang. Bei zwei der drei Beispiele handelt es sich um 2 Varianten eines möglichen Fuel-Switches im Unternehmen. Beim vierten Beispielprojekt handelt es sich eigentlich um kein klassisches Fuel-Switch-Projekt, sondern um eine Einsparung an fossiler Primärenergie durch verbesserte Vorbehandlung von Klärschlamm, der energetisch verwertet wird.

6.2.1 Methode der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse bezieht sich auf die durch die jeweils analysierte Maßnahme hervorgerufenen Mehrkosten (bzw. Minderkosten) gegenüber dem bestehenden Energieversorgungssystem. Die Bewertung der Investition wird auf Basis der statischen und dynamischen Amortisationsrechnung durchgeführt. Dabei werden jährlich konstante Ein- und Auszahlungen unterstellt. Zinsen für das eingesetzte Kapital und steuerliche Mehr- oder Minderkosten werden bei den jährlichen Auszahlungen nicht berücksichtigt.

Die statische Amortisationsdauer ist jener Zeitpunkt, bei dem die kumulierten Einzahlungsüberschüsse die Anschaffungsauszahlungen (Investitionskosten I_0 [€]) übersteigen. Die statische Amortisationsdauer (AD_{stat}) wird daher mithilfe jährlicher Einzahlungsüberschüsse [€/a] ($E\ddot{U}_{annual} =$ jährliche Einzahlungen – jährliche Auszahlungen) folgendermaßen ermittelt:

$$AD_{stat} = \frac{I_0}{E\ddot{U}_{annual}} \quad \text{[Jahre]}$$

Die dynamische Amortisationsdauer ist jener Zeitpunkt, bei dem die kumulierten, mit dem kalkulatorischen Zinssatz diskontierten Einzahlungsüberschüsse die Anschaffungsauszahlungen (Investitionskosten I_0 [€]) übersteigen. Die dynamische Amortisationsdauer (AD_{dyn}) wird daher mithilfe jährlicher Einzahlungsüberschüsse [€/a] ($E\ddot{U}_{annual} =$ jährliche Einzahlungen – jährliche Auszahlungen) und dem kalkulatorischen Zinssatz i_{kalk} [%] folgendermaßen ermittelt:

$$AD_{dyn} = \frac{\ln \left(1 - \frac{I_0 \cdot i_{kalk}}{E\ddot{U}_{annual}} \right)}{\ln \left(\frac{1}{1 + i_{kalk}} \right)} \quad \text{[Jahre]}$$

Dabei sollen Fuel-Switch-Beispielprojekte mit Amortisationsdauern unter 5 Jahren als wirtschaftlich, solche zwischen 5 und 10 Jahren als Grenzfälle und jene über 10 Jahren als nicht wirtschaftlich gelten.

Aufbau der Standard-Wirtschaftlichkeitsrechnung: **Abbildung 19** zeigt den Aufbau des Rechenmodells zur Analyse der Wirtschaftlichkeit der Fuel-Switch-Beispielprojekte.

Unternehmen:

Musterbeispiel

Energieträgerwechsel bei der Energieaufbringung (von Kohle, Heizöl auf Erdgas)

Technische Daten der bestehenden Energieaufbringung

ges. Brennstoffwärmeleistung (BWL)	186,0	MW
ges. installierte el. Nennleistung (brutto)	30,3	MW
el. Wirkungsgrad (brutto)	16,3	%
Jahresvolllaststunden	8.500	h/a
ges. erzeugte Strommenge (brutto)	257.465	MWh/a
ges. Brennstoffwärmebedarf (BWB)	1.581.000	MWh/a bzw. 5.691.600 GJ/a

Eingabefeld

Quelle UBA
Berechnungsfeld
Makro "Zielwert ..."

Nebenrechnung:

abgebildeter Brennstoffwärmebedarf:		925.043	925.043	GJ/a
nicht abgebildeter, konstant verbleibender Brennstoffwärmebedarf:		4.766.557	4.766.557	GJ/a
Kontrolle (Differenz = 0):		-	-	GJ/a

bestehender Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]
Steinkohle	11.289 t/a	316.092 GJ/a	34,2
Braunkohle	- t/a	- GJ/a	-
Heizöl schwer	3.971 t/a	160.031 GJ/a	17,3
...	-	-	-
Erdgas	12.470 1.000 m³/a	448.920 GJ/a	48,5
Summen		925.043 GJ/a	100,0

abgebildete BWL in % des ges. BWB: **16,3** %

	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	29.713 t CO2/a	44,42	2,68 €/GJ
Braunkohle	- t CO2/a	-	- €/GJ
Heizöl schwer	12.482 t CO2/a	18,66	4,10 €/GJ
...	- t CO2/a	-	- €/GJ
Erdgas	24.691 t CO2/a	36,91	5,00 €/GJ
Summen	66.886 t CO2/a	100,00	4,05 €/GJ

	Brennstoffkosten	Emissionsfaktor
Steinkohle	847.127 €/a	94,0 t CO2/TJ
Braunkohle	- €/a	97,0 t CO2/TJ
Heizöl schwer	656.128 €/a	78,0 t CO2/TJ
...	- €/a	- t CO2/TJ
Erdgas	2.244.600 €/a	55,0 t CO2/TJ
Summen	3.747.855 €/a	

alternativer Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]
Steinkohle	11.289 t/a	316.092 GJ/a	34,2
Braunkohle	- t/a	- GJ/a	-
Heizöl schwer	2.171 t/a	87.491 GJ/a	9,5
...	-	-	-
Erdgas	14.485 1.000 m³/a	521.460 GJ/a	56,4
Summen		925.043 GJ/a	100,0

abgebildete BWL in % des ges. BWB: **16,3** %

	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	29.713 t CO2/a	44,42	2,68 €/GJ
Braunkohle	- t CO2/a	-	- €/GJ
Heizöl schwer	6.824 t CO2/a	10,20	4,10 €/GJ
...	- t CO2/a	-	- €/GJ
Erdgas	28.680 t CO2/a	42,88	5,00 €/GJ
Summen	65.217 t CO2/a	97,5	3,27 €/GJ

	Brennstoffkosten	Heizwert
Steinkohle	847.127 €/a	28,0 GJ/t
Braunkohle	- €/a	9,7 GJ/t
Heizöl schwer	358.714 €/a	40,3 GJ/t
...	- €/a	-
Erdgas	2.607.300 €/a	36,0 GJ/1.000 m³
Summen	3.813.141 €/a	

Ökonomische Daten der Umstellung auf Erdgas

Investitions- und Kalkulationsdaten

Investitionskosten	0,6	Mio. €
kalkulatorischer Zinssatz	10,0	%
Lebensdauer	15	Jahre

verbrauchsgebundene Mehrkosten

Mehrkosten Brennstoff	0,07	Mio. €/a
sonstige Kosten		Mio. €/a

betriebsgebundene Mehrkosten

Personalkosten		Mio. €/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten		Mio. €/a
sonstige Kosten		Mio. €/a

Erlöse

Börsepreis CO2-Zertifikat	10	€/t CO2
CO2-Einsparung	1.668	t CO2/a
max. Erlöse aus Zertifikatverkauf	0,02	Mio. €/a
sonstige Erlöse / Einsparungen		Mio. €/a

Einzahlungsüberschüsse

(jährlich konstante) Einnahmen - Ausgaben: **- 0,05** Mio. €/a

Ergebnisse

statische Amortisationsdauer (ohne Zinskosten): **neg** Jahre
dynamische Amortisationsdauer: **neg** Jahre

Abbildung 19: Standard-Wirtschaftlichkeitsberechnung für Fuel-Switch-Beispielprojekte.

Im **oberen Bereich des Kalkulationsblattes** werden die technischen Daten der zum Energieträgerwechsel vorgesehenen Energieumwandlungsanlage erfasst. Dabei kann es sich um technische Daten eines weiter verwendeten, bereits bestehenden Systems oder um eine Neuanlage handeln. Es ist erforderlich, dass die Brennstoffwärmeleistung des/der vom Energieträgerwechsel betroffenen Kessel/s und die (mit den Brennstoffwärmeleistungen gewichteten) Jahresvolllaststunden angegeben werden. In den **beiden folgenden Feldern** werden alle relevanten Daten des vor und nach Umsetzung des Fuel-Switch-Beispielprojektes vorhandenen Energieträgermixes erfasst. Dabei müssen zumindest jene Energieträger, bzw. deren eingesetzte Mengen und Eigenschaften (t bzw. m³ pro Jahr, spezifische Preise, Energiedichten und CO₂-Emissionsfaktoren) erfasst werden, die substituiert werden bzw. selbst Substitut sind. Ziel ist die Berechnung der Brennstoff-Mehr- bzw. -Minderkosten nach Umsetzung des Energieträgerwechsels.

Unter dem Ausdruck „**bestehender Energieträgermix**“ sind einerseits alle Energieträger (in Quantität und Qualität) zu erfassen, die durch das Fuel-Switch-Beispielprojekt substituiert werden können, zusätzlich auch jene, die in der betreffenden Energieumwandlungsanlage auch weiterhin eingesetzt werden (bspw. im Fall von Mischfeuerungsanlagen). Aus den substituierten Energieträgern lässt sich der Bedarf an neuen Energieträgern ableiten.

Bei der Bedarfsberechnung wird in einem ersten Schritt davon ausgegangen, dass die bereitgestellte Endenergiemenge vor und nach der Umsetzung der Maßnahme konstant bleibt. Auf Basis der Primär-Energiemenge (Brennstoffeinsätze in GJ pro Jahr) des erfassten „bestehenden Energieträgermixes“ können die benötigten Einsatzmengen an alternativen Energieträgern im „**alternativen Energieträgermix**“ mit dem Rechenmodell ermittelt werden. In einem weiteren Schritt kann, falls zur Bereitstellung der benötigten Endenergiemenge relativ mehr neue alternative Energieträger verbraucht werden (d. h. ein schlechterer Energieumwandlungs-Wirkungsgrad berücksichtigt werden muss), eine entsprechende Erhöhung der benötigten Einsatzmenge erfolgen.

Für fossile Energieträger wurden als Heizwerte und CO₂-Emissionsfaktoren die Standardwerte des Umweltbundesamtes (UBA) vorgegeben.³ Optional können auch firmeneigene Heizwerte eingesetzt werden. Die mit dem Energieträgerwechsel einhergehende CO₂-Emissions-Reduktion wird über die Energieträger-Einsatzmengen automatisch ermittelt.

Im **unteren Teil des Berechnungsblattes** werden die „ökonomischen Daten“ der Fuel-Switch-Beispielprojekte erfasst. Unter den Investitions- und Kalkulationsdaten werden Investitionskosten, der kalkulatorische Zinssatz (zur Berechnung von AD_{dyn}) und die Lebensdauer (sie ist nicht berechnungsrelevant) erfasst.

Zu den jährlichen Auszahlungen zählen die verbrauchs- und betriebsgebundenen Mehrkosten. Eventuelle Minderkosten werden negativ erfasst. Zu den jährlichen Einzahlungen zählen Erlöse aus dem Verkauf von Zertifikaten, die aufgrund von CO₂-Reduktionen anfallen und sonstige Einsparungen. Die Differenz aus den jährlich konstanten Ein- und Auszahlungen ergibt die dargestellten **Einzahlungs-Überschüsse**, die in die Berechnung der abgebildeten **Amortisationsdauern** (wie weiter oben beschrieben) einfließen.

Bezüglich **der Erlöse aus dem CO₂-Zertifikatshandel** wird angenommen, dass die ermittelte CO₂-Einsparung (t CO₂/a) zur Gänze am Markt in Form von CO₂-Zertifikaten

³ Das UBA gab diese Werte in den CO₂-Erhebungsbögen im Rahmen der Erstellung des nationalen Allokationsplanes für die erste Emissionshandelsperiode an.

verkauft werden kann (dabei werden keine Transaktionskosten berücksichtigt). Als CO₂-Zertifikatspreis wurden 10 €/t CO₂ angenommen.

Im Folgenden werden die identifizierten technischen Optionen kurz dargestellt und hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Dabei sollen Projekte mit **Amortisationszeiten unter 5 Jahren** als **wirtschaftlich**, solche **zwischen 5 und 10 Jahren** als **Grenzfälle** und jene **über 10 Jahren** als **nicht wirtschaftlich** gelten.

6.2.2 Energieträgerwechsel in Wirbelschichtkesseln

6.2.2.1 (Teilweiser) Umstieg von Kohle auf Erdgas (bzw. Heizöl)

In Wirbelschichtkesseln (WSK) dient Kohle der „Aufrechterhaltung“ (nicht der Erzeugung) der Wirbelschicht (WS). Erdgas oder Heizöl leicht dienen als Startbrennstoff. So kann es bspw. 10–12 h Vorheizung benötigen, bis das Sandbett ausreichend temperiert ist. In manchen Fällen kann diese Aufgabe auch Klärgas erfüllen (in einem Beispiel insgesamt 1,5 % der benötigten Brennstoffwärmeleistung (BWL)). Ein ständiger Einsatz des Startbrennstoffes ist technisch nicht möglich.

In den WSK eingeblasenes Erdgas führt bei Verbrennung, im Unterschied zur Kohleverbrennung in der WS, zu (zu) hohen Punkt-Wärmebelastungen. Während in der WS Temperaturen um 800–850° C vorherrschen, sind im Bereich der Erdgasoxidation Temperaturen um 1.300° C möglich. Der WSK ist für derartig hohe Temperaturen nicht ausgelegt. Im praktischen Betrieb hat sich bei einem verstärkten Einsatz von Erdgas bzw. Heizöl schwer deshalb gezeigt, dass sich Quarzsand aus der WS am WS-Boden in Form von Versinterungen ablagern kann. Emissionsseitig kann ein verstärkter Einsatz von Erdgas bzw. Heizöl schwer eventuell auch einen Anstieg der SO₂-Emissionen bewirken.

Die einzige Möglichkeit, eine Teil-Umstellung von Kohle auf Erdgas durchzuführen, besteht beim Spezialfall einer WS-Anlage mit zwei getrennten Betten. Laut Firmenexperten ist bei zwei Betten theoretisch durch Verlagerung der Teillast zwischen den Anlagen ein Erdgaseinsatz in Höhe von 1–2 % der BWL denkbar.

WSK sind grundsätzlich als Festbrennstoffkessel konzipiert und kosten ca. 4mal so viel wie vergleichbare Hochdruck-Gaskessel. WSK ermöglichen den Einsatz des (auf den Heizwert bezogen) billigen Brennstoffs Kohle bei zusätzlicher energetischer Verwertung von am Standort anfallenden Abfällen (Klärschlämme, Biogas etc.). Damit lassen sich Brennstoff-, Entsorgungskosten und andernfalls anfallende Emissionen (bspw. von Methan) und Entsorgungsprobleme auf sinnvolle Weise vermeiden.

Emissionstechnisch hat die WS-Technik eine deutliche Senkung bei NO_x- und SO₂-Emissionen ermöglicht. WSK werden zudem häufig im Grundlastbetrieb gefahren und sind daher gut emissions-technisch optimierbar.

Ein vollständiger Ersatz eines WSK ist daher grundsätzlich nicht sinnvoll, bzw. technisch in diesem Umfang auch gar nicht möglich. Die Energieumwandlung in WSK ist meist als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mit Hochdruck-Dampferzeugung konzipiert. Bei einem Ersatz durch Erdgas-Steamblocke mit Niederdruck-Dampferzeugung würde auch der Vorteil dieser gekoppelten Erzeugung entfallen.

Fazit: Auch ein (teilweiser) Umstieg von Kohle auf Erdgas (bzw. Heizöl) ist im WSK in relevanter Größenordnung **technisch nicht möglich**. Das Abschalten eines bestehenden Wirbelschichtkessels bei Ersatz durch Erdgas-Steamblocke ist (wegen dem Wegfall der Klärschlamm-Mitverbrennung und/oder bei WSK im KWK-Betrieb) wenig sinnvoll.

6.2.2.2 (Teilweiser) Umstieg von Braunkohle auf Steinkohle

WSK werden grundsätzlich nach standortspezifischen Auslegungskriterien konzipiert. Bei den derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen wurde in der Vergangenheit zumeist Braunkohle als Hauptbrennstoff eingesetzt. Trotz des Umstands, dass die Kesselhersteller z. T. davon abrieten, dient mittlerweile meist Steinkohle (zumeist aus Kostengründen) als Hauptbrennstoff.

Bei einzelnen WSK war in der Vergangenheit ein vollständiger Umstieg auf Steinkohle möglich. So erfolgt die Energieumwandlung in einem konkreten Beispiel im WSK überwiegend mit Steinkohle (bis auf 2 % der BWL mit Klärschlammverbrennung). Für eine andere Anlage werden etwa 70 % der Brennstoffwärmeleistung als Limit für den Einsatz von Steinkohle angegeben, der Rest wird nach wie vor über Braunkohle aufgebracht.

Technologisch können, je nach WS-Anlage, NO_x-Emissionen, die Brennstoffwärmelast, die Brennraumgeometrie, die Belastung der Tauchheizflächen, Schäden an Überhitzern durch veränderten Schwefelhaushalt (bspw. Hochtemperaturkorrosion) sowie der veränderte Luftbedarf den Umstieg auf Steinkohle begrenzen.

Fazit: Ein (teilweiser) Umstieg von Braunkohle auf Steinkohle wurde **größtenteils bereits** (aus Kostengründen) **bis zur technischen Machbarkeitsgrenze vollzogen**. Anhaltspunkte über **Amortisationsdauern** liegen im Rahmen dieser Studie nicht vor.

6.2.2.3 Verminderung des Kohlebedarfs bei Klärschlamm-Mitverbrennung

Firmen-Beispiel 1:

In diesem Fall wurde im Laufe der Bearbeitung der Studie eine noch nicht realisierte, jedoch technisch machbare CO₂-Reduktionsmaßnahme identifiziert. Dabei handelt es sich um keinen klassischen Energieträgerwechsel, sondern um eine technische Maßnahme zur Einsparung von Primärenergie.

Das Fallbeispiel befindet sich bereits in der Planungsphase. Derzeit kann Klärschlamm mit einer alten, bestehenden Trockenpresse, von ca. 2,5 % in der Flüssigphase, auf „nur“ ca. 35 % Trockensubstanz (TS) entwässert werden. Durch Implementierung einer verbesserten KS-Trocknung auf 50 % TS-Gehalt können ca. 9.000 t/a CO₂ eingespart werden. Die CO₂-Reduktion ist auf die dann verringerte Klärschlammwassermenge, welche im WSK vorwiegend durch Kohleeinsatz verdampft werden muss, zurückführbar (Brennstoffersparnis). Bei den angegebenen 9.000 t CO₂ pro Jahr ist der dann erhöhte Stromverbrauch noch nicht gegen gerechnet.

Einer geeigneten technischen Lösung bedarf aus derzeitiger Sicht unter anderem v. a. der Umstand, dass mit nasserem Klärschlamm die NO_x-Problematik leichter lösbar ist. Trotzdem wird die Investition (die auch eine verbesserte Beschickung und eine Kostenreduktion bei der Bunkerung mit sich bringt) zur Umsetzungsreife weiterentwickelt werden und soll voraussichtlich Ende 2005/Anfang 2006 in Probebetrieb gehen.

Fazit: Laut Firmenexperten ist in Kohle-WSK mit Klärschlamm-Mitverbrennung eine Verminderung des Kohlebedarfs durch eine verbesserte Klärschlamm-trocknung **wirtschaftlich machbar**.

6.2.3 Verbrennung von Produktionsabfällen

Eine weitere, aber umstrittene Maßnahme (dies zeigen Anrainerproteste, Bürgerinitiativen, ...) könnte die an manchen Standorten noch nicht erfolgende Rejekt-Mitverbrennung

darstellen. Rejekte sind kunststoffhaltige Abfälle, die, wenn sie nicht in WSK verbrannt werden können, außerhalb des Betriebs energetisch verwertet werden müssen.

6.2.4 Partiieller Ersatz von Kohle durch feste Biomasse

Der Ersatz von Kohle durch Biomasse ist aufgrund des ähnlichen Heizwertes und der ähnlich einstellbaren Struktur des Holzes in der Wirbelschicht grundsätzlich möglich. Voraussetzung für einen Einsatz ist eine getrennte Brennstoffbeschickung bzw. -aufbereitung.

In einem Beispiel (in einem älteren, stationären WSK) wird das technologische Limit eines Biomasse-Einsatzes auf etwa 20 % der BWL der eingesetzten Kohle geschätzt. In einem weiteren Beispiel, einem neueren, zirkulierenden WSK könnten technisch zwischen 30–50 % der Kohle-BWL durch feste Biomasse substituiert werden, die Wirtschaftlichkeit ist dabei im Einzelfall zu überprüfen, da hier neben veränderten laufenden Kosten (v. a. Brennstoffpreise) und Erlösen (bspw. aus CO₂-Zertifikateverkauf) auch Investitionen anzusetzen sind.

Fazit: Ein teilweiser Ersatz von Kohle durch feste Biomasse ist technisch möglich, derzeit aber **nur bei bestimmten Standortgegebenheiten** auch **wirtschaftlich darstellbar**.

6.2.5 Ersatz von Heizöl schwer durch Erdgas

6.2.5.1 Erdgas statt Heizöl schwer in Steam-/Reservekesseln

Firmen-Beispiel 2:

In diesem Beispiel besteht technologisch die Möglichkeit, bei zwei bestehenden Heizöl-Reservekesseln jährlich insgesamt 1.800 t Heizöl schwer durch Erdgas zu ersetzen. Die Substitution von 1.800 t Heizöl schwer pro Jahr durch Erdgas bewirkt eine CO₂-Reduktion um 1.668 t/a. Laut Firmenangaben konkurriert hier Heizöl schwer (14,76 €/MWh) mit teurerem Erdgas (18 €/MWh). In **Abbildung 29** auf Seite 64 ist die Standard-Wirtschaftlichkeitsberechnung dargestellt. Als Zertifikatspreis wurden im Basisfall 10 € pro t CO₂ angesetzt. Gemäß Annahmen des Basisfalls führt das Beispiel zu negativen Einzahlungsüberschüssen und damit zu einer nicht vorhandenen Amortisationsdauer. Das Projekt ist damit unwirtschaftlich.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse an diesem Basisfall. Hier werden die Auswirkungen unterschiedlich hoher Investitionskosten, Heizöl schwer-, Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise auf die Einzahlungsüberschüsse (Minderkosten) und Amortisationsdauern dargestellt.

analyse

		Minderkosten Mio. € p. a.	Amortisation statisch: Jahre	Amortisation dynamisch: Jahre
Basisfall		- 0,049	neg	neg
Investment	15%	- 0,049	neg	neg
Investment	-15%	- 0,049	neg	neg
Ölpreise	25%	0,026	23,3	-
Ölpreise	-25%	- 0,123	neg	neg
Erdgaspreis	25%	- 0,139	neg	neg
Erdgaspreis	-25%	0,042	14,3	
CO ₂ -Preis 0 €/t		- 0,065	neg	neg
CO ₂ -Preis 30 €/t		- 0,015	neg	neg

Abbildung 20: Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von Beispiel 2.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass insbesondere ein verminderter Erdgaspreis und teureres Heizöl schwer eine starke Auswirkung auf die Amortisationsdauer haben. Bei einem Zertifikatspreis von € 30 pro t CO₂ ergibt sich immer noch ein negativer Einzahlungsüberschuss. Lediglich bei einem um 25 % verringertem Erdgaspreis (von 18 €/MWh auf 13,5 €/MWh) sinkt die statische Amortisationsdauer auf unter 15 Jahre. Der Erdgaspreis hat gegenüber dem Preis für Heizöl schwer (14,76 €/MWh) einen deutlich größeren Einfluss, da das Erdgas im Verhältnis zum Heizöl bei gleichem Heizwert um 22 % teurer ist.

Fazit: Ein Umstieg von Heizöl schwer auf Erdgas ist **technisch machbar**, **allerdings** werden nur wenige Steamblocks mit Heizöl betrieben (bzw. wenn, dann nur wenige Stunden/Tage im Jahr zur Ausfallssicherung). Im Beispiel stellt sich diese Maßnahme als unwirtschaftlich dar. Erdgas ist (heizwertbereinigt) in diesem Fall gegenüber Heizöl schwer noch zu teuer, als dass sich diese Maßnahme rechnen würde.

6.2.5.2 Erdgas statt Heizöl schwer in Laugenkesseln

Im Laugenkessel wird vorwiegend Heizöl schwer als Brennstoff eingesetzt. Der spezifische Brennstoffbedarf an Heizöl schwer in Laugenkesseln kann im Zuge von Produktionssteigerungen sogar zurückgehen. Eine Umstellung auf Erdgas kann mit erheblichem Kosten- und Regeltechnik-Aufwand verbunden sein. In einem Beispiel war man in Versuchen mit technischen Problemen („heruntergebackene“ Gas-Brenner) konfrontiert.

Fazit: In Laugenkesseln ist beim Brennstoff ein Umstieg von Heizöl schwer auf Erdgas **nur bedingt technisch machbar**. Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde nicht durchgeführt.

6.2.5.3 Erdgas statt Heizöl schwer als Brennstoff in Kalköfen

In Kalköfen wird Heizöl schwer aus technischen Gründen als Brennstoff eingesetzt. Erdgas verbrennt gegenüber Heizöl schwer mit einer um 100 – 200° C niedrigeren Temperatur. Bei Einsatz von Erdgas in Kalköfen besteht daher die Gefahr, dass die Temperaturen am Ende des Drehrohrs zu niedrig werden können. Dieser Sachverhalt muss daher durch einen Mehreinsatz an Primärenergie (bspw. + 3 % BWL) kompensiert werden, damit die Funktionalität des Kalkofens ohne größere technische Änderungen weiter garantiert werden kann.

Ein Ersatz von Heizöl durch Erdgas hat einige Vorteile, aber auch Nachteile.

Vorteile:

- Geringerer Manipulationsbedarf
- Geringere Wartungskosten
- Geringere Energiekosten (Energie zum Pumpen bzw. Aufheizen)

Nachteile:

- Erhöhter Energiebedarf beim Kalkofen
- Keine Bevorratung möglich (Engpässe möglich)
- Höhere Preisabhängigkeit
- Höherer Steuerungs Aufwand

Ein Energieträgerwechsel ist daher technisch möglich, die Sinnhaftigkeit muss aber von Fall zu Fall untersucht werden.

Firmen-Beispiel 3a (Umstellung nur im Kalkofen):

Zu einer derartigen Maßnahme liegen konkrete Daten vor. Der Bedarf an Heizöl schwer macht dabei ca. 85,4 % des Gesamtbedarfs an diesem Energieträger am Standort aus. Auf Seite 65 (**Abbildung 30**) befindet sich die Wirtschaftlichkeitsanalyse für diese Maßnahme. Laut Firmenangaben ist der Brennstoff Heizöl in diesem Fall mit 16,56 €/MWh, Erdgas mit 16,99 €/MWh anzusetzen. Die Substitution von 6.300 t Heizöl schwer pro Jahr durch Erdgas bewirkt eine CO₂-Reduktion um 5.421 t/a. Als Zertifikatspreis wurden im Basisfall 10 € pro t CO₂ angesetzt.

Bei der alleinigen Umstellung des Kalkofens entfallen nur minimale Wartungs- und Instandhaltungs-Kosten. Der gesamte Ölkreislauf mit Entladung, Lagerung, Vorwärmung usw. muss weiterhin betrieben werden, außerdem gibt es einen zusätzlich Aufwand für die Erdgasanlageanteile. In Summe dürften sich die Mehr- und Minderkosten in etwa die Waage halten. Das Firmen-Beispiel weist im Basisfall einen negativen Einzahlungsüberschuss auf und ist daher unwirtschaftlich.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Auswirkungen unterschiedlich hoher Investitionskosten, Heizöl schwer-, Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise auf die Einzahlungsüberschüsse (Minderkosten) und Amortisationsdauern.

		Minderkosten Mio. € p. a.	Amortisation statisch: Jahre	Amortisation dynamisch: Jahre
Basisfall		- 0,012	neg	neg
Investment	15%	- 0,012	neg	neg
Investment	-15%	- 0,012	neg	neg
Ölpreise	25%	0,280	0,9	1,0
Ölpreise	-25%	- 0,304	neg	neg
Erdgaspreis	25%	- 0,321	neg	neg
Erdgaspreis	-25%	0,296	0,9	0,9
CO ₂ -Preis 0 €/t		- 0,066	neg	neg
CO ₂ -Preis 30 €/t		0,096	2,7	3,0

Abbildung 21: Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von Beispiel 3a.

Da hier insbesondere veränderte Erdgas-, Heizöl- und Zertifikatspreise zu einer eindeutigen Wirtschaftlichkeit führen können, wird der Einfluss dieser Parameter nachfolgend detaillierter beschrieben.

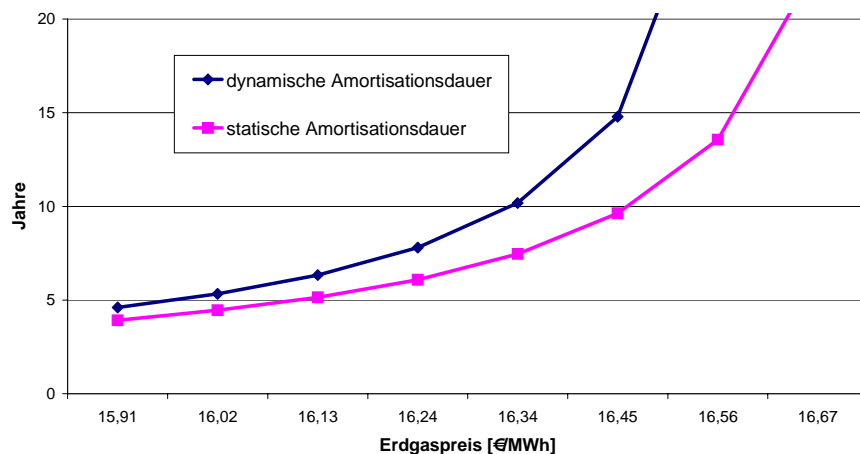


Abbildung 22: Beispiel 3a – Auswirkung des Erdgaspreises auf die Amortisationsdauern.

Bei einem um 5,2 % niedrigeren Erdgaspreis (ab 16,11 €/MWh) wird der Basisfall wirtschaftlich.

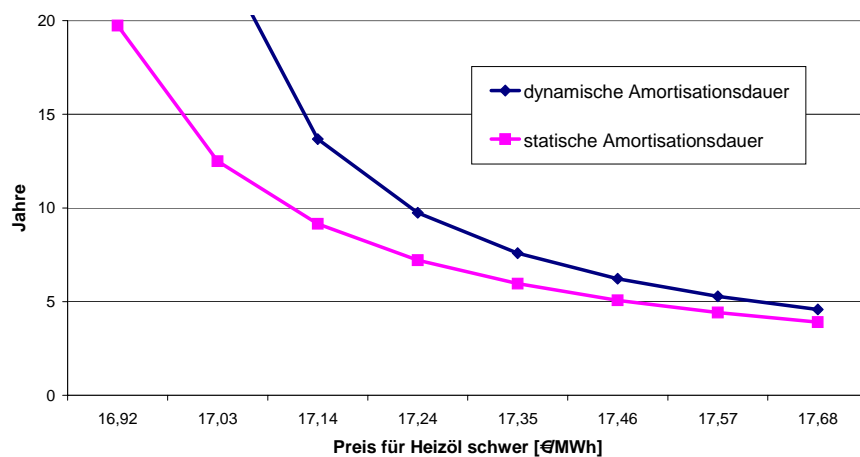


Abbildung 23: Beispiel 3a – Auswirkung des Preises für Heizöl schwer auf die Amortisationsdauern.

Bei einem um 5,5 % höheren Preis für Heizöl schwer (ab 17,47 €/MWh) wird der Basisfall ebenfalls wirtschaftlich.

Der Einfluss der Brennstoffpreise ist v. a. deshalb derart gravierend, weil die Maßnahme mit Investitionskosten in Höhe von € 260.000, bezogen auf die eingesparten Tonnen CO₂ (mit Investitionskosten von 48 € pro reduzierter t CO₂) relativ kostengünstig ist.

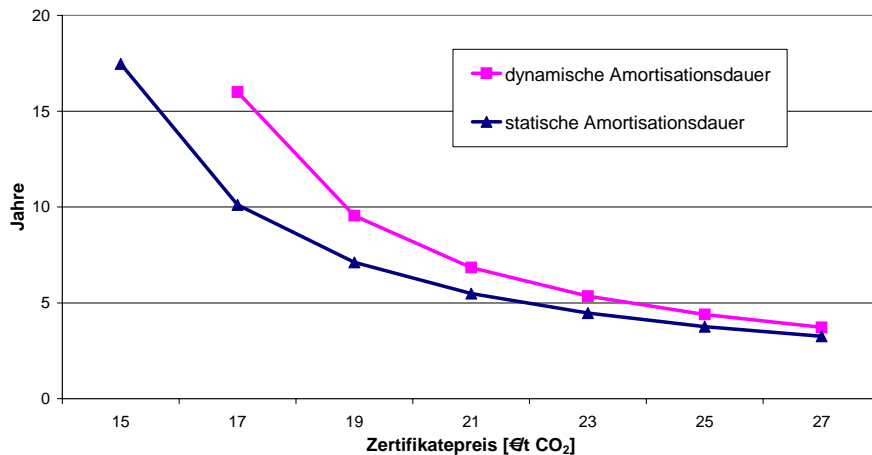


Abbildung 24: Beispiel 3a – Auswirkung der CO₂-Zertifikatspreise auf die Amortisationsdauern.

Ab einem Zertifikatspreis von 21,8 € pro t CO₂ wäre der Basisfall ebenfalls wirtschaftlich.

Fazit: In Kalköfen ist ein Umstieg vom Brennstoff Heizöl schwer auf Erdgas nur in Verbindung mit einer erhöhten Brennstoffwärmeleistung möglich. In Beispiel 3a (siehe **Abbildung 30** auf Seite 65) wird für diese Maßnahme beim Basisfall kein positiver Einzahlungsüberschuss erreicht. Die Sensitivitätsanalyse zeigt allerdings, dass bereits bei leicht veränderten Öl- bzw. Gaspreisen ($\pm 5,5\%$) eine Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann.

Firmen-Beispiel 3b (Komplettumstellung):

Von der Firma mit dem Beispiel 3a ist auch noch eine weitere Fuel-Switch-Variante angegeben worden. Das Beispiel 3b stellt den Fall einer technisch möglichen Komplettumstellung von Heizöl schwer auf Erdgas dar (der Ölbedarf des Kalkofens beträgt dabei ca. 85,4 %). Laut Firmenangaben sind die Brennstoffe Heizöl schwer und Erdgas auch in diesem Fall 16,56 €/MWh, bzw. 16,99 €/MWh. Die Substitution von 7.380 t Heizöl schwer pro Jahr bewirkt, neben einer CO₂-Reduktion um 6.840 t/a, sogar zusätzliche betriebsgebundene Minderkosten: Durch den Wegfall von Öl können Wartungs- und Instandhaltungs-Ausgaben für Tanks, Pumpen, Vorwärmer, usw. realisiert werden (immerhin 100.000 €/a). Als Zertifikatspreis wurden im Basisfall 10 € pro t CO₂ angesetzt. Das Firmen-Beispiel kann mit einer statischen Amortisationsdauer von 9,1 Jahren im Basisfall als unwirtschaftlich betrachtet werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Auswirkungen unterschiedlich hoher Investitionskosten, Heizöl schwer-, Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise auf die Einzahlungsüberschüsse (Minderkosten) und Amortisationsdauern.

		Minderkosten Mio. € p. a.	Amortisation statisch: Jahre	Amortisation dynamisch: Jahre
Basisfall		0,133	9,1	13,6
Investment	15%	0,133	10,5	17,0
Investment	-15%	0,133	7,7	10,7
Ölpreise	25%	0,475	2,5	2,8
Ölpreise	-25%	0,209	neg	neg
Erdgaspreis	25%	0,218	neg	neg
Erdgaspreis	-25%	0,484	2,5	2,8
CO ₂ -Preis 0 €/t		0,064	18,8	-
CO ₂ -Preis 30 €/t		0,270	4,5	5,4

Abbildung 25: Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von Beispiel 3b.

Da hier insbesondere veränderte Erdgas-, Heizöl- und Zertifikatspreise zu einer Wirtschaftlichkeit führen können, wird der Einfluss dieser Parameter nachfolgend detaillierter beschrieben.

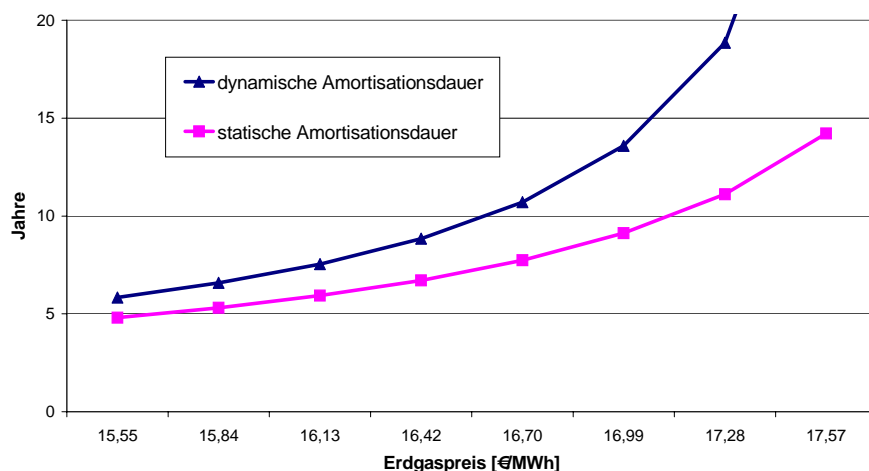


Abbildung 26: Beispiel 3b – Auswirkung des Erdgaspreises auf die Amortisationsdauern.

Bei einem um 7,79 % niedrigeren Erdgaspreis (ab 15,67 €/MWh) wird der Basisfall wirtschaftlich.

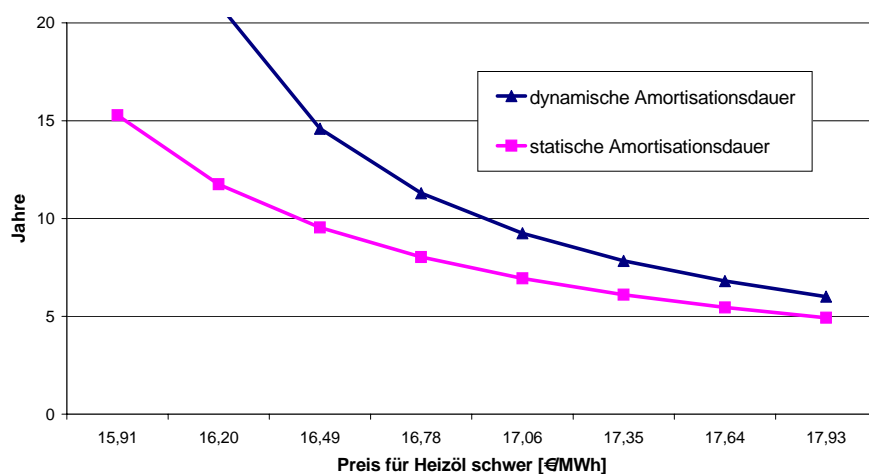


Abbildung 27: Beispiel 3b – Auswirkung des Preises für Heizöl schwer auf die Amortisationsdauern.

Bei einem um 7,99 % höheren Preis für Heizöl schwer (ab 17,88 €/MWh) wird der Basisfall ebenfalls wirtschaftlich.

Der Einfluss der Brennstoffpreise ist bei dieser Variante, gegenüber Beispiel 3a, deshalb etwas weniger gravierend, weil die Maßnahme mit Investitionskosten in Höhe von 1.210.000 €, bezogen auf die eingesparten Tonnen CO₂, etwas teurer ist (Investitionskosten von 176,9 gegenüber 48 € pro reduzierter t CO₂). Die um den Faktor 3,6 höheren, spezifischen Investitionskosten schlagen allerdings wegen der Einsparung bei den Wartungs- und Instandhaltungskosten in Höhe von 100.000 €/a nicht voll durch.

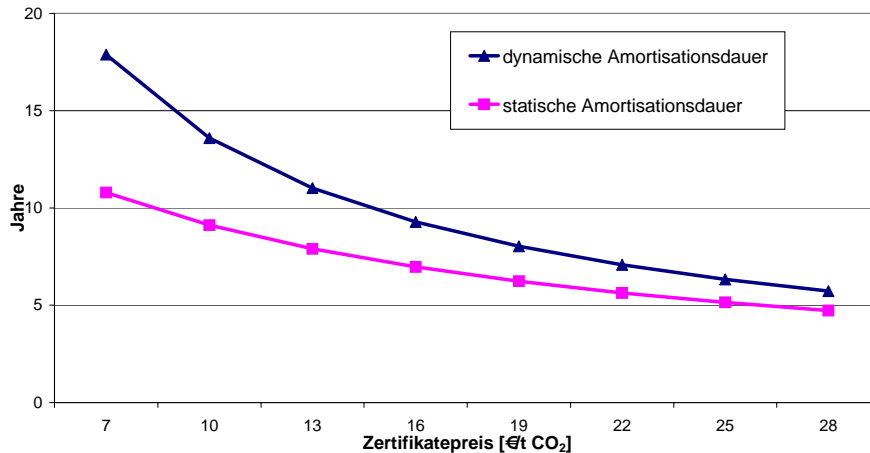


Abbildung 28: Beispiel 3b – Auswirkung der CO₂-Zertifikatspreise auf die Amortisationsdauern.

Ab einem Zertifikatspreis von 26 € pro t CO₂ wäre der Basisfall ebenfalls wirtschaftlich.

Fazit: In der Firma mit den Beispielen 3a und 3b ist Variante 3b (eine Umstellung aller mit Heizöl schwer befeuerten Anlagen auf Erdgas) deutlich teurer. Variante 3a weist spez. Investitionskosten von 48 €/t CO₂ auf und ist damit um den Faktor 3,6 billiger als Variante 3b.

Im Basisfall ist Variante 3b (siehe **Abbildung 31** auf Seite 66) mit einer statischen Amortisationsdauer von knapp unter 10 Jahren unwirtschaftlich. Die Sensitivitätsanalyse zeigt allerdings, dass bei etwas veränderten Öl- bzw. Gaspreisen ($\pm 8\%$) eine Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann. Da nur in Variante 3b alle mit Öl verbundenen Wartungs- und Instandhaltungskosten in Höhe von 100.000 €/a wegfallen, gilt in weiterer Folge das Firmen-Beispiel 3b als die zu bevorzugende Variante.

6.2.6 Einsatz von (neuen) Erdgaskesseln bei Produktionssteigerungen

Fazit: Diese Maßnahme ist technisch machbar, führt aber im Allgemeinen „nur“ zu spezifischen CO₂-Einsparungen. Die **Wirtschaftlichkeit wurde nicht untersucht**, dürfte aber bei notwendigen Anlagenausweitungen gegeben sein.

6.2.7 Schlussfolgerungen

Folgende erste Schlussfolgerungen können aus der geschilderten Untersuchung abgeleitet werden:

- Ein weiterer (teilweiser) Umstieg von Kohle auf Erdgas (bzw. Heizöl) ist im WSK in relevanter Größenordnung technisch nicht möglich. Ein erhöhter Einsatz von Erdgas durch Lastverlagerung zwischen zwei Wirbelschichtbetten ist ein praktisch kaum relevanter Sonderfall.
- Ein Ersatz der Wirbelschichtkessel durch Erdgaskessel ist aus verschiedenen Gründen nicht sinnvoll (Entsorgungsproblematik, Investitionskosten, biogene Reststoffe etc).
- Ein (teilweiser) Umstieg von Steinkohle auf Braunkohle wurde großteils bereits (aus Kostengründen) bis zur technischen Machbarkeitsgrenze vollzogen.
- Ein teilweiser Ersatz von Kohle durch feste Biomasse ist technisch möglich, derzeit aber nur bei bestimmten Standortgegebenheiten auch wirtschaftlich darstellbar.

Tabelle 16: Zusammenfassung der untersuchten konkreten Beispielprojekte:

	Maßnahme	Amortisation	Technisches Potenzial [t CO₂/a]	Wirtschaftliches Potenzial [t CO₂/a]
Bsp. 1	verbesserte Klärschlamm-Trocknung vor Verbrennung in Kohle-WS	wirtschaftlich⁴	9.000	9.000
Bsp. 2	Heizöl-Reservekessel → Erdgas: 1.800 t/a Heizöl ersetzbar	negativ Mehrkosten € 48.602 p. a.	1.668	
Bsp. 3a	Kalkofen Heizöl → Erdgas	negativ Mehrkosten € 12.212 p. a.	(5.421)	
Bsp. 3b	Komplettumstellung Heizöl → Erdgas	9,1 Jahre Minderkosten € 132.711 p. a.	6.840	
Summe			17.508	9.000

Die Firmen-Antworten ergaben ein technisch realisierbares Potenzial in Höhe von 17.508 t CO₂ pro Jahr. Von der Firma mit den Beispielen 3a und 3b sind zwei Fuel-Switch-Varianten angegeben worden. Zum technischen CO₂-Reduktions-Potenzial wurde dabei nur die Variante 3b, in der bedeutendere Minderkosten durch den Wegfall von Öl (wie bspw. W&IH-Ausgaben für Tanks, Pumpen, Vorwärmer, usw.) realisiert werden können, gezählt.

Das höchste Potenzial kann mit dem Beispiel einer verbesserten Klärschlamm-Trocknung vor Verbrennung im Kohle-Wirbelschichtkessel erreicht werden. Diese 9.000 t CO₂ pro Jahr stellen (unter den getroffenen Kalkulationsannahmen) zugleich ein wirtschaftlich machbares Potenzial dar. Allerdings könnten auch die Beispiele 3a und 3b schon bei geringen Brennstoffpreisänderungen in Höhe von 5,5 – 8 % wirtschaftlich werden.

Schlussfolgerungen zur Sensitivität:

In Beispiel 2 liegen die spezifischen Investitionskosten der CO₂-Reduktion bei 359,6 €/t CO₂. Bei Beispiel 3b liegt der Wert bei 176,9 €/t CO₂ (nur halb so hoch), bei Beispiel 3a liegt der Wert gar nur bei 48 €/t CO₂. Dies ist ein Grund, weshalb sich Beispiel 2, auch bei deutlicher Änderung der Energieträgerpreise, kaum rechnet. In Beispiel 2 ist aber zudem der in die Berechnung eingehende Erdgaspreis mit 18 €/MWh (um 5,9 %) höher als in den Beispielen 3a und 3b (mit 16,99 €/MWh).

Fazit:

- Die derzeit eingesetzten Mengen an Kohle (ca. 14 %) bzw. Heizöl schwer (ca. 6 % des fossilen Brennstoffverbrauchs) können aus technischen Gründen kaum weiter durch Erdgas substituiert werden (außer bei Produktionssteigerungen, dann handelt es sich jedoch nur um eine spezifische Verbesserung)
- Eine Verminderung des Kohlebedarfs bei Klärschlamm-Mitverbrennung durch verbesserte Klärschlamm-trocknung ist wirtschaftlich machbar.

⁴ Laut Angabe eines Firmenexperten.

-
- Heizöl schwer wird derzeit aus Kostengründen nur in solchen Mengen eingesetzt, wie es aus technischen Gründen als Brennstoff benötigt wird.
 - Der Ersatz von Heizöl schwer durch Erdgas ist teilweise technisch machbar. Das technische Potenzial könnte z. B. für Kalköfen noch weiter untersucht werden, derartige Potenziale könnten unter Umständen wirtschaftlich umgesetzt werden. Eine Wirtschaftlichkeit kann bei den Beispiel-Projekten insbesondere deshalb eintreten, weil bereits relativ geringfügige Energiepreisänderungen (Ölverteuerungen bzw. Erdgasverbilligung um weniger als 5–10 %) insbesondere jene „Fuel Switch“-Maßnahmen, die niedrige Investitionskosten (€/t CO₂-Reduktion) haben oder beträchtliche laufende Minderkosten bewirken, wirtschaftlich werden lassen. In diesem Zusammenhang merken Firmenexperten an, dass es im Zuge der Gasmarkt-Liberalisierung zu einem Anstieg der Durchleitungsgebühren (Systemnutzungstarife) für Erdgas kam. Unter Firmenexperten, ist derzeit Heizöl schwer wieder vermehrt als Reservebrennstoff im Gespräch (allerdings gibt es eine Emissionsproblematik⁵).
 - Die Wirtschaftlichkeit von Fuel-Switch-Maßnahmen im Zuge von Produktionssteigerungen wurde nicht untersucht.

⁵ Die Vorgabe des Luftreinhaltegesetzes den Staubgrenzwert von 50 mg einzuhalten ist laut Firmenexperten mit Heizöl schwer nicht zu halten.

Unternehmen: Beispiel 2

Energieträgerwechsel bei der Energieaufbringung (von Kohle, Heizöl auf Erdgas)

Technische Daten der bestehenden Energieaufbringung

ges. Brennstoffwärmeleistung (BWL)	186,0	MW
ges. installierte el. Nennleistung (brutto)	30,3	MW
el. Wirkungsgrad (brutto)	16,3	%
Jahresvolllaststunden	8.500	h/a
ges. erzeugte Strommenge (brutto)	257.465	MWh/a
ges. Brennstoffwärmebedarf (BWB)	1.581.000	MWh/a bzw. 5.691.600 GJ/a

Eingabefeld
Quelle UBA
Berechnungsfeld
Makro "Zielwert ..."

abgebildeter Brennstoffwärmebedarf:
nicht abgebildeter, konstant verbleibender Brennstoffwärmebedarf:

bestehender Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	11.289 t/a	316.092 GJ/a	34,2	29.713 t CO2/a	44,42	2,68 €/GJ
Braunkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Heizöl schwer	3.971 t/a	160.031 GJ/a	17,3	12.482 t CO2/a	18,66	4,10 €/GJ
...	-	-	-	-	-	€/GJ
Erdgas	12.470 1.000 m³/a	448.920 GJ/a	48,5	24.691 t CO2/a	36,91	5,00 €/GJ
Summen		925.043 GJ/a	100,0	66.886 t CO2/a	100,00	4,05 €/GJ

abgebildete BWL in % des ges. BWB 16,3 %

alternativer Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	11.289 t/a	316.092 GJ/a	34,2	29.713 t CO2/a	44,42	2,68 €/GJ
Braunkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Heizöl schwer	2.171 t/a	87.491 GJ/a	9,5	6.824 t CO2/a	10,20	4,10 €/GJ
...	-	-	-	-	-	€/GJ
Erdgas	14.485 1.000 m³/a	521.460 GJ/a	56,4	28.680 t CO2/a	42,88	5,00 €/GJ
Summen		925.043 GJ/a	100,0	65.217 t CO2/a	97,5	3,21 €/GJ

abgebildete BWL in % des ges. BWB 16,3 %

Ökonomische Daten der Umstellung auf Erdgas

Investitions- und Kalkulationsdaten

Investitionskosten	0,6	Mio. €
kalkulatorischer Zinssatz	10,0	%
Lebensdauer	15	Jahre

verbrauchsgebundene Mehrkosten

Mehrkosten Brennstoff	0,07	Mio. €/a
sonstige Kosten		Mio. €/a

betriebsgebundene Mehrkosten

Personalkosten		Mio. €/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten		Mio. €/a
sonstige Kosten		Mio. €/a

Erlöse

Börsepreis CO2-Zertifikat	10	€/t CO2
CO2-Einsparung	1.668	t CO2/a
max. Erlöse aus Zertifikatverkauf	0,02	Mio. €/a
sonstige Erlöse / Einsparungen		Mio. €/a

Einzahlungsüberschüsse

(jährlich konstante) Einnahmen - Ausgaben - 0,05 Mio. €/a

Ergebnisse

statische Amortisationsdauer (ohne Zinskosten) neg Jahre
dynamische Amortisationsdauer neg Jahre

Abbildung 29: Firmen-Beispiel 2: Umstellung 2er Reservekessel von Heizöl schwer auf Erdgas.

Unternehmen:

Beispiel 3a

Energieträgerwechsel bei der Energieaufbringung (von Kohle, Heizöl auf Erdgas) und/oder Ökostromerzeugung

Technische Daten der bestehenden Energieaufbringung

ges. Brennstoffwärmeleistung (BWL)	159,0	MW	
ges. installierte el. Nennleistung (brutto)	19,4	MW	
el. Wirkungsgrad (brutto)	12,2	%	
Jahresvolllaststunden	8.533	h/a	
ges. erzeugte Strommenge (brutto)	165.460	MWh/a	
ges. Brennstoffwärmebedarf (BWB)	1.356.717	MWh/a bzw.	4.884.181 GJ/a

Eingabefeld
Quelle UBA
Berechnungsfeld
Makro "Zielwert ..."

abgebildeter Brennstoffwärmebedarf:
nicht abgebildeter, konstant verbleibender Brennstoffwärmebedarf:

bestehender Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Braunkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Heizöl schwer	7.379 t/a	297.374 GJ/a	18,0	23.195 t CO2/a	23,69	4,60 €/GJ
...	€/GJ
Erdgas	37.740 1.000 m³/a	1.358.640 GJ/a	82,0	74.725 t CO2/a	76,31	4,72 €/GJ
Summen		1.656.014 GJ/a	100,0	97.920 t CO2/a	100,00	4,70 €/GJ

abgebildete BWL in % des ges. BWB: **33,9** %

alternativer Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Braunkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Heizöl schwer	1.079 t/a	43.484 GJ/a	2,6	3.392 t CO2/a	3,46	4,60 €/GJ
...	€/GJ
Erdgas (bei 3 % Mehrverbrauch)	45.004 1.000 m³/a	1.620.147 GJ/a	97,8	89.108 t CO2/a	91,00	4,72 €/GJ
Summen		1.663.630 GJ/a	100,5	92.500 t CO2/a	94,5	4,72 €/GJ

abgebildete BWL in % des ges. BWB: **34,1** %

Ökonomische Daten der Umstellung auf Erdgas

Investitions- und Kalkulationsdaten

Investitionskosten	0,26	Mio. €
kalkulatorischer Zinssatz	6,0	%
Lebensdauer	10	Jahre

verbrauchsgebundene Mehrkosten

Mehrkosten Brennstoff	0,07	Mio. €/a
sonstige Kosten		Mio. €/a

betriebsgebundene Mehrkosten

Personalkosten		Mio. €/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten		Mio. €/a
sonstige Kosten		Mio. €/a

Erlöse

Börsepreis CO2-Zertifikat	10,0	€/t CO2
CO2-Einsparung	5.421	t CO2/a
max. Erlöse aus Zertifikatverkauf	0,05	Mio. €/a
sonstige Erlöse / Einsparungen		Mio. €/a

Einzahlungsüberschüsse

(jährlich konstante) Einnahmen - Ausgaben: **- 0,012** Mio. €/a

Ergebnisse

statische Amortisationsdauer (ohne Zinskosten): **neg** Jahre
dynamische Amortisationsdauer: **neg** Jahre

Abbildung 30: Firmen-Beispiel 3a: Umstellung der Stützfeuerung eines Kalkofens von Heizöl schwer auf Erdgas.

Unternehmen: Beispiel 3b

Energieträgerwechsel bei der Energieaufbringung (von Kohle, Heizöl auf Erdgas)

Technische Daten der bestehenden Energieaufbringung

ges. Brennstoffwärmeleistung (BWL)	159,0	MW
ges. installierte el. Nennleistung (brutto)	19,4	MW
el. Wirkungsgrad (brutto)	12,2	%
Jahresvolllaststunden	8.533	h/a
ges. erzeugte Strommenge (brutto)	165.460	MWh/a
ges. Brennstoffwärmebedarf (BWB)	1.356.717	MWh/a bzw. 4.884.181 GJ/a

Eingabefeld
Quelle UBA
Berechnungsfeld
Makro "Zielwert ..."

abgebildeter Brennstoffwärmebedarf:
nicht abgebildeter, konstant verbleibender Brennstoffwärmebedarf:

bestehender Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Braunkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Heizöl schwer	7.379 t/a	297.374 GJ/a	18,0	23.195 t CO2/a	23,69	4,60 €/GJ
...	...	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Erdgas	37.740 1.000 m³/a	1.358.640 GJ/a	82,0	74.725 t CO2/a	76,31	4,72 €/GJ
Summen		1.656.014 GJ/a	100,0	97.920 t CO2/a	100,00	4,70 €/GJ

abgebildete BWL in % des ges. BWB 33,9 %

alternativer Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Braunkohle	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Heizöl schwer	t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	4,60 €/GJ
...	...	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	€/GJ
Erdgas (bei 3 % Mehrverbrauch)	46.000 1.000 m³/a	1.656.014 GJ/a	100,0	91.081 t CO2/a	93,02	4,72 €/GJ
Summen		1.656.014 GJ/a	100,0	91.081 t CO2/a	93,0	4,72 €/GJ

abgebildete BWL in % des ges. BWB 33,9 %

Ökonomische Daten der Umstellung auf Erdgas

Investitions- und Kalkulationsdaten

Investitionskosten	1,21	Mio. €
kalkulatorischer Zinssatz	6,0	%
Lebensdauer	10	Jahre

verbrauchsgebundene Mehrkosten

Mehrkosten Brennstoff	0,04	Mio. €/a
sonstige Kosten		Mio. €/a

betriebsgebundene Mehrkosten

Personalkosten		Mio. €/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten	0,10	Mio. €/a
sonstige Kosten		Mio. €/a

Erlöse

Börsepreis CO2-Zertifikat	10	€/t CO2
CO2-Einsparung	6.840	t CO2/a
max. Erlöse aus Zertifikatverkauf	0,07	Mio. €/a
sonstige Erlöse / Einsparungen		Mio. €/a

Einzahlungsüberschüsse

(jährlich konstante) Einnahmen - Ausgaben 0,133 Mio. €/a

Ergebnisse

statische Amortisationsdauer (ohne Zinskosten) 9,1 Jahre
dynamische Amortisationsdauer 13,6 Jahre

Abbildung 31: Firmen-Beispiel 3b: Umstellung aller mit Heizöl schwer gefeuerten Anlagen auf Erdgas.

6.3 Konkrete Beispielprojekte: Ökostrom

Um mögliche CO₂-Reduktionspotenziale bestmöglich mit konkreten Projekten zu hinterlegen, wurden 4 Firmen bezüglich technischer Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Ökostrom aus fester Biomasse befragt und gebeten, ihre firmenspezifischen Daten für eine Wirtschaftlichkeitsrechnung bereitzustellen.

Alle befragten Unternehmen stellten die Daten bereit. Die vier eingegangenen Ökostrom-Beispielprojekte werden in Form der nachfolgend beschriebenen Standard-Wirtschaftlichkeitsberechnung in Abb. 22 bis 25 dargestellt.

6.3.1 Methode der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse bezieht sich auf die durch die jeweils analysierte Maßnahme hervorgerufenen Mehrkosten (bzw. Minderkosten) gegenüber dem bestehenden Energieversorgungssystem. Die Bewertung der Investition wird auf Basis der statischen und dynamischen Amortisationsrechnung durchgeführt. Dabei werden jährlich konstante Ein- und Auszahlungen unterstellt. Zinsen für das eingesetzte Kapital und steuerliche Mehr- oder Minderkosten werden bei den jährlichen Auszahlungen nicht berücksichtigt.⁶

Die statische Amortisationsdauer ist jener Zeitpunkt, bei dem die kumulierten Einzahlungsüberschüsse die Anschaffungsauszahlungen (Investitionskosten I_0 [€]) übersteigen. Die statische Amortisationsdauer (AD_{stat}) wird daher mithilfe jährlicher Einzahlungsüberschüsse [€/a] ($E\ddot{U}_{annual} =$ jährliche Einzahlungen – jährliche Auszahlungen) folgendermaßen ermittelt:

$$AD_{stat} = \frac{I_0}{E\ddot{U}_{annual}} \quad \text{[Jahre]}$$

Die dynamische Amortisationsdauer ist jener Zeitpunkt, bei dem die kumulierten, mit dem kalkulatorischen Zinssatz diskontierten Einzahlungsüberschüsse die Anschaffungsauszahlungen (Investitionskosten I_0 [€]) übersteigen. Die dynamische Amortisationsdauer (AD_{dyn}) wird daher mithilfe jährlicher Einzahlungsüberschüsse [€/a] ($E\ddot{U}_{annual} =$ jährliche Einzahlungen – jährliche Auszahlungen) und dem kalkulatorischen Zinssatz i_{kalk} [%] folgendermaßen ermittelt:

$$AD_{dyn} = \frac{\ln \left(1 - \frac{I_0 * i_{kalk}}{E\ddot{U}_{annual}} \right)}{\ln \left(\frac{1}{1 + i_{kalk}} \right)} \quad \text{[Jahre]}$$

⁶ In Beispiel 3 sind bei den Auszahlungen jährliche Zinskosten mit enthalten, deren Höhe nicht erhoben wurde. Lediglich in Beispiel 2 sind Steuer-Einsparungen infolge des verminderten Erdgaseinsatzes (Entfall der Energiesteuer für Erdgas) berücksichtigt.

Dabei sollen Ökostrom-Beispielprojekte mit Amortisationsdauern unter 5 Jahren als wirtschaftlich, solche zwischen 5 und 10 Jahren als Grenzfälle und jene über 10 Jahren als nicht wirtschaftlich gelten.

Aufbau der Standard-Wirtschaftlichkeitsrechnung:

Abbildung 32 zeigt den Aufbau des Rechenmodells zur Analyse der Wirtschaftlichkeit der Ökostrom-Beispielprojekte.

Im **oberen Bereich des Kalkulationsblattes** werden die technischen Daten der zur Ökostromerzeugung vorgesehenen Energieumwandlungsanlage erfasst. Dabei kann es sich um technische Daten eines weiter verwendeten, bereits bestehenden Systems oder um eine Neuanlage handeln. Es ist erforderlich, dass jene Brennstoffwärmeleistung des vom Energieträgerwechsel betroffenen Kessels angegeben wird, die der Ökostrom erzeugenden Dampfturbine zurechenbar ist. Zudem sind die Jahresvolllaststunden und die elektrische Nettoleistung (bzw. der elektrische Wirkungsgrad) dieser Dampfturbine erforderlich.

In den **drei folgenden Feldern** werden alle relevanten Daten des vor und nach Umsetzung des Ökostrom-Beispielprojektes vorhandenen Energieträgermixes erfasst. Dabei müssen in den **ersten beiden Feldern** alle Energieträger, bzw. deren eingesetzte Mengen und Eigenschaften (t bzw. m³ pro Jahr, spezifische Preise, Energiedichten und CO₂-Emissionsfaktoren) erfasst werden, die substituiert werden, bzw. die selbst Substitut sind. Ziel ist die Berechnung der Brennstoff-Mehr- bzw. -Minderkosten nach Umsetzung des Ökostrom-Beispielprojektes.

Im **dritten Feld** können die Mengen einer eventuell stattfindenden Entsorgung von biogenen Abfällen – vor und nach dem Ökostrom-Beispielprojekt – angegeben werden. In Sonderfällen kann es nämlich möglich sein, bisher zu entsorgende Fraktionen wie Rinde, Klärschlämme oder sonstige biogene Abfälle an Ort und Stelle des Anfalles energetisch zu verwerten. Abfallfraktionen, die zukünftig im Zuge des Ökostrom-Projektes verwertet werden, können dann im Feld „alternativer Energieträgermix“ mit erfasst werden.

Unter dem Ausdruck „**bestehender Energieträgermix**“ sind einerseits alle Energieträger (in Quantität und Qualität) zu erfassen, die durch das Ökostrom-Beispielprojekt substituiert werden können, zusätzlich auch jene, die in der Energieumwandlungsanlage zur Ökostromerzeugung auch weiterhin eingesetzt werden (bspw. im Fall von Mischfeuerungsanlagen). Aus den substituierten Energieträgern lässt sich der Bedarf an fester Biomasse ableiten.

Bei der Bedarfs-Berechnung wird davon ausgegangen, dass die bereitgestellte Endenergiemenge vor und nach der Umsetzung der Maßnahme konstant verbleibt. Auf Basis der Primär-Energiemenge (Brennstoffeinsätze in GJ pro Jahr) des erfassten „bestehenden Energieträgermixes“ können die benötigten Einsatzmengen an externer (zuzukaufender) fester Biomasse im „**alternativen Energieträgermix**“ mit dem Rechenmodell ermittelt werden. In einem weiteren Schritt kann, falls zur Bereitstellung der benötigten Endenergiemenge relativ mehr Biomasse verbraucht wird (d. h. ein schlechterer Energieumwandlungs-Wirkungsgrad berücksichtigt werden muss), eine entsprechende Erhöhung der externen Biomasse-Einsatzmenge erfolgen.

Unternehmen: **Musterbeispiel**

Energieträgerwechsel (von Kohle, Heizöl oder Erdgas auf Biomasse) zur Ökostromeinspeisung

Technische Daten der Energieumwandlung

ges. Brennstoffwärmeleistung (BWL)	24,5 MW	Eingabefeld
ges. installierte el. Nennleistung (brutto)	4,95 MW	Quelle UBA
el. Wirkungsgrad (brutto)	20,2 %	Berechnungsfeld
Jahresvolllaststunden	8.000 h/a	Makro "Zielwert ..."
ges. erzeugte Strommenge (brutto)	39.600 MWh/a	
ges. Brennstoffwärmebedarf (BWB)	196.316 MWh/a bzw. 706.738 GJ/a	

Nebenrechnung:

bestehender Energienix	1.998.927	alternativer Energienix	1.926.920
abgebildeter Brennstoffwärmebedarf	1.998.927	abgebildeter Brennstoffwärmebedarf	1.926.920
nicht abgebildeter, relativ konstant verbleibender Brennstoffwärmebedarf	1.192.169	nicht abgebildeter, relativ konstant verbleibender Brennstoffwärmebedarf	1.220.182
Kontrolle (Differenz = 0)	27.993	Kontrolle (Differenz = 0)	27.993

bestehender Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis	Brennstoffkosten	Emissionsfaktor
Steinkohle	- t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	94,0 t CO2/TJ
Braunkohle	- t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	97,0 t CO2/TJ
Heizöl schwer	5.383 t/a	216.935 GJ/a	11,4	16.921 t CO2/a	15,46	4,20 €/GJ	911.127 €/a	76,0 t CO2/TJ
Erdgas	46.722 t/a	1.681.992 GJ/a	88,6	92.510 t CO2/a	84,54	4,95 €/GJ	8.325.660 €/a	55,0 t CO2/TJ
interner biogener Schlamm IST	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	- t CO2/TJ
interne Rinde IST	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	- t CO2/TJ
andere interne biogene Reststoffe IST	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	- t CO2/TJ
externe biogene Reststoffe IST	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	- t CO2/TJ
Summen		1.998.927 GJ/a	100,0	109.430 t CO2/a	100,0	4,86 €/GJ	9.236.987 €/a	
abgebildeter BWB in % des ges. BWB		268,7 %						
Ökostromanteil IST in % des ges. BWB		- %						

alternativer Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis	Brennstoffkosten	Heizwert
Steinkohle	- t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	26,0 GJ/t
Braunkohle	- t/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	9,7 GJ/t
Heizöl schwer	5.383 t/a	216.935 GJ/a	11,3	16.921 t CO2/a	24,0	4,20 €/GJ	911.127 €/a	40,3 GJ/t
Erdgas	27.090 t/a	975.254 GJ/a	50,6	53.639 t CO2/a	76,0	4,95 €/GJ	4.627.509 €/a	36,0 GJ/1.000 m³
interner biogener Schlamm NACHHER	17.065 t FM/a	22.236 GJ/a	1,2	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	1,3 GJ/t FM
interne Rinde NACHHER	13.603 t FM/a	17.735 GJ/a	0,9	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	1,3 GJ/t FM
andere interne biogene Reststoffe NACHHER	7.477 t FM/a	9.748 GJ/a	0,5	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	1,3 GJ/t FM
externe biogene Reststoffe VERBLEIBEND	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	1,3 GJ/t FM
externe feste Biomasse NEU	108.732 t FM/a	665.012 GJ/a	35,5	- t CO2/a	-	4,03 €/GJ	2.759.075 €/a	6,3 GJ/t FM
Summen		1.926.920 GJ/a	100,0	70.560 t CO2/a	100,0	4,41 €/GJ	8.497.170 €/a	
abgebildeter BWB in % des ges. BWB		268,7 %						
Ökostromanteil NEU in % des ges. BWB		100,0 %						

Abfallentsorgung

	VORHER	NACHHER
biogener Schlamm zur ext. Verbrennung	17.065 t/a	- t/a
Rinde zur ext. Verbrennung	13.603 t/a	- t/a
andere Reststoffe zur externen Verbrennung	7.477 t/a	- t/a

Ökonomische Daten der Umstellung auf feste Biomasse

Investitions- und Kalkulationsdaten

Investitionskosten der Maßnahme	26,7 Mio. €	(bspw.: Aufbereitung, Förderanlagen, Tagesbunker, Kesselumbau, Abgasreinigung usw.)
Investitionskosten für Ökostromeinspeisung	- Mio. €	(Trafo, Leitungen, etc.)
kalkulatorischer Zinssatz	6,0 %	
Nutzungsdauer der Maßnahme	15 Jahre	

betriebsgebundene Mehrkosten

zusätzliches Personal	- Mio. €/a
zusätzliches Personal	- Mio. €/a
zusätzliches Personal	- Mio. €/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten	0,53 Mio. €/a
Versicherung und Verwalter	- Mio. €/a
sonstige Kosten (Biomassebehandlung)	0,14 Mio. €/a

verbrauchsgebundene Mehrkosten

Mehrkosten Brennstoff	0,74 Mio. €/a
Energiekosten BM-Aufbereitung u. Transport	- €/GJ
Energiekosten BM-Aufbereitung u. Transport	- Mio. €/a
Sand: Ver- und Entsorgungskosten	- Mio. €/a
Harnstoff: Ver- und Entsorgungskosten	- Mio. €/a
Asche: Ver- und Entsorgungskosten	0,57 Mio. €/a
sonstige Kosten	- Mio. €/a
erhöhter Strombedarf bei E-Umwandlung	4,400 MWh/a
Kosten des Fremdstrombezugs	0,27 Mio. €/a
Emissionsfaktor	186,9 t CO2/TJ

Erlöse/Einsparungen

Kosten biogener Schlamm zur ext. Verbrennung	84,0 €t FM
Kosten Rinde zur ext. Verbrennung	4,1 €t FM
Kosten anderer Reststoffe zur externen Verbrennung	40,0 €t FM
vermiedene Entsorgungskosten	1,68 Mio. €/a
Ökostromtarif VORHER	- €/MWh
Industriestrompreise VORHER	- €/MWh
Ökostromtarif NACHHER	108,45 €/MWh
Industriestrompreise NACHHER	60,27 €/MWh
Ökostromeinspeisung VORHER	- MWh/a
Ökostromeinspeisung NACHHER	39.600 MWh/a
Industriestrommenge VORHER (Rückkauf)	- MWh/a
Industriestrommenge NACHHER (Rückkauf)	17.382 MWh/a
Mehr-Erlöse aus Ökostromeinspeisung	3,25 Mio. €/a

CO2-Einsparung

Börsepreis CO2-Zertifikat	10 €/t CO2
durch Brennstoffwechsel	36.871 t CO2/a
CO2-Emissionen durch zus. Strombedarf	2.961 t CO2/a
CO2-Einsparung durch Maßnahme	35.909 t CO2/a
max. Erlöse aus Zertifikatverkauf	0,36 Mio. €/a

Einzahlungsüberschüsse

(jährlich konstante) Einnahmen - Ausgaben	4,80 Mio. €/a
statische Amortisationsdauer (ohne Zinskosten)	5,6 Jahre
dynamische Amortisationsdauer	7,0 Jahre

Sensitivitätsanalyse

	Minderkosten	Amortisation	Amortisation
	Mio. € p. a.	statisch: Jahre	dynamisch: Jahre
Basisfall	4,80	5,6	7,0
Investment -15%	4,80	6,4	8,3
Investment +15%	4,80	4,7	5,7
Biomassepreis -25%	4,11	6,5	8,5
Biomassepreis +25%	5,49	4,9	5,9
Entsorgungskosten -25%	5,24	5,1	6,3
Entsorgungskosten +25%	3,12	8,6	12,4
Entsorgungskosten -25%	4,35	6,1	7,9
Erdgaspreis -25%	5,67	4,7	5,7
Erdgaspreis +25%	3,92	6,8	9,0
Industriestrompreis -25%	4,47	6,0	7,6
Industriestrompreis +25%	5,12	5,2	6,4
ohne Ökostromeinspeisung	6,11	4,4	5,2
CO2-Preis 0 €/t	4,44	6,0	7,7
CO2-Preis 30 €/t	5,51	4,8	5,9

Abbildung 32: Standard-Wirtschaftlichkeitsberechnung für Ökostrom-Beispielprojekte.

Für fossile Energieträger wurden als Heizwerte und CO₂-Emissionsfaktoren die Standardwerte des Umweltbundesamtes (UBA) vorgegeben.⁷ Optional können auch firmeneigene Heizwerte eingesetzt werden. Die mit dem Energieträgerwechsel einhergehende CO₂-Emissions-Reduktion wird über die Energieträger-Einsatzmengen automatisch ermittelt. Biomasse wird CO₂-neutral betrachtet.

In der **Mitte des Berechnungsblattes** werden die „ökonomischen Daten“ der Ökostrom-Beispielprojekte erfasst. Unter den Investitions- und Kalkulationsdaten werden Investitionskosten, der kalkulatorische Zinssatz (zur Berechnung von AD_{dyn}) und die Lebensdauer (sie ist nicht berechnungsrelevant) erfasst.

Zu den jährlichen Auszahlungen zählen die betriebs- und verbrauchsgebundenen Mehrkosten. Eventuelle Minderkosten werden negativ erfasst. Zu den jährlichen Einzahlungen zählen vermiedene Entsorgungskosten, Erlöse aus der Ökostromeinspeisung und Erlöse aus dem Verkauf von Zertifikaten die aufgrund von CO₂-Reduktionen anfallen. Die Differenz aus den jährlichen konstanten Ein- und Auszahlungen ergibt die dargestellten **Einzahlungsüberschüsse**, die in die Berechnung der abgebildeten **Amortisationsdauern** (wie weiter oben beschrieben) einfließen.

Bezüglich **der Erlöse aus dem CO₂-Zertifikatshandel** wird angenommen, dass die ermittelte CO₂-Einsparung (t CO₂/a) zur Gänze am Markt in Form von CO₂-Zertifikaten verkauft werden kann (dabei werden keine Transaktionskosten berücksichtigt). Als CO₂-Zertifikatspreis wurden 10 €/t CO₂ vorgegeben.

Die Mehr-Erlöse aus der **Ökostromeinspeisung** werden folgendermaßen erfasst: Die eingespeiste Ökostrommenge wird mit dem gültigen Ökostromtarif multipliziert und davon wird die mit dem Industriestrompreis multiplizierte, im Gegenzug zurück zu kaufende, Strommenge abgezogen.

Am **Ende des Berechnungsblattes** befindet sich eine **Sensitivitätsanalyse**, in der ausgehend vom Basisfall (den am Blatt abgebildeten Werten) des betreffenden Ökostrom-Beispielprojekts die Auswirkungen der Variation verschiedener Berechnungsparameter auf die Wirtschaftlichkeit untersucht wurden.

6.3.2 Rahmenbedingungen bei der Ökostromeinspeisung

Allgemeines

Für Ökostrom aus einer „anerkannten“ Ökostromanlage kann laut Ökostromgesetz 2002 nur für jene Ökostrommenge, die auch physikalisch in ein öffentliches Stromnetz eingespeist wird, der jeweils gültige Ökostromtarif (laut in Kraft befindlicher Ökostrom-Verordnung) gewährt werden.

Gemäß Ökostromgesetz § 10 Abs. 2 ist eine Ökostrom-Abnahmepflicht nur gegeben, wenn die gesamte aus einer anerkannten Ökostromanlage in das öffentliche Netz abgegebene elektrische Energie in einem, mindestens drei Kalendermonate dauernden Zeitraum an die Ökobilanzgruppenverantwortlichen abgegeben wird und der Betreiber dieser Anlage Mitglied der Bilanzgruppe gemäß § 16 Abs. 1 ist, wobei der Eigenverbrauch in Abzug zu bringen ist.

Bei den Beispiel-Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass der gesamte erzeugte Bruttostrom der Ökostromanlage gegen Gewährung des Ökostromtarifs ins öffentliche

⁷ Das UBA gab diese Werte in den CO₂-Erhebungsbögen im Rahmen der Erstellung des nationalen Allokationsplanes für die erste Emissionshandelsperiode an.

Stromnetz eingespeist wird. Für den Eigenverbrauch der Anlage wird daher Fremdstrom zugekauft. In den Berechnungen ist demnach ein kleiner Fehler enthalten. Die Mehr-Erlöse aus der Ökostromeinspeisung sind zu hoch angesetzt. Der Fehler berechnet sich aus der Differenz aus der Strommenge des Eigenverbrauchs multipliziert mit dem Ökostromtarif vermindert um den Betrag der Kosten des Fremdstromzukaufs zur Deckung des Eigenverbrauchs. Insgesamt sind die Auswirkungen des Fehlers auf die Wirtschaftlichkeit der Beispiel-Projekte von untergeordneter Bedeutung, weshalb von einer Korrektur abgesehen wurde.

Ökostromeinspeisung

Um für Ökostrom einen Ökostromtarif zu bekommen ist es notwendig, diesen ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Die am Standort benötigte Strommenge ist wiederum aus dem öffentlichen Stromnetz zu den üblichen Marktpreisen (Industriestrompreise) zurückzukaufen.

Folgende Argumente wurden aus der Sicht von Firmenexperten gegen diese Ökostrom-Einspeisung angeführt:

- In Sonderfällen mit einer erhöhten Störanfälligkeit des öffentlichen Netzes werden Standorte bei einem Stromausfall normalerweise automatisch vom Netz genommen und im Inselbetrieb weiterbetrieben. Mit der Ökostromeinspeisung entfällt die Entkoppelungsmöglichkeit, Produktionsausfälle und damit ansonsten vermeidbare Kosten könnten die Folge sein.
- Bei den zur Netzübertragung notwendigen Spannungs-Transformationen treten Verluste auf, die laut Firmenexperten ca. 1–2 % der einzuspeisenden Ökostrommenge betragen können. Die Kosten für Übertragung und Transformation können sich dabei auf ca. 25 % der notwendigen Gesamtinvestitionen der Ökostromanlage belaufen (siehe Beispiel 2).
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an Papierstandorten verfügen über hohe Volllaststunden bei gleichzeitig hoher Wärmenutzung. Daher könnte man bei Verzicht auf eine Ökostromeinspeisung, aber bei Gewährung eines gegenüber dem jetzigen Ökostromtarif geringeren Förderbetrags, die Ökostromerzeugung für diese Standorte wirtschaftlich attraktiver gestalten.
- Bei einem Produktionsstandort an dem Strom aus der Ökostromanlage ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird, fallen Netzgebühren auf den Ökostrom unter Umständen zweimal an. Einmal für den Endverbraucher des Ökostroms und im Regelfall zusätzlich für den Anlagenbetreiber selbst, wenn dieser die eingespeiste Ökostrommenge zur Gänze zurück kaufen muss – was häufig der Fall sein wird. Die Netzgebühr fällt in diesem Fall zweimal an, obwohl in diesem Fall physikalisch praktisch kein Ökostrom über das öffentliche Netz transportiert werden wird. Hier wird kritisch angemerkt, dass das Fördersystem in der derzeitigen Form nur dann funktioniert, wenn der Strom auch physikalisch in das System eingeleitet und dort weitertransportiert wird.
- Als weiteres Argument wird die Netzentlastung angeführt – um die bestehenden Netzkapazitäten zu entlasten, sollte Strom räumlich vor allem dort produziert werden, wo große Verbraucher in der Nähe sind – Papierproduktionsstandorte haben lokal sowohl einen hohen Strom- als auch Wärmebedarf, der eine überdurchschnittlich effiziente gekoppelte Erzeugung ermöglicht, die bestehende Netze entlasten kann.

Eines der vier Ökostromprojekte ist bereits umsetzungsreif. Hier ist eine vollständige Einspeisung des erzeugten Ökostroms ins öffentliche Netz mit teilweisem Rückkauf von Fremdstrom geplant (siehe Beispiel 1). Bei diesem Fallbeispiel liegen einige die

Wirtschaftlichkeit begünstigende Faktoren (wie vermeidbare Entsorgungskosten, keine Mehrkosten beim Personal) vor.

6.3.3 Investitionsförderung der Kommunalkredit AG

Bei der Erzeugung von Ökostrom kann für die nicht in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge (d. h. für nicht tariffinanzierte Anlagenteile bzw. den Anlagenteil zur Eigenversorgung) bei der Kommunalkredit Austria AG (KKA) eine eigene Investitionsförderung beantragt werden (**Förderung von „Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungen“**). Der Wärmeanteil wird auch bei netzgekoppelten Anlagen zur Gänze gefördert (siehe http://www.kommunalkredit.at/up-media/358_biomasse-kwk_.pdf).

Die Auswirkungen einer eventuell möglichen KKA-Förderung werden in dieser Studie nicht mit abgebildet (die Berechnung der stromrelevanten Investitionskosten und des Wärmeanteiles war bei den netzgekoppelten Beispiel-Anlagen nicht möglich).

6.3.4 Technische Optionen der Ökostromerzeugung

Folgende Optionen sind bzgl. Ökostromanlagen technisch machbar:

- **Errichtung eines neuen Biomasse-Kessels:** In diesem Fall kann eine Unterscheidung zwischen einer kompletten Neuanlage inkl. Dampfturbine („auf die grüne Wiese“) und einer Einbindung des Kessels in eine bestehende Anlage (Verwendung der Dampfturbine) getroffen werden.
- **Biomasse-Eintrag in bestehenden Kohle-WSK:** In älteren, stationären WSK ist der Einsatz technologisch auf max. 20 % der BWL der eingesetzten Kohle beschränkt. In zirkulierenden WSK könnten technisch zwischen 30–50 % der Kohle-BWL durch feste Biomasse substituiert werden.

Im Folgenden werden die identifizierten technischen Optionen kurz dargestellt und hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Dabei sollen Projekte mit **Amortisationszeiten unter 5 Jahren** als **wirtschaftlich**, solche **zwischen 5 und 10 Jahren** als **Grenzfälle** und jene **über 10 Jahren** als **nicht wirtschaftlich** gelten.

6.3.4.1 Errichtung eines neuen Biomasse-Kessels & Installation einer neuen Dampfturbine

Firmen-Beispiel 1:

Für ein umsetzungsreifes Beispiel einer Ökostrom-Anlage mit 5 MW_{el} wird die Amortisationszeit nach Berechnungen des Projektbetreibers mit 5,5 Jahren angegeben. In diesem Beispiel ersetzt die zugekaufte feste Biomasse (Preis 14,5 €/MWh) Erdgas (zum Preis von 17,82 €/MWh).

Die Wirtschaftlichkeit wird bei diesem Projekt nach Angaben des Unternehmens aus mehreren Gründen erreicht:

- Einsatz von innerbetrieblichen Biomasse-Abfallfraktionen (~ 21 % der biogenen BWL)
- zusätzlich (teilweise) Vermeidung von Biomasse-Abfall-Entsorgungskosten
- Rationalisierung – keine zusätzlichen internen Personalkosten

Weiters

- erfolgte eine Investitionsförderung seitens des Landes (17,85 % der Investkosten),

- bei dem Ökostromtarif handelt es sich um einen (damals noch) vom Land festgesetzten.
- Der Ökostrom wird vollständig ins öffentliche Stromnetz eingespeist (38.000 MWh_{el}, Tarif: 108,45 €/MWh_{el}).
- Derzeit werden (auch vor Projektrealisierung) bedeutende Fremdstromzukäufe getätigt, sodass sich der Zukauf an Fremdstrom bei Ökostromeinspeisung nur um 44 % der ins Netz eingespeisten Ökostrommenge erhöht. Dies ist darauf zurückführbar, dass nur mit einem kleinen Teil des dann substituierten Erdgases KWK-Strom für den Eigenbedarf erzeugt wird (17.382 MWh/a), der überwiegende Teil des benötigten Stroms wird jetzt schon zugekauft (22.218 MWh/a, Industriestrompreis: 60,27 €/MWh_{el}).
- Für die vermiedenen 38.000 t CO₂ pro Jahr werden € 10 pro t CO₂ als Einzahlung angesetzt.

Das Projekt wurde, soweit Daten bekannt sind, mit der eingangs beschriebenen Standard-Wirtschaftlichkeitsrechnung analysiert (siehe **Abbildung 39**). Dabei ergibt sich eine statische Amortisationsdauer von 5,5 Jahren. Das Ergebnis ist damit mit jenem der Firma identisch. Die aus dem Energieträgerwechsel ermittelte CO₂-Emissionsreduktion beläuft sich auf 38.871 t CO₂ pro Jahr. Der Eigenstromverbrauch der Anlage beträgt 11,1 % der erzeugten Ökostrommenge, er wurde auch vom Unternehmen als zugekaufter Fremdstrom angesetzt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse. Hier werden die Auswirkungen unterschiedlich hoher Investitionskosten, Industriestrom-, Biomasse-, Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise und der vermiedenen Entsorgungskosten auf die Einzahlungsüberschüsse (Minderkosten) und Amortisationsdauern dargestellt.

		Minderkosten	Amortisation	Amortisation
		Mio. € p. a.	statisch: Jahre	dynamisch: Jahre
Basisfall		4,83	5,5	6,9
Investment	15%	4,83	6,4	8,3
Investment	-15%	4,83	4,7	5,7
Biomassepreis	25%	4,14	6,5	8,4
Biomassepreis	-25%	5,52	4,8	5,9
Entsorgungskosten	25%	5,24	5,1	6,3
Entsorgungskosten	0%	3,15	8,5	12,2
Entsorgungskosten	-25%	4,41	6,1	7,8
Erdgaspreis	25%	5,70	4,7	5,7
Erdgaspreis	-25%	3,95	6,8	8,9
Industriestrompreis	25%	4,50	5,9	7,6
Industriestrompreis	-25%	5,15	5,2	6,4
CO ₂ -Preis 0 €/t		4,44	6,0	7,7
CO ₂ -Preis 30 €/t		5,60	4,8	5,8

Abbildung 33: Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von Beispiel 1

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass insbesondere veränderte Investitionskosten und der Erdgaspreis eine starke Auswirkung auf die Amortisationsdauer haben. Bei um 15 % verringerten Investitionskosten, bzw. bei einem um 25 % erhöhten Erdgasbezugspreis fällt die statische Amortisationszeit auf 4,7 Jahre. Bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 30 € pro t CO₂ und bei einem um 25 % verringerten Biomassepreis (10,9 €/MWh) ergeben sich 4,8 Jahre. Der Biomassepreis hat gegenüber dem Erdgaspreis einen geringeren Einfluss, da ein Teil der Ökostromerzeugung (~ 21 %) über biogene Abfälle aufgebracht wird. Werden die

vermiedenen Entsorgungskosten kostenneutral angesetzt, so ergibt sich eine statische Amortisationsdauer von 12,2 Jahren.

Fazit: Die Errichtung eines neuen Biomasse-Kessels bei Neuinstallation einer Dampfturbine ist technisch machbar. Beispiel 1 zeigt, dass diese Option wirtschaftlich umgesetzt werden kann. Allerdings liegen begünstigende Faktoren wie die Vermeidung von Entsorgungskosten und kein Anstieg der Personalkosten (Rationalisierung) vor.

6.3.4.2 Errichtung eines neuen Biomasse-Kessels & Stromerzeugung in bestehender DT

Firmen-Beispiel 2:

Dieses Fallbeispiel wurde von der E.V.A. in der „Machbarkeitsstudie 4 % Ökostrom“ anhand eines möglichen Projektes (mit 10 MW_{el} installierter Leistung) an einem realen Papierfabrikstandort technisch und wirtschaftlich untersucht. Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde nicht auf Mehrkosten gegenüber dem bestehenden Energieversorgungssystem abgestellt, sondern auf die Vollkosten des unabhängig vom bestehenden System betrachteten Ökostrom-Projekts.

Die Berechnung erfolgte, in Anlehnung an die Methode laut VDI 2067, mit Hilfe der Annuitätenmethode, unter Ansatz von preisdynamischen Zahlungsfolgen. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsanalyse – dargestellt ist der Einfluss des Wärmepreises auf die dynamische Amortisationsdauer des Fallbeispiels.

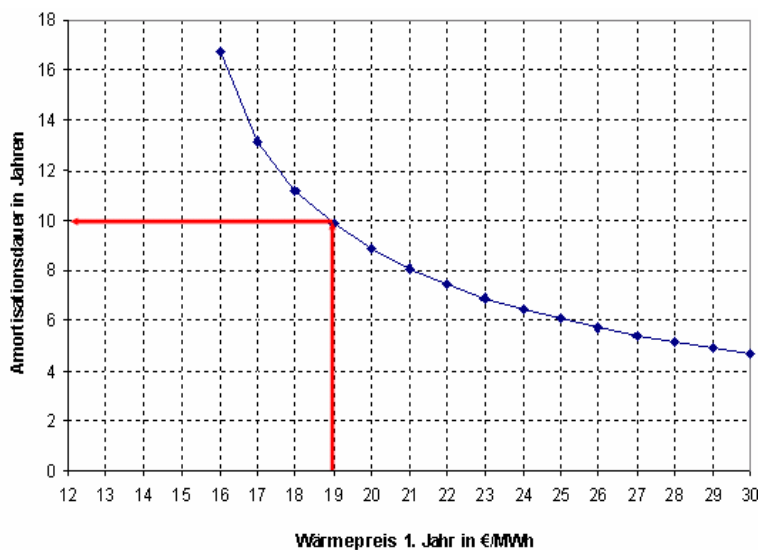


Abbildung 34: Einfluss des Wärmepreises auf die Amortisationsdauer (Fallbeispiel).

Ein Firmenexperte merkte an, dass momentan in der Praxis ein Wärmepreis von ca. 14–17 €/MWh als Benchmark anzusetzen ist. Das untersuchte Ökostromprojekt erreicht daher bei den getroffenen Annahmen laut Grafik keine Amortisationsdauer unter 10 Jahren. Die nächste Abbildung zeigt als weiteres Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung den Einfluss des Brennstoff- und Wärmepreises auf die dynamische Amortisationsdauer.

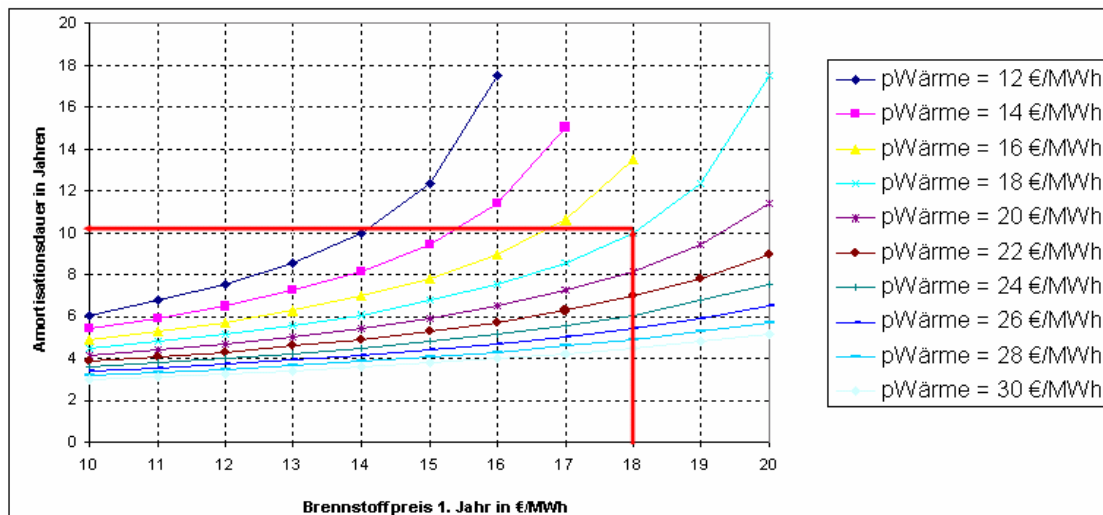


Abbildung 35: Einfluss des Brennstoff- und Wärmepreises auf die Amortisationsdauer (Fallbeispiel).

Bei einem angesetzten Wärmepreis von 14–17 €/MWh müsste der Brennstoffpreis zwischen 15–17 €/MWh liegen, damit das untersuchte Ökostromprojekt eine dynamische Amortisationsdauer von unter 10 Jahren erreicht.

Fazit: Die Errichtung eines neuen Biomasse-Kessels unter Verwendung einer bestehenden Dampfturbine zur Stromerzeugung ist technisch machbar. In einer E.V.A.-Studie ergab eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (nach VDI 2067) an einem möglichen derartigen Projekt, dass bei den derzeitigen Wärmepreisen (laut Firmenexperten bei 14–17 €/MWh) und den getroffenen Annahmen keine dynamische Amortisationsdauer unter 10 Jahren möglich ist. Damit ist in diesem Fall keine Wirtschaftlichkeit gegeben.

Im Zuge der Kleingruppentreffen konnten zu diesem Fallbeispiel aktuellere Daten eingeholt werden. Laut Firmenangaben ist das Projekt nach wie vor unwirtschaftlich. Als Gründe lassen sich aus den Angaben folgende Punkte ableiten:

- Es stehen keine werkseigenen Biomasse-Abfälle zur Verfügung. Die benötigte Biomasse muss vollständig am Markt eingekauft werden (Preis: 23,47 €/MWh⁸) und ersetzt Erdgas (Preis: 16 €/MWh).
- Die ins öffentliche Stromnetz gelieferte Ökostrommenge (80.000 MWh_{el}, Einspeisetarif: 122,85 €/MWh_{el}) müsste zu 100 % zurück gekauft werden (Industriestrompreis: 42 €/MWh_{el}).
- Für den Betrieb der Anlage müssten zusätzlich 8 Personen in Rechnung gestellt werden.

Laut Firmenangaben ergibt sich bei Ansatz eines Zertifikatspreises von **30 € pro t CO₂** (bei 76.000 t CO₂-Reduktion pro Jahr) und auszahlungserhöhenden Zinskosten in Höhe von 3 % der Investitionskosten p. a. eine statische Amortisationsdauer von **15,4 Jahren**.

Das Projekt wurde, soweit Daten bekannt sind, mit der eingangs beschriebenen Standard-Wirtschaftlichkeitsrechnung analysiert (siehe **Abbildung 40**). Dabei ergibt sich für einen Zertifikatspreis von **10 € pro t CO₂** (gegenüber 30 laut Firmenberechnung) und Weglassen

⁸ Der Biomassepreis ergibt sich laut Firmenangabe aus 15,5 €/SRM, wobei 2,65 SRM/FM und ein Energiegehalt von 1,75 MWh/FM angenommen wurden.

der vom Unternehmen angesetzten Zinskosten eine statische Amortisationsdauer von 17,6 Jahren. Dabei wurden für die CO₂-Emissionsreduktion aus dem Energieträgerwechsel 75.240 t CO₂ pro Jahr ermittelt. Der Eigenstromverbrauch der Anlage beträgt 13,5 % der erzeugten Strommenge, er wird als zugekaufter Fremdstrom angesetzt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse. Hier werden die Auswirkungen unterschiedlich hoher Investitionskosten, Industriestrom-, Biomasse-, Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise und des Wegfalls der Stromeinspeisung (bei Verbleiben der Ökostromtarife) auf die Einzahlungsüberschüsse (Minderkosten) und Amortisationsdauern dargestellt.

		Minderkosten	Amortisation	Amortisation
		Mio. € p. a.	statisch: Jahre	dynamisch: Jahre
Basisfall		2,28	17,6	-
Investment	15%	2,28	19,5	-
Investment	-15%	2,28	15,6	46,9
Biomassepreis	25%	0,06	neg	neg
Biomassepreis	-25%	4,62	8,7	12,6
Erdgaspreis	25%	3,80	10,5	17,2
Erdgaspreis	-25%	0,76	52,8	-
Industriestrompreis	25%	1,32	30,2	-
Industriestrompreis	-25%	3,23	12,4	23,3
CO ₂ -Preis 0 €/t		1,53	26,2	-
CO ₂ -Preis 30 €/t		3,78	10,6	17,3
ohne Einspeisung bei Tarif		6,09	6,6	8,6

Abbildung 36: Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von Beispiel 2

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass insbesondere veränderte Biomassepreise und Erdgaspreise einen deutlichen Einfluss auf die Amortisationsdauer haben. Bei einem um 25 % niedrigeren Bezugspreis für feste Biomasse (in Höhe von 17,6 €/MWh) würde das Projekt eine statische Amortisationsdauer von 8,7 Jahren erreichen. Eine 25%ige Verteuerung des Erdgaspreises würde eine Verbesserung auf 10,5 Jahre bewirken. Bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 30 € pro t CO₂ wird eine statische Amortisationszeit von 10,6 Jahre erreicht. Bei einem um 25 % verringerten Industriestrompreis (in der Höhe von 31,5 €/MWh_{el}) ergeben sich 12,4 Jahre. Bei um 15 % niedrigeren Investitionskosten ergibt sich eine statische Amortisationsdauer von 15,6 Jahren.

Bei einem Wegfall der Ökostromeinspeisung unter Weiterbezug des Ökostromtarifs für die eingespeiste Ökostrommenge ergibt sich eine statische Amortisationsdauer von 6,6 Jahren.⁹ Eine Wirtschaftlichkeit kann bei den getroffenen Annahmen bspw. erreicht werden, wenn der Biomassepreis¹⁰ von den angegebenen 23,47 €/MWh (um 20,4 %) auf 18,69 €/MWh absinkt und zusätzlich (unter Weiterbezug der Ökostromtarife) auf eine Stromeinspeisung verzichtet werden kann.

⁹ Verringerte Anlageninvestitionskosten durch Wegfall von Trafo und Übertragungseinrichtungen sind hier nicht berücksichtigt.

¹⁰ Fichte hat bei einem Wassergehalt von 35 % einen Heizwert von ca. 1,9 MWh/FM. Vom Unternehmen wurde der Heizwert der Biomasse mit 1,75 MWh/FM und der Biomassepreis mit 23,47 €/MWh relativ hoch angenommen. In der Praxis können bspw. für Fichtenhackgut Preise von unter 19 €/MWh als durchaus realisierbar betrachtet werden. Wenn neben Hackgut auch andere Energieholzsportimente wie Sägespäne oder Rinde eingesetzt werden können, können noch günstigere Konditionen erreicht werden (siehe Beispiel 1 mit 14,5 €/MWh).

Fazit: Dieses Beispiel ist technisch machbar. Auch mit dem neuen Datenmaterial der Firma ist dieses Projekt im Basisfall unwirtschaftlich, da keine begünstigenden Standortfaktoren vorliegen. Zudem ist laut Firmenangabe eine Befreiung von der Ökostromeinspeisung eine technologische Voraussetzung für eine Realisation (andernfalls gibt es Schwierigkeiten mit der Versorgungssicherheit, die bisweilen vermeidbare Produktionsausfälle bedingen können).

Bei einem Wegfall der Ökostromeinspeisung kann für die getroffenen Annahmen eine Wirtschaftlichkeit bspw. bei einem Szenario erreicht werden, in dem der Ökostromtarif für die erzeugte Ökostrommenge weiterbezahlt wird und der Biomassepreis um 20,4 % auf 18,69 €/MWh absinkt.¹¹ Eine real bestehende Alternative zu diesem Szenario – die Auswirkung einer möglichen KKA-Förderung auf die Wirtschaftlichkeit wurde nicht analysiert.

Firmen-Beispiel 3:

Bei diesem Beispielprojekt handelt es sich um eine Verbrennungsanlage zur Entsorgung biogener Reststoffe ohne Ökostromproduktion. Mit dem Dampf aus dem projektierten Biomasse-Wirbelschichtkessel wird nicht über eine Turbine gefahren (weder über eine bestehende, noch eine neue). Als Reststoffe könnten alle innerbetrieblich anfallenden Reststoffe dienen, Teile der Fraktionen müssten zugekauft werden (bspw. Altholz) bzw. könnten in der Neuanlage entsorgt werden (z. B. Rejekte).

Neben den in **Abbildung 41** vom Unternehmen wiedergegebenen Reststoffmengen und -preisen (für den Bezug von 29.000 t/a Altholz (und Rinde) werden bspw. Durchschnittskosten von 10 €/t angesetzt) üben u. a. folgende Firmenangaben Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit aus:

- Die Entsorgungskosten betragen für Asche 0,68 Mio. €/a, für Gewebefilterrückstände 0,32 Mio. €/a. Der Verbrauch an sonstigen Betriebsmitteln wird mit 1,38 Mio. €/a angesetzt.
- Für das Projekt werden zusätzlich 18 Arbeitskräfte à 46.700 €/a benötigt (Kosten von insgesamt 0,84 Mio. €/a).
- Die Wartungs- und Instandhaltungskosten belaufen sich auf 0,69 Mio. €/a.
- Bei den „betriebsgebundenen Mehrkosten“ sind unter den sonstigen Kosten allgemeine Sachaufwände und jährliche Zinskosten für die Anschaffungsauszahlung in Höhe von 2,03 Mio. €/a zusammengefasst.
- Die Zinskosten sind in der Standard-Wirtschaftlichkeitsrechnung normalerweise nicht mit erfasst. In diesem Fall ist ihre Höhe nicht bekannt, weshalb sie nicht herausgerechnet werden konnten.

Nach der vom Unternehmen ausgefüllten Wirtschaftlichkeitsrechnung ergibt sich für das Projekt eine statische Amortisationsdauer in Höhe von 12,8 Jahren (hier sind allerdings Zinskosten für das Kapital berücksichtigt!). Für die CO₂-Emissionsreduktion wurden 57.336 t CO₂ pro Jahr ermittelt. Eine eventuell mögliche Investitionsförderung der Kommunkredit AG wurde nicht berücksichtigt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse. Hier werden die Auswirkungen unterschiedlich hoher Investitionskosten, Erdgas-, CO₂-Zertifikats- und

¹¹ Verringerte Anlageninvestitionskosten durch Wegfall von Trafo und Übertragungseinrichtungen sind hier nicht berücksichtigt.

Reststoffpreise bzw. Entsorgungserlöse auf die Einzahlungsüberschüsse (Minderkosten) und Amortisationsdauern dargestellt.

Sensitivitätsanalyse

		Mehrkosten Mio. € p. a.	Amortisation statisch: Jahre	Amortisation dynamisch: Jahre
Basisfall		2,39	12,8	25,0
Lebensdauer [a]	15	2,39	12,8	25,0
Investment	15%	2,39	14,7	36,6
Investment	-15%	2,39	10,9	18,1
Reststoffpreis	25%	3,14	9,7	15,0
Reststoffpreis	-25%	1,64	18,6	
Erdgaspreis	25%	3,60	8,5	12,2
Erdgaspreis	-25%	1,18	25,9	
CO ₂ -Preis 0 €/t		1,81	16,8	
CO ₂ -Preis 30 €/t		3,53	8,6	12,5

Abbildung 37: Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von Beispiel 3.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass insbesondere veränderte Erdgaspreise und veränderte durchschnittliche Reststoffpreise bzw. Entsorgungserlöse eine starke Auswirkung auf die Amortisationsdauer haben. Bei einem um 25 % verringerten Erdgaspreis bzw. um 25 % erhöhten Reststoffpreisen bzw. -erlösen fällt die statische Amortisationszeit auf 8,5 bzw. 9,7 Jahre. Bei einem CO₂-Zertifikatspreis von € 30 pro t CO₂ fällt sie auf 8,6 Jahre.

Fazit: Auch dieses Projekt ist technisch machbar. Es stellt unter den dargestellten Ökostrombeispielen allerdings einen Sonderfall dar, da im Falle einer Umsetzung des Projekts derzeit keine Ökostromerzeugung geplant ist. Die Wirtschaftlichkeit ist im dargestellten Basisfall nicht gegeben. Hier ist anzumerken, dass in diesem Fall (im Gegensatz zu den anderen Beispielen) auch Zinskosten angesetzt wurden, die sich zusätzlich negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirken. Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist zudem eine eventuell mögliche Investitionsförderung der KKA noch nicht enthalten.

Wie sich die Wirtschaftlichkeit darstellen würde, wenn bei diesem Firmen-Beispiel Ökostrom erzeugt werden könnte und der erzeugte Ökostrom gänzlich in das öffentliche Stromnetz eingespeist würde, konnte mangels Datenmaterial nicht analysiert werden.

6.3.4.3 Biomasse-Eintrag in den Kohle-Wirbelschichtkessel

In Wirbelschichtkesseln (WSK) dient Kohle der Aufrechterhaltung der Wirbelschicht (WS). Erdgas oder Heizöl leicht werden als Startbrennstoff, Heizöl schwer kann als Stützbrennstoff eingesetzt werden. Ein teilweiser Ersatz von Kohle durch feste Biomasse ist aufgrund des ähnlichen Heizwertes und der ähnlich einstellbaren Struktur des Holzes in der Wirbelschicht grundsätzlich technisch möglich. Ein Ersatz der Stützbrennstoffe und Startbrennstoffe durch Biomasse ist nicht möglich.

Voraussetzung für einen teilweisen Ersatz von Kohle durch Biomasse ist eine getrennte Brennstoffbeschickung bzw. -aufbereitung (im Versuch kam es in holzbeschickten Kohletagesbunkern zu Probleme verursachenden Entmischungen). Zudem verbrennt Kohle insbesondere in stationären WSK im unteren Bereich der WS, Holz dagegen vorwiegend im „free-board“ (bzw. oberen) Bereich der WS, wo es dann zu erhöhten Temperaturen (Oberhitze) kommen kann. Daher werden zumeist umfangreiche Umbauten, u. a. eine eigene neue Beschickungslinie, Schaffung der Logistik, Anpassung der WS-Feuerung, Umbau des Oberofens, NO_x-Reduktionsmaßnahmen, udglm. notwendig sein.

In älteren, stationären WSK ist der Biomasse-Einsatz bspw. auf 20 % der BWL der eingesetzten Kohle beschränkt. In diesem konkreten Fall sind die Untersuchungen über einen möglichen Biomasseeinsatz noch nicht abgeschlossen. Eine derzeitige Voraussetzung für den Biomasseeinsatz ist, dass dann die Klärschlammverbrennung ausgesetzt wird. Eine mögliche Abhilfe könnte sein, eine Art zirkulierende WS zu installieren. In zirkulierenden WSK könnten zwischen 30 – 50 % der Kohle-BWL durch feste Biomasse substituiert werden. Der mögliche Biomasse-Anteil in der WS hängt daher immer von den konkreten Gegebenheiten bei der jeweiligen Anlage ab.

Firmen-Beispiel 4:

Der E.V.A. wurden von einer Firma Daten eines Beispielprojektes mit Zufeuerung von Biomasse in einen bestehenden Kohle-WSK (Einsatzmengen im Jahr 2001: 48.800 t Steinkohle, 99.400 t Braunkohle und 38.600 t Abwasserschlam) bereitgestellt. Dabei handelt es sich um einen zirkulierenden Wirbelschichtkessel, in dem Holzschnitzel noch ungefähr 10 Jahre lang bis zu 50 % der Stein- und Braunkohle-Brennstoffwärmeleistung ersetzen könnten.

Folgende Eckdaten beschreiben das Beispiel-Projekt:

- Es stehen keine werkseigenen Biomasse-Abfälle zur Verfügung. Die benötigte Biomasse muss vollständig am Markt eingekauft werden (Preis: 19,8 €/MWh) und ersetzt Stein- und Braunkohle (Preis jeweils 9,72 €/MWh).
- Die ins öffentliche Stromnetz gelieferte Ökostrommenge (66.102 MWh_{el}, Einspeisetarif: 62 €/MWh_{el}) müsste zu 100 % zurück gekauft werden (Industriestrompreis: 46 €/MWh_{el}).

Das Ökostrom-Beispielprojekt wurde mit der eingangs beschriebenen Standard-Wirtschaftlichkeitsrechnung analysiert (siehe **Abbildung 42**). Dabei stellt sich das Projekt mit den Daten des Basisfalls als unwirtschaftlich dar, da sich ein negativer Einzahlungsüberschuss in Höhe von -1,55 Mio. €/a ergeben würde. Für die CO₂-Emissionsreduktion wurden 111.044 t CO₂ pro Jahr ermittelt. Der Eigenstromverbrauch der Anlage wurde mit ca. 15 % der erzeugten Ökostrommenge angegeben, er wurde als zugekaufter Fremdstrom angesetzt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse an diesem Basisfall. Hier werden die Auswirkungen unterschiedlich hoher Investitionskosten, Industriestrom-, Biomasse-, Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise und des hypothetischen Wegfalls der Stromeinspeiseverpflichtung (bei Verbleiben der Ökostromtarife) auf die Einzahlungsüberschüsse (Minderkosten) und Amortisationsdauern dargestellt.

Basisfall	Minderkosten Mio. € p. a.	Amortisation		
		statisch: Jahre	dynamisch: Jahre	
Basisfall	-	1,55	neg	neg
Investment 15%	-	1,55	neg	neg
Investment -15%	-	1,55	neg	neg
Biomassepreis 25%	-	3,16	neg	neg
Biomassepreis -25%	-	0,05	237,6	-
Kohlepreise 25%	-	0,77	neg	neg
Kohlepreise -25%	-	2,34	neg	neg
Industriestrompreis 25%	-	2,43	neg	neg
Industriestrompreis -25%	-	0,68	neg	neg
CO ₂ -Preis 0 €/t	-	2,66	neg	neg
CO ₂ -Preis 30 €/t	-	0,67	18,0	neg
ohne Ökostromeinspeisung bei Tarif	-	1,94	6,2	8,4

Abbildung 38: Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von Beispiel 4.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass insbesondere ein erhöhter CO₂-Zertifikatspreis und ein verringerter Biomassepreis eine starke Auswirkung auf die Amortisationsdauer haben. Bei einem Zertifikatspreis von € 30 pro t CO₂ ergibt sich eine statische Amortisationsdauer von 18 Jahren. Bei einem um 25 % verringerten Biomassepreis (von 19,8 €/MWh auf 14,85 €/MWh) ergibt sich eine statische Amortisationsdauer von 237,6 Jahren. Der Biomassepreis hat gegenüber dem Kohlepreis einen deutlich größeren Einfluss, da Biomasse im Verhältnis zur Kohle (Kohlepreis: 9,72 €/MWh) bei gleichem Heizwert um den Faktor 2 teurer ist. Ein erhöhter Kohlepreis und ein verringerter Industriestrompreis machen sich jeweils zumindest in Form einer deutlichen Verringerung der negativen Einzahlungsüberschüsse bemerkbar.

Bei einem Wegfall der Ökostromeinspeisung unter Weiterbezug des Ökostromtarifs für die erzeugte Ökostrommenge ergibt sich eine statische Amortisationsdauer von 6,2 Jahren.¹² Eine Wirtschaftlichkeit kann bei den getroffenen Annahmen bspw. erreicht werden, wenn der Biomassepreis¹³ von den angegebenen 19,8 €/MWh (um 7,1 %) auf 18,39 €/MWh absinkt und zusätzlich (unter Weiterbezug der Ökostromtarife) auf eine Stromeinspeisung verzichtet werden kann.

Das Unternehmen gibt an, dass neben den wirtschaftlichen Daten des Basisfalls noch weitere, zusätzliche Überlegungen bei dem Ökostrom-Beispielprojekt Berücksichtigung finden sollten. Folgende Punkte werden angemerkt:

- Industriestrompreis mit 48 €/MWh_{el} statt 46 €/MWh_{el} ansetzen
- zusätzliche Instandhaltungs-Kosten für Biomasse Einrichtungen ca. 300.000 €/a
- Energiekosten für interne Biomasseaufbereitung (Hacke) und Transport ca. 0,4 €/GJ
- zusätzliches Personal für Biomassehandling 7/24-Schicht = 12 Personen bzw. ca. 720.000 €/a

Werden diese Punkte berücksichtigt, so ergibt sich ein negativer Einzahlungsüberschuss mit -3,19 Mio. €/a – im Basisfall liegt der Wert bei -1,15 Mio. €/a.

Zusätzlich zu diesen Punkten wird weiters angemerkt, dass:

- mit einer Reduktion der Anlagenverfügbarkeit von derzeit 99,7 auf 99,4 % bzw. 24 Std./a und damit mit Produktionsausfallskosten in Höhe von ca. 800.000 €/a zu rechnen ist,
- bei den Investitionskosten die Kosten der Trafo-Anlage für die Ökostromeinspeisung, für eine Erweiterung des E-Filters bzw. sonstiger Rauchgasreinigungseinrichtungen nicht enthalten sind.

Fazit: Eine Mischfeuerung von Kohle und Biomasse ist technisch machbar. Das abgebildete Firmen-Beispiel ist jedoch nicht wirtschaftlich. Die Biomasse muss in diesem Fall zu einem (rel. hohen) Preis von 19,8 €/MWh vollständig zugekauft werden. Damit tritt Biomasse gegen

¹² Verringerte Anlageninvestitionskosten durch Wegfall von Trafo und Übertragungseinrichtungen sind hier nicht berücksichtigt.

¹³ Fichte hat bei einem Wassergehalt von 35 % einen Heizwert von ca. 1,9 MWh/FM. Vom Unternehmen wurde der Heizwert der Biomasse mit 1,75 MWh/FM und der Biomassepreis mit 23,47 €/MWh relativ hoch angenommen. In der Praxis können bspw. für Fichtenhackgut Preise von unter 19 €/MWh als durchaus realisierbar betrachtet werden. Wenn neben Hackgut auch andere Energieholzsortimente wie Sägespäne oder Rinde eingesetzt werden können, können noch günstigere Konditionen erreicht werden (siehe Beispiel 1 mit 14,5 €/MWh).

halb so teure Kohle an (Kohlepreis: 9,7 €/MWh). Damit dieses Beispiel wirtschaftlich werden kann, müssten bei den derzeitigen Rahmenbedingungen mehrere begünstigende Standort-Faktoren hinzukommen. Zu nennen wären insbesondere der Einsatz innerbetrieblicher Biomasse-Abfälle (im Bestfall mit Vermeidung von Entsorgungskosten), günstigere Energieholzbezugspreise, bzw. steigende Kohlepreise oder ein Anlagenbetrieb mit geringerem zusätzlichem Personalbedarf.

6.3.5 Schlussfolgerungen

Folgende erste Schlussfolgerungen können aus der dargestellten Untersuchung von konkreten Ökostrom-Beispielprojekten abgeleitet werden:

- Die Untersuchung von 4 konkreten Ökostrom-Beispiel-Projekten ergibt ein technisches Potenzial in Höhe von 282.380 t CO₂ pro Jahr. Wirtschaftlich können davon 38.000 t CO₂ pro Jahr umgesetzt werden.
- Es besteht ein hohes technisches Potenzial für Ökostromanlagen (ca. 15 % des fossilen CO₂-Ausstosses), das durch Biomassezuführung in WSK oder durch neu zu errichtende Biomassekessel umsetzbar wäre.
- Die Wirtschaftlichkeit ist bei einem der vier untersuchten Beispielprojekte gegeben. Dies ist v. a. auf „Zusatzbenefits“ wie z.B. den Entfall von Entsorgungskosten sowie auf Rationalisierungen bei Personalkosten zurückzuführen.
- Einige Parameter, v. a. der Biomassepreis, der Preis der substituierbaren Energieträger, aber auch Investitionskosten etc. können die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen, jedoch unabhängig voneinander nicht herbeiführen.
- Bei Ökostromeinspeisung ins öffentliche Netz kann in einem Beispiel laut Firmenangabe die standort eigene Stromversorgungssicherheit nicht mehr im erforderlichen Maße gewährleistet werden.
- Für Standorte mit hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (hohe Volllaststunden bei gleichzeitig hoher Wärmenutzung) könnten Anreize zur Ökostromerzeugung attraktiver gestaltet werden.
- Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass für mit fester Biomasse betriebene Anlagen zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung für die Eigenversorgung sowie netzgekoppelte Anlagen unter Abzug der tariffinanzierten Anlagenteile bei der Kommunalkredit Austria AG um eine Investitionsförderung angesucht werden kann. Der Wärmeanteil wird auch bei netzgekoppelten Anlagen zur Gänze gefördert. Wie sich bei Ansatz einer derartigen Investitionsförderung die Wirtschaftlichkeit darstellt, wurde in dieser Studie nicht ermittelt.

Tabelle 17: Zusammenfassung der untersuchten konkreten Beispielprojekte

	Maßnahme	Amortisation	Technisches Potenzial [t CO₂/a]	Wirtschaftliches Potenzial [t CO₂/a]
Bsp. 1	Biomasse-Kessel Ersatz von 196.316 MWh/a Erdgas	5,5	38.000	38.000
Bsp. 2	Biomasse-Kessel Ersatz von 380.000 MWh/a Erdgas	15,36	76.000	
Bsp. 3	Biomasse-Kessel Ersatz von 294.950 MWh/a Erdgas	11,6	57.336	
Bsp. 4	Kohle → Biomasse in WSK Ersatz von 323.872 MWh/a Stein- und Braunkohle	negativ	111.044	
Summe			282.380	38.000

Unternehmen: Beispiel 1

Energieträgerwechsel (von Kohle, Heizöl oder Erdgas auf Biomasse) zur Ökostromeinspeisung

Technische Daten der Energieumwandlung

ges. Brennstoffwärmeleistung (BWL)	21,6 MW
ges. installierte el. Nennleistung (brutto)	4,95 MW
el. Wirkungsgrad (brutto)	20,2 %
Jahresvolllaststunden	8.000 h/a
ges. erzeugte Strommenge (brutto)	33.000 MWh/a
ges. Brennstoffwärmebedarf (BWB)	196.316 MWh/a bzw. 706.730 GJ/a

Eingabefeld
Quelle UBA
Berechnungsfeld
Makro-Zielwert ...

Nbberechnung:	
bestehender Energiemix	1.898.927 €/a
alternativer Energiemix	1.326.920 €/a
abgebildeter Brennstoffwärmebedarf	1.192.189 €/a
alternativer Brennstoffwärmebedarf	1.220.192 €/a
Kontrolle (Differenz = 0):	27.993 GJ/a

bestehender Energieträgermix

Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis	Brennstoffkosten	Emissionsfaktor
Steinkohle	- t/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	92,0 t CO2/TJ
Braunkohle	- t/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	97,0 t CO2/TJ
Heizöl schwer	5.383 t/a	216.935 GJ/a	11,4	16.921 t CO2/a	15,46	911.127 €/a	78,0 t CO2/TJ
Erdgas	46.722 t/a	1.681.992 GJ/a	88,6	92.510 t CO2/a	84,54	8.325.660 €/a	55,0 t CO2/TJ
interne biogene Schlamm IST	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	- €/GJ	- €/a	- t CO2/TJ
interne Rinde IST	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	- €/GJ	- €/a	- t CO2/TJ
andere interne biogene Reststoffe IST	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	- €/GJ	- €/a	- t CO2/TJ
externe biogene Reststoffe IST	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	- €/GJ	- €/a	- t CO2/TJ
Summen		1.898.927 GJ/a	100,0	109.430 t CO2/a	4,86 €/GJ	9.236.987 €/a	

alternativer Energieträgermix

Reduktion in %	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis	Brennstoffkosten	Heizwert
Reduktion in %	Steinkohle	- t/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	28,0 GJ/t
Reduktion in %	Braunkohle	- t/a	-	- t CO2/a	-	- €/GJ	- €/a	9,7 GJ/t
Reduktion in %	Heizöl schwer	5.383 t/a	216.935 GJ/a	11,4	16.921 t CO2/a	15,46	911.127 €/a	40,3 GJ/t
Reduktion in %	Erdgas	27.090 t/a	975.254 GJ/a	50,6	53.639 t CO2/a	78,0	4.827.509 €/a	36,0 GJ/1.000 m³
	interne biogene Schlamm NACHHER	17.055 t FM/a	22.236 GJ/a	1,2	- t CO2/a	-	- €/a	1,3 GJ/t FM
	interne Rinde NACHHER	13.603 t FM/a	17.735 GJ/a	0,9	- t CO2/a	-	- €/a	1,3 GJ/t FM
	andere interne biogene Reststoffe NACHHER	7.477 t FM/a	9.748 GJ/a	0,5	- t CO2/a	-	- €/a	1,3 GJ/t FM
	externe biogene Reststoffe VERBLEIBEND	- t FM/a	- GJ/a	-	- t CO2/a	-	- €/a	1,3 GJ/t FM
	externe feste Biomasse NEU	108.732 t FM/a	655.012 GJ/a	35,5	- t CO2/a	4,03	2.759.075 €/a	6,3 GJ/t FM
	Summen		1.026.926 GJ/a	100,0	70.560 t CO2/a	4,41 €/GJ	8.497.710 €/a	

Abfallentsorgung

biogener Schlamm zur ext. Verbrennung	VORHER	17.055 t/a	NACHHER	- t/a
Rinde zur ext. Verbrennung	13.603 t/a	- t/a		
andere Reststoffe zur externen Verbrennung	7.477 t/a	- t/a		

Ökonomische Daten der Umstellung auf feste Biomasse

Investitions- und Kalkulationsdaten

Investitionskosten der Maßnahme	26,7 Mio. €
kalkulatorischer Zinssatz	6,0 %
Nutzungsdauer der Maßnahme	15 Jahre

(bspw.: Aufbereitung, Förderanlagen, Tagesbunker, Kesselausbau, Abgasreinigung usw.)

betriebsgebundene Mehrkosten

zusätzliches Personal	- Anz. Pers.
zusätzliches Personal	- €/a u. Pers.
zusätzliches Personal	- Mio. €/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten	0,53 Mio. €/a
Versicherung und Verwaltung	- Mio. €/a
sonstige Kosten (Biomassehandlung)	0,14 Mio. €/a

verbrauchsgebundene Mehrkosten

Mehrkosten Brennstoff	- 0,74 Mio. €/a
Energiekosten BM-Aufbereitung u. Transport	- €/GJ
Sand- Ver- und Entsorgungskosten	- Mio. €/a
Hamstoff- Ver- und Entsorgungskosten	- Mio. €/a
Asche- Ver- und Entsorgungskosten	0,67 Mio. €/a
sonstige Kosten	- Mio. €/a
erhöhter Strombedarf bei E-Umwandlung	4,400 MWh/a
Kosten des Fremdstrombezugs	0,27 Mio. €/a

Erlöse/Einsparungen

Kosten biogener Schlamm zur ext. Verbrennung	84,0 €/t FM
Kosten Rinde zur ext. Verbrennung	4,1 €/t FM
Kosten anderer Reststoffe zur externen Verbrennung	40,0 €/t FM
vermiedene Entsorgungskosten	1,68 Mio. €/a
Ökostromtarif VORHER	- €/MWh
Industriestrompreis VORHER (Rückkauf)	108,45 €/MWh
Industriestrompreis NACHHER	60,27 €/MWh
Ökostromeinspeisung VORHER	- MWh/a
Ökostromeinspeisung NACHHER	39.600 MWh/a
Industriestrommenge VORHER (Rückkauf)	- MWh/a
Industriestrommenge NACHHER (Rückkauf)	17.362 MWh/a
Mehr-Erlöse aus Ökostromeinspeisung	3,25 Mio. €/a

CO2-Einsparung

Börsepreis CO2-Zertifikat	10 €/t CO2
CO2-Einsparung durch Maßnahme	38,971 t CO2/a
max. Erlöse aus Zertifikatverkauf	0,39 Mio. €/a

Einzahlungsüberschüsse

(jährlich konstante) Einnahmen - Ausgaben	4,83 Mio. €/a
---	---------------

Ergebnisse

statische Amortisationsdauer (ohne Zinskosten)	5,5 Jahre
dynamische Amortisationsdauer	6,9 Jahre

Sensitivitätsanalyse

	Minderkosten	Amortisation	Amortisation
Mio. € p. a.	statisch: Jahre	statisch: Jahre	dynamisch: Jahre
Basisfall	4,83	5,5	6,9
Investment +15%	4,83	6,4	8,3
Investment -15%	4,83	4,7	5,7
Biomassepreis +25%	4,14	6,5	8,4
Biomassepreis -25%	5,52	4,8	5,9
Entsorgungskosten +25%	5,24	5,1	6,3
Entsorgungskosten -25%	3,15	8,9	12,2
Erdgaspreis +25%	4,41	6,1	7,8
Erdgaspreis -25%	5,70	4,7	5,7
Industriestrompreis +25%	3,95	6,8	8,9
Industriestrompreis -25%	4,50	5,9	7,6
CO2-Preis 10 €/t	4,44	6,0	7,7
CO2-Preis 30 €/t	5,60	4,8	5,8

Abbildung 39: Firmen-Beispiel 1: Neuer Biomasse-Kessel mit neuer DT.

Unternehmen: Beispiel 2

Energieträgerwechsel (von Kohle, Heizöl oder Erdgas auf Biomasse) zur Ökostromeinspeisung

Technische Daten der Energieumwandlung

ges. Brennstoffwärmeleistung (BWL)	77,5	MW	Eingabefeld
ges. installierte el. Nennleistung (brutto)	16,7	MW	Quelle UBA
el. Wirkungsgrad (brutto)	21,6	%	Berechnungsfeld
Jahresvollaststunden	8.300	h/a	Makro "Zielwert ..."
ges. erzeugte Strommenge (brutto)	135.470	MWh/a	
ges. Brennstoffwärmebedarf (BWB)	643.462	MWh/a bzw.	2.316.536 GJ/a

Nebenrechnung:

abgebildeter Brennstoffwärmebedarf	2.463.090	2.531.490	GJ/a
nicht abgebildeter, relativ konstant verbleibender Brennstoffwärmebedarf	148.551	214.954	GJ/a
Kontrolle (Differenz = 0)		68.400	GJ/a

bestehender Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis	Brennstoffkosten	Emissionsfaktor
Steinkohle	-	-	-	-	-	-	94,0 t CO2/TJ
Braunkohle	-	-	-	-	-	-	97,0 t CO2/TJ
Heizöl schwer	-	-	-	-	-	-	78,0 t CO2/TJ
Erdgas	68.419	100,0	135.470	100,0	4,44 €/GJ	10.947.066 €/a	55,0 t CO2/TJ
interne biogene Schlamm IST	-	-	-	-	-	-	-
interne Rinde IST	-	-	-	-	-	-	-
andere interne biogene Reststoffe IST	-	-	-	-	-	-	-
externe biogene Reststoffe IST	-	-	-	-	-	-	-
Summen	2.463.090	100,0	135.470	100,0	4,44 €/GJ	10.947.066 €/a	
abgebildeter BWB in % des ges. BWB	106,3	%					
Ökostromanteil IST in % des ges. BWB	-	%					

alternativer Energieträgermix

	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis	Brennstoffkosten	Heizwert
Reduktion in %	-	-	-	-	-	-	28,0 GJ/a
Reduktion in %	-	-	-	-	-	-	9,7 GJ/a
Reduktion in %	-	-	-	-	-	-	40,3 GJ/a
Reduktion in %	55,5						36,0 GJ/1.000 m²
interne biogene Schlamm NACHHER	-	-	-	-	-	-	-
interne Rinde NACHHER	-	-	-	-	-	-	-
andere interne biogene Reststoffe NACHHER	-	-	-	-	-	-	-
externe biogene Reststoffe VERBLEIBEND	-	-	-	-	-	-	-
externe feste Biomasse NEU	228.000	56,7	60.230	100,0	6,5 €/GJ	9.365.100 €/a	6,3 GJ/a FM
Summen	2.531.490	100,0	60.230	100,0	5,62 €/GJ	14.232.166 €/a	
abgebildeter BWB in % des ges. BWB	106,3	%					
Ökostromanteil NEU in % des ges. BWB	59,7	%					

Abfallentsorgung

	VORHER	NACHHER
biogener Schlamm zur ext. Verbrennung	t/a	t/a
Rinde zur ext. Verbrennung	t/a	t/a
andere Reststoffe zur externen Verbrennung	t/a	t/a

Ökonomische Daten der Umstellung auf feste Biomasse

Investitions- und Kalkulationsdaten

Investitionskosten der Maßnahme	30,0	Mio. €	(bspw.: Aufbereitung, Förderanlagen, Tagesbunker, Kesselumbau, Abgasreinigung usw.)
Investitionskosten für Ökostromeinspeisung	10,0	Mio. €	(Trafo, Leitungen, etc.)
kalkulatorischer Zinssatz	6,0	%	
Nutzungsdauer der Maßnahme	15	Jahre	

betriebsgebundene Mehrkosten

zusätzliches Personal	8	Anz. Pers.
zusätzliches Personal	50.000	€/a u. Pers.
zusätzliches Personal	0,40	Mio. €/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten	0,40	Mio. €/a
Versicherung und Verwaltung		Mio. €/a
sonstige Kosten		Mio. €/a

verbrauchsgebundene Mehrkosten

Mehrkosten Brennstoff	3,29	Mio. €/a
Energiekosten BM-Aufbereitung u. Transport		€/GJ
Energiekosten BM-Aufbereitung u. Transport		Mio. €/a
Sand: Ver- und Entsorgungskosten	0,02	Mio. €/a
Hamstoff: Ver- und Entsorgungskosten	0,07	Mio. €/a
Asche: Ver- und Entsorgungskosten	0,48	Mio. €/a
sonstige Kosten	0,17	Mio. €/a
erhöhter Strombedarf bei E-Umwandlung	10,790	MWh/a
Kosten des Fremdstrombezugs	0,45	Mio. €/a

(Entfall Energiesteuer für Erdgas)

Erlöse/Einsparungen

Kosten biogener Schlamm zur ext. Verbrennung		€/t FM
Kosten Rinde zur ext. Verbrennung		€/t FM
Kosten anderer Reststoffe zur externen Verbrennung		€/t FM
vermiedene Entsorgungskosten		Mio. €/a
Ökostromtarif VORHER		€/MWh
Industriestrompreise VORHER		€/MWh
Ökostromtarif NACHHER	122,85	€/MWh
Industriestrompreise NACHHER	42,0	€/MWh
Ökostromeinspeisung VORHER		MWh/a
Ökostromeinspeisung NACHHER	80.000	MWh/a
Industriestrommenge VORHER (Rückkauf)		MWh/a
Industriestrommenge NACHHER (Rückkauf)	80.000	MWh/a
Mehr-Erlöse aus Ökostromeinspeisung	6,47	Mio. €/a

CO2-Einsparung

Börsepreis CO2-Zertifikat	10	€/t CO2
CO2-Einsparung durch Maßnahme	75.240	t CO2/a
max. Erlöse aus Zertifikatverkauf	0,75	Mio. €/a

Einzahlungsüberschüsse

(jährlich konstante) Einnahmen - Ausgaben	2,28	Mio. €/a	Ergebnisse
			statische Amortisationsdauer (ohne Zinskosten)
			dynamische Amortisationsdauer

Sensitivitätsanalyse

	Minderkosten	Amortisation	Amortisation
	Mio. € p. a.	statisch: Jahre	dynamisch: Jahre
Basisfall	2,28	17,6	-
Investment +15%	2,28	19,5	-
Investment -15%	2,28	15,6	46,9
Biomassepreis -25%	4,06	9,7	12,6
Erdgaspreis -25%	3,80	10,5	17,2
Erdgaspreis +25%	0,76	52,8	-
Industriestrompreis -25%	1,32	30,2	-
Industriestrompreis +25%	3,23	12,4	23,3
CO2-Preis 0 €/t	1,53	26,2	-
CO2-Preis 30 €/t	3,78	10,6	17,3
ohne Einspeisung bei Tarif	6,89	6,6	0,6

Abbildung 40: Firmen-Beispiel 2: Neuer Biomasse-Kessel bei bestehender DT.

Unternehmen: **Beispiel 3**

Energieträgerwechsel (von Erdgas auf Reststoffe) zur Ökostromeinspeisung

Technische Daten der Dampfturbine wo Ökostrom erzeugt wird

ges. Brennstoffwärmerleistung (BWL)	MW	
ges. installierte el. Nennleistung (brutto)	MW	
el. Wirkungsgrad (brutto)	%	
Jahresvolllaststunden	h/a	8.200
ges. erzeugte Strommenge (brutto)	MWh/a	
ges. Brennstoffwärmebedarf (BWB)	MWh/a bzw. GJ/a	

Eingabefeld
Quelle UBA
Berechnungsfeld
Makro-Zielwert ...

Abweichung:	
bestehender Brennstoffwärmebedarf	1.656.014 GJ/a
abgebildeter, relativ konstant verbleibender Brennstoffwärmebedarf	1.656.014 GJ/a
Kontrolle (Differenz = 0)	- GJ/a

bestehender Energieträgermix

Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	-	-	-	-
Braunkohle	-	-	-	-
Heizöl schwer	7,379	297,374	18,0	4,66
Erdgas	37,740	1.368,640	82,0	4,64
Summen	1.656,014	100,0	97,920	4,64

Brennstoffkosten	Heizwert	Emissionsfaktor
-	-	94,0 t CO2/TJ
-	-	97,0 t CO2/TJ
1.368,640 €/a	1.368,640 €/a	78,0 t CO2/TJ
6.305,200 €/a	6.305,200 €/a	56,0 t CO2/TJ
7.673,840 €/a	7.673,840 €/a	-

alternativer Energieträgermix

Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis
Steinkohle	-	-	-	-
Braunkohle	-	-	-	-
Heizöl schwer	7,379	297,374	18,0	4,66
Erdgas	8,762	316,159	19,1	4,64
Rinde (intern)	38,760	274,469	16,6	4,80
Sähe (intern)	11,390	80,594	4,9	11,59
Kalkschlamm (intern)	4,448	31,497	1,9	85,00
Kautschukabfälle (intern)	2,731	19,339	1,2	119,00
AP-Rejekte (intern)	6,709	48,074	2,9	56,00
Zopf (intern)	2,731	19,339	1,2	119,00
Feinstoff/Spuckstoff (intern)	11,380	80,584	4,9	2,95
Rejekte (extern)	40,000	283,246	17,1	56,00
Rinde, Altholz (extern)	29,000	205,354	12,4	10,00
Reststoffe NEU	147,219	1.042,481	63,0	20,40
Summen	1.656,014	100,0	46,544	11,12

Brennstoffkosten	Heizwert	Emissionsfaktor
-	-	28,0 GJ/t
-	-	9,7 GJ/t
1.368,640 €/a	1.368,640 €/a	40,3 GJ/t
1.467,235 €/a	1.467,235 €/a	36,0 GJ/1.000 m³
-	-	-
-	-	186,048 €/a
-	-	135,308 €/a
-	-	378,000 €/a
-	-	324,989 €/a
-	-	300,104 €/a
-	-	324,989 €/a
-	-	33,571 €/a
-	-	2.240,000 €/a
-	-	290,000 €/a
-	-	3.003,315 €/a
749,640 €/a	749,640 €/a	7,1 GJ/t FM

Ökonomische Daten der Umstellung auf feste Biomasse

Investitions- und Kalkulationsdaten

Investitionskosten der Maßnahme	30,5 Mio. €
Investitionskosten für Ökostromeinspeisung	Mio. €
kalkulatorischer Zinssatz	6,0 %
Nutzungsdauer der Maßnahme	10 Jahre

(bspw.: Aufbereitung, Förderanlagen, Tagesbunker, Kesselumbau, Abgasreinigung usw.)
(Trakt, Leitungen, etc.)

betriebsgebundene Mehrkosten

zusätzliches Personal	18 Anz. Pers.
zusätzliches Personal	46.692 €/a u. Pers.
zusätzliches Personal	0,04 Mio. €/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten	0,69 Mio. €/a
Versicherung und Verwalung	0,09 Mio. €/a
sonstige Kosten (Zinsen und allg. Sachaufwand)	2,03 Mio. €/a

verbrauchsgebundene Mehrkosten

Mehrkosten Brennstoff	7,84 Mio. €/a
Gewebefiltrerrückstand: Entsorgungskosten	0,32 Mio. €/a
Hamstoff Ver- und Entsorgungskosten	Mio. €/a
Asche: Ver- und Entsorgungskosten	0,68 Mio. €/a
sonstige Kosten (Betriebsmittel)	1,38 Mio. €/a
erhöhter Strombedarf bei E-Umwandlung	MWh/a
Kosten des Fremdstrombezugs	Mio. €/a

4,331 t/a	73,0 €/t
t/a	€/t
11,684 t/a	58,0 €/t

Erlöse/Einsparungen

Ökostromproduktion VORHER	MWh/a
Ökostromeinspeisung VORHER	MWh/a
Industriestrommenge VORHER (Rückkauf)	MWh/a
Ökostromtarif VORHER	€/MWh
Industriestrompreise VORHER	€/MWh
Ökostromproduktion NACHHER	MWh/a
Ökostromeinspeisung NACHHER	MWh/a
Industriestrommenge NACHHER (Rückkauf)	MWh/a
Ökostromtarif NACHHER	€/MWh
Industriestrompreise NACHHER	€/MWh
Mehr-Erlöse aus Ökostromeinspeisung	Mio. €/a

CO2-Einsparung

Börsepreis CO2-Zertifikat	10 €/t CO2
CO2-Einsparung durch Maßnahme	57,336 t CO2/a
max. Erlöse aus Zertifikatsverkauf	0,57 Mio. €/a

Einzahlungsüberschüsse

(jährlich konstante) Einnahmen - Ausgaben	2,39 Mio. €/a
---	---------------

Ergebnisse

statische Amortisationsdauer (inkl. Zinskosten)	12,8 Jahre
statische Amortisationsdauer (inkl. Zinskosten)	25,0 Jahre

Sensitivitätsanalyse

	Mehrkosten Mio. € p. a.	Amortisation statisch: Jahre	Amortisation dynamisch: Jahre
Basisfall	2,39	12,8	25,0
Lebensdauer [a]	15	2,39	12,8
Investment +15%	2,39	14,7	36,6
Investment -15%	2,39	10,9	18,1
Reststoffpreis +25%	3,14	9,7	15,0
Reststoffpreis -25%	1,64	18,6	-
Erdgaspreis +25%	3,60	8,5	12,2
Erdgaspreis -25%	1,18	25,9	-
CO2-Preis 0 €/t	1,81	16,8	-
CO2-Preis 30 €/t	3,53	8,6	12,5

Abbildung 41: Firmen-Beispiel 3: Neuer Reststoffverbrennungs-Kessel – ohne Stromerzeugung.

Unternehmen: **Beispiel 4**

Energieträgerwechsel (von Kohle, Heizöl oder Erdgas auf Biomasse) zur Ökostromeinspeisung

Technische Daten der Energieumwandlung

ges. Brennstoffwärmeleistung (BWL)	133,3 MW	Eingabefeld
ges. installierte el. Nennleistung (brutto)	26,1 MW	Quelle UBA
el. Wirkungsgrad (brutto)	19,6 %	Berechnungsfeld
Jahresvolllaststunden	5.465 h/a	Makro "Zielwert ..."
ges. erzeugte Strommenge (brutto)	142.770 MWh/a	
ges. Brennstoffwärmebedarf (BWB)	728.419 MWh/a bzw. 2.622.308 GJ/a	

Rechenrechnung:

abgebildeter Brennstoffwärmebedarf	2.622.308 GJ/a	alternativer Energie mix	2.622.308 GJ/a
bestehender Energie mix	2.622.308 GJ/a	abgebildeter, relativ kostant verbleibender Brennstoffwärmebedarf	- GJ/a
Kontrolle (Differenz = 0)	-		- GJ/a

bestehender Energieträgermix

Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis	Brennstoffkosten	Emissionsfaktor	
Steinkohle	48.953 t/a	1.367.884 GJ/a	52,2	128.581 t CO2/a	53,36	2,70 €/GJ	3.693.267 €/a	94,0 t CO2/TJ
Braunkohle	99.381 t/a	963.996 GJ/a	36,8	93.508 t CO2/a	38,80	2,70 €/GJ	2.602.788 €/a	97,0 t CO2/TJ
Heizöl schwer	6.011 t/a	242.243 GJ/a	9,2	18.895 t CO2/a	7,84	4,20 €/GJ	1.017.422 €/a	76,0 t CO2/TJ
Erdgas	-	-	-	-	-	-	-	55,0 t CO2/TJ
Biogas	286 1.000 m³/a	8.294 GJ/a	0,3	-	-	-	-	1 t CO2/TJ
interner biogener Schlamm IST	38.617 t FM/a	39.891 GJ/a	1,5	-	-	-	0	-
interne Rinde IST	-	-	-	-	-	-	-	-
andere interne biogene Reststoffe IST	-	-	-	-	-	-	-	-
externe biogene Reststoffe IST	-	-	-	-	-	-	-	-
Summen		2.622.308 GJ/a	100,0	240.984 t CO2/a	100,0	2,79 €/GJ	7.313.497 €/a	

abgebildeter BWB in % des ges. BWB: **100,0 %**
 Ökostromanteil IST in % des ges. BWB: **7,8 %**

alternativer Energieträgermix

Reduktion in %	Brennstoffeinsatz	Brennstoffeinsatz	Anteil [%]	CO2-Emissionen	Anteil [%]	Preis	Brennstoffkosten	Heizwert
50	24.427 t/a	683.942 GJ/a	26,1	64.291 t CO2/a	49,5	2,70 €/GJ	1.846.643 €/a	28,0 GJ/t
50	49.891 t/a	481.998 GJ/a	18,4	46.754 t CO2/a	36,0	2,70 €/GJ	1.301.394 €/a	9,7 GJ/t
	6.011 t/a	242.243 GJ/a	9,2	18.895 t CO2/a	14,5	4,20 €/GJ	1.017.422 €/a	40,3 GJ/t
	-	-	-	-	-	-	-	36,0 GJ/1.000 m³
	286 1.000 m³/a	8.294 GJ/a	0,3	-	-	-	-	29,0 GJ/1.000 m³
	38.617 t FM/a	39.891 GJ/a	1,5	-	-	-	-	1,033 GJ/t FM
	-	-	-	-	-	-	-	GJ/t FM
	-	-	-	-	-	-	-	GJ/t FM
	-	-	-	-	-	-	-	GJ/t FM
	107.957 t FM/a	1.165.940 GJ/a	44,5	-	-	5,5 €/GJ	6.412.669 €/a	10,8 GJ/t FM
Summen		2.622.308 GJ/a	100,0	129.939 t CO2/a	100,0	4,03 €/GJ	10.578.129 €/a	

abgebildeter BWB in % des ges. BWB: **100,0 %**
 Ökostromanteil NEU in % des ges. BWB: **46,3 %**

Abfallentsorgung

	VORHER	NACHHER
biogener Schlamm zur ext. Verbrennung	t/a	t/a
Rinde zur ext. Verbrennung	t/a	t/a
andere Reststoffe zur externen Verbrennung	t/a	t/a

Ökonomische Daten der Umstellung auf feste Biomasse

Investitions- und Kalkulationsdaten

Investitionskosten der Maßnahme	12,0 Mio. €	(bspw.: Aufbereitung, Förderanlagen, Tagesbunker, Kesselumbau, Abgasreinigung usw.)
Investitionskosten für Ökostromeinspeisung	Mio. €	(Trafo, Leitungen, etc.)
kalkulatorischer Zinssatz	7,0 %	
Nutzungsdauer der Maßnahme	10 Jahre	

betriebsgebundene Mehrkosten

zusätzliches Personal	Anz. Pers.	verbrauchsgebundene Mehrkosten	3,26 Mio. €/a
zusätzliches Personal	€/a u. Pers.	Mehrkosten Brennstoff	€/GJ
zusätzliches Personal	Mio. €/a	Energiekosten BM-Aufbereitung u. Transport	- Mio. €/a
Wartungs- und Instandhaltungskosten	Mio. €/a	Energiekosten BM-Aufbereitung u. Transport	- Mio. €/a
Versicherung und Verwaltung	Mio. €/a	Sand: Ver- und Entsorgungskosten	- Mio. €/a
sonstige Kosten	Mio. €/a	Harnstoff: Ver- und Entsorgungskosten	- Mio. €/a
		Asche: Ver- und Entsorgungskosten	- Mio. €/a
		sonstige Kosten	- Mio. €/a
		erhöhter Strombedarf bei E-Umwandlung	9,915 MWh/a
		Kosten des Fremdstrombezugs	0,46 Mio. €/a

Erlöse/Einsparungen

Kosten biogener Schlamm zur ext. Verbrennung	€/t FM	CO2-Einsparung	Börsepreis CO2-Zertifikat	10 €/t CO2
Kosten Rinde zur ext. Verbrennung	€/t FM	CO2-Einsparung durch Maßnahme	111,044 t CO2/a	
Kosten anderer Reststoffe zur externen Verbrennung	€/t FM	max. Erlöse aus Zertifikatverkauf	1,11 Mio. €/a	
vermiedene Entsorgungskosten	Mio. €/a			
Ökostromtarif VORHER	€/MWh			
Industriestrompreise VORHER	€/MWh			
Ökostromtarif NACHHER	62,0 €/MWh			
Industriestrompreise NACHHER	46,0 €/MWh			
Ökostromeinspeisung VORHER	MWh/a			
Ökostromeinspeisung NACHHER	66.102 MWh/a			
Industriestrommenge VORHER (Rückkauf)	MWh/a			
Industriestrommenge NACHHER (Rückkauf)	66.102 MWh/a			
Mehr-Erlöse aus Ökostromeinspeisung	1,06 Mio. €/a			

Einzahlungsüberschüsse

(jährlich konstante) Einnahmen - Ausgaben	-1,55 Mio. €/a	statische Amortisationsdauer (ohne Zinskosten)	neg Jahre
		dynamische Amortisationsdauer	neg Jahre

Sensitivitätsanalyse

	Minderkosten	Amortisation	Amortisation
	Mio. € p. a.	statisch: Jahre	dynamisch: Jahre
Basisfall	-	1,55	neg
Investment -15%	-1,55	neg	neg
Investment +15%	1,55	neg	neg
Biomassepreis -25%	3,16	neg	neg
Biomassepreis +25%	0,09	237,6	-
Kohlepreise -25%	0,77	neg	neg
Kohlepreise +25%	2,34	neg	neg
Industriestrompreis -25%	2,43	neg	neg
Industriestrompreis +25%	0,68	neg	neg
CO2-Preis 0 €/t	2,66	neg	neg
CO2-Preis 30 €/t	0,67	18,0	neg
ohne Ökostromeinspeisung bei Tarif	1,94	6,2	8,4

Abbildung 42: Firmen-Beispiel 4: Ersatz von Kohle in der WS durch feste Biomasse.

7 Kraft-Wärme-Kopplung

In einer von CEPI durchgeführten SAVE Studie wird das Repowering-Potenzial bestehender KWK-Anlagen berechnet (siehe Kapitel 6.1). Aufgrund der sehr hohen theoretischen Potenziale, die in dieser Studie angegeben werden, hat die E.V.A. im Auftrag des begleitenden Gremiums diese Potenziale grob evaluiert. Dieses Kapitel präsentiert nun die Ergebnisse dieser Evaluierung.

7.1 CEPI-Studie

Im Nov. 2002 wurde eine von der Europäischen Kommission über SAVE II geförderte und von CEPI gemeinsam mit ASPAPEL, ASSOCARTA, AUSTROPAPIER, COBELPA sowie der „Paper Federation of Great Britain“ durchgeführte EU-Studie präsentiert. Die Studie untersuchte, welche CO₂-Reduktionspotenziale durch Repowering traditioneller Gegendruck-Dampfturbinen-Anlagen umsetzbar sind¹⁴. Unter Mitwirkung von 10 österreichischen Unternehmen (bei Datensammlung) und 2 Firmen, die als „Case Studies“ dienen, wird für Österreich ein enormes CO₂-Reduktionspotenzial von ca. 2,4 Mio. t CO₂ identifiziert (das entspricht einer zusätzlich erzeugten Strommenge von ca. 6.000 GWh_{el}/a). Hierbei wurde mit zusätzlich vermiedenen CO₂-Emissionen von 400 t CO₂/GWh_{el} gerechnet. Die Firmenexperten stellen dieses äußerst hohe Potenzial in Frage und die E.V.A. wurde vom begleitenden Gremium ersucht, dieses zu evaluieren.

(CEPI 2002: siehe auch <http://www.cepi.org/files/SAVE-final-180200A.pdf>)

7.2 Vorgangsweise

In der vorliegenden Evaluierung werden nur jene Unternehmen berücksichtigt, bei denen ein Repowering aufgrund der Anlagenkonfiguration möglich ist. Anlagen, die z.B. mit reinen Wirbelschichtanlagen betrieben werden, sind in der Untersuchung nicht inkludiert. Übrig bleibt eine reduzierte Anzahl von Unternehmen, bei denen theoretisch eine Gasturbine vorgeschaltet werden kann.

Bei Anlagen, die einen Laugenkessel oder einen Biomassekessel in die KWK-Anlage integriert haben und zusätzlich noch einen Erdgaskessel besitzen, wird nur der Brennstoffeinsatz im Erdgaskessel zur Berechnung des Potenzials herangezogen.

Für jedes dieser Unternehmen wird die eingesetzte Brennstoffmenge in der KWK-Anlage ermittelt und damit der elektrische Wirkungsgrad, der thermische Wirkungsgrad und der Gesamtwirkungsgrad der Energieanlage berechnet. Der derzeitige Brennstoffeinsatz wird mit dem Brennstoffeinsatz nach der Vorschaltung einer Gasturbine verglichen.

Es wird auch untersucht, welche Anlagen noch mit einfachen Gegendruck-KWK-Anlagen ausgestattet werden können.

¹⁴ Von „Repowering“ wird laut CEPI 2002 gesprochen, wenn traditionelle Gegendruck-Dampfturbinen-Anlagen zu GuD-Kraftwerken umgebaut werden, indem der Dampfkessel durch eine Gasturbine (GT) mit Abhitzekeessel (AHK) ersetzt wird (dies wird hier auch als „Vorschaltung einer GT“ bezeichnet).

7.3 Die Ergebnisse

In der Untersuchung werden 19 Firmen berücksichtigt, bei 9 Firmen besteht durch die Installation einer Gasturbine ein Potenzial zur Reduktion der CO₂-Emissionen, wobei in vier Unternehmen die größten Potenziale vorhanden sind.

Einige Firmen haben bereits eine Gasturbine installiert. Für diese Firmen wurde nur dann ein Potenzial errechnet, wenn noch einem Dampfkessel eine Gasturbine vorgeschaltet werden kann. Bei einem Unternehmen wird eine Ökostromanlage umgesetzt, dadurch ist die Vorschaltung einer Gasturbine nicht möglich.

Jene 9 Unternehmen, bei denen eine Gasturbine vorgeschaltet werden kann, haben im Jahr 2001 Brennstoff mit einem Energieinhalt von 2.113.360 MWh eingesetzt. Mit diesem Brennstoff wurden 1.519.694 MWh Wärme und 324.421 MWh Strom produziert, der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad dieser Anlagen beträgt 87 %, der thermische Wirkungsgrad 72 % und der elektrische Wirkungsgrad 15 %. Für die GuD-Anlage werden ein elektrischer Wirkungsgrad von 35 %, ein thermischer Wirkungsgrad von 41 % und ein Gesamtwirkungsgrad von 76 % angenommen. Für die Ermittlung des CO₂-Einsparpotenzials wird angenommen, dass die Wärmeproduktion vor der Umrüstung der Energieanlage zu 80% durch eine GuD-Anlage aufgebracht werden kann. Die restlichen 20 % müssen durch einen Gaskessel aufgebracht werden, der dem schwankenden Wärmebedarf in der Papierfabrik besser folgen kann als eine GuD-Anlage. Mit diesen Annahmen steigt der Brennstoffeinsatz pro Jahr auf 2.965.257 MWh und die Stromproduktion auf 1.037.840 MWh.

Durch den höheren elektrischen Wirkungsgrad werden im Vergleich zur bisherigen Anlage 714 GWh Strom zusätzlich produziert. Werden die CO₂-Emissionen des thermischen EVU-Kraftwerksparks in Österreich zur Bewertung der Stromemissionen herangezogen, so ergibt sich in Summe eine Emissionseinsparung von etwa 213.985 Tonnen CO₂ pro Jahr. Dieses Potenzial ist ca. um einen Faktor 10 geringer als jenes der CEPI Studie. Gründe dafür können die nicht berücksichtigten Anlagenspezifika der einzelnen Firmen sein, sowie ein etwas zu hoher CO₂-Emissionsfaktor. Ansonsten kann die Einsparung nur erhöht werden, wenn auch mehr Wärme produziert wird. Dafür braucht es aber auch einen Abnehmer.

Es wird hervorgehoben, dass dieses Potenzial nur umgesetzt werden kann, wenn entweder ein CO₂-mäßig schlechteres Kraftwerk derselben Größenordnung abgeschaltet oder das Potenzial bei zukünftigen Ausbauplänen des öffentlichen Kraftwerksparks berücksichtigt wird.

Bei drei Unternehmen besteht zusätzlich noch die Möglichkeit, eine Gegendruck-KWK-Anlage zu installieren, die Emissionsreduktion beträgt in Summe ca. 20.000 Tonnen CO₂/a.

Tabelle 18: Ergebnisse von 9 KWK-Anlagen (vor Repowering) vs. GuD (nach Repowering)

		KWK (IST)	GuD
Gesamtwirkungsgrad	%	87	76
Thermischer Wirkungsgrad	%	72	35
Elektrischer Wirkungsgrad	%	15	41
Brennstoffeinsatz	GWh/a	2.113	2.965
Wärmeproduktion	GWh/a	1.520	1.216
Stromproduktion	GWh/a	324	1.038

8 CO₂-Monitoring

Als Ausgangspunkt werden die rechtlichen Anforderungen an die Überwachung von Treibhausgasemissionen zusammengefasst und deren Zusammenhänge dargestellt. Die wesentliche Rechtsgrundlage stellt das österreichische Emissionszertifikategesetz dar, welches bei den Bestimmungen zum CO₂-Monitoring auf die Emissionshandelsrichtlinie (2003/87/EG) zurückgreift. In einem weiteren Schritt wurden Unterscheidungskriterien definiert, anhand derer die Erfassungstools (CEPI Tool, UBA Fragebogen) auf ihre Kompatibilität mit den rechtlichen Anforderungen verglichen wurden.

8.1 Rechtliche Grundlagen und Festlegung der Überwachungsmaßnahmen

Folgende Quellen enthalten Anforderungen und Vorgaben zur Überwachung von Treibhausgasemissionen:

- 1) Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten (EH-RL)
- 2) Österreichisches Emissionszertifikategesetz (EZG)
- 3) EU-Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung bzgl. Treibhausgasemissionen

8.1.1 Zusammenhang der rechtlichen Grundlagen

Die EU-Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung wurden auf Basis der EH-RL (Artikel 14) erlassen und orientieren sich an den Grundsätzen in Anhang IV der EH-RL. Das EZG regelt in § 7, dass sich die Überwachung der Emissionen an den Grundsätzen in Anhang 2 des EZG (entspricht dem Anhang IV der EH-RL), den EU-Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung, sowie an den Bestimmungen des Genehmigungsbescheids zu orientieren hat. Der zuständige Minister hat entsprechend den Grundsätzen in Anhang 2 des EZG nähere Vorschriften zur Überwachung in einer Verordnung zu erlassen, die die EU-Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung beachten sollen.

8.1.2 Festlegung der konkreten Überwachungsmaßnahmen

Die konkreten, anlagenspezifischen Maßnahmen zur Überwachung der Emissionen werden im Zuge des Genehmigungsverfahrens für jede Anlage festgelegt: Ab 1. Jänner 2005 dürfen nur noch genehmigte Anlagen betrieben werden (§ 4. und § 5. EZG). Die Anträge auf Genehmigung einer Anlage zur Emission müssen alle Quellen der Emissionen, sowie die geplanten Maßnahmen zur Überwachung und Berichterstattung enthalten. Die Genehmigung des Antrags erfolgt durch die zuständige Behörde und enthält Auflagen für die Überwachung (Methode und Häufigkeit) und Berichterstattung.

8.1.3 Erste Emissionsmeldung und Prüfung

Der Anlagenbetreiber hat erstmals am 31.3.2006 die Emissionen für das Jahr 2005 zu melden (§ 8. EZG). Der Minister hat nähere Vorschriften über die Meldung zu erlassen, gemäß den Grundsätzen in Anhang 2 des EZG und gemäß EU-Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung. Gleichzeitig mit der Emissionsmeldung hat jeder Anlagenbetreiber eine Bescheinigung einer unabhängigen Prüfeinrichtung vorzulegen.

8.2 Erfassungstools im Vergleich

Folgende Punkte sind bei der Entwicklung von Erfassungstools zur Überwachung und Berichterstattung von Emissionen entscheidend:

- Operative Abgrenzung: Welche Tätigkeiten und Prozesse (Emissionsquellen) werden bei der Überwachung und Berichterstattung (Erfassung) berücksichtigt?
- Erfassung der Emissionen: Für jede Emissionsquelle die erfasst werden soll, sind Methode und Faktoren festzulegen.
- Organisatorische Abgrenzung: Wie werden direkte und indirekte Emissionen abgegrenzt und erfasst?
- Abgrenzung der berücksichtigten Treibhausgase: Wird nur CO₂ erfasst oder auch Lachgas (N₂O) und Methan (CH₄)?
- Darstellung der Ergebnisse: Wie und welche Informationen müssen im Rahmen der Berichterstattung und Meldung dargestellt werden?

In der folgenden grafischen Darstellung werden die rechtlichen Anforderungen, soweit sie über das EZG, die EH-RL und die EU-Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung vorgegeben sind, dargestellt. Dem gegenüber gestellt ist der Umfang der Erfassung im Rahmen des CEPI-Tools¹⁵.

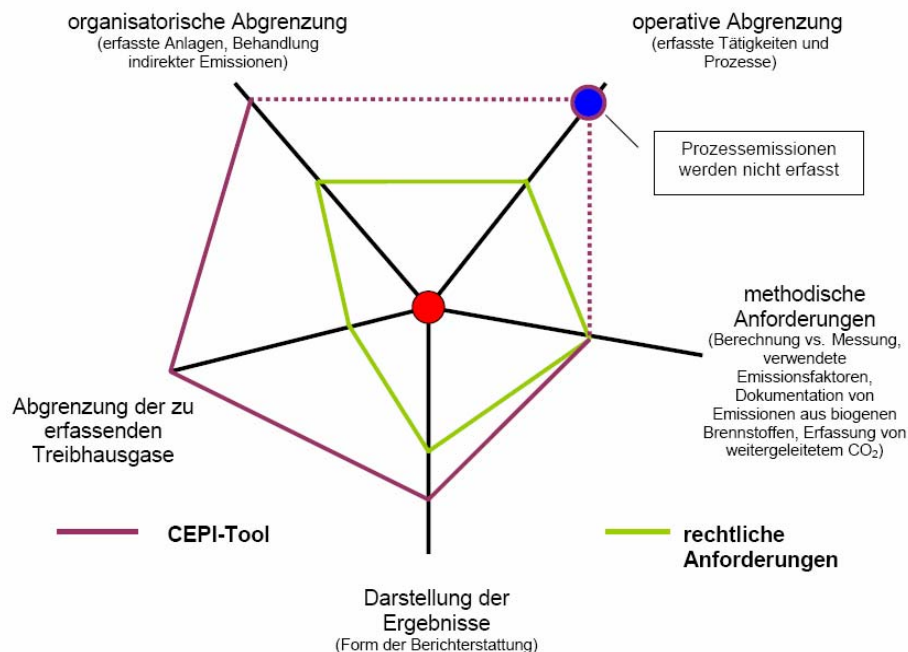


Abbildung 43: Rechtliche Anforderungen und Erfassungsumfang des CEPI-Tools

¹⁵ Das hier als „CEPI-Tool“ beschriebene Erfassungssystem für THG-Emissionen wurde in einem Projekt der „Climate Change Working Group“ als Teil des „International Council of Forest and Paper Associations (ICFPA)“ unter Beteiligung der Confederation of European Paper Industries (CEPI) entwickelt. Das CEPI-Tool sollte einen methodischen Rahmen liefern, um eine einheitliche, branchenspezifische Erfassung der Emissionen zu ermöglichen.

Da zur Erfassung der CO₂-Emissionen vom Umweltbundesamt bereits ein eigenes Tool entwickelt und zur Erfassung eingesetzt wurde, ist in der folgenden Tabelle der Erfassungsumfang des UBA-Fragebogens ebenfalls gegenübergestellt.

Tabelle 19: Rechtliche Anforderungen und Erfassungsumfang des UBA-Fragebogens und des CEPI-Tools

	EZG/EH-RL: Rechtl. Anforderungen	UBA -FB umfasst	CEPI-Tool umfasst
Abgrenzung der Erfassung			
Emissionen aus Verbrennung (Verbrennungsöfen, Hilfskessel, Gasturbinen und andere Feuerungsanlagen, Trockner)	✓	✓	✓
Emissionen aus Rückgewinnungskesseln und anderen Einrichtungen, in denen Laugen verbrannt werden	✓	✓	⊖
Prozessemissionen, die auf den Einsatz von Karbonaten als Zusatzchemikalien zurückzuführen sind	✓	✓	⊖
Emissionen aus Kalk- und Kalzinieröfen	✓	✓	✓
Abwasserbehandlung und Deponien, einschließlich anaerobe Abwasserbehandlung oder Schlammfäulungsverfahren und Deponien zur Entsorgung von Papierfabrikabfällen	⊖	⊖	✓
Emissionen von Fahrzeugen und anderen Geräten	⊖	⊖	✓
Emissionen aus Im- und Exporten von Strom und Wärme (indirekte Emissionen)	⊖ ¹⁶	⊖ ¹⁷	✓
Es werden nur CO ₂ Emissionen erfasst	✓	✓	⊖ ¹⁸
Grundsätze bei der Erfassung der Emissionen			
Grundsätzlich können Emissionen durch Berechnung oder Messung ermittelt werden	Berechnung ¹⁹	Berechnung	Berechnung
Es können etablierte Emissionsfaktoren verwendet werden	✓ ²⁰	✓	✓
Emissionen aus der Verbrennung biogener Brennstoffe sind (gesondert) zu dokumentieren	✓	✓	✓
Weitergeleitetes CO ₂ aus dem Emissionswert herausrechnen und gesondert dokumentieren	✓	✓	✓

¹⁶ Ob eine zusätzliche Feuerungsanlage (bspw. eine ausgelagerte KWK-Anlage) als eigenständige Anlage zu betrachten ist, hängt von den örtlichen Gegebenheiten ab und wird im Rahmen der Genehmigung der Anlage entschieden.

¹⁷ Es werden Stromversorgung und Dampf/Wärme in MWh/a erfasst.

¹⁸ Das CEPI-Tool erfasst auch N₂O- und CH₄-Emissionen.

¹⁹ Messungen sind grundsätzlich auch möglich, allerdings müssen sie begründet werden und zusätzlich ist eine begleitende Berechnung erforderlich.

²⁰ Für die Papier- und Zellstoffindustrie ist der Ebene 1-Ansatz ausreichend (außer bei den Tätigkeitsdaten wird der Ebene 2-Ansatz verlangt). Dementsprechend können prinzipiell Referenzemissionsfaktoren nach IPCC-Leitlinien (1996) verwendet werden.

8.3 Schlussfolgerungen

Die rechtlichen Anforderungen, zumindest soweit sie über EZG, EH-RL und die EU-Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung vorgegeben sind, liegen deutlich unter dem Erfassungsrahmen, den das CEPI-Tool vorsieht. Die wesentlichsten Unterschiede liegen in den indirekten Emissionen (Emissionen aus Im- und Exporten von Strom und Wärme), den Emissionen aus Fahrzeugen und Geräten und den Emissionen aus Deponien die vom CEPI-Tool erfasst werden, zur Erfüllung der rechtlichen Anforderungen aber nicht erforderlich sind. Umgekehrt wäre die Erfassung von Prozessemissionen rechtlich gefordert, diese werden aber vom CEPI-Tool nicht direkt berücksichtigt.

Wie auch aus **Tabelle 19** ersichtlich ist, deckt sich der Erfassungsumfang des UBA-Fragebogens sehr gut mit den rechtlichen Anforderungen. Da der UBA-Fragebogen bereits in der Praxis eingesetzt worden ist, würde sich demnach die Verwendung (einer evtl. weiterentwickelten Version) des UBA-Fragebogens anbieten.

9 Zusammenfassung

Im Rahmen einer im Frühjahr 2002 gestarteten innovativen Projektpartnerschaft begleitete die E.V.A. die österreichische Papierindustrie bei der Erstellung einer Branchenklimatestrategie und bewertete u. a. den Energieeffizienz-Status der Branche sowie die zukünftig noch umsetzbaren CO₂-Reduktionspotenziale. Des Weiteren wurde untersucht, wie weit sich durch geänderte Rahmenbedingungen neue Chancen für die Branche eröffnen.

Die österreichische Papierindustrie umfasst 29 Anlagen von denen 27 dem Emissionshandel unterliegen. 25 dieser 27 Anlagen wurden durch UBA-Fragebögen erfasst, d. h. es liegen je Anlage detaillierte Daten zu Produktion, Energieverbrauch und CO₂-Emissionen vor, ebenso zu den installierten Energieumwandlungsanlagen, sowie zu bereits geleisteten Energieeffizienz- bzw. CO₂-mindernden Maßnahmen („Early Actions“).

Ergänzende Informationen wurden in E.V.A.-Fragebögen, in Vor-Ort-Gesprächen sowie im Projekt-begleitenden Gremium übermittelt. Hierbei möchte sich die E.V.A. bei allen Firmenexperten, sowie bei Austropapier für die offene und transparente Informationskultur, aber auch für die vielen informativen Diskussionen bedanken, die stark zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Entwicklungen seit 1990

Von 1990 bis 2001 wurde die Papier- und Marktzellstoffproduktion (in Tonnen) um 40 % gesteigert, das entspricht einer jährlichen Steigerungsrate von ca. 3,7 %. Im selben Zeitraum hat der Energieverbrauch lediglich um 25,6 % zugelegt. Damit hat die Branche ihre spezifischen CO₂-Emissionen in den 90er Jahren um über 20 % reduziert, das entspricht ca. 2 % pro Jahr.

Der Anteil biogener Energieträger am gesamten Brennstoffeinsatz der Branche beträgt 2001 bereits ca. 50 % (inkl. externe Dampf-/Wärmezufuhr). Dieser hohe Wert ist auf die einmalige Situation der Papierindustrie zurückzuführen, die als Rohstoff Holz einsetzt. Knapp 80 % des biogenen Anteils sind vor allem auf die energetische Verwertung von Lauge zurückzuführen, die bei der Zellstoffproduktion anfällt.

Die vielen bisher realisierten Energieeffizienzmaßnahmen, die sogenannten „Early Actions“, reichen von laufenden Prozessoptimierungen, Wärmerückgewinnungen, der Installierung energieeffizienter Motoren, über klassische Prozesstechnologien wie die Installierung von Schuhpressen bzw. Prozessumstellungen z.B. bei der Zellstofferzeugung bis hin zu aufbringungsseitigen Investitionen (z.B. Energieträgerwechsel).

KWK-Branche

Die österreichische Papierindustrie kann als die „KWK-Branche“ bezeichnet werden. Von den 27 erfassten Anlagen sind 20 (praktisch alle großen Standorte) mit dieser effizienten Technologie ausgestattet. Dies trägt dazu bei, dass der branchenweite Jahresnutzungsgrad der Energieumwandlung 80 % beträgt. Gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme resultiert dies in einer Primärenergieeinsparung von 9,4 %, was praktisch dem geforderten Benchmark der KWK-Richtlinie von 10 % entspricht. Eine grobe Evaluierung ergibt, dass evtl. noch an einigen kleinen Standorten KWK-Anlagen mit Gegendruckturbinen errichtet werden können, dies entspräche einem theoretischen CO₂-Reduktionspotenzial von ca. 20.000 t CO₂/a (im Vergleich zum österreichischen, thermischen EVU-Strommix).

Eine weitere nennenswerte Steigerung der Effizienz der Energieaufbringung lässt sich durch ein Repowering der vorwiegend eingesetzten Gegendruckturbinen erreichen (Vorschaltung einer Gasturbine mit Abhitzekeessel). Eine grobe Evaluierung dieses Potenzials ergibt, dass

in der österreichischen Papierindustrie etwa 713.000 MWh_{el} Strom zusätzlich erzeugt werden könnten. Würde diese Strommenge dieselbe Strommenge aus dem österreichischen thermischen EVU-Kraftwerkpark substituieren, dann würde dies österreichweit zu einer CO₂-Reduktion von etwa 214.000 t CO₂/a führen.

Dieses technische Potenzial ist allerdings nur dann lukrierbar, wenn die Papierfabriken verstärkt auch als Standort für die öffentliche Stromerzeugung genutzt werden.

Fazit

Der österreichischen Papierindustrie kann bzgl. Energieeffizienz generell ein sehr gutes Zeugnis ausgestellt werden. Die Unternehmen erfüllen nicht nur die europaweit gültigen Energieeffizienz-Kennzahlen (BAT) der Branche. Auch die Überprüfung einer Maßnahmen-Checkliste, sowie die Durchführung von firmenspezifischen Energieaudits durch ALLPLAN und andere externe Berater ergeben, dass in der Branche bereits laufend Energieeffizienz-Optionen umgesetzt werden und bestätigen somit die gute Effizienzentwicklung.

Trotzdem werden weitere Verbesserungen möglich sein. Die Analysen zeigen weitere Reduktionspotenziale auf, die im Branchenschnitt bei etwa 1 % pro Jahr liegen. Dieser Wert wurde auch vom Gremium bestätigt. Um technisch machbare von wirtschaftlich auch realisierbaren Potenzialen unterscheiden zu können, wurden sowohl aufbringungsseitig (Energieträgerwechsel, Ökostrom bzw. Umstieg auf Biomasse) als auch nachfrageseitig (Produktionsprozess, Querschnittstechnologien) konkrete Beispielprojekte untersucht. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 20: Zusammenfassung aller identifizierten CO₂-Reduktionsmaßnahmen

	Maßnahmengruppe	Technisches Potenzial [t CO₂/a]	Wirtschaftliches Potenzial [t CO₂/a]
1	Energieträgerwechsel	17.508	9.000
2	Ökostrom (biogene Energieträger)	282.380	38.000
3	Produktionsprozess	44.414	-
4	ALLPLAN	68.390	61.704
	Summe	412.692	108.704

Die Untersuchung ergibt, dass in den konkreten Beispielprojekten ein technisches CO₂-Reduktionspotenzial von ca. 413.000 t CO₂/a (ca. 21 % der fossilen CO₂-Emissionen) identifiziert werden konnte, allerdings kann nur ein Potenzial von ca. 109.000 t CO₂/a (ca. 5,7 %) auch wirtschaftlich umgesetzt werden²¹.

Es fällt auf, dass im Bereich „Energieeffizienzmaßnahmen im Produktionsprozess“ keine wirtschaftlich umsetzbaren Projekte identifiziert werden konnten. Dies hat v. a. den Grund, dass viele Energieeffizienzmaßnahmen oft erst in Abhängigkeit von Produktionssteigerungen wirtschaftlich umsetzbar sind. Laufende Optimierungen sind in diesem Potenzial allerdings noch nicht inkludiert.

²¹ In dieser Studie wird dann von einem wirtschaftlichen Potenzial gesprochen, wenn sich die identifizierten Maßnahmen in 5 Jahren bzw. darunter amortisieren.

Bei KWK-Anlagen besteht durch das Vorschalten von Gasturbinen zwar das bei weitem höchste zukünftige Effizienzpotenzial (etwa 214.000 t CO₂/a). Dieses kann jedoch nur gemeinsam mit der Energiewirtschaft lukriert werden und ist unter den derzeitigen finanziellen Rahmenbedingungen für die Firmen nicht wirtschaftlich realisierbar.

Nachfrageseitig ist weiterhin zu überprüfen, in welchem Ausmaß noch zusätzliche effizienzsteigernde Maßnahmen wirtschaftlich realisierbar sind. Laufende Optimierungen werden weiterhin möglich sein. Diese lassen sich jedoch am ehesten im Zuge von Produktionssteigerungen umsetzen.

Tritt ein laut Branchenumfrage prognostiziertes Produktionswachstum von 2,5 bis 3 % ein, dann ist nicht zu erwarten, dass der durch die Produktionssteigerung bedingte Anstieg der CO₂-Emissionen zur Gänze durch wirtschaftliche CO₂-Reduktionsmaßnahmen im Energiebereich aufgefangen werden kann.

10 Kommunikation

Neben der eigentlichen Projektarbeit kommuniziert die E.V.A. auch in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber das Projekt an sich bzw. dessen Ergebnisse nach außen.

Bisher wurde das Projekt auf der E.V.A.-Website dargestellt (siehe <http://www.eva.ac.at/projekte/papier.htm>). Dort wird auch der Endbericht als download im pdf-Format zur Verfügung gestellt. Des Weiteren wurden mehrere Artikel im „energy“ der E.V.A. sowie in der Zeitschrift der Papierindustrie vorbereitet. Auf Initiative von Austropapier fanden mehrere „Round Table“ Gespräche zum Thema „Emissions Trading“ bzw. Klimaschutz statt, an welchen die E.V.A. teilnahm.

Anfang Dezember 2003 wurde eine gemeinsame Presseausendung durchgeführt. Am 13. Jänner 2004 wurden bei einem Ministerbürotermin die vorläufigen Projektergebnisse vorgestellt.

Bei einer internationalen IPPC-Konferenz zur Abklärung von BREF/BAT-Dokumenten, welche vom UBA am 21./22. Okt. 2004 in Wien veranstaltet wurde, wurde von DI Otto Starzer, E.V.A., ein Paper zum Thema: „Combining IPPC and Emission Trading: An assessment of energy efficiency and CO₂ reduction potentials in the Austrian paper industry“ präsentiert. DI Starzer nahm auch an der abschließenden Podiumsdiskussion teil.

Weiters wurde bei ACEEE und ECEEE (American bzw. European Council for Energy Efficient Economy) ein Abstract eingereicht, wobei das Abstract für die ECEEE-Konferenz bereits als Papervortrag akzeptiert wurde. Die Konferenzen finden im Juni bzw. Juli 2005 statt.

Für den Abschluss des Projekts ist noch eine Pressekonferenz vorgesehen, die voraussichtlich im Jänner 2005 stattfinden wird.

11 Literatur

Austropapier-Daten: aus der von Austropapier jährlich veröffentlichten Jahresberichten

Austropapier 1999: „Unser Papier“, Austropapier Zeitschriftenverlag 1999

Bölle C.-D., 1994: „Zur Methodik der Konzeption einer industriellen Energieversorgung unter besonderer Berücksichtigung der Papiererzeugung: Dissertation Karlsruhe 1994

CADDET: Asblad A. et al 2001: “Energy Conservation in the Pulp and Paper Industry”: CADDET Analyses Series No. 28, 2001

CADDET-11: “Energy Efficiency in the Paper Recycling Industry”, Maxi Brochure 11, 1998

CEPI 2002: “Executive Summary of the SAVE study on the potential for the enhancement of combined heat and power (CHP) in the European pulp and paper industry by re-powering existing CHP units into combined gas-steam cycle”; carried out under the Commission’s SAVE Programme, Nov. 2002

De Beer J., Phylipsen D., Bates J. 2001: „Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change: economic evaluation of Carbon Dioxide and Nitrous Oxide emission reductions in industry in the EU“, contribution to a study for DG environment, EC by Ecofys Energy and Environment, AEA Technology environment and National technical university of Athens, Utrecht 2001

Drasdo P., Starrmann F. 2000: „Analyse und Prognose des Energieeinsatzes, des Energieaufkommens und der CO₂- Emissionen der Zellstoff- und Papierindustrie in Deutschland: Energiewirtschaftliches Institut Universität Köln 2000

Emissionshandel 2003: Richtlinie 2003/87/EC des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003, for establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC

Haworth A., Fletcher K., Eichhammer W., Marscheider-Weidemann F., Michels K., Faaij A. 2000: „Study on energy management and optimisation in industry“ AEA Technology (UK), Fraunhofer-ISI, University of Utrecht, im Auftrag der Europäische Kommission, GD Umwelt, UK July 2000

ICARUS-4: Alsema E.A. 2001: “Sector study for the Paper and board industry and the graphical industry”, Report prepared for the Utrecht Centre for Energy Research (UCE) as a part of project nr. EB/99044645, contracted by Netherlands Ministry of Economic Affairs, Netherlands Ministry of Housing, Spatial Planning and Environment, report nr NWS-E-2001-02, ISBN 90-73958-78-4, Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, July 2001

IPPC 2001: BREF Document - “Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC): Reference Document on Best Available Techniques in the Pulp and Paper Industry”, European Commission, December 2001

KLC: Lähepelto: “Sustainable Paper. Energy in Paper and Board Production”: Research Programme 1993-1998: The Finnish Pulp and Paper Research Institute

KWK-Richtlinie 2004: „Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG“, Amtsblatt der europäischen Kommission, 21. Feb. 2004

Martin N., Anglani N., Einstein D., Khrushch M., Worrell E., Price L.K., 2000: „Opportunities to Improve Energy Efficiency and Reduce Greenhouse Gas Emissions in the U.S. Pulp and Paper Industry“, Lawrence Berkeley Laboratory, Environmental Energy Division, US DoE contract No. DE-AC03-76SF00098, July 2000

Radgen P., Meyer H.F. ; „Rationelle Stromnutzung in der Papierindustrie“: Fraunhofer ISI

Mohr et al 1998: „Zukunftsfähige Energietechnologien für die Industrie“: Springer 1998

ÖSTAT 2001: „Sektorale Energiebilanzen 1970-1999, Herstellung u. Verarbeitung v. Papier u. Pappe, Konjunkturerhebung im Produzierenden Bereich NACE 21“, Energetischer Endverbrauch, TJ, Statistik Austria 2001

Pilz, H. 1996: „Die Bedeutung von Papierflüssen und -kreisläufen für die CO₂- und CH₄-Emissionen in Österreich“: Diplomarbeit TU Wien 1996

RWI 2000: „Die Klimaschutzklärung der deutschen Industrie vom März 1996 – eine abschließende Bilanz: Monitoring Bericht der deutschen Zellstoff- und Papierindustrie zur Reduzierung des spezifischen CO₂-Ausstoßes aus fossilen Energieträgern“, Verband Deutscher Papierfabriken, RWI Essen, 2000

UBA: Daten aus den vom Umweltbundesamt (UBA) und Institut für Industrielle Ökologie (IIÖ) ausgearbeiteten und von den einzelnen Firmen ausgefüllten und zur Verfügung gestellten Fragebögen zur Datenerhebung bzgl. der Zuteilung von Emissionsberechtigungen im Rahmen des Europäischen Emissionshandels, Jän. - März 2004

Windsperger A., Hintermeier G., Windsperger B. 2000: „Branchenerhebung CO₂-Emissionen“, Institut für industrielle Ökologie, im Auftrag von Wirtschaftskammer Österreich, Bundessektion Industrie, Vereinigung der österreichischen Industrie und 13 Fachverbänden der Sektion Industrie, St. Pölten, März 2000

12 Abkürzungen und Nomenklatur

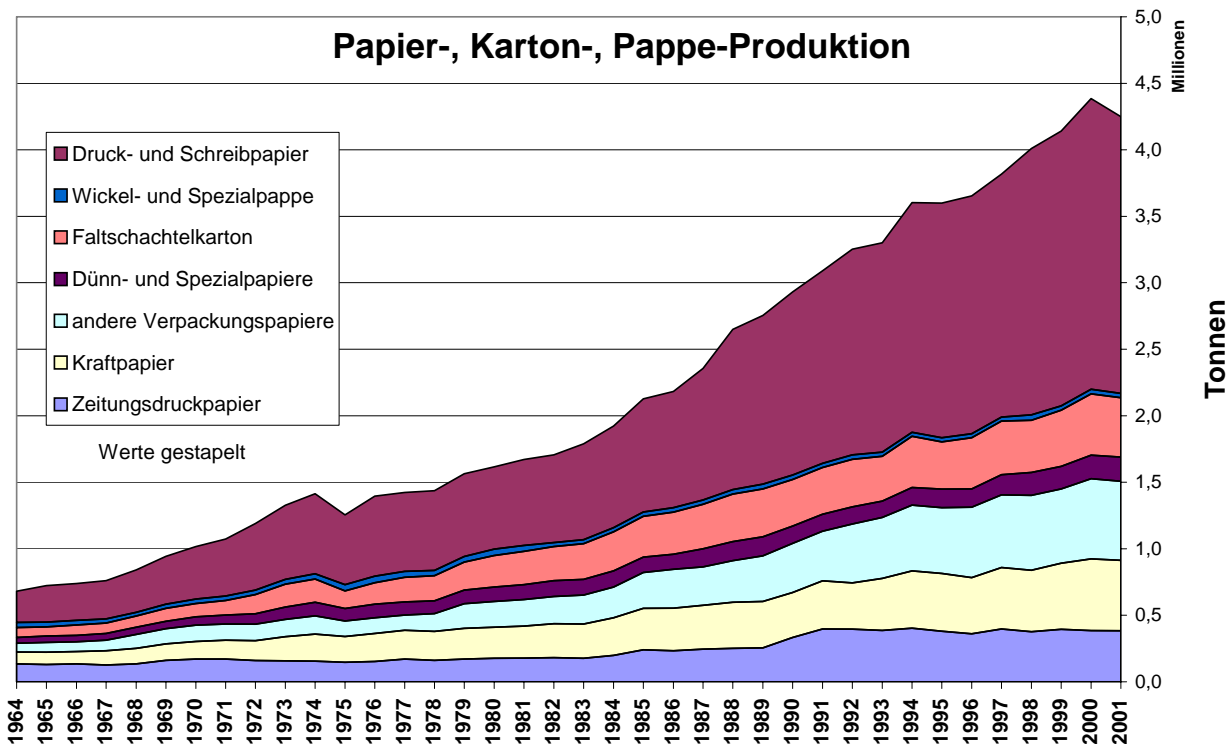
a	Jahr
AHK	Abhitzeessel
AP	Altpapier, Arbeitspaket
BAT	Best Available Technology bzw. Best Available Techniques
BMLFUW	Bundesministerium für Land-/Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft
BWL	Brennstoffwärmeleistung
CEPI	Conferation of European Paper Industry
CO ₂	Kohlendioxid, Carbon Dioxide
DT	Dampfturbine
EE	Energieeffizienz
EH	Emissionshandel
el	elektrisch
EPER	Europäisches Schadstoffemissionsregister
eta	Wirkungsgrad
ET-RL	Emission Trading Richtlinie
EU	Europäische Union
EU-Mix	Europäischer Kraftwerksmix
E.V.A.	Energieverwertungsagentur
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZG	Emissionszertifikategesetz
FB	Fragebogen
GJ	Gigajoule
GT	Gasturbine
IIÖ	Institut für Industrielle Ökologie
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control
KKA	Kommunalkredit AG
kWh	Kilowatt Stunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MWh	Megawatt Stunden
Ö-Mix	Österreichischer Kraftwerksmix
ÖSTAT	Österreichisches Statistisches Zentralamt (jetzt Statistik Austria)
PES	Primary energy savings, Primärenergieeinsparung
t	Tonne

th	thermisch
TJ	Terrajoule
TS	Trockensubstanz
UBA	Umweltbundesamt
WS	Wirbelschicht
WSK	Wirbelschichtkessel

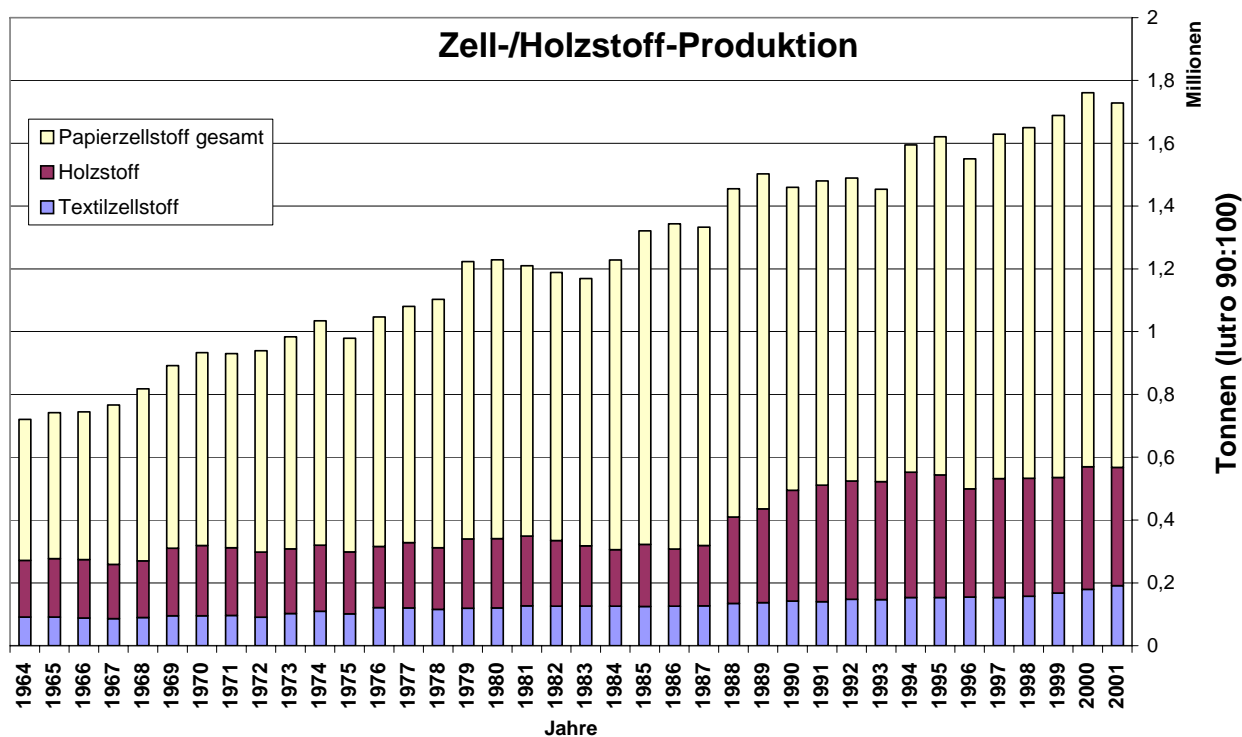
13 Anhang

13.1 Datenerfassung auf Branchenebene – AUSTROPAPIER-Daten

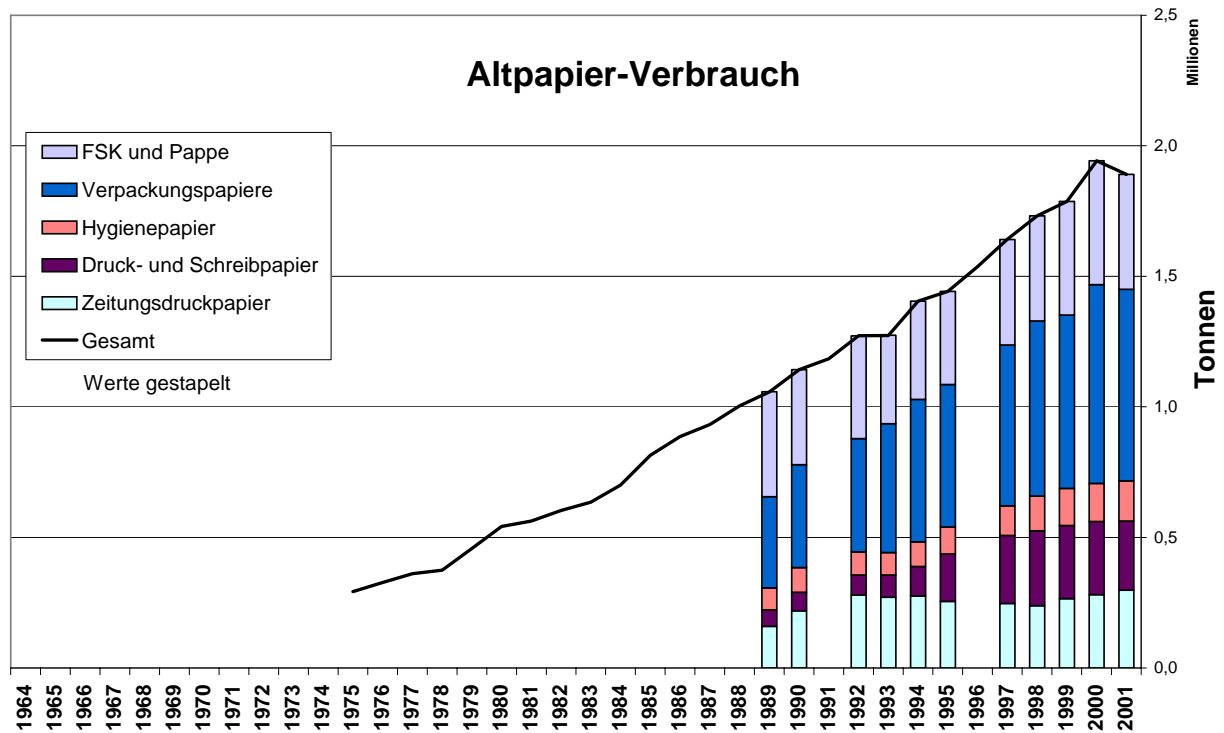
13.1.1 Papier, Faltschachtelkarton und Pappe (Produktion) 1964 - 2002



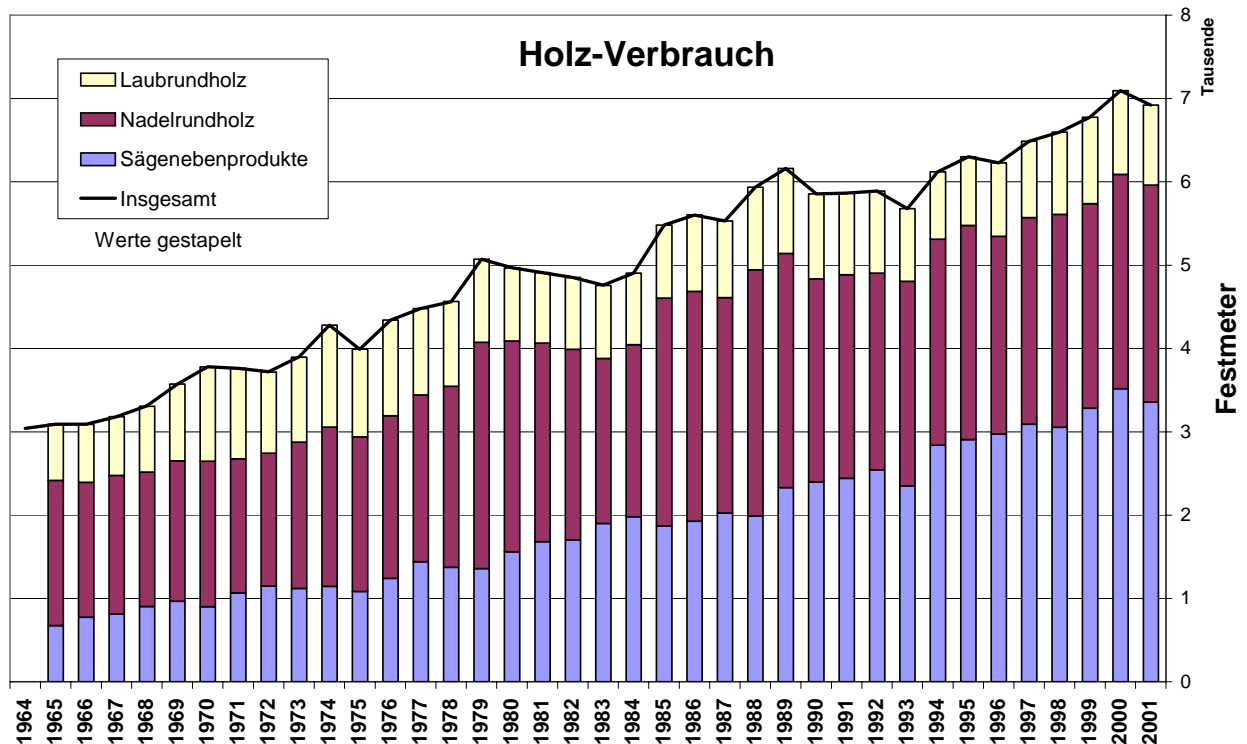
13.1.2 Zellstoff und Holzstoff (Produktion) 1964 – 2001



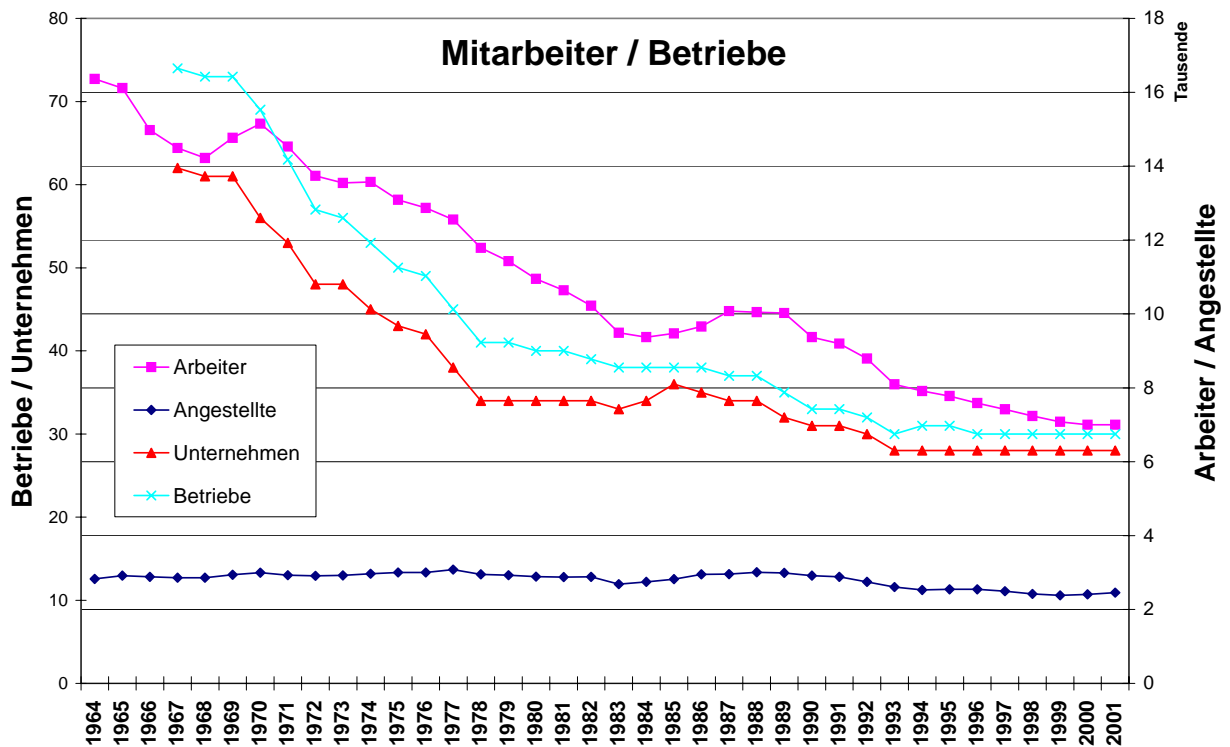
13.1.3 Altpapier (Verbrauch) 1975 - 2001



13.1.4 Holz (Verbrauch) 1965 – 2001

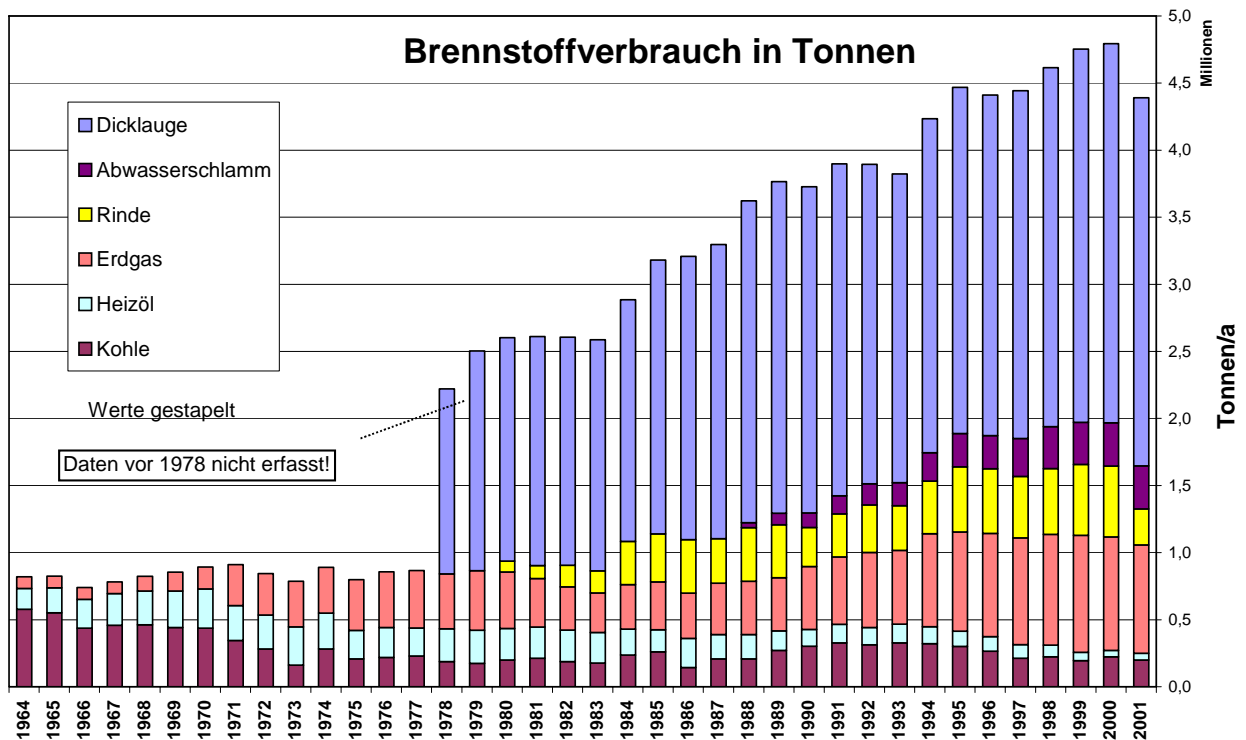


13.1.5 Struktur (Mitarbeiter/Betriebe) 1964 – 2001

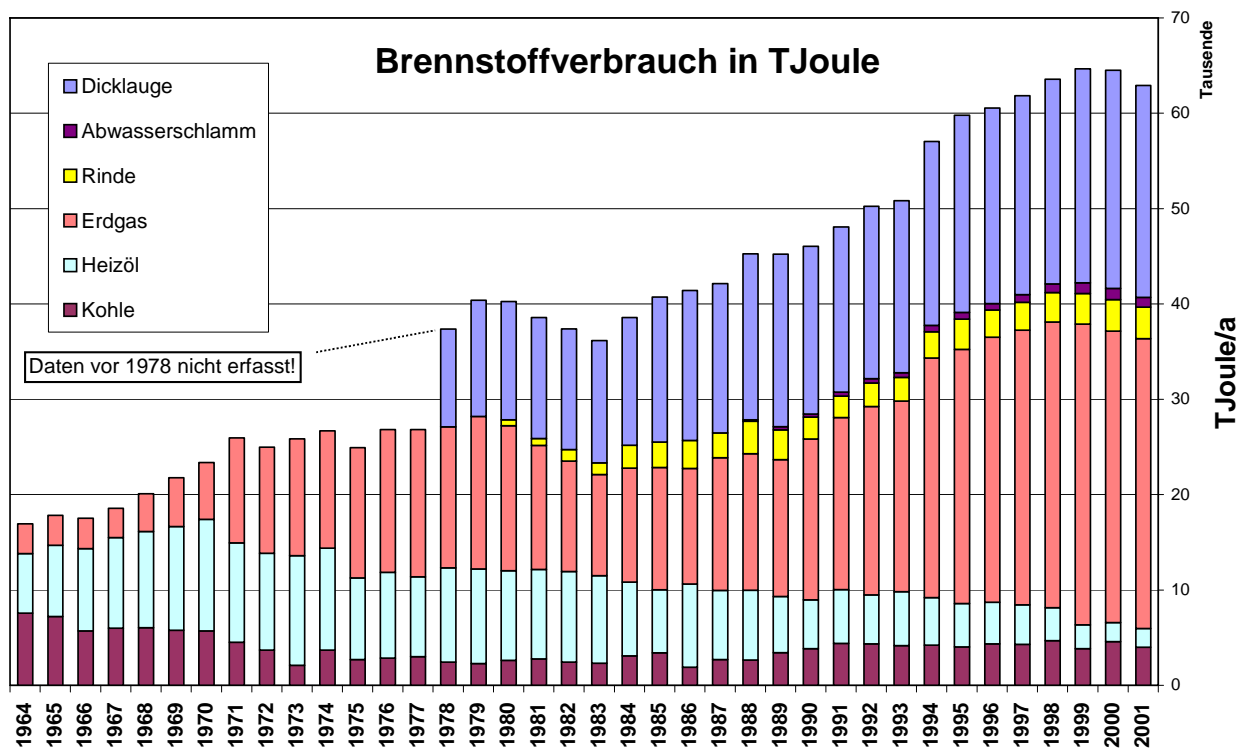


13.1.6 Energie

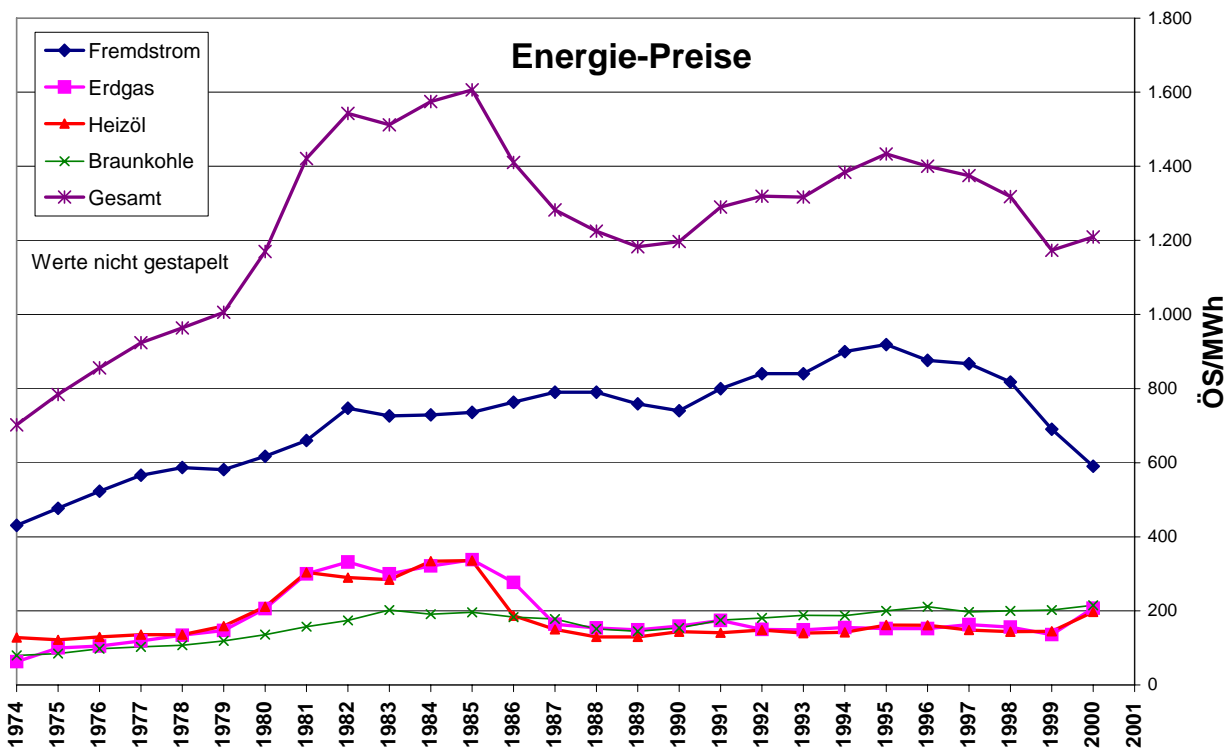
13.1.6.1 Brennstoffverbrauch in Tonnen 1964 - 2001



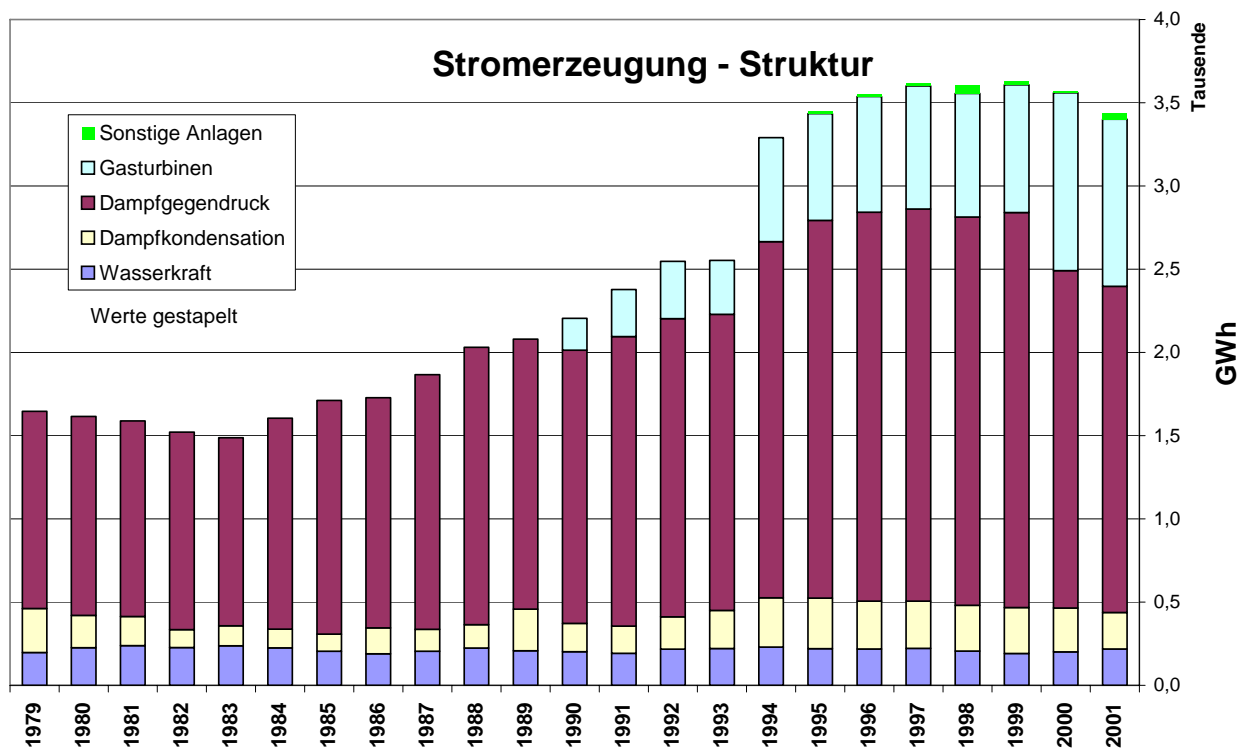
13.1.6.2 Brennstoffverbrauch in Tjoule 1964 - 2001



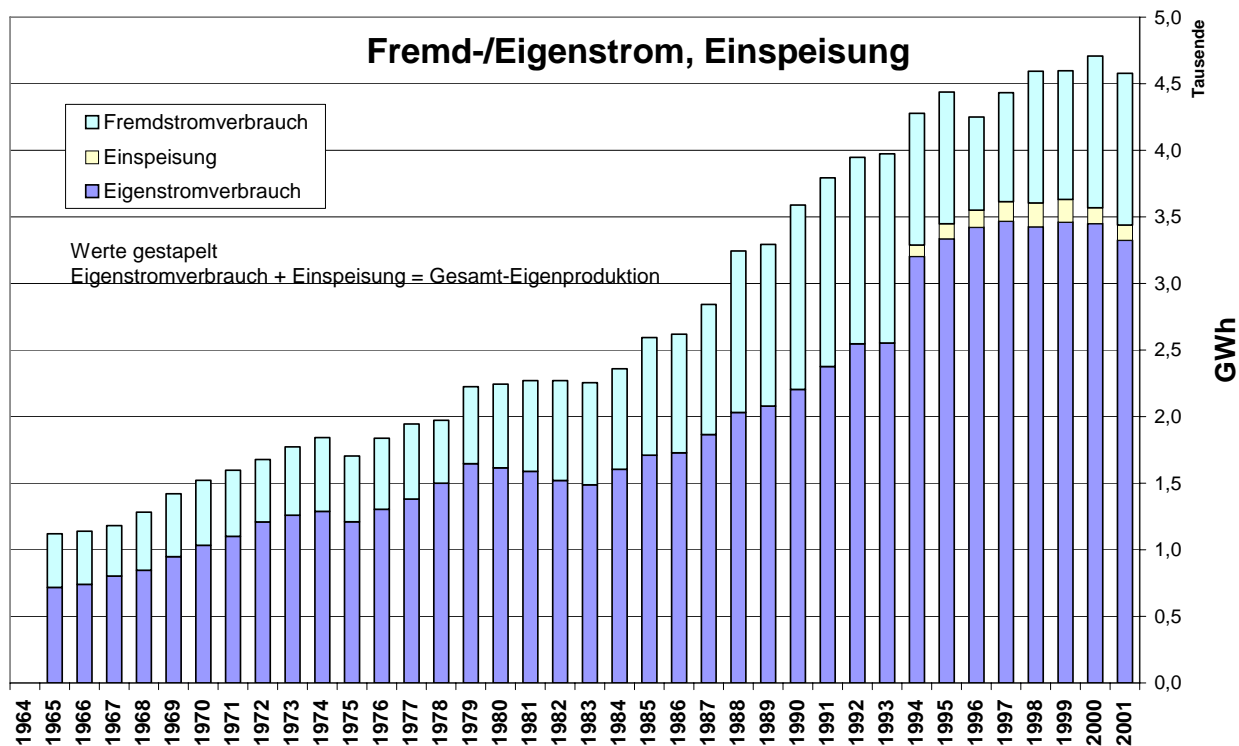
13.1.6.3 Energie – Preise 1974 – 2000



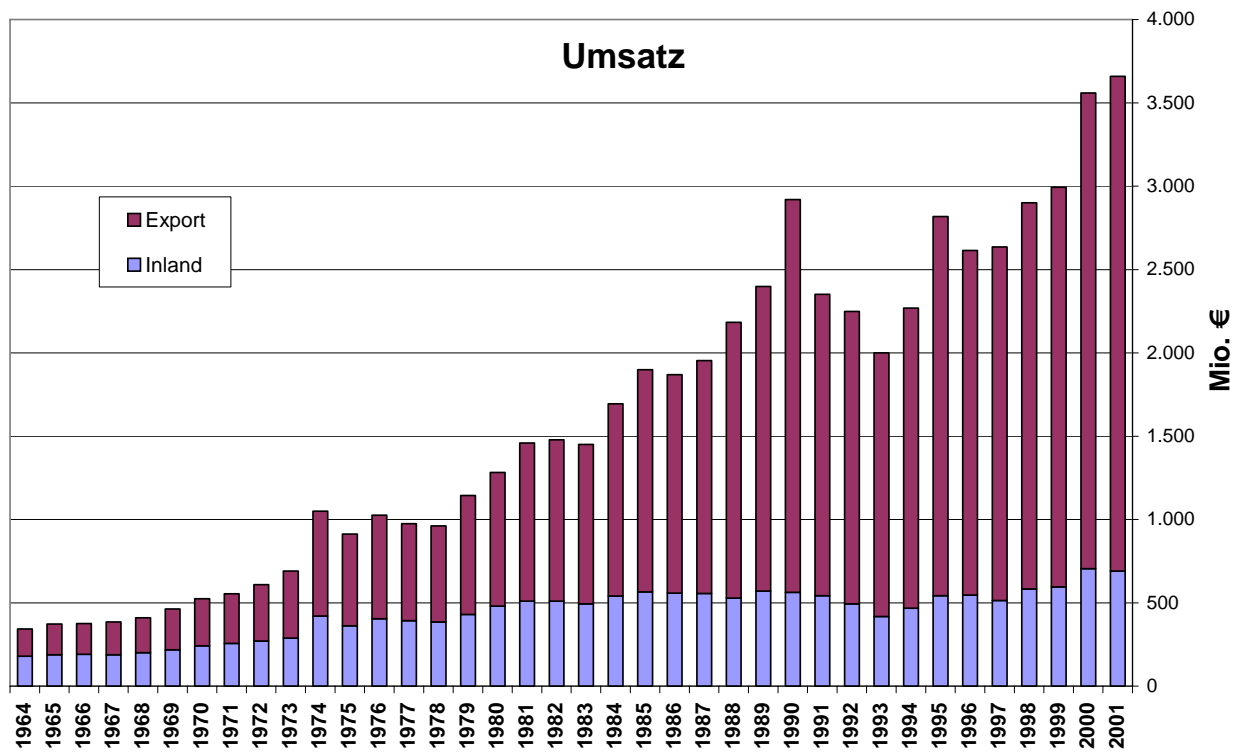
13.1.6.4 Stromerzeugung – Struktur 1979 - 2001



13.1.6.5 Energieeinspeisung 1965 – 2001



13.1.7 Umsatz 1964 – 2001



13.2 Energieeffizienzmaßnahmen (überarbeitete Checkliste)

kursiver Text (alt) ergänzt um die Diskussion mit Prof. Naujock/München

1. Holzverarbeitung

Balken-Hackschnitzelsortierer (Bar-type chip screens):

Diese haben eine längere Lebensdauer als herkömmliche Scheiben- od. V-Sortierer. Die Wartungskosten sind niedriger und der Energiebedarf ist minimal. [MARTIN S.22]

Durch Balken-Sortierer wird die Trenngüte verbessert, ein energetischer Effekt direkt beim Sortieren ist nicht bekannt. Uniformere Hackschnitzel erleichtern aber die nachfolgenden Prozesse.

Bessere Sortierprozesse:

Durch das aussortieren von großen Hackschnitzel wird der Kocher mit gleich großen Schnitzel beschickt. Wenn der Kochprozess an die Schnitzelgröße angepasst wird, kann der Dampfverbrauch reduziert werden [MARTIN S.23].

Der Grobstoff wird nach der Kochung aussortiert, wenn durch bessere Sortierprozesse kein Grobstoff in die Zellstoffkochung eingebracht wird, sinkt der Energieverbrauch entsprechend der Verringerung des eingebrachten Grobstoffes. Das Einsparpotenzial entspricht ca. 3-5% (=Anteil des Grobstoff).

Durch Verbesserungen beim Sortieren kann der Holzstoff besser aufgeteilt werden und jede Gruppe gezielter behandelt werden. [KCL S.54] Eine Energieeinsparung konnte bei der Weiterverarbeitung des Holzstoffes nicht generell festgestellt werden.

Durch die Beschickung der Refiner mit unterschiedlich großen Hackschnitzeln schwankt die Stoffdichte. (Von jedem Hackschnitzel wird ein ca. 0,1 mm dicker Flüssigkeitsfilm in den Refiner befördert.) Uniforme Hackschnitzelgröße bedeutet gleiche Stoffdichte und damit bessere Steuerbarkeit von Wspez (massebezogener Energieverbrauch) im Refiner, dadurch sind 10% Energieeinsparung möglich.

Bandförderer: (belt conveyers)

Bandförderer brauchen etwa 15% der Energie von pneumatischen Fördereinrichtungen zum Transport der Hackschnitzel und reduzieren den Verlust von feinen Hackschnitzel. [MARTIN S.23]

Die genannte Energieeinsparung ist möglich, aber bei großen Höhendifferenzen (z.B. zum Zellstoffkocher) oder unter extremen Witterungsbedingungen nicht einsetzbar. Der Wartungsaufwand ist bei Bandförderern höher als bei Vakuum-Förderern.

Vakuum-Impregnierung: [KCL S.46]

Die Luft wird aus den Faserzwischenräumen entfernt und so schnell wie möglich durch eine Chemikalienlösung ersetzt. Dieses Verfahren ist für die Vorbehandlung von Zellstoff und Refinerholzstoff geeignet. Der Bedarf von Kochchemikalien und der Energieverbrauch beim TMP-Verfahren wird reduziert.

Die Entfernung der Luft aus dem Hackschnitzel kann thermisch, mechanisch oder unter Vakuum geschehen. Die Vakuumerzeugung ist aber sehr energieaufwendig, durch den

Einsatz von Stopfschnecken werden die Hackschnitzel 4:1 verdichtet, bei der anschließenden Expansion werden die Chemikalien aufgenommen („Prex Impregnator“).

Es gibt grundsätzlich drei verschiedene Möglichkeiten die Luft aus den Hackschnitzeln zu entfernen:

- Diffundieren
- Hackschnitzel mit Wasserdampf und anschließend mit kalten Chemikalien behandeln
- Prex Impregnator (arbeitet mit dem „Schwammeeffekt“)

2. Halbstoffherstellung

2.1 Holzstoff

Veränderung der Schleifverfahren und neue Zerfaserungsprozesse:

In [KCL S.24ff] werden einige mögliche Veränderungen beschrieben z.B.: Verschiedene Materialien der Schleifsteine, unterschiedliche Schleifrichtung, die Anzahl („number“) der „defibration impulse“ verringern u.s.w.

Ein neuer Schleifstein, der „Metallstein“, hat durch seine höhere thermische Belastbarkeit bei An- und Abfahrprozessen ein Energieeinsparpotenzial von 10-20 %. Es handelt sich um eine Metalltrommel aus Wolframcarbidbeschichtung. Der „Metallstein“ ist nach einem Stillstand thermisch praktisch sofort voll belastbar. Aus Verschleißgründen ist eine großtechnische Umsetzbarkeit allerdings nicht kurzfristig zu erwarten.

[RADGEN S.2+3] Durch die Begrenzung der spezifischen Leistung kommt es zu einer Energieeinsparung bei der Schliffherstellung und gleichzeitig zu einer verbesserten, gleichmäßigen Qualität. Durch die Steuerung der Anpressdrücke am Schleifer kommt es zu einer begrenzten Arbeitsaufnahme von z.B. 1200 kWh/t (sonst üblich sind Werte zwischen 1200 und 1500 kWh/t).

In der Praxis ist ein konstanter Holzvorschub mit Lastbegrenzung einsetzbar. Prozesstechnisch wird zwar ein konstanter Holzvorschub angestrebt, dieser kann jedoch während kurzer Zeiten, wenn die Lastaufnahme des Schleiferantriebs einen frei definierbaren Maximalwert überschreitet, verringert werden. Damit können Leistungsspitzen vermieden werden.

Bei Kettenschleifern ist eine Steuerung des Anpressdruckes und der Lastaufnahme über die Kettenvorschubgeschwindigkeit möglich.

Verbesserung des Refining-Prozesses:

- *Konische Refiner anstatt der eingesetzten Scheibenrefiner [MARTIN S.23] [DE BEER S.42]*

Der einwandfreie Einsatz konischer Refiner (Flachkegelrefiner) wird angezweifelt, da es Lager- und Stabilitätsprobleme geben kann (Ausnahme: CD-Refiner Conical-Disk). Ein Vorteil der konischen Refiner ist aber die große Mahlfläche.

- *Refinersteuerungen um die Variation des Mahlgrad zu minimieren [MARTIN S.23]*

Die Refinersteuerung sollte generell nach dem Wspez und nicht nach dem Entwässerungswiderstand (Mahlgrad) vorgenommen werden. Der Mahlgrad korreliert stark mit Wspez, eine Steuerung über Wspez ist deswegen ohne Totzeit möglich und kann 5 %

Energieeinsparung bringen (Wspez ist leicht über die Wirkleistung oder das Drehmoment bestimmbar).

- *Verringerung der Konsistenz (consistency) des Aufschlusses (pulping) von 50% auf ca. 30% ermöglicht*

Heute ist eine Stoffdichte von 35 % in der ersten Mahlstufe Stand der Technik. Durch eine zu niedrige Stoffdichte sinkt allerdings die Anlagenkapazität.

- *Stromeinsparungen [MARTIN S.23]*

Nach [KCL S.38ff]:

- *Erhöhung der Geschwindigkeit (Energieeinsparung 10-15%)*
- *Doppelscheibenrefiner (Energieeinsparung 10%)*

Die Erhöhung der Geschwindigkeit verringert den Energieeinsatz. Beim Einsatz von Doppelscheibenrefinern kann es aber zu Undichtheiten kommen. Dadurch kann es Probleme mit dem Grobstoffanfall geben, wenn die Dichtungen nicht richtig gewartet und eingestellt sind. Für bestimmte Papiersorten (SC, LWC), bei denen der Splittergehalt kritisch sein kann, werden daher CD- oder Einscheiben-Refiner bevorzugt.

- *„Sunds Defibrator´s Thermopulp“ (Energieeinsparung 20%)*
- *Mehrstufige Mahlung: Dabei werden nur die Faserbündel einer neuen Mahlung zugeführt und die Feinstoffe nach jeder Stufe ausgesiebt. Die erste Stufe ist nach dem RTS-Verfahren. (Energieeinsparung 20%)*

Eine Feinstoffabtrennung vor jeder Mahlstufe ist immer vorteilhaft, v.a. auch in der Stoffaufbereitung. Bei der Altpapieraufbereitung sind bis zu 30 % Energieeinsparung möglich. Eine mehrstufige Mahlung ist bei Refinerholzstoff Stand der Technik, allerdings mit hohem Investaufwand verbunden. Die Menge anfallender Feinstoffe nach der ersten Refinerstufe ist noch relativ gering. Hier ist eher hoher Splittergehalt (20%, z.T. mehr) problematisch.

- *erhöhen der „refining intensity“ (bis zu 25% Energieeinsparung)*

Die Intensität des Refinings wird begrenzt durch die Möglichkeit der Wärmeabgabe des Refiners. Hier wirken sich niedrige Stoffdichten wieder positiv aus („Brennen des Stoffes“).

RTS (short Residence time, elevated Temperature, high speed):

Eine Erhöhung der Drehzahl der Refiner und der Temperatur der Hackschnitzel führt zu kürzeren Verweilzeiten, geringeren Plattenabständen und höherer Mahlintensität. [MARTIN S.24] [IPPC S.217] [KCL S.38]

Thermopulp :

Thermopulp ist eine Variation des TMP Verfahrens. Nach der ersten Refiner Stufe wird der Holzstoff unter hoher Temperatur im zweiten Refiner behandelt. In der ersten Stufe liegt die Temperatur unter der Erweichungstemperatur des Lignins. [MARTIN S.24] [IPPC S.217] [KCL S.38]

Ist Stand der Technik.

Mahlgrad anpassen:

Der Mahlgrad soll so grob wie für das Endprodukt möglich gewählt werden. Je feiner der Holzstoff gemahlen wird desto mehr Energie wird benötigt.

Der Entwässerungswiderstand (Mahlgrad) ist eine schlechte Führungsgröße für die Prozesse der Papierindustrie, aber messtechnisch leicht zu erfassen. Bessere Führungsgrößen wären z.B. der Splittergehalt, die Faserlänge und deren Verteilung, die Faseroberfläche u.ä., deren Messung aber aufwendiger und wesentlich teurer ist.

Durch die Prozesssteuerung mittels Faserlänge sind ca. 10 % Energieeinsparung zu erwarten.

Ist der Splittergehalt entscheidend für die Produktqualität (besonders bei SC-Papieren) sollte dieser anstatt des Mahlgrades gemessen werden. Natürlich sind bei einem Entwässerungswiderstand von 75 bis 80 SR Grad kaum Splitter im Halbstoff zu erwarten. Die Splitterfreiheit kann aber auch schon mit niedrigerem Mahlgrad erreicht werden. Ein Messgerät zur Bestimmung des Mahlgrades kostet aber nur ca. 5.000 €, eines zur Bestimmung des Splittergehaltes und der Faserlänge allerdings etwa 100.000 € (online oder quasi online). Die Energieeinsparung beträgt etwa 100 kWh/t.

2.2 Zellstoff

Modified Continuous Cooking (MCC):

Hier wird die Masse der eingesetzten Kochflüssigkeit die erhitzt werden muss verringert. Die Wärmerückgewinnung wird durch die Verwendung von Wärmetauschern, höhere Dampfwiedergewinnung und bessere Isolierung erhöht. [MARTIN S.26]

Modifikation der diskontinuierlichen Kocher:

Diese Maßnahme eignet sich für kleinere Fabriken die unterschiedliche Halbstofftypen produzieren. Externe Wärmetauscher zur Erwärmung der Kochflüssigkeit werden verwendet. [MARTIN S.26]

Nach [CADET S33] können verschiedene Maßnahmen getroffen werden um den Dampfverbrauch beim diskontinuierlichen Kocher zu reduzieren, dadurch haben diskontinuierliche Kocher den gleichen oder sogar einen geringeren Wärmebedarf (1,3-1,7 GJ/ADt) als kontinuierliche Kocher. Es kann auch noch eine Wärmerückgewinnung aus dem Dampf („flash vapour“) der im Ausblasetank entsteht erfolgen.

Iso-Thermal Cooking (ITC): [CADET S31]

Damit kann die Temperatur um ca. 10°C gegenüber dem MCC-Kochen verringert werden. Das senkt den Dampfbedarf um ca. 0,2-0,3 GJ/ADt, der typische Dampfverbrauch für einen ITC-Kocher ist 1,7 GJ/ADt.

Die Senkung der Temperatur führt zu längeren Kochzeiten (H-Faktor vergleichbar), es muss daher ein Kompromiss zwischen Produktionskapazität und Energieverbrauch gefunden werden.

Rußblasedampfes mit niedrigerem Druckniveau:

Der Rußblasedampf beträgt etwa 7-8% des bei der Dicklaugenverbrennung erzeugten Dampfes. Die benötigte Menge ist umso höher je höher der Staubanteil in der Dicklauge ist. Der Stromproduktion kann erhöht werden, wenn Rußblasedampf mit einem niedrigerem Druckniveau verwendet wird.

Bei der Verwendung von zusätzlicher Zuluft zur Verbrennungsluft kann die Strömungsgeschwindigkeit erhöht und so der Ruß aus dem System entfernt werden, ohne Rußblasedampf zu verwenden.

Chemikalienrückgewinnung

Multiple-effect evaporation: [CADDET S36]

Bereits von allen Unternehmen umgesetzt.

Hier werden, um den Dampfkonsum zu verringern, Verdampfer mit 5-7 verschiedenen Stufen (effects) hintereinander verwendet.

Number of stages (effects in series)	Specific heat consumption	
	GJ/t evaorated H ₂ O	GJ/ADT ¹⁾
4	630-650	4,7-4,9
5	550-570	4,1-4,3
6	460-480	3,4-3,6
7	390-400	2,9-3,0

¹⁾ Figures in GJ/ADt are based on an evaporation demand of 7,5 t H₂O/ADt

Tab.2.2: Steam economy and specific heat consumption in multiple-effect evaporation including an integrated stripper

6-stufiger Verdampfer ist Stand der Technik (angegebene Zahlen stimmen).

Vorverdampfung: [CADDET S47]

Der Abdampf („flash steam“) aus dem Kocher wird zum Eindampfen verwendet. 25% des Dampfes für die Eindampfung wird eingespart, das sind ungefähr 1 GJ/ADt.

Falling film black liquor evaporation: [MARTIN S.27]

Ein „falling film“ Verdampfer, funktioniert gleich wie ein „rising film“ Verdampfer, jedoch ist der Flüssigkeitsstrom umgekehrt. Die Ablagerungen sind wegen der größeren Strömungsgeschwindigkeit und weil die Blasen in die gegengesetzte Richtung der Flüssigkeit strömen geringer. Deswegen kann im Verdampfer schwarze Lauge mit einem höheren Feststoffgehalt erzeugt werden und der abschließende Konzentrator entfallen.

Modifikationen am Kalkofen: [MARTIN S.27]

Mit dem Einsatz von hocheffizienten Filtern kann der Wassergehalt am Eingang in den Ofen verringert und somit Verdampfungsenergie eingespart werden. Es kann eine besser isolierende feuerfeste Auskleidung verwendet oder der Wärmetransportes im Ofen verbessert werden. Die Abwärme kann für die Vorwärmung des Kalkes und der Verbrennungsluft verwendet werden.

Schlammvortrocknung mittels Rauchgas:

Nutzung der überschüssigen Wärme für die Eindampfung der Lauge: [CADDET S48]

Besonders in nicht integrierten Fabriken kann die überschüssige Wärme für die Eindampfung der Lauge verwendet werden.

2.3 Altpapierstoff

Verbesserung der Stoffaufbereitung:

Im Bericht von [IPPC S271] sind vier Beispiele angegeben die zu einer Verringerung des Energiebedarfs bei der Herstellung von Altpapierstoff führen. Diese beruhen auf der Vereinfachung der Stoffaufbereitung (durch Weglassen von Dispergern und herkömmlichen Reinigungsstufen), genauso wie aus Prozessen mit zusätzlichen Prozessstufen um Papiere mit speziellen Eigenschaften zu erzeugen.

Die Vereinfachung der Stoffaufbereitung ist von der geforderten Qualität abhängig. Die Disperger können nicht weggelassen werden, wenn z.B. zum Erreichen einer geforderten optischen Homogenität Druckfarbenpartikel unter die Sichtbarkeitsgrenze zerkleinert werden müssen oder Stickies nicht mehr abtrennbar sind und in kolloidal lösliche Form überführt werden müssen.

Aufschluss unter höherer Temperatur: [CADET-11 S.7]

Durch die höhere Temperatur beim Aufschluss wird die Zähigkeit der Fasersuspension reduziert. Das führt zu einem geringeren Energiebedarf bei der Auflösung der Fasern.

Höhere Temperatur beim AP-Auflösen ist kein Thema, da die Gefahr der Zerkleinerung von Schmelzklebern besteht, die dann nicht mehr in nachfolgenden Trennprozessen entfernbar sind und die gesamte Recyclingkette gefährden können. Die Temperatur in der AP-Stoffaufbereitung liegt prozessbedingt schon im Mittel bei 40°C, im Sommer auch manchmal darüber. Günstiger ist es hier, über eine Steigerung der Stoffdichte nachzudenken, so z.B.:

	SD in %	W_{spez} in kWh/t
LC-Pulper	4.....6	50.....70
MC-Pulper	10.....15	30.....50
HC-Trommel	18.....20	17.....25

Partikelgröße der Verschmutzung verringern und im Endprodukt belassen:

[CADET-11 S.7]

Diese Maßnahme könnte eine ökologisch und energieökonomisch sinnvolle AP-Verwertung unmöglich machen. Ziel einer technologisch sinnvollen AP-Aufbereitung muss es sein, faserfremde Materialien, die die Produktqualität stören könnten, möglichst vollständig abzutrennen und separat zu verwerten oder zu entsorgen und das Fasermaterial möglichst sauber erneut in den Stoffkreislauf zu bringen. Nur solche Teilchen, die trotz sorgfältiger technologischer Führung der Trennprozesse nicht abtrennbar sind, dürfen dem nächsten Recycling-Prozess weitergegeben werden.

3. Delignifizierung und Bleichen

Improved brownstock washing: [MARTIN S.29]:

Herkömmliche „brownstock washing“- Technologien bestehen aus drei oder vier „drum washers“. In diesen werden die Fasern unter Vakuum mit Wasser besprüht um die Feststoffe aufzulösen. Neue Waschverfahren:

- Chemi-Washer

- CB Filters
- Drum Displacer

Der Drum Displacer ist Stand der Technik, hierbei wird mit Überdruck gearbeitet, damit ist eine größere Druckdifferenz möglich, als unter Vakuum (Dalton'scher Partialdruck des Wassers).

Washing presses: [MARTIN S.29]

Das Waschen des Halbstoffes auf Pressen („presses“) ist besser als das Waschen mit Sieben („filter“). Es hat einen höheren Kapitalbedarf, aber geringere Dampf und Chemikalienbedarf.

4. Papierherstellung

Verluste an Faserstoff und Füllstoffen verringern: [IPPC S.361]

Die in der Papiermaschine aussortierten Fasern werden wieder aufgeschlossen und der Ganzstoff kommt wieder zurück in die Papiermaschine. (Bei Tissue nicht anwendbar.) Durch die Wiederverwertung der Fasern innerhalb der Papier- und Kartonproduktion wird der Abfall und der Rohstoffverbrauch reduziert und der Energiebedarf für den Aufschluss eingespart.

Entspricht dem Stand der Technik und liegt im Eigeninteresse der Unternehmen.

4.1 Stoffaufbereitung

Optimierung der Mahlung:

Nach [BÖLLE S.149] sind folgende Verbesserungen bei der Mahlung möglich:

- optimale Auslastung der Refiner
- Austausch von Kegelrefinern gegen Doppelscheibenrefinern
- Auslastungsabhängige Drehzahlminimierung
- Optimale geometrische und werkstoffmäßige Gestaltung der Mahlgarnitur
- Mahlgrad- bzw. Entwässerungsabhängige Leistungsregelung (siehe auch [RADGEN S.3])

Nach einer Schätzung kann durch die angeführten Maßnahmen theoretisch 30 kWh pro t Papier eingespart werden, was größenordnungsmäßig 5 % des Strombedarfs einer Papierfabrik entspricht [Bölle 149]. Eine genaue Angabe des spezifischen Energiebedarfs aufgrund der Vielzahl der Parameter ist nicht möglich.

Nach Meinung unterschiedlicher Autoren sind zwischen 0,1 bis 10% der eingesetzten Energie für die Stoffumwandlung durch Mahlung physikalisch notwendig. Der Anteil der Refinerantriebe am Gesamtstromverbrauch der Papierfabrik ist sehr stark produktabhängig und schwankt zwischen 10 % und 60 %. Das ergibt ein riesiges Einsparpotenzial, das dennoch schwer zu erschließen ist. Grundsätzlich sollte entschieden werden, ob im Hinblick auf die angestrebte Produktqualität die Mahlung überwiegend fibrillierend oder überwiegend faserkürzend erfolgen muss (siehe Abb.). Fibrillierende Mahlung hat den Vorteil, mit relativ wenig Energieeinsatz ein hohes Festigkeitspotenzial im Papier zu schaffen. Lange Fasern können aber bei der Blattbildung stören (ist maschinentechnisch lösbar). Kurze Fasern erlauben auch auf einfachen Blattbildungseinrichtungen eine gute Blattformation, wobei für

vergleichbare Festigkeiten, wenn sie überhaupt erreicht werden können, bis zu 100 % mehr Wspez erforderlich sein können.

Die Mahlung wird auch heute noch oft nach dem SR-Wert (Mahlgrad) geführt. Die Einschränkungen zu dessen Aussagefähigkeit wurden bereits erwähnt.

Einige Möglichkeiten zur Energieeinsparung sind:

- Intensität (spezifische Mahlkantenbelastung) dem zu mahlenden Faserstoff anpassen. Das kann auch Veränderungen der Mahlmaschinenantriebe nötig machen (Motoren kleinerer Leistung)
- Stoffdichte ausreichend hoch, aber nicht zu hoch (4%...6%). Wenn dynamische Festigkeiten nicht durch die Rohstoffauswahl gesteigert werden können, dann auch höherer Stoffdichten, aber höchstens MC (15%)
- Richtige Auswahl des Messermaterials
- Richtige Auswahl der Garniturgeometrie (Schnittwinkel)
- Auf Drosselung des Mahlmaschinenauslaufs möglichst verzichten.

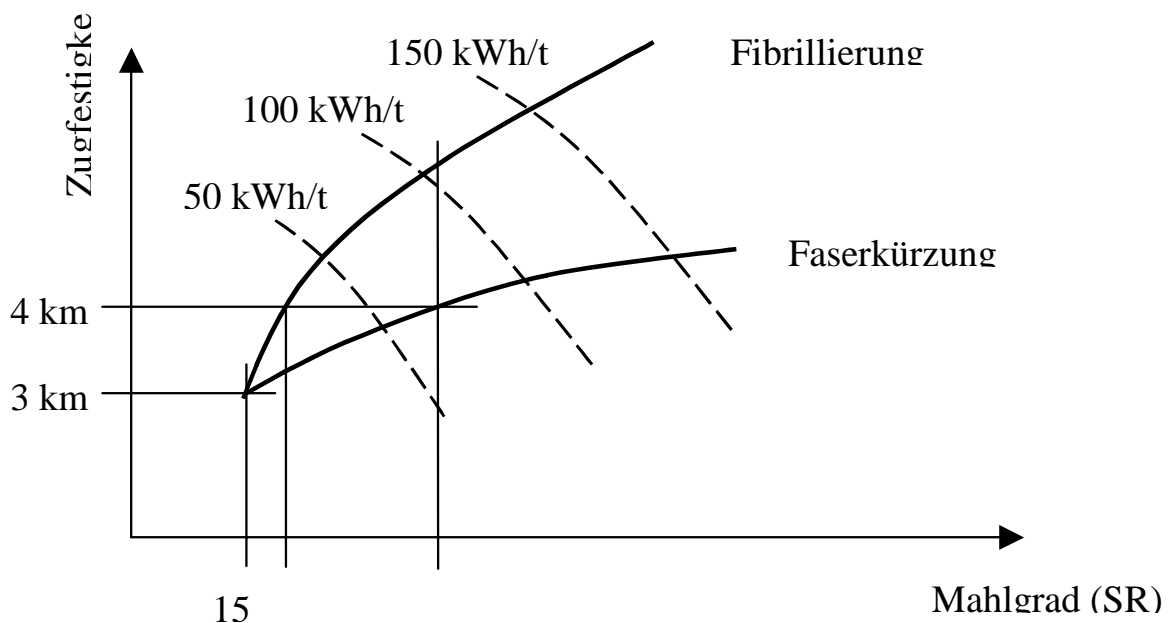


Abb. 4.1.: Prinzipieller Zusammenhang von Fibrillierung und Faserkürzung

In der Abbildung ist (prinzipiell) zu sehen, wie ausgehend von einer Reißlänge von 3 km und einem Mahlgrad von ca. 15 Grad eine Reißlänge von 4 km mittels einer fibrillierenden Mahlung mit geringem Energieaufwand zu erreichen ist. Diese Maßnahme ist sehr leicht durchzuführen, es müssen nur die Mahlplatten ausgetauscht werden. Mahlplatten mit hohem Schnittwinkel (ca. 60 Grad) und ohne Drosselung am Austritt ergeben eine defibrillierende Mahlung. Mit einem Schnittwinkel von ca. 10 Grad erreicht man ein Kürzen der Fasern. Die Anpassung des „Blattbildungssystems“ kann notwendig werden.

Weiters soll bei der Stoffaufbereitung die richtige Intensität der Mahlung eingestellt werden. Die spezifische Schnittkantenbelastung (BS) ist stark vom Halbstoff abhängig. Nach der optimalen Intensität sollen auch die Motoren dimensioniert werden.

Weniger wichtig sind folgende Maßnahmen:

- Die Frage ob (Steil-) Kegel- oder Doppelscheibenrefiner ist eher philosophisch zu sehen, entscheidende Effekte sind nicht zu erwarten. Auch Doppelscheibenrefiner haben spezifische Nachteile.
- Drehzahlvariable Antriebe sind für Pumpen richtig. Die Veränderung der Drehzahl verändert bei Refinern auch die Stoffqualität (mit dem SR-Wert nicht messbar) und damit die Produktqualität.

4.2 Stoffauflauf und Siebpartie

Gap forming (Doppelsieb): [MARTIN S.30]:

Die Fasersuspension wird direkt zwischen zwei Siebe eingespritzt. Dadurch kann die Produktionsgeschwindigkeit höher werden, und es kommt zu einer Reduktion des Strombedarfs.

Im Vergleich zum Langsieb hat der Gap-Former die genannten Vorteile und ist Stand der Technik. Die benötigte Antriebsenergie steigt aber exponentiell mit steigender Geschwindigkeit. Beim Langsieb kommt es bei Produktionsgeschwindigkeiten von über 1000 m/min zu Turbulenzen in der Grenzschicht, wodurch die Papierqualität beeinträchtigt wird.

Bahnbildung mit hoher Stoffdichte: (high consistency forming) [MARTIN S.30]:

Die Erhöhung der Stoffdichte auf 3% (= Verdoppelung) erhöht die Bahnbildungsgeschwindigkeit, reduziert die notwendige Entwässerung und den Vakuumbedarf. Diese Technologie ist auf bestimmte Papiersorten beschränkt (Tissue und Zeitungspapier).

4.3 Pressenpartie

Das Ziel ist ein höherer Trockengehalt am Beginn der Trockenpartie. [CADET S55] [IPPC S.392]

Schuhpressen: (extended nip press)

Diese verwenden einen großen konkaven Schuh anstatt eines Zylinders. Die zusätzliche Pressfläche bewirkt eine höhere Wasserextraktion, bis zu einem Trockengrad von 35-50%. In Anlagen bei denen die Trockenpartie der Kapazitätsengpass ist, kann mit dieser Maßnahme die Kapazität um 25% erhöht werden. [MARTIN S.31] u. [ICARUS-4 S.8] [DE BEER S.42] [IPPC S.390]

Diese Maßnahme kann bei der Herstellung von Tissue-Papier nicht verwendet werden.

Die Wirkung der Schuhpressen beruht auf dem gegenüber Walzenpressen erhöhten Pressenimpuls. Die maximalen Trockengehalte von Schuhpressenanordnungen liegen z.T. deutlich über 50% (z.B. 55%). Die Ausschöpfung des Potenzials (+1 % mehr TG in PP ergibt 4-6 % Einsparung an thermischer Energie in der Trockenpartie bzw. Produktivitätssteigerungen in gleicher Größenordnung) ist stark sortenabhängig und ist bei schweren Grammaturen (<100 g/m²) leichter zu realisieren. Bei leichteren Sorten besteht die Gefahr der negativen Beeinflussung der Blattformation durch strömendes Wasser. Zudem versuchen Papierfabriken mit KWK eher den Produktivitätsvorteil auszureizen, statt die Energieeinsparung, da diese über genügend latente Wärme verfügen.

Mit der Schuhpresse kann mit zwei Nips mehr Entwässerung erreicht werden als mit konventionellen Pressen mit vier Nips. Es ist aber keine so schonende Entwässerung möglich.

Bei Tissue empfiehlt sich der Einsatz nicht, weil ein zu geringes Flächengewicht vorliegt, eventuell ist ein Einsatz nach einer konventionellen Presse möglich. Auch beim LWC könnte theoretisch eine Schuhpresse als letzte Presse eingesetzt werden.

Erhöhung des Pressenimpulses: BÖLLE [S. 152]

Erhöhung der Bahntemperatur im Pressenbereich :

Eine höhere Temperatur senkt die Viskosität des Wassers und die Strukturfestigkeit des Vlieses. Dieser Umstand erleichtert die Entwässerung. BÖLLE [S. 152] u. [MARTIN S.31]

Wird durch zonengesteuerte Dampfblaskästen (Stand der Technik) vor allem zur Korrektur des Feuchteprofils genutzt.

Optimierung der Filzstruktur: BÖLLE [S. 152]

Die Qualität der Nassfilze kann den Energieverbrauch der Papiermaschine beeinflussen. Dieser Einfluss ist jedoch gegenüber der eigentlichen Pressenkonstruktion von untergeordneter Bedeutung.

Hat fast keine Auswirkungen auf den Energieverbrauch (sekundäre Einflußgröße des Nasspressvorgangs).

4.4 Trockenpartie

Einsatz von Wärmerückgewinnungsanlagen:

Der Einsatz von Wärmerückgewinnungsanlagen dient zur Aufheizung der Frischluft, der Hallenluft und des Brauchwassers. Dadurch wird die zugeführte thermische Energie auf 89% reduziert. Es wird Prozesswärme durch Strom substituiert, dies ist bei der wirtschaftlichen Auslegung der KWK zu berücksichtigen [Bölle S153].

Nach [MARTIN S.32] gibt es verschiedene Möglichkeiten der Nutzung der Abwärme:

- „replace the dryers with stationary siphons“

Der Ersatz von stationären Syphons durch rotierende reduziert die Dicke des Kondensatfilms im Trockenzylinderinneren und verbessert den Wärmeübergang. Gleichzeitig benötigt man aber mehr Pumpenergie, um das Kondensat entgegen der Fliehkraft zu fördern. Alternative: Stationäre Syphons und Einbau von Kondensatstörleisten bei Geschwindigkeiten größer 600 m/min. Durch die Kondensatstörleisten kommt es zu Zwangskonvektion (durch die Verwirbelung), die Energieeinsparung steigt mit steigender Maschinengeschwindigkeit.

- Einsatz von mechanischen Verdichtern um überhitzten Dampf im Trocknungsprozess wieder zu verwenden
- Verwendung von Wärmepumpen um die Abwärme aus der Trockenpartie wiederzugewinnen

Die Tab. 4.3 zeigt ein Beispiel eines Wärmeflusses in einer typischen großen neuen Papiermaschine. Der Trockengehalt der Papierbahn ist 44,5% beim Eintritt und 91% beim Austritt. Die Temperatur der Abluft ist 82°C mit einer Feuchte von 160 gH₂O/kgdryair . Die Werte sind für die Bedingungen im skandinavischen Winter, unter wärmeren Verhältnissen sinkt der Anteil der des Kreislaufwassers (oder entfällt) und die Abwärme in die Atmosphäre steigt. [IPPC S316]

Locations for heat recovery	Destination of heat flow from the drying section GJ/t	Distribution of heat %

Supply air	0,233	6
Wire pit water	0,466	11
Fresh water	0,712	19
Circulation water	1,036	27
Exhaust to atmosphere	1,399	37
Total (Exhaust air from hood)	3,847	100

Tab. 4.4: Example for Heat recovery and heat losses of a paper machine with a production of 667 t/d [IPPC S316]

Optimierung der Wärmerückgewinnung in der Trockenpartie: [ICARUS-4 S.7]

Die Einsparung in verschiedenen Anlagen variieren zw. 8 und 42% des Wärmebedarfs. In der Studie wird im Durchschnitt eine Verbesserung der Wärmeenergieeffizienz um 5% angenommen und Investitionen von 15 €/GJ.

Bei [MARTIN S.31] wird die Maßnahme als „Reduced air requirements (closing hoods and optimizing ventilation)“ und folgendermaßen beschrieben:

„Bestehende „Luft zu Luft“- Wärmerückgewinnungen gewinnen nur ca. 15% der in der Abluft enthaltenen Energie zurück. Dieser Anteil kann für die meisten Anlagen auf 60-70% mit der richtigen Instandhaltung und Systemerweiterung angehoben werden. Papiermaschinen mit geschlossenen Abzugshauben benötigen nur die Hälfte der Luft pro Tonne verdampften Wasser. Abgeschlossene Papiermaschinen reduzieren den Wärmeenergiebedarf weil weniger Luft erhitzt wird. Der Strombedarf für den Abluftventilator wird ebenfalls verringert.“

Siehe auch [CADET S53].

Infrared profiling: [MARTIN S.32]

Diese Maßnahme wird bei Feinpapieren und der Produktion von schweren Pappe angewendet. (Das Feuchtigkeitsprofil der Bahn wird gesteuert.)

Steigerung der Abluftfeuchte: [Bölle S153]

Dadurch wird die zur Verdunstung erforderliche thermische Energie vermindert. Maßgeblich hierbei ist ein ausreichender Endtrockengehalt des Papiers unter Vermeidung von Tauwasserbildung. Das durchschnittliche Wärmeeinsparungspotenzial liegt bei ca. 2,5%. Die Abluftfeuchte lässt sich durch offene oder geschlossene isolierte Hauben und entsprechende Mess- und Regeltechnik erreichen.

Bei [DE BEER S.43] ist eine ähnliche Maßnahme unter „reduced air requirements, e.g. by humidity control in paper machine drying hoods“ angeführt. Diese wird folgendermaßen beschrieben:

Durch eine bessere Isolation der Trockenhauben soll die Kondensation des Wasserdampfes bei höherer Temperatur stattfinden und den Bedarf an Ventilationsluft verringern.

Wärmerückgewinnung und Taupunktregelung sind ein grundsätzlich richtiger Ansatz, schelllaufende Papiermaschinen haben aber bei der Luftführung in der Trockenpartie eigene Gesetze.

Trocknung mit Yankee-Zylinder:

Bei der Trocknung von Tissue-Papier können zwei verschiedene Technologien eingesetzt werden. Mit der konventionellen Zylindertrocknung (Yankee-Zylinder) erreicht man einen geringeren Energieverbrauch im Vergleich zum „through-air-drying“. Siehe Tab. 3.27.

TAD („through-air-drying“) braucht mehr thermische Energie, liefert aber eine grundlegend andere Papierqualität (höheres spezifisches Volumen, doppeltes Saugvermögen) im Vergleich zur Trocknung am Yankeezyylinder. Der Einsatz ist von der geforderten Produktqualität abhängig, die gesamte Papiermaschine muss danach geplant werden.

5. Allgemeine Maßnahmen

Energie Management Systeme: [ICARUS-4 S.7]

Durch diese Systeme wird Energie und Wartungskosten eingespart.

Nach [RADGEN S.5] wird eine Optimierung der Maschinenlaufzeiten vorgeschlagen. Dabei soll die Laufzeit von Auflöseanlagen, wie Pulper, Umwälzpropeller, Belüfter der Kläranlage, Kompressoren, Mahlanlagen, Pumpen u.s.w. automatisch auf ein Minimum begrenzt werden. Dadurch wird vermieden, dass diese Aggregate unnötig lange laufen.

Optimierung der Anlage: (Optimization of regular equipment)

Unter dieser Maßnahme werden nach [MARTIN S.34] folgende Punkte als Beispiel angegeben:

- Echtzeit-Zustandsüberwachung der Maschinen
- Optimierung der Schmierung von Lager
- Optimierung der Müllaufbereitung

Prozesssteuerung und Zustandsüberwachung: [IPPC S.369]

Damit kann der Prozess stabil und die Produktqualität konstant gehalten werden. Kosten für Maschinenstillstände werden eingespart. Energie die während des Stillstandes verschwendet wird, wird eingespart (Pumpen und Trockenzyylinder).

Bei [KCL S.61] werden mögliche Maßnahmen bei der Erzeugung von Holzstoff beschrieben. [KCL S.85+89]

Systeme zur Wartung und Instandhaltung: [RADGEN S.6]

Mit zunehmender Betriebsdauer steigen die Energieverluste durch Ablagerungen, Verschmutzung, Kalkansatz etc. deutlich an. Durch die Installation von Filter, Entkalker usw. sowie durch vorbeugende Instandhaltung und eine regelmäßige Wartung können direkt als auch indirekt, durch weniger Ausfälle und Stillstände, wesentliche Energieeinsparungen erreicht werden.

Pinch analysis: [MARTIN S.33]

Der Wärmefluss durch die Anlage wird optimiert, es wird der Wärmefluss zwischen Prozessen die Wärme benötigen und solchen bei denen es zu einem Wärmeverlust kommt analysiert.

Nach [KCL S.95] kann eine Reduzierung des Dampfverbrauches (die Trockenpartie ist nicht berücksichtigt) um 21% im Winter und 84% im Sommer betragen.

Drehzahlgeregelte Antriebe und Motore mit hohem Wirkungsgrad:

[ICARUS-4 S.7] u. [MARTIN S.34] Antriebe für Pumpen, Pulper, Ventilatoren, Kompressoren werden durch energieeffiziente Antriebe ersetzt.

Nach [RADGEN S.4] bringt die richtige Dimensionierung der elektrischen Antriebe mehrfache Einsparungen, sowohl beim Stromverbrauch bezogen auf das Produkt, als auch beim Blindstrombedarf. (Ein oft nicht beachteter Punkt sind schlecht entwässerte Trockenzylinder, die zu einem erheblich erhöhten Stromverbrauch der Antriebe für die Trockenzylinder führen [RADGEN S.5].)

Die Drehzahlregelung von größeren Pumpen ist schon oft realisiert. Hier steckt aber ein großes Potenzial, da erfahrungsgemäß alle Pumpen in der Zellstoff- und Papierindustrie aus Sicherheitsgründen deutlich überdimensioniert sind (teilweise um den Faktor 10).

Energieeffiziente Beleuchtung:

Nach MARTIN [S.33] kann es zu Einsparungen der zur Beleuchtung notwendigen Energie von 30-75% kommen, jedoch macht nach MOHR [S.32] der Endenergieeinsatz für die Beleuchtung nur 1,4% aus.

Diese Maßnahme ist auch bei [RADGEN S.5] angeführt.

Effiziente Druckluftherzeugung und -verteilung: [RADGEN S.5]

Es sollen effiziente Kompressoren eingesetzt werden und Leckagen vermieden werden.

Effiziente Vakuum-Systeme in der PM: [KCL S.67] [CADDET-11 S.8]

Mehrere Pumpen werden in Serie zusammengeschlossen und saugen von einer gemeinsamen Absaughaube („common header“) an, dadurch kann die Saugleistung gut an den Bedarf angepasst werden.

Wird nur niedriges Vakuum benötigt kann ein Roots-Gebläse eingesetzt werden. Ansonst können Radialverdichter eingesetzt werden, diese benötigen weniger Energie, haben aber eine geringere Störsicherheit.

Wärmerückgewinnung aus Abwasser: [CADDET-11 S.8] [RADGEN S.5].

Die Abwasserströme werden erfasst und bei ausreichender Temperatur wenn möglich als Wärmequelle genutzt. Die Abwärme kann durch den Einsatz von Wärmepumpen aufgewertet werden. (Bei einem Abwasseranfall von 120 m³/h und 7200 Betriebsstunden im Jahr gehen bei einer Abwassertemperatur von 35°C ca. 640 GWh Wärme pro Jahr verloren.)

Reduzierung des eingesetzten Wassers: [RADGEN S.5]

Der Wasserverbrauch pro Tonne Papier sollte stets kontrolliert und soweit möglich reduziert werden. Das führt zu kleineren Pumpen und damit zu Stromeinsparungen. Gleichzeitig wird die Stoff-Verlust-Fracht in den Vorfluter verringert, so dass die Papierausbeute steigt. Standardverbrauchszahlen liegen zwischen 40 und 150 l Wasser pro Tonne Papier (abhängig von der Papiersorte). Häufig liegt der Wasserverbrauch jedoch oberhalb dieser Werte.

[IPPC S.260] [KCL S.95]

Dass enger geschlossene Wasserkreisläufe zu kleineren Pumpen führen, ist nicht evident. An den Prozesspumpen ändert sich gar nichts, es sind jedoch zusätzliche Pumpen nötig für ARA, Mikroflotation und Membranfilter, die zusätzlichen Strom benötigen.

Anaerobe Techniken in der ersten Stufe der biologischen Abwasserbehandlung: [IPPC S.265]

Der Energieverbrauch ist 10 mal niedriger als bei der aeroben Behandlung und erzeugt Methan, das als Brennstoff eingesetzt werden kann. [IPPC S.302]

Verringerung des Ausschusses: (7-28% in den NL) [ICARUS-4 S.4+6]

Effiziente Rohrleitungssysteme:

Wenn z.B. Rohre mit größerem Durchmesser und kleinere Pumpen installieren werden hat das einen geringeren Energieverbrauch, aber auch die Gefahr der Bildung von Ablagerungen zu Folge.

Abwärme zur Klimatisierung von Räumen verwenden:

Vollständige energetische Nutzung der brennbaren Reststoffe:

163.000 t brennbare Reststoffe werden mangels Anlagenkapazität derzeit deponiert. Die mögliche Energieausbeute entspricht 470 TJ (aufgrund des hohen Feuchtigkeitsgehaltes) oder 12.000 t Heizöl. [Schott S. 103]

6. Fasersubstitution

Erhöhte Verwendung von Altpapierstoff: [MARTIN S.35]

Nach RADGEN [S.3] erfordert die Herstellung von Papier zwar erheblichen Aufwand für Reinigung und Entsorgung, jedoch liegt der Energieverbrauch (Strom und Wärme) zur Aufbereitung bei nur einem Viertel der Schlifferzeugung. Die Rohstoffkosten gehen je nach Marktlage gegen ein Minimum.

Papier und Karton aus Altpapierstoff herzustellen kann den Primärenergiebedarf, gegenüber der Herstellung aus neuen Fasern, um 40-60% reduzieren. Außerdem entsteht bei der Verrottung von Altpapier Methan. [CADET-11 S.4+5]

Durch die hohe AP-Einsatzquote (engere Schließung der Stoffkreisläufe) wird der Aufwand immer höher, um die Fremdstoffe auszusortieren und es ist manchmal auch zusätzliche Bleichung erforderlich. Damit reduziert sich die Primärenergieeinsparung nicht unbedingt, je höher die AP-Einsatzquote ist.

7. Effiziente Dampfproduktion und Verteilung

Erhöhter Einsatz von KWK: [ICARUS-4 S.4] u. [MARTIN S.34] u. [RADGEN S.7].

Kesselinstandhaltung: [MARTIN S.34]

Bessere Prozesssteuerung: [MARTIN S.34]

Durch die Messung von CO und O₂ im Abgas können die Prozessparameter so optimiert werden, dass es zu einer vollständigen Verbrennung kommt.

Rückgewinnung der Abwärme aus dem Abgas: [MARTIN S.34]

Die Abgaswärme wird in einem Economizer verwendet um das Speisewasser vorzuwärmen. Das Rauchgas soll nicht unter den Taupunkt der enthaltenen Säuren abgekühlt werden. In herkömmlichen Wärmetauschern wurde deswegen die Abgastemperatur weit entfernt vom Taupunkt gehalten. Die Temperatur des Economizer hängt stärker von der Temperatur des Speisewassers ab, als von der Abgastemperatur. Es ist besser, am Eintritt in den Economizer das Speisewasser auf Temperaturen nahe dem Taupunkt der Säuren vorzuheizen.

Dampfrückgewinnung bei der Abschlämmung: (blowdown steam recovery) [MARTIN S.35]

Wenn das Wasser aus dem Kessel abgeschlämmt wird, kommt es zu einer Druckreduktion durch die oft beträchtliche Dampfmenen entstehen. Dies ist minderwertiger Dampf, kann aber zur Raumheizung verwendet werden.

Instandhaltung der Dampfabseider: (Steam trap maintenance) [MARTIN S.35]

Einfache Überwachungs- und Wartungsprogramme können viel Energie einsparen und es entweicht weniger Dampf.

Automatische Überwachung der Dampfabseider: [MARTIN S.35]

Reparieren von Undichtheiten: (Leak repair) [MARTIN S.35]

Die Verteilungsleitungen für den Dampf sind oft leck, ohne geeignete Überwachungs- und Instandhaltungsprogramme wird das oft nicht erkannt.

Kondensatrückführung: [MARTIN S.35]

Das wiederverwenden des heißen Kondensates spart Energie und reduziert den Bedarf an vorbehandeltem Speisewasser.

Höherer Trockenstoffgehalt der Schwarzlauge: [IPPC S86]

Verbrennung von „weak gases“ im Aufbereitungskessel: [IPPC S89]

Große Volumen von niedrig konzentrierten Gasen entstehen bei der Behandlung von Schwarz- und Weißlauge und der Zellstoffwaschung.

Verbrennung von „odorous gases“ im Kalkofen: [IPPC S90]

Im Durchschnitt kann 10-15% des eingesetzten Brennstoffes im Kalkofen eingespart werden. Die variierenden Energieinhalte des Gases machen es schwierig den Kalk auf einer guten einheitlichen Qualität zu halten.

Wird eher nicht angewendet.

Verbrennung von „odorous gases“ in einer Zusatzfeuerung: [IPPC S91]

Verbrennung von Rejekten: [IPPC S189] [IPPC S284]

Nach dem Entwässern der Rejekte kann eine Verbrennung erfolgen.

Verbrennung von festen Abfällen: [IPPC S198]

Bei der Herstellung von Holzstoff fallen eine Reihe von festen Abfällen wie Rinde, Holzreste, Schlamm und aussortierte Rejekte an. Bei der Verbrennung ist aber auf umweltfreundliche Techniken zu achten um die Emissionen (SO₂, NO_x) gering zu halten.

8. Fortschrittliche Techniken

Fertigungstechnologien die nicht auf Wasser basieren [ICARUS-4]:

Wasser spielt eine wichtige Rolle bei der Papiererzeugung, die abschließende Trocknung ist verantwortlich für einen hohen Energiebedarf. Dementsprechend hoch ist das Einsparungspotenzial für einen Prozess der nicht auf Wasser basiert. Solche Technologien werden in der Produktion von Hygienepapier (bulky papers) bereits angewendet. Eine Forschungs- und Entwicklungsarbeit um den Prozess auf andere Papiertypen anzuwenden gibt es nicht. Diese Maßnahme wurde nicht in die Maßnahmenliste der ICARUS Studie aufgenommen, da zwar kein Dampf mehr für die Trocknung benötigt wird jedoch der Stromverbrauch stark ansteigt und es in Summe zu einem Anstieg des Energieaufwandes kommt. [ICARUS-4 S.7]

Nach MARTIN [S.33] sind signifikante Energieeinsparungen möglich.

Dieses Verfahren wird für bestimmte Sorten von z.B. Hygienepapier verwendet, die Festigkeit muss bei diesem Verfahren aber mittels synthetischer Leimung hergestellt werden, während sie sonst quasi von der Natur über Wasserstoffbrückenbindungen ohne zusätzliche Substrate „geschenkt“ wird. Für die Produktion von Massenpapieren ist dieses Produktionsverfahren nicht anwendbar.

Alkoholbasierter Halbstoff Aufschluss: [MARTIN S.36]

Vorteil ist die kürzere Kochzeit gegenüber von Sulfatzellstoff bei hohem Ertrag und hoher Qualität.

Derzeit aus wirtschaftlichen und technischen Gründen keine Umsetzung in Sicht.

Vergasung der Schwarzlauge: [MARTIN S.37]

Die vergaste Schwarzlauge kann in herkömmlichen Kesseln oder in Gasturbinen verbrannt werden. [CADET S49] [IPPC S113]

Press drying: MARTIN [S.38]

Das Blatt wird zwischen zwei heißen Oberflächen oder Zylindern bei Temperaturen von 100-250°C gepresst. Oft sind diese Zylinder zwischen der Pressenpartie und der Trockenpartie angeordnet.

Impulstrocknung:

Das Papier wird zwischen einer sehr heißen Rolle und einer konkaven Presse mit einer sehr kurzen Kontaktzeit gepresst. Der Druck ist 10-mal höher als bei anderen Pressen. Dadurch soll die Dampfschicht die vor der heißen Rolle gebildet wird Wasser aus der Papierbahn entfernen ohne es zu verdampfen. Das Einsparpotenzial liegt bei 35-50% der Wärme, aber der Stromverbrauch steigt an, damit kommt es zu keiner Verringerung des Primärenergiebedarfes. [ICARUS-4 S9]

Nach MARTIN [S.37] verspricht diese Technologie eine Reduktion der Kapitalkosten, höhere Maschinenproduktivität, verminderter Faserverbrauch, geringerer Energiebedarf und bessere Eigenschaften des Papiers.

[DE BEER S.43] [CADET S56] [IPPC S.416] [KCL S.73+76]

Die Impulstrocknung ist eine verschärfte Form des „Press Drying“. Der Wärmeübergang und die Entwässerungsrate ist viel besser als in herkömmlichen Trockenpartien. Es soll mit zwei Impulsnips ein Endtrockengehalt von 75% erreicht werden. Durch das Pressen mit einer

Temperatur von 400°C und der kurzen Verweilzeit unter Druck kommt es zur Blitzverdampfung. Der Prozess wird zurzeit noch nicht beherrscht, es kommt oft zu Delaminierung durch die Verdampfung im Blattinneren. In der Praxis konnte der hohe Endtrockengehalt noch nicht erreicht werden, da, um die Delaminierung zu verhindern, nicht so hohe Temperaturen, wie ursprünglich geplant, der Trockenzylinder möglich sind.

Infrarot-Trocknung:

Die kurzweilige Infrarottrocknung lässt einen besseren Wärmetransfer und bessere Kompaktheit erwarten. Infrarottrockenanlagen benötigen 4,08 GJ Strom pro Tonne Papier im Vergleich zu herkömmlichen Trockenanlagen die 8,16 GJ Dampf pro Tonne Papier benötigen. [MARTIN S.37]

Die Wasserentfernungsrates ist etwa halb so groß wie bei herkömmlichen Verfahren (Stand der Technik).

Verbesserung der Infrarottrocknung: [KCL S.84]

Infrarottrockner werden meistens in der ersten Trockenstufe nach dem Streichen verwendet. In einem nicht beendeten Forschungsprojekt wurde der IR-Trockner um einen Winkel von 45° gegen die Papierbahn verdreht und die Strahlen die von der Papierbahn reflektiert wurden mit einem Reflektor wieder zurückreflektiert. Die reflektierte Strahlung hat eine längere Wellenlänge und ist deswegen effektiver für das Trocknen.

Vorbehandlung des Faserstoffes vor der Trockenpartie: [MARTIN S.38]

Durch das einweichen in eine Natriumcarbonatlösung wird ein Teil des Wassers in den Microporen ersetzt und damit die benötigte Energie für die Trocknung reduziert.

Nicht günstig zusätzliche Chemikalien einzubringen.

Luftpralltrocknung (air impingement drying):

Heiße Luft wird mit großer Temperatur (300°C) und Geschwindigkeit auf die Papierbahn geblasen. Diese Maßnahme wurde in die [ICARUS-4 S.9] Liste nicht aufgenommen. Bei der Luftpralltrocknung ergibt sich eine geringe Gesamtenergieeinsparung, es kommt aber zu einer Substitution von Dampf durch Gas. [MARTIN S.38] [KCL S.82] [CADET S58]

	Cylinder drying GJ/t paper	Air impingement drying GJ/t paper
Electrecity	0,354	0,326
Steam	3,162	1,991
Gas	0	1,130
Totally	3,516	3,448

Tab.8.1:Energy consumption for different drying concepts [CADET S55]

Ist bei schnelllaufenden Papiermaschinen (Zeitungsdruckpapier) Stand der Technik.

Produktion von mineralischen Füllstoffen aus Asche und CO₂: [IPPC S.307]

Ein neuer Prozess verwendet die Asche und CO₂, die bei der Verbrennung der Deinkingschlämme entstehen, um Kaliumcarbonat herzustellen. Dieses wird als mineralischer Füllstoff in der Papierproduktion eingesetzt.

Gibt es, braucht aber Energie am Standort.

Kondensationsband Trocknung (Condensing belt drying): [ICARUS-4 S.8] u. [MARTIN S.32] [DE BEER S.43] Condebelt[®] Trocknung [IPPC S417]

Die Trocknung erfolgt in einer Trockenkammer, durch den Kontakt mit einem heißen Stahlband. Dieses Band wird von Dampf oder heißem Gas erwärmt. In der ICARUS-4 Studie werden 15% Reduktion des Dampfverbrauches angenommen, mit keinen zusätzlichen Kosten bei den Betriebs- und Wartungskosten. Die Trocknungsrate kann um das 5 bis 15-fache erhöht werden. [CADET S57] [KCL S.79]

Das Verfahren wird schon bei der Produktion des Liners bei der Wellpappeherstellung angewendet (insbesondere in tropischen oder subtropischen Ländern mit hoher Luftfeuchte). Es ist sehr wartungsaufwendig und die Altpapieraufbereitung ist schwieriger, da solche Papiere sich nur mehr schwer auflösen lassen (nehmen schwer Wasser auf).

Dampfpralltrocknung (steam impingement drying):

Dabei wird überhitzter Dampf mit großer Geschwindigkeit auf das nasse Papier geblasen. Unter den richtigen Bedingungen wird das verdampfte Wasser auch als überhitzter Dampf verfügbar, damit sind die Bedingungen für eine Wärmerückgewinnung viel besser als bei den konventionellen Trockenverfahren (große Mengen mit geringer Temperatur) [ICARUS-4 S.9]. In der ICARUS-4 Studie werden 10% Wärmeeinsparung ohne zusätzliche Kosten ab 2010 angenommen. Nach MARTIN [S.38] wird von Einsparungen von 10-15% für den Dampfbedarf und 5-10% für den Strombedarf ausgegangen, wird aber nicht in die Maßnahmenliste aufgenommen. [CADET S58] [KCL S.80]

Anlage im Pilotmaßstab bereits gebaut.

Luftlose Trocknung :

Sie nutzt auch die latente Wärme des verdampfen Wassers und benötigt eine luftdichte und gut isolierte Abzugshaube um die Trockenpartie. Das Papier wird von dampfbeheizten Zylindern getrocknet, der Dampf wird erzeugt indem das verdampfte Wasser von Umgebungsdruck auf 4 bar komprimiert wird. Dieser Dampf kann 60-80% der benötigten Wärme liefern. Diese Technologie wird erst nach 2010 verfügbar sein. Es werden ein Einsparpotenzial von 70% der Wärme und ein Ansteigen des Strombedarfs um 15% erwartet. Die Investitionskosten werden um 25 €/GJ und die Betriebs- und Wartungskosten um 1 €/GJ/a höher sein. [ICARUS-4 S.9] Die Luftlose Trocknung (airless drying) wird nach [MARTIN S.38] nicht in den Maßnahmenkatalog aufgenommen.

In Kombination mit einer KWK Anlage bietet sich die Trockenpartie an, um den Dampf zu kondensieren.

Vermeidung der Trocknung über die Gleichgewichtsfeuchte hinaus:

Die Gleichgewichtsfeuchte stellt sich durch Feuchtigkeitsaustausch mit der Umgebungsluft wieder ein. Eine Verringerung des Endtrockengehalts um 1% bewirkt eine Reduzierung der eingesetzten thermischen Energie um 1-2%. [Bölle S153] Es sollten Systeme zur Feuchtigkeitsprofilkorrektur angewendet werden. (Die Gleichgewichtsfeuchte ist jener Papierfeuchtegehalt, der sich im Gleichgewicht mit der Umgebung einstellt. Sie ist stark produktabhängig.)

Nach der Einschätzung von Prof. Naujock sind die Maßnahmen mit dem meisten Potenzial: Mahlung, Auflösen, Holzstoff Refining, Pressen und Pumpen.

Es ist ein Verbesserungspotenzial von **20 %** thermisch und **10 %** elektrisch zu erwarten. Das Potenzial ist umso höher je älter die Papiermaschine ist (10-15% Energieeinsparung ist bei den Rohrleitungssystemen möglich.)