

Gutachterliche Stellungnahme

für die
Gesellschaft für FORTSCHRITT in FREIHEIT e.V.
Die Freiheitliche Denkfabrik

Drucksache MMD18-4572 vom 06.06.23

Antrag: Gute Energiepreise – gute Industrie: Industriestrom muss wieder bezahlbar werden!

Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie am
08. September 2023 im Landtag NRW

RA Thomas Mock
Clemens-August-Str. 6

53639 Königswinter, den 31.08.23

Vorwort

Der Unterzeichner war in Deutschland ca. 25 Jahre in leitenden Funktionen in global aktiven Rohstoffkonzernen tätig und während des gesamten Zeitraumes mit internationalen, europäischen und deutschen Industriestrompreisen beschäftigt und hierzu in zahlreichen Gremien tätig. Im Lichte der aktuellen – schon seit mehreren Jahren dauernden - Diskussion um einen Industriestrompreis hat sich der Unterzeichner bereit erklärt als Sachverständiger die nachfolgende Stellungnahme an den Landtag abzugeben. Sie gibt ausschließlich die persönliche Meinung des Autors wieder.

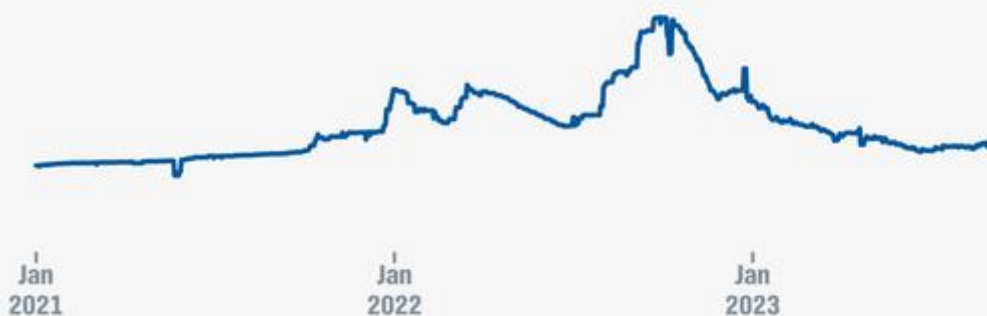
1. Ausgangslage

Derzeit kostet 1 kWh Strom **30,2 Cent** für Neukunden

Änderung im Vergleich zur Vorwoche: +1%*

Jan2021 Apr Juli Okt Jan2022 Apr Juli Okt Jan2023 Apr Juli 01 Cent 07. 12.21: 33,2 Cent 07. 12.21: 33,2 Cent

Strompreis aktuell:
30,2 Cent



Stand: 30.08.2023

Strompreis aktuell: So viel kostet die Kilowattstunde

Strom ist seit dem kriegsbedingten Hoch wieder deutlich günstiger geworden. Die Kosten sind ähnlich wie im Herbst 2021.

Datenstand: 30.08.2023. Die Angaben stammen aus einer Erhebung des Vergleichsportals Verivox und beziehen sich auf Neukunden.

Grafik: NDR Data Quelle: Verivox [Daten herunterladen](#)

Der Forward an der massgeblichen EEX liegt für 2024 bei etwa 100-120 EuroMWh

In 2021 lag er bei etwa 50-60EuroMWh

2. Zukünftige Strom-Preisentwicklung

Der künftige Strompreis wird von folgenden Faktoren bestimmt.

- a. Entwicklung der EEG-Höchstpreisgarantie
- b. Entwicklung der Netz-Kosten für ÜNB und VNB
- c. Entwicklung der Kosten für die CO₂-Zertifikatekosten im Strom
- d. Entwicklung des europäischen Strommarktes

a.

Mit Erhöhung des EEG-Höchstpreisbetrages durch die BNetzA in Abstimmung mit dem BMWK auf 7,35 CentkWh durch Beschluss vom 27.12.22 könnte eine beunruhigend langfristige Erhöhung des Strompreises durch wind-onshore der Weg geebnet worden sein, da diese Erhöhung für 20 Jahre die Preise festsetzt. Natürlich könnte dieser Höchstsatz auch wieder abgesenkt werden. Das ist aber aufgrund der engen Verflechtungen zwischen der Windindustrie und verschiedenen politischen Parteien und deren Interessenmix nicht oder kaum zu erwarten.

Hinzu kommen gemäß § 36h EEG die regionalen Zuschläge, so dass in den südlichen Regionen dieser Betrag von 7,35 CentkWh auf über 10 CentkWh steigt.

Das ist deshalb bemerkenswert, weil offensichtlich wird, dass Windstrom nicht der seit Jahren geframte „Billigmacher“ ist. Diese Preisentwicklung unterstreicht eher das Gegenteil.

Diese ist auch nicht gestiegenen Rohstoffen usw geschuldet. Denn die Hersteller haben von diesen Erhöhungen nichts. Der erhöhte EEG-Höchstbetrag kommt ausschließlich den Projektierern zugute, die derart finanziell gut ausgestattet für Pachtverträge mit weniger als 1 ha Fläche für die neuen Großanlagen mit ca 250m Höhe und 5 bis 7 MW inst. Leistung und 20jähriger Laufzeit inzwischen bis zu 9 Mill Euro bieten (siehe Welt am Sonntag, den 06.08.23, Seite 19). In NRW geht es also bei geplanten 1000 Windanlagen um 9 Mrd Euro zu verteilende Gelder. Diese Summe muss ja mit Windrädern wieder verdient werden, weshalb es schon deshalb – neben weiteren Gründen - in den nächsten 20 Jahren keinen billigen Windstrom mehr geben kann.

Diese werden auch entgegen verbreiteter Narrative nicht vom Bundeshaushalt (allenfalls verbürgt), sondern überwiegend aus dem EKF (Energie- und Klimafonds) finanziert. Der EKF wiederum wird weit überwiegend aus den CO₂-Zertifikatekosten im Strom (EU-ETS, seit 2005) und den CO₂-Zertifikatekosten die im Gas, Benzin, Heizöl pp eingepreist werden (BEHG, seit 2020). Während das EU-ETS ein europäisches System ist, ist das BEHG und seine wachsenden Kosten ein rein deutsches Kosten-Projekt. Die neuerliche Erhöhung der

CO₂-Zertifikatepreise im BEHG sollten wiederum als Klimageld zurückgezahlt bzw zugunsten der Bürger umgeschichtet werden. Dieses Versprechen hat man zurück genommen, die Erhöhung des BEHG aber beibehalten, was im Ergebnis wohl als Steuererhöhung interpretiert werden darf.

Die CO₂-Kosten und damit die EEG-Höchstsätze zahlt also zwangsweise im Strompreis wie im Benzin, -Gas und Heizölpreis nach wie vor überwiegend der private Stromabnehmer. Auch insoweit kann von keiner Entlastung der privaten Stromabnehmer von den EEG-Kosten ab dem 01.07.22 die Rede sein. Die EEG-Kosten zahlt der private Stromabnehmer nun lediglich über den Umweg des EKF.

Die Hersteller von Windanlagen müssen sich weiter und immer stärker mit chinesischen Herstellern messen lassen, die die Anlagen per MW zu halben Preis anbieten. Die Erhöhung des EEG-Höchstsatzes vom 27.12.22 hat deshalb auch nichts mit den erhöhten Rohstoffpreisen usw zu tun.

Insgesamt ist deshalb der Windstrom heute (jedenfalls für Anlagen die nach dem 27.12.22 den EEG-Zuschlag bekamen) erheblich teurer als der diskutierte Industriestrompreis von 4 bis 6 CentkWh. Denn die Rohstoffpreise sind längst wieder auf ihr vorheriges Niveau von 2021 zurückgefallen. Außerdem sichern international tätige Unternehmen ihre Rohstoffbezüge über längere Zeiträume ab, so dass die kurzfristigen Erhöhungen in 2022 grundsätzlich keine staatliche Unterstützung durch Erhöhung der EEG-Garantiesubventionen rechtfertigen können. Solche Risiken kann ein gut geführtes Unternehmen selbst managen. Außerdem werden inzwischen über 50% der Teile für Windanlagen (so z.B. RWI, Köln) in China hergestellt, die mit langen Lieferverträgen importiert werden. In China sind die in der EU beobachteten Preiserhöhungen nicht eingetreten. Also können nicht existente Kostenerhöhungen importierter Ware und von Teilen hier nicht mit Rohstofferrhöhungen genereller Art bzw am Spot-Markt gerechtfertigt werden. Kein vernünftig geführtes Unternehmen bezieht seine Rohstoffe am Spot-Markt. Das passiert nur bei gelegentlichen Ergänzungskäufen wenn mehr produziert wird, als geplant. Auch solches lag aber seit 2020 nicht vor. Gelegentliche Ausnahmen stehen außen vor.

Im Ergebnis wird es deshalb – jedenfalls weder in 5 noch in 10 oder in 15 Jahren einen billigen Windstrom geben. Wenn von einer Brücke gesprochen wird, so ist das eine Brücke ins Nirgendwo, wie dies bereits Prof Ockenfels und Prof Wambach bereits in der FAZ vom 21.05.23 in aller Kürze ausführten.

Demgegenüber ist ein Vergleich mit Windstromkosten auf anderen Erdteilen irreführend.

Wenn also Windstrom in Chile oder Australien z.B. 2 CentkWh kosten, so sind die Umweltkosten darin nicht enthalten. Hinzu kommen die Umwandlungs- und Transportkosten nach Europa. Und Produktionskosten haben in aller Regel nichts mit späteren Verkaufskosten zu tun. Saudi-Arabien hat Produktionskosten für ein Barrel Öl von unter 10\$. Das Öl wird aber derzeit für über 80\$/Barrel am Weltmarkt verkauft.

Aufgrund der langfristigen Knappheit von EE-Strom und der Umwandlungs- und Transportkosten (z.B. in Form von Wasserstoff oder Ammoniak usw) von anderen Teilen der Welt werden EE auf absehbare Zeit kein globales commodity sein und sind niedrigere EE-Produktionskosten auf anderen Erdteilen keine belastbare Konstellation oder Ausschlusskriterium für den deutschen Markt.

Das gilt auch nur eingeschränkt für das Argument, dass energieintensive Industrien dort ihre Produktionsstätten errichten wo Energie billig ist. Im Lichte einer zukünftig wohl weniger globalen Welt sind solche bisher diskutierten Argumente neu zu überdenken. Denn auch energieintensive Industrien leben von der Nähe zum Markt. Je ferner sie zu ihrem Markt produzieren desto aufwendiger sind die additiven Kosten und die Abhängigkeiten von globalen Entwicklungen. Deshalb ist es zwingend in den Schlüsselindustrien im eigenen Land durchgehende Wertschöpfungsketten zu besitzen, auch wenn diese nur 20% des gesamten Bedarfs im eigenen Land abdecken. Sie aber sind das Faustpfand gegen externe kaufmännische wie politische Erpressbarkeit.

b.

Windanlagen und Windstrom sind auf Überlandleitungen (ÜNB) oder deren unterirdische Variante angewiesen. Keine Windanlage ohne Überlandleitungen incl. Umspannwerke . Und zukünftig keine Hochspannungsleitung ohne Windstrom (und über die Acker-PV auch diese). Denn zukünftig – ab 2020 – stehen alle Stromleitungen nur im Dienst von EE-Strom, Folglich müssen sich die EE-Anlagen alle Nachteile und Folgen des gesamten ÜNB-Netzes zurechnen lassen.

Und dazu gehören neben dem immensen Flächenverbrauch dieser Netze (das gilt auch für die unterirdische Version) die Kosten. Neben den schon entstandenen Kosten des Netzausbaus für bisher fast ausschließlich die Windanlagen werden in den nächsten ca 20 Jahren weit über 400 Mrd Euro Investitionen für die weiteren notwendigen netze erforderlich. Hinzu kommen die massiv zu erhöhenden Verteilnetze und deren Kosten für die E-Autos, Wärmepumpen usw. Schon jetzt liegen diese netzkosten höher als die EEG-

Garantievergütung. Die zukünftigen Netz-Kosten, zusätzlich getriggert durch eine durchaus langanhaltend hohe Inflation, werden die Netzkosten weiter massiv steigern und zwischen 10 bis 15 CentkWh liegen.

c.

Der CO₂-Zertifikatepreis (des EU-ETS) liegt derzeit bei etwa 90Euro/CO₂, wird im Strom mit dem Faktor von derzeit etwa 0,7 (siehe UBA) von der EEX eingepreist, taucht als solcher nicht als weitere öffentliche Belastung des Strompreises auf, wird also intransparent maskiert, und finanziert zu einem erheblichen Anteil den EKF.

Die EU hat mit Rückendeckung des BMWK im März 2023 beschlossen die CO₂-Zertifikatmengen bis 2030 sehr viel schneller zu mindern, mit dem Ziel schneller die CO₂-Minderungsziele zu erreichen. Deren Inhalte und Realität werden hier nicht diskutiert. Ein Schlüssel hierzu ist die MSR, die sog Marktstabilitätsreserve, von Deutschland massiv unterstützt, die 2019 eingeführt wurde, um durch verstärkte Verknappung der Zertifikate den Preis für CO₂-Zertifikate nach oben zu treiben und dadurch den Strompreis zu erhöhen. Tatsächlich sind die CO₂-Preise und der Strompreis seitdem kontinuierlich gestiegen. Insoweit war die MSR ein großer Erfolg. Zugleich wurde damit aber das marktwirtschaftliche basierte System des EU-ETS massiv beschädigt. Insbesondere externe Spekulanten nutzen das System für ihre Renditeinteressen zum Nachteil der betroffenen Industrie, die dies als im EU-ETS-System gefangene Zwangs-Mitglieder über die erhöhten CO₂-Preise zwangsfinanzieren muss.

Durch die CO₂-Minderungspläne der EU darf davon ausgegangen werden, dass der derzeit bei etwa 90Euro/CO₂ liegende Preis auf über 200 Euro/CO₂ bis 2030 ansteigen könnte. Derzeit ist ein solcher Anstieg durch die Rezession und die gedrosselte Produktion der Industrie noch nicht zu beobachten bzw wirken die aktuellen wirtschaftlich schwachen Zahlen einem Anstieg entgegen. Aber auch dieses Preissignal ist maskiert, weil der CO₂-Preis angesichts des in Deutschland fehlenden Wachstums theoretisch stärker fallen müsste. Aber in den anderen Ländern ist bekanntlich Wachstum zu beobachten.

Jedenfalls muss mit einem Preis von 200Euro/CO₂ bis 2030 gerechnet werden was den Strompreise – da dieser CO₂-Preis im Strom eingepreist wird, auch wenn er von Windanlagen produziert wird - ebenfalls massiv steigen lassen wird.

d.

Ob der EU-Stromhandel sich in den nächsten Jahren so entwickelt wie aus deutscher Sicht erhofft darf bezweifelt werden. Insbesondere wird kein entlastendes Strompreissignal für deutsche Stromabnehmer zu erwarten sein. Norwegen hat das zweite Stromkabel nach Deutschland erst einmal auf Eis gelegt, weil die Folge des ersten Stromkabels war, dass der Strompreis in Süd-Norwegen massiv anstieg, was zu in Norwegen höchst ungewöhnlichen Straßenprotesten gegen diese Strompreisfolgen in Norwegen führte. Nachbarländer verfolgen den Bau neuer AKW um einen Teil des Stroms nach Deutschland zu verkaufen. Angesichts obiger Kostenentwicklung dürften sogar neue AKW den zukünftigen Strom kaum teurer sein, zumal Windanlagen eine Lebenszeit von höchstens 20 bis 30 Jahre haben, AKW aber mindestens das Doppelte oder mehr.

3. Die Energieintensive Industrie in Deutschland und in NRW

Jahrelang galt die Faustformel, dass ca 50% der energieintensiven Industrie in der EU in Deutschland produziert. Und von diesen wiederum etwa 50% in NRW produzieren.

Diese Faustformel verliert jeden Tag mehr an ihrem praktischen Bestand.

Insbesondere aber ist der Import von Strom ein Export von Wertschöpfung. Und das wird massive nachteilige Folgen für Deutschland haben, weil Deutschlands Geschäftsmodell nicht nur billiger Strom war, sondern in Deutschland produzierter Strom mit Wertschöpfung in Deutschland. Das ist aufgrund des fast 100%igen PV-Anlagen-Imports und hoher EEG-Subventionen bei diesen Anlagen nicht der Fall und kündigt sich so ähnlich auch bei Windanlagen an. Denn ein flächendeckendes Subventionssystem wie das EEG kann auch in der Summe keine Wertschöpfung generieren.

Es sei sodann das **Beispiel der Aluminiumindustrie** gewählt, weil das einstmals weltweit größte Alu-Cluster zu Füßen des Landtags liegt, in Neuss-Grevenbroich.

Für E-Autos ist Aluminium nicht hinwegzudenken. Ein Tesla ist ein Alu—Auto. Wegen des hohen Batteriegewichts muss ein Ausgleich über Aluminium erfolgen. Der zeitweise Einsatz von Carbon in E-Autos ist weitgehend beendet worden, weil Carbon/GFK/CFK nicht recycelt werden kann und folglich einen extrem hohen CO₂-Fussabdruck aufweist (siehe z.B. die

praktischen Probleme bei den Rotoren von Windanlagen aus Carbon/GFK/CFK). Dem begegnet die Industrie durch den Einsatz von Aluminium, das sich hervorragend immer wieder mit geringem Energieeinsatz recyceln lässt und zwar – wie z.B bei der Aludose - indem aus dem Material der Aludose wieder das Produkt einer Aludose hergestellt wird. Also ein geschlossener Ressourcen-, Material- und Produktkreislauf. Das ist bei Carbon/GFK/CFK völlig ausgeschlossen.

Bis zur Einführung der MSR (aaO) konnten auch und besonders stromintensive Aluminiumhütten den Strom am Markt so langfristig einkaufen, dass sie in Deutschland bleiben und produzieren konnten.

Seitdem nimmt diese Option massiv ab und ist mit dem Jahr 2021, also schon vor dem Ukraine-Krieg, in einen kritischen Bereich vorgestoßen, dem durch die aktuelle Energiepolitik auch noch jedwede Perspektive genommen wurde. Die Folge ist, dass die einst größte Aluminiumhütte Europas, das Rheinwerk in Neuss im Oktober endgültig die letzten Öfen schließt. Damit ist auch das einst größte und weltweit als Vorbild kopierte Aluminium-Cluster in Neuss und Grevenbroich, mit den weiteren Walzwerken Alu-Norf und dem von Speira in Grevenbroich mittelfristig in der Existenz gefährdet. Denn ohne Basis einer Primäraluminiumversorgung durch die eigene Hütte in der Vorkette, die nun aus weltweit spezifischen Aluminiumhütten in Abhängigkeit mit vielen Wochen Lieferketten nach Neuss herangeschifft werden müssen, ist die Weiterverarbeitung von globalen Entwicklungen sehr viel abhängiger geworden.

Die dann letzten drei Aluminiumhütten in Deutschland, davon zwei in NRW, fahren auch nur noch mit etwa 25% ihrer möglichen Kapazität. Es wundert deshalb nicht, wenn die AD (Aluminium Deutschland) vor wenigen Tagen darauf hinwies, dass die Primäraluproduktion um 50% gefallen sei.

Gibt es deutlichere Alarmzeichen?

Produktion der deutschen Aluminiumindustrie (in Tonnen)

Marktsegment	Q2 2023	± %	1. Halbjahr 2023	± %
Hüttenaluminium	49.335	-47	97.718	-50
Recyclingaluminium	698.169	-10	1.433.155	-9
<i>davon Refiner</i>	120.001	0	250.285	-1
<i>davon Remelter</i>	578.168	-12	1.182.870	-10
Aluminium gesamt	747.504	-14	1.530.873	-13
Walzprodukte	464.954	-11	933.640	-9
Strangpressprodukte	129.781	-16	271.354	-15
Aluminiumhalbzeug gesamt	594.735	-12	1.204.994	-10

Quelle: AD

Und das im Lichte der Tatsachen, dass China seit 2000 seinen Anteil an der primären Aluminiumproduktion von ca 20% auf über 60% hoch gefahren hat und in der EU seit 1999 keine neue Aluminiumhütte mehr neu errichtet wurde, aber ca 50% der bestehenden Hütten geschlossen wurden.

Wie kann man eine solche Entwicklung/Abstieg - und diese betrifft nur beispielhaft die höchst zukunftsträchtige Aluminiumindustrie, die in Deutschland einmal Weltmeister war - in Kauf nehmen, seit zwei Jahren noch beschleunigen, um in weitgehend ungewisse Technologien riesige Milliardenbeträge und großen Versprechungen umzuschichten (Northvolt&Co), die aufgrund der extremen Subventionen womöglich nie zu einer Wertschöpfung beiträgt, statt bestehende und bewährte und hohe Wertschöpfung generierende Industrien allein zu lassen, einer massiven Energiekostenlawine auszusetzen.

4. Eine Lösung

Eine Lösung kann nur so aussehen, dass der Strompreis in einem ersten Schritt wieder generell abgesenkt wird, für die Industrie, wie die privaten Stromendnutzer.

Alles andere erscheint im Lichte der aktuellen und zukünftigen Belastungen (Degrowth, kaum Wachstum, bleibend hohe Inflation, steigende Verschuldung Deutschlands und der EU (Mithaftung) und weiter wachsende Gesamtbelastungen der Bevölkerung nicht darstellbar.

Die Mittel dazu sind z.T bereits diskutiert, wie z.B. Absenkung der Stromsteuer usw., aber eher mit geringem Erfolg verbunden was die Not der Industrie betrifft.

Wirkliche Preishebel sind

- die Einflussnahme durch die MSR,
- die Rückkehr der rückholbaren Deutschen AKW
- eine teilweise Verlängerung des Kohleausstiegs
- verbunden mit verstärkter F&E
- verbunden mit massiven Investitionen in eine Kreislaufwirtschaft
- verstärkte Investitionen vernachlässigter Alternativen wie die Geothermie
- sowie die Nutzung der Instrumente wie CCS&CCU&CO

Es geht also nicht um neue AKW, sondern die wirtschaftliche Nutzung der 6 zuletzt stillgelegten AKW für etwa 10 Jahre. Denn diese können nach in Relation geringen Anfangsinvestitionen Strom für unter 5 CentkWh produzieren und könnten als eigene staatlich zugeordnete Gesellschaft (siehe Bsp Uniper) weite Teile der energieintensiven Industrie beliefern und zu einer generellen Senkung des Strompreises beitragen. . Die 30Mrd Euro Subventionen für einen allemal umstrittenen Industriestrompreis und der immer schwierigen Definition der begünstigten hätte sich erledigt und wäre zur Entlastung der Bevölkerung der bessere Weg.

Eine Teil-Finanzierung über das kommende Instrument CBAM scheidet aus mehreren Gründen komplett aus. Denn CBAM wird zum einen nicht die gewünschten Einnahmen generieren, weil es beim Import durch dem HKN-System der EU analoge HKN-Systeme im Ausland spielend umgangen werden kann. Außerdem ist nach wie vor offen, wie der notwendige Ausgleich für die heimische Industrie ausgestaltet wird, die mit den erhöhten Energiepreisen in Deutschland produzieren muss und dafür beim Export aus der EU einen Ausgleich erhalten muss. Wie dieser finanziert wird ist ebenfalls offen. Zudem sind Einnahmen aus CBAM – wie hoch sie auch immer sein werden - dringend zu Refinanzierung des Corona-Sonderfonds von 750/800 Mrd Euro erforderlich. Und da als weitere Finanzierung des Corona-Sonderfonds der EKF angedacht ist entfallen auch diese Optionen für einen Industriestrompreis

Der massive Bau von Gaskraftwerken ist abzulehnen.

Ein damit verbundener Umbau (readiness) auf Nutzung von Wasserstoff ist gerade unter Kostengesichtspunkten nicht zielführend, da die physikalisch unvermeidlichen Umwandlungsverluste des Energieträgers Wasserstoff die daraus gewonnene Energie sehr teuer macht.

– insbesondere wenn Wasserstoff nach erster Umwandlung wieder für die Stromproduktion eingesetzt werden soll, es bleiben nur etwa 25% der ursprünglich genutzten Energie übrig, also z.B. von vier gebauten und betriebenen Windanlagen mit allen den Eingriffen in die Rohstoffnutzung und die Natur plus Emissionen während der Betriebszeiten usw kann der Strom von nur einer Windanlage genutzt werden. -

und so extrem sind, dass auch dies die Industrie nicht in Deutschland halten wird. Insoweit sollten die extremen Wasserstoffsubventionen für die Stahlproduktion abschließend sein.

Aber vor allem muss in der Vorkette der Gasnutzung, also von der Methangewinnung, über deren Weiterverarbeitung und Transport bis zum Stadium des Verbrennens, der Methanverlust in die Gesamtrechnung eingestellt werden. Der ist enorm, wie die heute über Satellit messbaren Methanemissionen weltweit zeigen.

Methan aber ist in seiner relevanten Wirkzeit von ca. 15 Jahren etwa 100 mal klimawirksamer als CO₂. Deshalb muss im Sinne des Pariser Klimaabkommens und des Klima-Beschlusses des BVerfG vom März 2021 jede Methannutzung unterbunden werden, weil sonst das 1,5Grad-Ziel nie erreichbar sein wird. Denn diese fast immer unvermeidbaren und sehr klimaschädlichen Methanemissionen (selbst das vorbildliche Norwegen hat hiermit erhebliche Mühen, wie Satelliten-Messungen zeigen) sind in Verbindung mit den CO₂-Emissionen bei der Verbrennung des Gases in der Summe in der Regel klimaschädlicher als die möglichst effiziente Nutzung der Braunkohle wie z.B. mit der BoA-Technik usw. Auch hier gilt es deshalb endlich die Gesamtsituation nüchtern zu betrachten und die denklogischen Schlüsse zugunsten des Klimas zu ziehen.

So können durch die Nutzung von Kohle die Klimagase massiv gesenkt werden, ist Kohle ja nur ein hundertstel wirkendes Klimagas im Vergleich zu Methan.

Im Ergebnis gilt es die Klimaziele global überzeugend auf neue Füße zu stellen. Nur so kann Deutschland Vorbild sein und bleiben.

Wenn aber Teile der Industrie über Bord gekippt werden oder die Bevölkerung die Industrie noch stärker subventionieren soll wird das angesichts der wachsenden Belastungen der Bevölkerung diese überfordern und den sozialen Frieden gefährden

Thomas Mock

**Finanzplan für das Sondervermögen "Klima- und Transformationsfonds"
für die Jahre 2023 bis 2027**

	Soll 2023	RegE	Finanzplan		
		2024	2025	2026	2027
in T €					
Einnahmen					
Erlöse gemäß Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (ETS)	7.297.640	8.187.000	10.746.000	12.855.000	12.821.000
Erlöse gemäß Brennstoff-emissionshandelsgesetz (BEHG)	8.631.000	10.930.000	12.905.000	16.397.000	21.852.000
Bundeszulassung	0	0	0	0	0
Globale Mehreinnahme	5.951.576	9.300.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000
Entnahme aus Rücklage	78.888.489	70.720.997	41.521.949	13.363.328	0
Einnahmen gesamt	100.768.705	99.137.997	70.372.949	47.815.328	39.873.000
Programmausgaben	35.958.333	57.616.048	57.009.621	49.684.740	47.502.233
<i>darunter</i>					
<i>Gebäuförderung</i>	16.877.536	18.901.477	15.912.414	13.467.845	12.382.216
<i>EEG-Förderung, Zuschüsse an stromintensive Unternehmen sowie finanzielle Kompensationen nach § 11 BEHG</i>	3.342.700	15.721.351	16.886.900	15.896.616	15.000.030
<i>Dekarbonisierung der Industrie und Hochlauf Wasserstoff</i>	3.961.322	3.820.656	4.294.506	5.060.562	5.463.285
<i>Weiterentwicklung Elektromobilität, Umweltbonus, Zuschüsse Busse/Nfz., Ladeinfrastruktur</i>	5.578.897	4.669.071	4.007.136	3.340.007	1.838.793
<i>Investitionen in die Eisenbahninfrastruktur der EIU des Bundes</i>	0	4.000.000	4.000.000	2.250.000	2.250.000
<i>Mikroelektronik</i>	0	3.968.150	4.625.150	1.912.050	1.710.500
<i>Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz & NKI</i>	945.500	1.351.200	1.487.900	1.568.100	1.573.100
<i>Industrielle Fertigung Energiespeicher</i>	684.235	511.907	602.153	679.053	959.053
Zuführung zur Rücklage	64.810.372	41.521.949	13.363.328	0	0
Globale Minderausgabe	0	0	0	-1.869.412	-7.629.233

*Rundungsdifferenzen sind möglich.