
MASTERARBEIT

Herr

Roman Hlawaty B.A.

Analyse des europäischen Strommarktdesigns im Kontext der Energiekrise 2022

Mittweida, 2023

MASTERARBEIT

Analyse des europäischen Strommarktdesigns im Kontext der Energiekrise 2022

Autor:

Herr

Roman Hlawaty, B.A.

Studiengang:

Industrial Management

Seminargruppe:

21w2-NA

Erstprüfer:

Prof. Dr.-Ing. Ralf Hartig

Zweitprüfer:

Felix Richter, M.Sc.

Einreichung:

Mittweida, 09.02.2023

Verteidigung/Bewertung:

Mittweida, 2023

faculty of industrial engineering

MASTER THESIS

Analysis of the European electricity market design in context of the energy crisis 2022

author:

Mr.

Roman Hlawaty, B.A.

course of studies:

Industrial Management

seminar group:

21w2-NA

first examiner:

Prof. Dr.-Ing. Ralf Hartig

second examiner:

Felix Richter, M.Sc.

submission:

Mittweida, 09.02.2023

defence/ evaluation:

Mittweida, 2023

Bibliografische Beschreibung:

Hlawaty, Roman:

Analyse des europäischen Strommarktdesigns im Kontext der Energiekrise 2022. - 2023. - 15, 76, 0 S.

Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen, Masterarbeit, 2023

Referat:

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Analyse des europäischen Strommarktdesigns. Fand es in den vergangenen zwei Jahrzehnten nur wenig Beachtung in der breiten Bevölkerung, so führte die Energiekrise 2021/2022 zu unvorstellbaren Strompreisentwicklungen und das Marktmodell der Merit-Order-Systematik fand im Zuge dessen große mediale Aufmerksamkeit. Im Rahmen dieser Arbeit soll nach Aufbereitung der historischen Entwicklung des europäischen Strommarktes, eine Evaluierung des angewandten Marktmodells stattfinden. Dabei gilt es zu erforschen, welche Vor- und Nachteile sich damit ergeben, sodass bewertet werden kann, ob eine weitere Anwendung berechtigt erscheint. Neben dieser Thematik werden weiters auch alternative Lösungsansätze, welche zum Teil auch bereits innerhalb Europas Anwendung finden, herausgearbeitet und auf deren mögliches, flächendeckendes Umsetzungspotential in der Europäischen Union untersucht. Das Hauptziel dieser Arbeit ist es, anhand einer Literaturrecherche eine aktuelle Fakten- und Datenbasis aufzubauen, welche sowohl auf die kurzfristigen Ereignisse im Kontext der Energiekrise 2022, als auch auf die langfristigen Entwicklungen im Zusammenhang mit dem voranschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien abzielt. Eine Gegenüberstellung der erarbeiteten Informationen soll am Ende eine schlussfolgernde Interpretation der Ergebnisse ermöglichen.

Inhaltverzeichnis

Inhaltverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VI
1 Einleitung.....	1
1.1 Problemstellung.....	2
1.2 Zielsetzung und Forschungsfrage	3
1.3 Methodik	4
2 Begriffsdefinitionen	5
2.1 Strommarktdesign	5
2.2 Erneuerbare Energie	5
2.3 Versorgungssicherheit.....	6
2.4 EU-(Energie)Binnenmarkt	6
3 Entwicklung des europäischen Strommarktes	7
3.1 Der monopolistisch geführte Energiemarkt.....	7
3.2 Die Liberalisierung des europäischen Strommarktes.....	8
3.2.1 Merkmale der Liberalisierung	9
3.2.2 Marktzugang und -teilnahme (Spot- und Terminmarkt).....	10
3.2.3 Bilanzgruppen-Modell.....	12
3.2.4 Regelreserve.....	13
3.3 Stromverbrauch und -erzeugung am Beispiel Österreich.....	15
3.3.1 Entwicklung des Stromverbrauchs	16
3.3.2 Stromerzeugung und dessen Gestehungskosten	17
4 Analyse des europäischen Strommarktdesigns	22
4.1 Pay-As-Clear Modell (Merit-Order-System)	23
4.1.1 Vorteile	30
4.1.2 Nachteile	32
4.1.3 SWOT-Analyse	37

4.2	Analyse alternativer Ansätze für den europäischen Strommarkt	39
4.2.1	Strommarktdesign der Schweiz (Durchschnittspreis-Modell).....	40
4.2.2	Pay-As-Bid Modell / Gebotspreis-Modell	47
4.2.3	Iberisches Modell	50
4.2.4	Griechenland: Aktuelles Modell und neuer Vorschlag	57
5	Bewertung und Diskussion	63
5.1	Ergebnis Pay-As-Clear Modell	63
5.2	Ergebnis Schweizer Modell (Durchschnittspreis-Modell)	64
5.3	Ergebnis Gebotspreis-Modell (Pay-As-Bid)	65
5.4	Ergebnis Iberisches Modell	66
5.5	Ergebnis Griechisches Modell / Griechischer Vorschlag	67
5.6	Zusammenfassung	68
6	Fazit	71
	Literaturverzeichnis	75

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung Österreichischer Strompreisindex (ÖSPI)	1
Abbildung 2: Zeitleiste zur Liberalisierung des österreichischen Strommarktes	8
Abbildung 3: Arten von Geschäften und Produkten im Stromhandel	10
Abbildung 4: Darstellung der Handelsrisiken	11
Abbildung 5: Ablauf Regelreserve	14
Abbildung 6: Netto-Stromimporte Österreich	15
Abbildung 7: Stromverbrauch Österreich.....	16
Abbildung 8: Stromerzeugung in Österreich in Gigawattstunden	17
Abbildung 9: Ausbau erneuerbarer Energie in Österreich in TWh.....	18
Abbildung 10: Stromgestehungsvollkosten aller Energieformen	20
Abbildung 11: Strompreisentwicklung seit der Liberalisierung des Marktes	22
Abbildung 12: Merit-Order-Kurve.....	24
Abbildung 13: Merit-Order-Effekt	25
Abbildung 14: Stromausfälle bzw. ungeplante Nichtverfügbarkeiten in Österreich.....	26
Abbildung 15: Effekte der Strom- und Gasmarktliberalisierung auf Österreich.....	27
Abbildung 16: Theoretischer Einsatz der Kapazitätsreserve.....	29
Abbildung 17: Entwicklung der Day-Ahead Marktkopplung (2010-2021)	31
Abbildung 18: Entwicklungsvergleich Gas- und Strompreis	33
Abbildung 19: Änderung des Marktes durch Ökostrom-Ausbau.....	35
Abbildung 20: Stromerzeugungsmix der Schweiz im Jahr 2021	41

Abbildung 21: Strommarktsituation in der Schweiz.....	42
Abbildung 22: Strompreisregionen Schweiz 2023	43
Abbildung 23: Strompreisentwicklung der Schweizer Großverbraucher	45
Abbildung 24: Vergleich Pay-As-Clear und Pay-As-Bid-Modell	47
Abbildung 25: Wirkungsweise des Iberischen Modells auf die Merit-Order-Kurve	51
Abbildung 26: Vergleich Iberisches Modell mit alter Systematik aus anderen Ländern ...	52
Abbildung 27: Entwicklung Strom-Spotpreis ein Monat nach Modell-Einführung	52
Abbildung 28: Stromflüsse Spanien – Frankreich Beispiel Juni 2022	53
Abbildung 29: Erzeugungsmix in der europäischen Union	55
Abbildung 30: Europäischer Stromnetzverbund	56
Abbildung 31: Ex-post Umverteilungsmechanismus mit CfDs	58
Abbildung 32: Zweiteilung der Merit-Order nach dem griechischen Vorschlag	60

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: SWOT-Analyse</i>	38
<i>Tabelle 2: Vor- und Nachteile Pay-As-Clear-Modell</i>	63
<i>Tabelle 3: Vor- und Nachteile Schweizer Modell</i>	65
<i>Tabelle 4: Vor- und Nachteile Gebotspreis-Modell (Pay-As-Bid)</i>	65
<i>Tabelle 5: Vor- und Nachteile Iberisches Modell</i>	66
<i>Tabelle 6: Vor- und Nachteile Griechisches Modell & Griechischer Vorschlag</i>	67

Abkürzungsverzeichnis

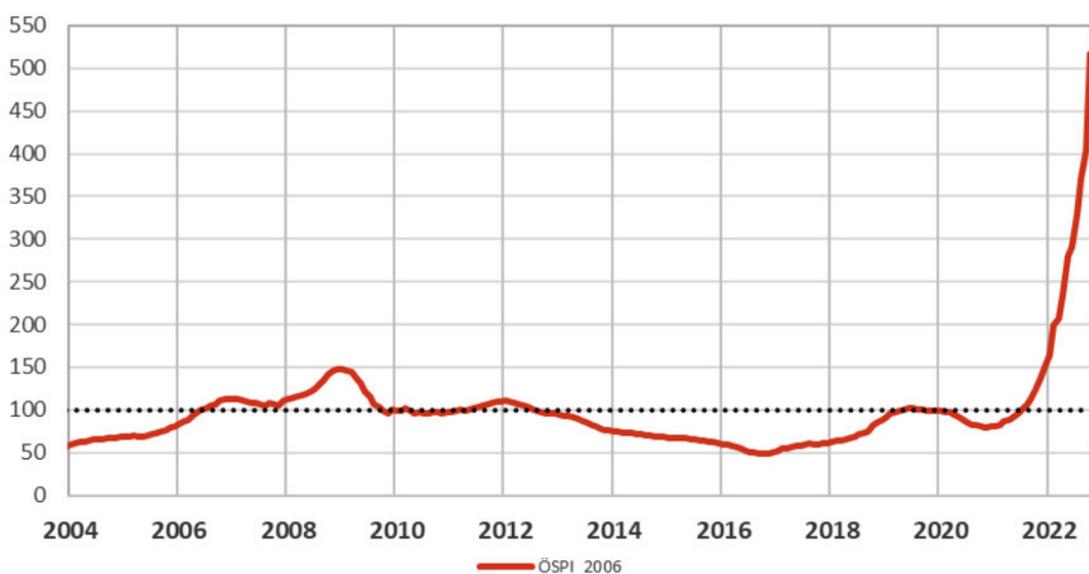
APG	Austrian Power Grid
bzw.	beziehungsweise
z.B.	zum Beispiel
et al.	und die anderen
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
f.	folgende
ff.	fortfolgende
GuD	Gas und Dampf
GWh	Gigawattstunden
Hrsg.	Herausgeber
Hz	Hertz
IEA	International Energy Agency
kWh	Kilowattstunden
LNG	liquified natural gas
MWh	Megawattstunden
OTC	over the counter
ÖSPI	Österreichischer Strompreisindex
S.	Seite
TWh	Terawattstunden
u.a.	unter anderem
usw.	und so weiter
uvm.	und viele mehr
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vgl.	vergleiche
WKO	Wirtschaftskammer Österreich

1 Einleitung

Der europäische Strommarkt steht aktuell wohl vor seinem größten Umbruch seit der Umsetzung der Liberalisierung vor rund 20 Jahren. Wurden Industrie und Haushalte in den vergangenen Jahrzehnten stets mit verhältnismäßig günstiger Energie versorgt, konnte so der Wohlstand in der Gesellschaft stetig zunehmen bzw. zumindest auf einem hohen Niveau Einklang finden. Dies droht jedoch nun seit Ausbruch der Energiekrise, welche mit Engpässen durch Nachholeffekte von Corona-Lockdowns begann und sich in Folge des Angriffskrieges von Russland auf die Ukraine mit damit verbundenen Sanktionen und Gas-Lieferstopps massiv verschärfte, abrupt zu enden.

Die Preise für Strom stiegen seitdem stark an, wie Abbildung 1 verdeutlicht, und ein Ende dieses Verlaufs ist bisher nicht absehbar. Vielen Unternehmen und Haushalten dürfte es in den kommenden Monaten wohl schwerfallen, die auf sie zukommenden Energiekosten zu stemmen und so kommt es nicht von ungefähr, dass der Ruf nach einer Änderung im europäischen Strommarktdesign, welches auf Basis des sogenannten Pay-As-Clear-Modells, in Verbindung mit der Merit-Order-Systemik, beruht, immer lauter wird. Schließlich ist eine leistbare Energieversorgung „zentraler Bestandteil des täglichen Lebens“ und sorgt so für „Anschluss an die Gesellschaft“, wie von der österreichischen Arbeiterkammer (2021) verdeutlicht wird.

Abbildung 1: Entwicklung Österreichischer Strompreisindex (ÖSPI)



Quelle: Grafik <https://www.energyagency.at/aktuelles/oespi-oktober-2022> mit Daten von EEX.com [20.10.2022]

Die Europäische Union sieht sich angesichts der extremen Verwerfungen auf den Energiemärkten nun einer schwierigen Situation gegenüber. Wurden in den vergangenen Jahren durch diverse Subventionen und Förderungen große Mengen an Erneuerbaren Energien in Europa aufgebaut und damit fossile Energieträger wie Kohle, Öl und Gas verdrängt, so kommt es nun jedoch mehr denn je auf die Rohstoffpreise eben dieser an, welche im Strompreismodell der Europäischen Union entscheidend für den Marktpreis sind. Ein gänzlicher Verzicht auf diese Erzeugungsquellen ist auch bis auf weiteres nicht realistisch, wie das deutsche Bundeswirtschaftsministerium erst kürzlich klarstellte (vgl. FAZ, 2022).

1.1 Problemstellung

Ein Einlenken der Politik in den Energiemarkt scheint somit unabdingbar und erste Ansatzversuche wurden auch bereits unternommen, wie die letzten Beschlussfassungen des Rats der Europäischen Union darlegen. Hier wurde unter anderem ein Strompreisdeckel auf Zeit für sämtliche Erzeuger außer Gas, eine verpflichtende Mindest-Energiesparmaßnahme für alle Mitgliedstaaten und eine Abschöpfung und Umverteilung aller „Zufallsgewinne“ von Energieversorgungsunternehmen festgelegt, welche die einzelnen Staaten ab Dezember 2022 umsetzen müssen. (vgl. Council of the EU, 2022)

Doch all diese zeitlichen Maßnahmen werden ein generelles Überdenken der europäischen Strompreisgestaltung nicht ersetzen können. Durch die rohstoffseitige Abhängigkeit, in welche man sich über den Verlauf der vergangenen Jahrzehnte begeben hat, indem man knapp 90 Prozent des Erdöl-, 70 Prozent des Erdgas- und ca. 42 Prozent des Kohleverbrauchs der EU importieren muss (vgl. Wilson & Dobrova 2019, S. 2), überträgt man die Preissetzungsmacht auch am europäischen Strommarkt mit dem aktuellen Modell direkt in die Hände der Rohstoff-Importeure. Dies mag in Friedenszeiten aufgrund der Diversifizierung der Lieferanten, wie die Vergangenheit zeigt, kein großes Problem darstellen, so findet man sich jedoch schnell, wie die Energiekrise 2022 bestätigt hat, in einer gewissen Erpressbarkeit wieder (vgl. Kimmich et al, 2022) und schadet damit nicht nur Europa als Industriestandort, sondern auch der eigenen Bevölkerung bis in die privaten Haushalte.

So kommt es nicht von ungefähr, dass immer mehr europäische Unternehmen eine Abwanderung in Regionen mit günstiger Energieversorgung ins Auge fassen, um weiterhin wettbewerbsfähig zu bleiben. Letztendlich würde dies auf Dauer einen groben Einschnitt für die Bedeutung des Standortes Europa verheißen und abgewanderte Unternehmen wären mittel- bis langfristig nur schwierig wieder zurückzubekommen, was einen Verlust an langjährigem Fachwissen und unzähligen Arbeitsplätzen bedeuten würde.

Eine rasche und zufriedenstellende Lösung scheint jedoch aktuell noch nicht in Sicht. Nimmt zwar einerseits der Ausbau der Erneuerbaren Energien stetig zu (vgl. Umweltbundesamt, 2022), bedarf es hier jedoch noch viele Jahre, bis sämtliche Kapazitäten von fos-

silen Erzeugern abgedeckt werden können. Außerdem fehlt es auch weiterhin an geeigneten Speichermöglichkeiten, um eine durchgängige Versorgung mit regenerativen Energiequellen auch im Winter sicherzustellen, wie auch von WKO-Experten Heidinger (2022) klar gestellt wird.

Von Regierungen, Experten und Medien wurden in den vergangenen Monaten verschiedenste Optionen aufgezeigt, wie eine Verbesserung der aktuellen Lage theoretisch möglich und kurzfristig umsetzbar sein könnte. Welche tiefgreifenden Auswirkungen diese Umsetzungen jedoch meist haben könnten, bleibt oftmals im Verborgenen und Verbraucher werden womöglich nach anfänglicher Hilfeleistung auf Dauer zur Kasse gebeten.

Eine rasche und unkomplizierte Lösungsmöglichkeit in der europäischen Energiethematik scheint auf den ersten Blick nicht in naher Zukunft möglich zu sein, bedarf es jedoch auch in Hinsicht der gesteckten Klimaziele und dem damit verbundenen massiven Ausbau von Erneuerbaren Energien wohl einer dementsprechend zeitnahen Änderung des Systems.

1.2 Zielsetzung und Forschungsfrage

Das Ziel der vorliegenden Arbeit besteht darin, zu untersuchen, ob das aktuelle Preisrechnungsmodell an den europäischen Strommärkten, welches in der jüngsten Vergangenheit, nach zwei Jahrzehnten der Nichtbeachtung, große mediale Aufmerksamkeit errungen hat, noch weiterhin sinnvoll und für die Gesellschaft im europäischen Energiemarkt tragbar ist.

Es soll geklärt werden, wie der europäische Strommarkt grundsätzlich funktioniert und welche Vorteile sich für die Verbraucher aufgrund des aktuellen Modells bereits ergeben haben. Natürlich sollen jedoch auch die negativen Aspekte herausgearbeitet werden und welche Lösungsansätze es für die Zukunft möglicherweise geben könnte, um im Sinne der bereits in Umsetzung befindlichen Energiewende auch ein dazu passendes Marktpreismodell zu nutzen.

Der Fokus der Arbeit soll einerseits die Auswirkungen eines aktuell womöglich nicht mehr funktionierenden Strommarktes in Europa zeigen und andererseits vor allem einen Vergleich des derzeitigen Marktdesigns mit Alternativen in Betracht ziehen. Dabei soll gezeigt werden, ob die zukünftige europäische Energie-Infrastruktur womöglich mit einem anderen Marktmodell kompatibler wäre als mit dem derzeitigen, oder ob es einer generellen Neuauslegung der Preisberechnung bedarf.

Die Forschungsfrage, die sich nun daraus ergibt, lautet wie folgt:

„Inwiefern ist das europäische Strommarktdesign, in Anbetracht der Energiekrise und -wende, noch zeitgemäß und wäre der Einsatz eines alternativen Marktmodells möglich?“

1.3 Methodik

Die Arbeit wird auf Basis einer Literaturrecherche erstellt. Dabei wird das fachliche Grundwissen des Autors, aufgrund seiner Tätigkeit bei einem österreichischen Energieversorgungsunternehmen, genutzt, um ein tiefergreifendes Verständnis des Themenfeldes zu erarbeiten. Die Aktualität des bearbeiteten Themengebiets ermöglicht es zudem, dass auf sehr viele Quellen zurückgegriffen werden kann, welche lediglich wenige Monate alt sind. Es wird dabei sowohl anhand einer systematischen Recherche als auch im Sinne der Schneeballmethode vorgegangen. Ersteres zeichnet sich durch präzise Suche in Bibliothekskatalogen und Datenbanken mit gewichtigen Schlüsselbegriffen aus, wodurch passende Primär- und Sekundärliteratur ausgeforscht wird. Bei der Schneeballmethode hingegen wird anhand von Verzeichnissen und Fußnoten von relevanten Publikationen nach geeigneter Literatur recherchiert. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse zur untersuchten Thematik „Analyse des Strommarktdesigns im Kontext der Energiekrise 2022“, welche dargestellt und miteinander verglichen werden, werden anschließend auf Relevanz, Wissenschaftlichkeit und Aktualität geprüft. Anhand dieser theoretischen Grundlagen, welche aufgrund ihrer fachlichen Spezifikationen die Basis dieser Arbeit darstellen, soll zielführend die gestellte Forschungsfrage beantwortet werden können. Das gewählte Forschungsgebiet soll dabei möglichst umfassend ausgearbeitet werden. Aus diesem Grund wird sowohl in Bibliothekskatalogen als auch online, z.B. mithilfe von behördlichen Veröffentlichungen, fachlichen Expertisen, Google Scholar uvm. recherchiert.

Bezüglich der Sprachauswahl erfolgen Limitationen: Es werden, soweit möglich, nur deutsch- und englischsprachige Quellen für die Erstellung der Arbeit verwendet.

2 Begriffsdefinitionen

In diesem Kapitel werden die Termini „Strommarktdesign“, „Erneuerbare Energie“, „Versorgungssicherheit“ und „EU-(Energie)Binnenmarkt“ herausgearbeitet und definiert, sodass für die weiterfolgende Arbeit divergierende Begriffsdefinitionen ausgeschlossen werden können.

2.1 Strommarktdesign

Von der deutschen Bundesregierung (2023) wird der Terminus „Strommarktdesign“ so definiert, dass es sich dabei vor allem um die Organisation des gänzlichen Stromgroßhandelsmarktes handelt, welcher eine zukünftig sichere Stromversorgung garantieren soll.

Ein Strommarktdesign stellt dabei ein Konzept dar, welches den Behörden, Netzbetreibern und Marktteilnehmern ein geordnetes Tätigwerden im Bereich des Stromhandels und der Stromversorgung erlaubt. Dies kann sowohl zentralistische als auch flexible, marktwirtschaftlich orientierte und ökologische Strukturen aufweisen, sollte jedoch stets die Versorgungssicherheit der Bevölkerung gewährleisten und als primäres Ziel sehen. Das Strommarktdesign wird als Überbegriff gesehen und gliedert sich dabei im Detail in drei Hauptbereiche auf: den Stromhandel, die Systemdienstleistung und die Systemregulierung. (vgl. Next-Kraftwerke, 2022d)

2.2 Erneuerbare Energie

Wie aus der Definition des Energieatlas zu entnehmen ist, stellen Erneuerbare Energien, Energieformen dar, dessen Energieressourcen in einer unendlichen Größe bestehen (vgl. Energieatlas, 2018). Als Synonyme können vor allem die Begriffe „regenerative Energie“ oder „Ökoenergie“ verwendet werden. (vgl. Günther, 2018)

Auch das österreichische Umweltbundesamt (2023) beschreibt den Terminus „Erneuerbare Energien“ ähnlich. Sie weisen dabei vor allem darauf hin, dass sich die Energiequellen im Gegensatz zu fossilen Energieträgern, wie Kohle, Erdöl und Erdgas, „verhältnismäßig schnell erneuern oder praktisch unerschöpflich zur Verfügung stehen.“ Dabei sehen sie folgende Energieformen als zugehörig an:

- *„Sonnenenergie (Photovoltaik, Solarthermie)*
- *Wasserkraft*
- *Windkraft*
- *Geothermie und Umgebungswärme*

- *Bioenergie* (feste Biomasse wie Holz, Biogas und flüssige Biomasse wie Biodiesel sowie der biogene Anteil von Abfällen)
- *Meeresenergie*“ (Umweltbundesamt, 2023)

Diese Energieformen gelten weiters als nahezu klimaneutral, da sie zwischen 90 – 99 % der CO₂-Emissionen gegenüber fossilen Energieträgern vermeiden und sollen deshalb priorisierend im Kampf gegen den Klimawandel ausgebaut werden. (vgl. GASAG, 2022)

2.3 Versorgungssicherheit

Wie Hlawaty (2022, S. 5f) konstatiert, gibt es beim Terminus „Versorgungssicherheit“ keine einheitliche Definition. Der Begriff wird dem politischen bzw. öffentlichen Leben entnommen und oftmals als subsummierender Terminus für unterschiedliche Bereiche verwendet.

Zusammenfassend findet die vereinfachte Beschreibung von Böske (2007, S. 26): „jederzeitige Verfügbarkeit von Energie zu angemessenen Preisen“ Einklang mit jener Definition der International Energy Agency: „uninterrupted availability of energy sources at an affordable price“, welche jedoch dabei ergänzend ausführen:

„Energy security has many aspects: long-term energy security mainly deals with timely investments to supply energy in line with economic developments and environmental needs. On the other hand, short-term energy security focuses on the ability of the energy system to react promptly to sudden changes in the supply-demand balance.“ (IEA, 2019)

Dies kann als passende Begriffsdefinition angesehen werden, welche auf die unterschiedlichen Aspekte der Versorgungssicherheit einzugehen versucht.

2.4 EU-(Energie)Binnenmarkt

Unter dem Begriff des „Binnenmarktes“ wird grundsätzlich ein abgegrenzter Wirtschaftsraum verstanden, innerhalb dessen Grenzen „frei und ohne Zollschränken Handel getrieben werden kann“ (Bundesregierung, 2023b), so wie es über alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union hinweg der Fall ist. Durch diesen Raum ergeben sich für Verbraucher und Unternehmen erhebliche Vorteile, wodurch Wohlstand und Freiheit geschaffen werden soll (vgl. Ratcliff et. al, 2022).

Der Energiebinnenmarkt ist ein Teil des gesamten EU-Binnenmarktes und wurde seit 1996 durch verschiedene Maßnahmen in den Bereichen „Marktzugang, Transparenz und Regulierung, Verbraucherschutz, Förderung von Verbundnetzen und Versorgungssicherheit“ für eine weitere Harmonisierung und Liberalisierung stets vorangetrieben. Damit „wird angestrebt, einen wettbewerbsfähigeren, kundenorientierten, flexiblen und diskriminierungsfreien EU-Strommarkt mit marktorientierten Lieferpreisen aufzubauen“ (Ciucci, 2022).

3 Entwicklung des europäischen Strommarktes

Bis zur Liberalisierung des europäischen Strommarktes, welche Mitte der 90er-Jahre des 20. Jahrhunderts begann, galten abgegrenzte Versorgungsgebiete mit meist staatlichen Monopolen als der Standard am Energiemarkt. Zur damaligen Zeit galt es schlichtweg als unvorstellbar, ein gemeinsames Verbundnetz über ganz Europa zu betreiben, in welchem „fremder Strom durch eigene Netze“ fließt und die gesamte Wertschöpfungskette von der Produktion bis zur Abrechnung nicht innerhalb eines begrenzten Gebietes abgewickelt wird (vgl. EnBW, 2020).

3.1 Der monopolistisch geführte Energiemarkt

Beim Strommarkt in seiner damaligen Form dürfte wohl streng gesehen auch die Definition als „Markt“ im Sinne dessen hinterfragt werden. Denn ein Markt wäre grundsätzlich ein Ort, wo Händler und Händlerinnen auf Abnehmer und Abnehmerinnen, also Angebot und Nachfrage, zusammentreffen, und sich „aufgrund dessen [...] Preise bilden“, wie von Mecke et. al (2022) aus dem Gabler Wirtschaftslexikon entnommen werden kann. Bis zur Liberalisierung ergaben sich die Preise für Strom jedoch nicht auf diesem Wege, sondern wurden anhand von festgelegten Tarifen durch Behörden beschlossen. Auch die Wahl des Händlers, also des liefernden Energieversorgers, stellte sich für den Abnehmer nicht, da es für jedes Versorgungsgebiet lediglich einen Lieferanten gab, welcher sowohl für die Produktion als auch das Netz, die Versorgung und letztendlich die Abrechnung verantwortlich war. Ein freier Wettbewerb war also keinesfalls gegeben (vgl. Oesterreichsenergie, 2022).

Seither hat sich vieles am europäischen Energiemarkt verändert, wobei die Europäische Union bereits ab 1980 an den ersten Umsetzungsgedanken arbeitete und sich zur zukünftigen Liberalisierung bekannt hat, wie Abbildung 2 zeigt. Hinter dem Wortlaut der „Liberalisierung des Strommarktes“, worunter sich anfangs nur sehr wenige etwas vorstellen konnten, wurde von Fachkundigen schon nach kurzer Zeit große Hoffnung auf eine positive Revolution in der Energiebranche gelegt (vgl. E-Control, 2021, S.6).

Mit der ersten Binnenmarkttrichtlinie für Elektrizität im Jahr 1996 hat die Europäische Union die Zeit der Monopole am Strommarkt endgültig beendet. Es folgte eine rasche Umsetzung der Vorgaben in den einzelnen Staaten, wobei Österreich und Deutschland im Jahr 1998 damit begonnen haben (vgl. Oesterreichsenergie, 2022; EnBW, 2020).

3.2 Die Liberalisierung des europäischen Strommarktes

Die Liberalisierung stellt das Ziel des in Kapitel 2.4 bereits näher definierten EU-Energiebinnenmarktes dar und steht für die Öffnung des Marktes bzw. die Beseitigung der Erschwernis eines freien Marktzutritts (vgl. Duden Wirtschaft, 2016). So auch geschehen im Rahmen der ersten EU-Binnenmarktrichtlinie, welche auch als Binnenmarktpaket oder Energiepaket bezeichnet wird, die von der Europäischen Union ab 1996 vorgegeben wurde und seitdem immer weiter vorangetrieben wird. So folgten im Anschluss bis ins Jahr 2021, mit der Umsetzung des „europäischen Grünen Deals“, mittlerweile vier weitere Pakete, wie in Abbildung 2 aufgezeigt wird. Diese wurden allesamt auch bereits des Öfteren novelliert und mit weiteren Verordnungen und teils nationalen Gesetzen ergänzt. Doch nicht überall wurden die europäischen Vorgaben wie in Österreich und Deutschland direkt umgesetzt. So stieß man unter anderem in Frankreich auf wenig Verständnis in dieser Hinsicht, wodurch es hier bis heute bei einer staatlich organisierten Energieversorgung geblieben ist (vgl. EnBW, 2022). Trotz allem ist Frankreich ein wichtiger Teil des europäischen Verbundnetzes, da sie unter anderem aufgrund ihrer Erzeugungsinfrastruktur wesentlich mehr Strom exportieren können, als sie importieren müssen (vgl. Paschotta, 2012).

Im Fortlauf dieser Arbeit wird sich jedoch vor allem auf die Behandlung des österreichischen und deutschen Strommarktes fokussiert, wo bisher sämtliche EU-Richtlinien zur Kenntnis genommen und fristgerecht umgesetzt wurden.

Abbildung 2: Zeitleiste zur Liberalisierung des österreichischen Strommarktes



Quelle: <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/20jahre-strommarktliberalisierung> [21.10.2022]

3.2.1 Merkmale der Liberalisierung

Die Eckpfeiler der Liberalisierung und der damit in Verbindung stehenden Binnenmarkt-richtlinien stellen sich laut Europäischem Parlament wie folgt dar:

1. Freier Marktzugang
2. Transparenz und Regulierung
3. Verbraucherschutz
4. Förderung von Verbundnetzen und
5. Versorgungssicherheit (vgl. Ciucci, 2022)

Praktische Bedeutung und Umsetzung

Aus einem starren System heraus sollte mit diesen Maßnahmen ein transparentes und effizientes Marktumfeld, mit marktorientierten Preisen, aufgebaut werden, wobei vor allem die Verbraucher, durch die massive Erweiterung des Angebotes und die freie Wahl des Stromlieferanten, die deutlichsten Auswirkungen erfahren haben und davon profitieren sollten.

Im Rahmen des sogenannten „Unbundlings“ wurde den bisher in Monopolstellung befindlichen Energieversorgungsunternehmen (kurz EVU) eine gänzliche Trennung der Geschäftsbereiche vorgeschrieben. Dadurch wurden die EVUs verpflichtet, die Produktion, den Netzbetrieb und den Stromhandel in voneinander getrennte Unternehmen aufzuteilen, wodurch ein fairer Wettbewerb ermöglicht und geschaffen werden sollte.

Im Gegensatz zur freien Stromlieferantenwahl blieb der Netzbetrieb in dieser Hinsicht unangetastet und stellt bis heute ein natürliches Monopol in den einzelnen Versorgungsgebieten dar. Es muss jedoch gewährleistet sein, dass für alle Lieferanten ein freier Netzzugang mit denselben Bedingungen besteht. Transparente Veröffentlichungspflichten im Sinne von Nutzungsentgelten und Netzlasten wurden den Netzbetreibern regulatorisch vorgegeben (vgl. Konstantin, 2017, S. 46).

Durch unabhängige System-Operatoren in den einzelnen Staaten, den sogenannten Übertragungsnetzbetreibern, kurz ÜNB, welche für die Spannungs- und Frequenzregelung im Hochspannungsnetz zuständig sind, wurde ein weitestgehend reibungsloser Ablauf im europäischen Verbundnetz sichergestellt. Diese sind gesetzlich dafür verantwortlich, die in Europa geführte Netz-Sollfrequenz von 50 Hz jederzeit aufrecht zu erhalten und das Stromnetz dementsprechend zu stabilisieren. Dafür wurde mit der „Leistungs-Frequenz-Regelung“ eine Steuerungsmöglichkeit installiert, mit welcher durch kurzfristig abrufbaren Stromleistungen Schwankungen im Netz abgefangen werden sollen (vgl. EIWOG 2010, §7 Z 60).

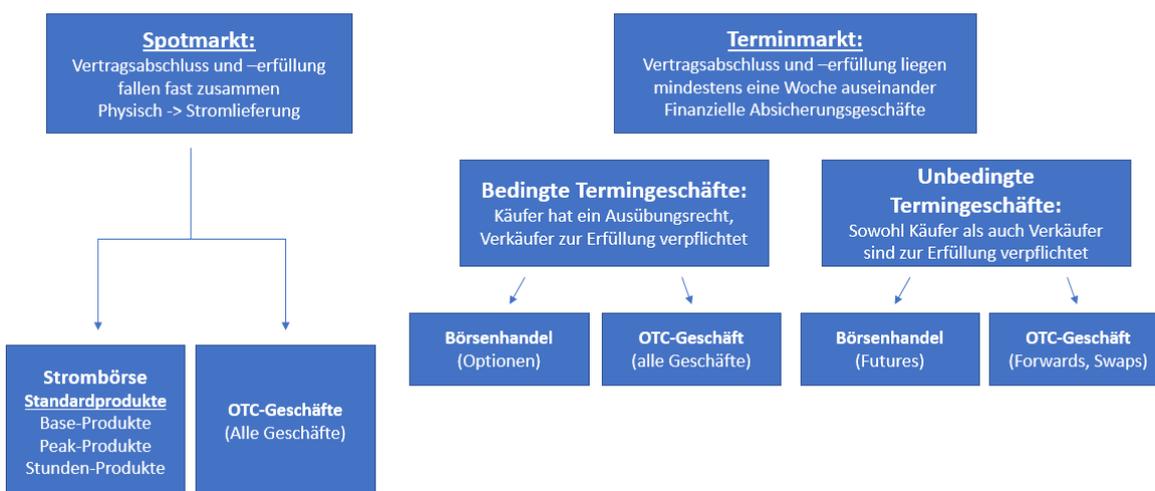
Ein weiteres unabhängiges Organ wurde mit dem Regulator geschaffen, welcher für das Funktionieren des Wettbewerbs zuständig ist und gegen „wettbewerbswidriges Verhalten und Verstöße von Marktteilnehmern, insbesondere im Netzbereich“ vorgehen soll (Konstantin, 2017, S. 46). In Österreich übernimmt diese Verantwortung die E-Control, sowie in Deutschland die Bundesnetzagentur (BNetzA).

3.2.2 Marktzugang und -teilnahme (Spot- und Terminmarkt)

Strom wird im liberalisierten Energiemarkt wie eine Ware behandelt und kann dementsprechend auf eigens dafür eingerichteten Börsen sowohl kurzfristig (anhand von Viertelstunden oder Stundenprodukten) als auch langfristig (mehrere Jahre im Voraus) gehandelt werden. Die für den deutschsprachigen Raum gängigsten Energiebörsen sind dabei die aus Österreich stammende EXAA (Energy Exchange Austria) und die weit größere und damit auch bedeutungsvollere EEX (European Energy Exchange) mit Sitz in Leipzig (Deutschland).

Anhand dieser Strombörsen wird es den Marktteilnehmern ermöglicht, „aus einer Vielzahl von Produkten mit unterschiedlichen Preiskonditionen und Laufzeiten auswählen“ zu können (Konstantin, 2017, S. 47), wie Abbildung 3 zeigt. Stromlieferanten wird es an diesen Handelsplätzen möglich gemacht, den für ihre Kunden notwendigen Bedarf zu besorgen. Stromproduzenten wiederum wird hierbei eine Plattform geboten, um Strom preislich über deren jeweiligen Erzeugungskosten, an eine Vielzahl von möglichen Kunden, zeitgleich anbieten zu können. Der Strompreis ergibt sich somit nicht mehr auf Basis behördlicher Tarifvorgaben, sondern aufgrund von Angebot und dementsprechender Nachfrage.

Abbildung 3: Arten von Geschäften und Produkten im Stromhandel



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Konstantin, 2017, S. 48

Dass sich „am Strommarkt [...] Angebot und Nachfrage jede Sekunde die Waage halten müssen“, wie ÖsterreichsEnergie zitiert wird (NEUE, 2022), ist der Grund, wieso der oben bereits beschriebene Kurzfristmarkt, der sogenannte „Spotmarkt“, und der auf Langfrist-Geschäfte ausgerichtete „Terminmarkt“ geschaffen wurden. Damit bekommen Marktteilnehmer die Möglichkeit, Preisänderungsrisiken für die Zukunft abzufedern und kurzfristige Schwankungen „Day-Ahead“, also für den darauffolgenden Tag, oder direkt am betreffenden Tag, dem „Intraday“-Markt, auszugleichen. Wesentlich ist es hierbei, dass die Marktteilnehmer „einen transparenten, finanziell, rechtlich und technisch sicheren Marktplatz für den Handel mit Energieprodukten [...] zur Verfügung“ gestellt bekommen (Konstantin, 2017, S. 48). Wobei jedoch jeder Markt seine eigene Art von Risiko mit sich bringt, welche es abzuschätzen und dementsprechend einzuordnen gilt, wie Abbildung 4 zeigt.

Abbildung 4: Darstellung der Handelsrisiken



Quelle: VKU, 2022

Neben der Abwicklung direkt über die Strombörse, wobei für jegliche Geschäfte Sicherheiten hinterlegt werden müssen, gibt es für die Marktteilnehmer, wie in Abbildung 4 beschrieben, die Möglichkeit des bilateralen Handelns, den sogenannten OTC-Handel (over the counter). Hierbei sind, wie an der Börse, eine Vielzahl von verschiedenen Produkten und Laufzeiten möglich, wobei die Verträge und damit verbundenen Sicherheitsleistungen jedoch direkt zwischen den einzelnen Marktteilnehmern abgeschlossen werden und dadurch, im Gegensatz zur Strombörse, mit einem gewissen Ausfallsrisiko behaftet sind.

Diese erwähnten Sicherheitszahlungen, im Börsenhandel auch Margins genannt, werden von einer unabhängigen Drittpartei, der sogenannten Clearingstelle, welche zumeist in enger geschäftlicher Verbindung mit der Strombörse steht, berechnet und sowohl vom Käufer als auch vom Verkäufer eingeholt. So besteht für das abgewickelte Geschäft in der Zukunft

für beide Parteien die Sicherheit, im Falle eines Ausfalls der Gegenseite, trotzdem finanziell dafür entschädigt zu werden.

Bis zur tatsächlichen, physischen Abwicklung des Stromdeals wird die Margin von der Clearingstelle aufgrund von Preisschwankungen und möglichen Unsicherheiten an der Börse, immer wieder angepasst, sodass es zu sogenannten „Margin-Calls“ kommen kann. Hierbei handelt es sich um Nachzahlungen von Sicherheitsleistungen, welche entweder der Verkäufer, bei steigenden Börsenpreisen, oder der Käufer, bei sinkenden Strompreisen, leisten muss (vgl. Weber et. al, 2022). Ist das Stromgeschäft physisch ohne Probleme durchgeführt worden, werden die Rücklagen wieder an die Marktteilnehmer zurückbezahlt.

Mit dieser Margin-Regelung wurde der Börsenhandel im Rahmen der Strommarkt-Liberalisierung zu einer äußerst sicheren Möglichkeit für Marktteilnehmer, Geschäfte über die Ländergrenzen hinweg abzuschließen. Es scheint deshalb etwas verwunderlich, dass zum Beispiel in Deutschland, in etwa drei Viertel der Stromgeschäfte, trotz fehlender zwischengeschalteter Sicherheitsinstanz, im OTC-Handel abgewickelt werden (vgl. Next-Kraftwerke, 2022a). Es zeigt sich jedoch, dass vor allem in hochvolatilen und sehr unsicheren Zeiten, wie zum Beispiel in der Energiekrise 2022, der Börsenhandel klar gegenüber dem OTC-Handel bevorzugt wird, welcher in dieser Zeit liquiditätsmäßig teils so gut wie ausgetrocknet gewesen ist (vgl. VKU, 2022). Dabei wurde jedoch auch sichtbar, dass das angewandte Sicherheits-System mit Margin-Calls, wirtschaftlich gesunde Energieversorger schnell in starke Bedrängnis bringen kann, wenn die zu leistenden Zahlungen, aufgrund der Strompreisvolatilitäten, unkontrolliert ansteigen und die Liquidität dieser Unternehmen dadurch sinkt. (vgl. Axpo, 2022)

3.2.3 Bilanzgruppen-Modell

Eine fundamentale Säule, welche im Zuge der Liberalisierung ebenfalls umgesetzt wurde, ist das sogenannte Bilanzgruppen-Modell, wie es in Österreich genannt wird, bzw. Bilanzkreis-System in Deutschland.

Damit, wie in Kapitel 3.2.1 beschrieben, ein frequenz- und spannungstechnisch stabiles Stromnetz im ganzen Land und darüber hinaus auch real umgesetzt werden kann, muss sowohl technisch als auch bilanziell sichergestellt sein, dass die Einspeisungen und Entnahmen aus dem Stromnetz ausgeglichen sind (vgl. APCS, 2022).

Jeder Energielieferant, egal ob selbst Erzeuger oder nur Händler, muss mit seinen Kunden einer Bilanzgruppe angehören. Diese ist geografisch nicht festgelegt und kann mehrere Energieversorger zugleich enthalten. Das österreichische Netzgebiet ist so in viele einzelne, virtuelle Gruppen unterteilt. Damit soll eine ausgeglichene Bilanz an Stromentnahme und -einspeisung sichergestellt werden, welche den prognostizierten Stromverbrauch des „Day-Ahead“ und die damit verbundene Kraftwerksvermarktung beinhaltet. (vgl. Konstantin, 2017: 465ff).

Es kann nun zu unvorhergesehenen Schwankungen im Netz, z.B. durch plötzliches Schlechtwetter oder ungeplante Kraftwerksausfälle, kommen, welche durch kurzfristige Handelsaktivitäten am Spotmarkt oder OTC nicht mehr ausgeglichen werden können. Wenn für diese Abweichungen innerhalb der eigenen Bilanzgruppe, oder mithilfe anderer Bilanzgruppen, kein Ausgleich erzeugt werden kann, so muss der Übertragungsnetzbetreiber „die Energiebilanz im Netz [...] durch Zuschaltung oder Abschaltung von [...] speziellen Regelkraftwerken“ gewährleisten (APG, 2022b). Dieser Kostenfaktor wird der jeweiligen Gruppe als sogenannte Ausgleichsenergie verrechnet.

Das Modell der Bilanzgruppe verfolgt so das Ziel, dass Über- und Unterproduktionen bestenfalls intern ausgeglichen werden und damit Ausgleichsenergiekosten für die einzelnen Mitglieder gespart bzw. dessen Risiko zumindest auf mehrere Mitglieder aufgeteilt werden kann. Die Netzstabilität im Versorgungsgebiet sollte sich somit bestenfalls von selbst regeln, sodass der Übertragungsnetzbetreiber so wenig Stabilisierungsmaßnahmen wie möglich einsetzen muss. Dieses System stellte eine weitere Innovation durch die Liberalisierung des europäischen Energiemarktes dar, wodurch das Netz, trotz Öffnung über das Versorgungsgebiet der damaligen Monopolisten hinaus, ihre Stabilität behielt.

3.2.4 Regelreserve

Sollte der Übertragungsnetzbetreiber im Anschluss an den Bilanzgruppenausgleich, aufgrund von Über- bzw. Unterkapazitäten und im Sinne der „Leistungs-Frequenz-Regelung“ in das Netz eingreifen müssen, so hat er verschiedene Möglichkeiten, welche ihm im Zuge der Liberalisierung zur Verfügung gestellt wurden.

Zuallererst kann der ÜNB auf Basis der vorausschauenden Stromverbrauchsprognose für den nächsten Tag, freie Kraftwerkskapazitäten, welche sich

- a) im Zuge des für „Day-Ahead“ ergebnen Strompreises (welcher später noch näher erklärt werden wird) nicht für einen kommerziellen Einsatz gelohnt haben,

oder

- b) aufgrund der einmal jährlich anhand eines marktorientierten Ausschreibungsverfahrens des ÜNB für Energieerzeuger in der vertraglichen System-Netzreserve befinden (vgl. EIWOG, 2010, § 23b ff),

im Rahmen eines Engpassmanagements abrufen. Der System-Operator befiehlt dabei dem Energieerzeuger für einen problemlosen Ablauf in der Netzregelung des nächsten Tages, das Kraftwerk mit einem exakt vorgegebenen Leistungsfahrplan an das Netz zu bringen und entschädigt diesen dann gesondert je nach abgeschlossener Vereinbarung (vgl. APG, 2022c).

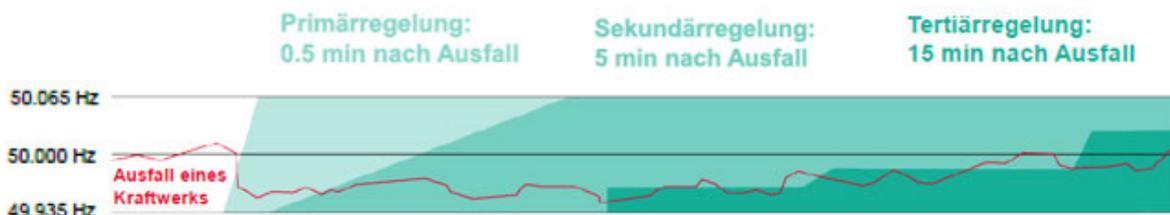
Sollte es jedoch nun zu nicht im Voraus prognostizierbaren Schwankungen während des Tagesablaufes im Netz kommen, wie in Kapitel 3.2.3 beschrieben, so hat der ÜNB noch kurzfristige Möglichkeiten, um das Netz auf die gewünschte Sollfrequenz von 50 Hz zu stabilisieren. Diese Maßnahmen stellen nun die eigentliche Leistungs-Frequenz-Regelung nach dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz dar. (vgl. EIWOG, 2010, §7 Z 60)

Dieser Pool an kurzfristig abrufbarer Energie wird „Regelenergie“ genannt. Sie wird täglich für den darauffolgenden Tag vom ÜNB ausgeschrieben, von den EVUs zu einem bestimmten Preis angeboten und am Ende nach Preis und Menge gereiht. Dabei muss je nach Bedarf unterschieden werden, in welche Richtung man die Regelenergie benötigt. Kommt es zum Beispiel durch nicht prognostizierte, starke Windböen, zu einer Überproduktion im Stromnetz, bedarf es negativer Regelenergie, also sozusagen einem kurzfristigen Stromverbraucher. Gegenätzlich wird bei einer Unterversorgung, zum Beispiel durch einen Kraftwerksausfall, positive Regelenergie, also ein kurzfristiger Erzeuger, benötigt. Es wird dabei zwischen drei Regelenergievarianten unterschieden:

- o Primärregelleistung (PRL)
- o Sekundärregelleistung (SRL)
- o Tertiärregelleistung (TRL)

Ohne dabei nun konkreter auf technische Details eingehen zu wollen, unterscheiden sich diese Varianten grundlegend im zeitlich aufeinanderfolgenden Ablauf, wie in Abbildung 5 dargestellt wird. So steht die PRL grundsätzlich für den akuten Bedarf innerhalb weniger Sekunden nach dem Ausfall zur Verfügung. Diese wird wiederum nach fünf Minuten durch die SRL abgelöst, welche dann bei längerem Bedarf von der TRL abgelöst wird, sodass stets ein Kontingent an freier Regelenergiesreserve für den ÜNB zur sicheren Netzsteuerung zur Verfügung steht, wenn weitere Stabilisierungsmaßnahmen gebraucht werden. Dadurch sollen Engpasssituationen im Stromnetz effektiv verhindert werden (vgl. E-Control, 2022).

Abbildung 5: Ablauf Regelreserve



Quelle: <https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/customers/topics/ancillary-services/as-documents/D200406-AS-Overview-V1-2-de.pdf> [26.10.2022]

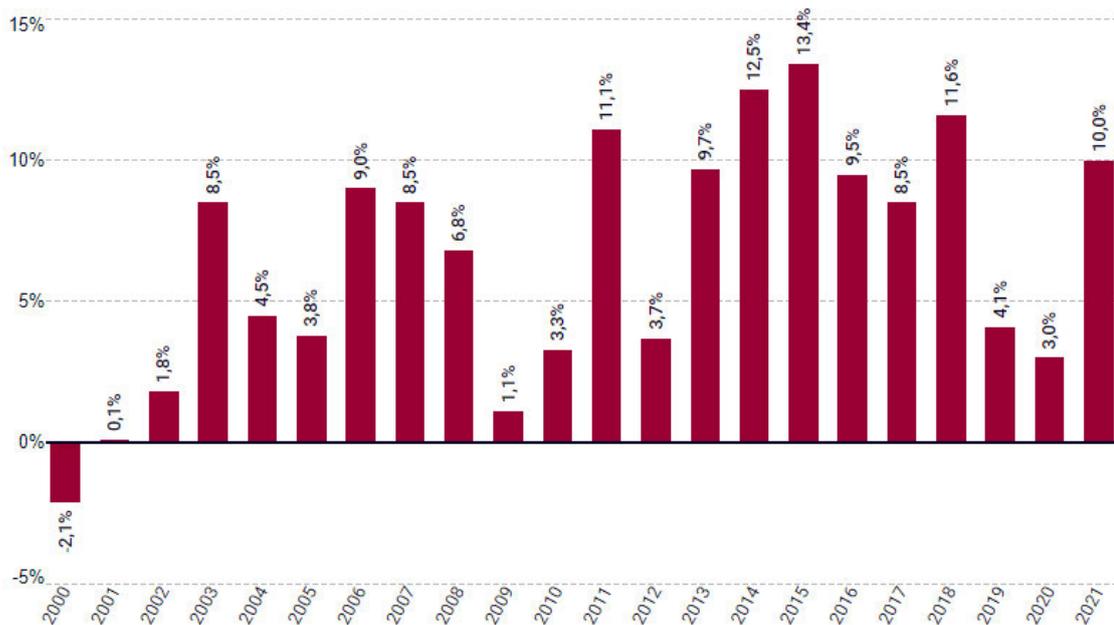
3.3 Stromverbrauch und -erzeugung am Beispiel Österreich

Nach Aufhebung der Monopolstellungen von Energieerzeugern durch die Liberalisierung, verblieben die Investitionen in modernere Erzeugungs- und Übertragungsanlagen anfangs, aufgrund von niedrigen Strompreisen, in einer Schockstarre. Diese Ausbaulücken, welche zur Jahrtausendwende geschaffen wurden, konnten, so konstatiert Strugl (2022), bis heute nicht aufgeholt werden und sollen der Grund dafür sein, dass Österreich weiterhin als Nettostromimporteur gilt.

Diese Aussage stimmt auch mit der aktuellen Auswertung, welche die E-Control gemeinsam mit ÖsterreichsEnergie durchgeführt hat, überein. Seit Beginn der 2000er-Jahre mussten jährlich bis zu 13,4 % des bilanziellen Inlandverbrauches importiert werden, wie Abbildung 6 zeigt.

Abbildung 6: Netto-Stromimporte Österreich

Angaben in Prozent, gemessen am Inlandsverbrauch



Quelle: <https://oesterreichsenergie.at/downloads/grafiken/detailseite/netto-stromimporte>
[23.10.2022]

Diese Fehlmengen ergeben sich zumeist aus den Wintermonaten, wo Erneuerbare Energien, welche in Österreich den Großteil der Stromerzeugung ausmachen, nicht mit voller Leistung erzeugen können. Teilweise kommt es, vermutlich aufgrund des Klimawandels, auch bereits in den Sommermonaten zu Importbedarf. So konnte im August 2022 aufgrund der anhaltenden Trockenheit und damit verbundenem, niedrigen Wasserstand in den Flüssen, nur unterdurchschnittlich wenig Leistung aus Laufwasserkraftwerken erzeugt werden.

Dadurch mussten alleine in diesem Monat über 20 % des Strombedarfes (958 GWh Import von 4.704 GWh Verbrauch) importiert werden (vgl. APG, 2022c).

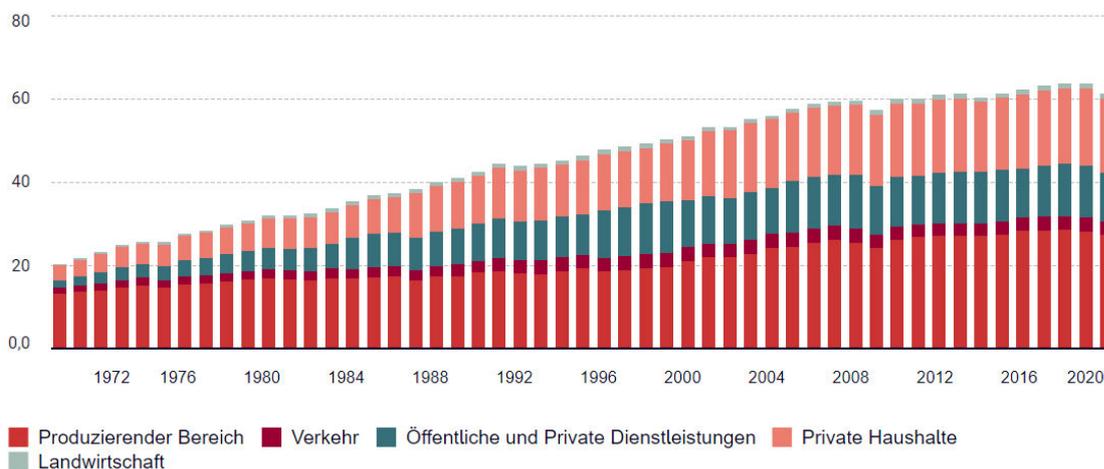
3.3.1 Entwicklung des Stromverbrauchs

Österreichs Inlandsstromverbrauch ist in den letzten 20 Jahren insgesamt um rund 20 % bzw. nominal um 12,3 TWh gestiegen, wie in Abbildung 7 dargestellt wird. Dabei ist anzumerken, dass vor allem der Maximalverbrauch, also die zeitgleiche Aufbringung, immer neue Höchstwerte erreicht und mittlerweile mehr als 25 % über jenem der Jahrtausendwende liegt. (vgl. E-Control, 2021, S. 9 & 11)

Diese Entwicklung wird sich auch im kommenden Jahrzehnt fortführen, wobei bis zum Jahr 2030 mit einer weiteren Verbrauchssteigerung von rund 11 % des Gesamtinlandsverbrauches gerechnet wird, wie Kemmler et. al (2021, S. 2) in ihrer Studie berechnen. Die treibenden Faktoren werden dabei unter anderem die Elektromobilität, der Schienenverkehr, die Wasserstoff-Elektrolyse, die Zunahme an Wärmepumpen und der Bau von Batteriefabriken und Rechenzentren sein. Effizienz und Struktureffekte sowie geringere Netz-, Umwandlungs- und Kraftwerkseigenverbrauchsverluste können etwas Einsparung bewirken. (vgl. Kemmler et. al, 2021, S. 2ff)

Abbildung 7: Stromverbrauch Österreich

nach Sektoren, Angaben in TWh



Quelle: <https://oesterreichenergie.at/downloads/grafiken/detailseite/stromverbrauch-in-oesterreich-ab-1970> [23.10.2022]

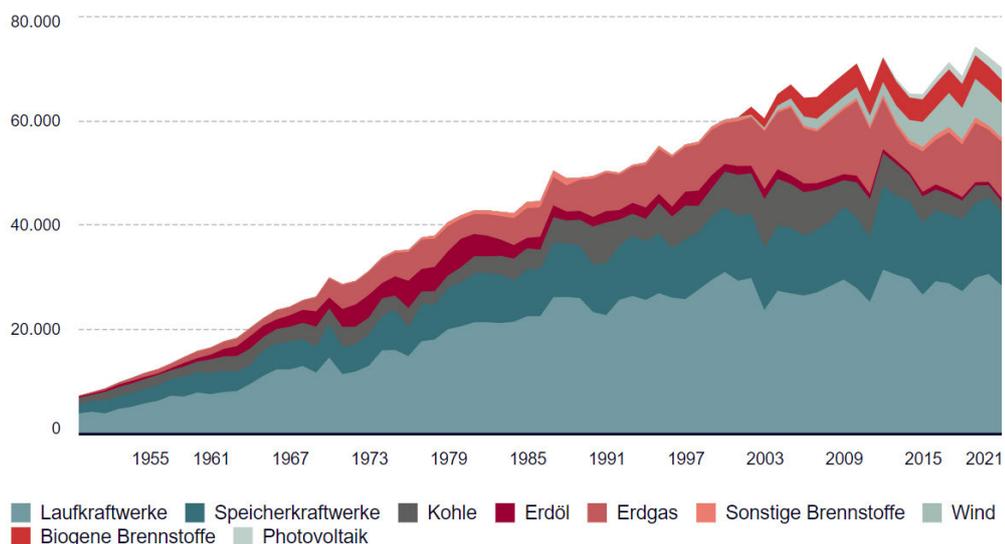
3.3.2 Stromerzeugung und dessen Gestehungskosten

Um die Abdeckung der sich weiter steigenden Stromabnahme auch zukünftig bewerkstelligen zu können, bedarf es innerhalb Österreichs einen enormen Ausbau von Kraftwerkskapazitäten. Von Umweltschutzorganisationen wird in diesem Zusammenhang vor allem kritisch aufgezeigt, dass Stromimporte aus umliegenden Nachbarländern meist aus der Atomstrom-Erzeugung stammen (vgl. Global2000, 2022).

Zudem hat sich die österreichische Bundesregierung mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz bis zum Jahr 2030 das Ziel gesetzt, den Gesamtstromverbrauch des Landes bilanziell zu 100 Prozent auf erneuerbare Energiequellen umzustellen. (vgl. BMK, 2022)

Wie Abbildung 8 aufzeigt, konnte die Kohleverstromung in Österreich, im Laufe der vergangenen Jahrzehnte, immer weiter zurückgefahren werden, bis hin zum endgültigen Aus und der Einstellung des letzten Kraftwerks im Jahr 2020. Im Laufe der kommenden Jahre, so die Planung des Bundesministeriums für Klima und Energie, soll nun auch die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken immer mehr durch Erneuerbare Energien substituiert werden. Der Anteil an Gasverstromung liegt in Österreich derzeit noch bei rund 15% (oesterreichsenergie, 2022b), dürfte sich jedoch unter anderem aufgrund der damit verbundenen Fernwärme-Erzeugung aus Gas- und Dampfkraftwerken, wie zum Beispiel in der Bundeshauptstadt Wien, als verhältnismäßig schwierig in der vollständigen Substitution, im Gegensatz zur Kohlestromerzeugung, erweisen.

Abbildung 8: Stromerzeugung in Österreich in Gigawattstunden



Quelle: Grafik von <https://oesterreichsenergie.at/downloads/grafiken/detailseite/bruttostromerzeugung-in-oesterreich-1> mit Daten der E-Control [23.10.2022]

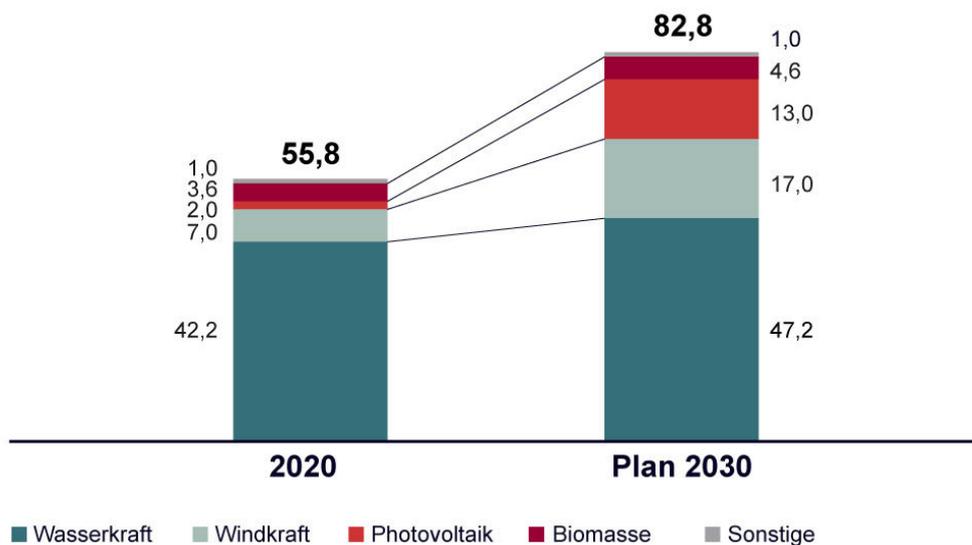
Hier dürften die Forschungen jedoch aufgrund der hohen Flexibilität der Turbinen und die damit in Verbindung stehende, mögliche Verwendung für zukünftige Eingriffe zur Netzstabilisierung (Regelenergie), in Richtung einer Umrüstung von Gas auf Wasserstoff als Energieträger gehen, wie verschiedene Projektvorhaben einzelner Energieerzeuger zeigen. (vgl. Wien Energie, 2022)

Durch weitere Projektumsetzungen klimafreundlicher Wärmeerzeugungsmöglichkeiten, wie zum Beispiel Geothermie-Bohrungen, Großwärmepumpen und Power-2-Heat, soll nach Angaben der Wien Energie (2022b) auch im Fernwärmebereich eine immer stärkere Zurückdrängung von Gas als Primärenergiequelle ermöglicht werden. Vor allem letztere beiden Erzeugungsmöglichkeiten bedürfen zur Wärmeproduktion jedoch große Mengen an Strom. Dieser soll nun bis ins Jahr 2030 im Rahmen der Erneuerbaren-Offensive des Landes Österreich mit einem Kapazitätsausbau von insgesamt 27 Terawattstunden (TWh) erzeugt werden. Dabei sollen

- 11 TWh auf Photovoltaik,
- 10 TWh auf Windkraft,
- 5 TWh auf Wasserkraft und
- 1 TWh auf Biomasse

entfallen, wie das österreichische Bundesministerium für Klima und Energie vorgibt (vgl. BMK, 2021) und in Abbildung 9 grafisch dargestellt wird.

Abbildung 9: Ausbau erneuerbarer Energie in Österreich in TWh



Quelle: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Grafik/Erzeugung/Ausbau_erneuerbarer_Energie.jpg [26.10.2022]

Neben den ökologischen Faktoren, welche wie in Kapitel 2.2 bereits näher definiert, die unendliche Verfügbarkeit und die klimaneutrale Stromgewinnung darstellen, gibt es bei Erneuerbaren Energien weiters auch im Sinne der variablen Produktionskosten, den sogenannten Grenzkosten, einen deutlichen Vorteil gegenüber fossilen Erzeugungsanlagen.

Ist der Bau von Erneuerbaren Energie Anlagen zwar einerseits mit entsprechenden Investitionen verbunden und bedarf im Genehmigungsverfahren einen hohen Zeitaufwand, welcher zumindest im Leistungsvergleich von Wind- und Photovoltaik-Anlagen jenem von fossilen Kraftwerken nachsteht. So ergibt sich andererseits nach Inbetriebnahme dieser regenerativen Erzeuger die Möglichkeit, Strom für lange Zeit anhand von kostenlosen Energiequellen (Wind, Sonne, Wasser) zu produzieren, wodurch die Grenzkosten bei diesen Erzeugungsformen, aufgrund der nicht vorhandenen variablen Kosten, bei null liegen. (vgl. Energieatlas, 2018)

Vergleicht man diesen Aspekt mit Grenzkosten von fossilen Erzeugungsanlagen, so zeigt sich rasch, dass hier ein dauerhafter Zusammenhang zu den Rohstoffpreisen des jeweiligen Energieträgers gegeben ist. Unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade, welche je nach Kraftwerksart im Kondensationsbetrieb, also jenem mit ausschließlicher Stromerzeugung und ohne Wärmeauskopplung, zwischen 35 % bei Gasturbinen, 45 % bei Kohlekraftwerken und 60 % bei modernen Gas-und-Dampf-Kraftwerken liegen, wird deutlich, dass im Durchschnitt in etwa ein Verhältnis von 2:1 zwischen Rohstoffeinsatz und Stromertrag besteht. (vgl. Konstantin, 2017, S. 311) Um den Gesamtnutzungsgrad auf bis zu 90 % zu erhöhen, müsste die entstehende Abwärme, wie zum Beispiel in der Stadt Wien, für die Fernwärmeversorgung verwendet werden. Dieser Vorgang wird Kraft-Wärme-Kopplung genannt. Es setzt jedoch ein bestehendes Fernwärmenetz mit einer dementsprechenden Abnahmemenge voraus und ist deshalb nur beschränkt möglich bzw. hauptsächlich in den Wintermonaten von Bedarf. (vgl. Energieatlas Bayern, 2022)

Unabhängig von diesen Zahlen, existiert in der Europäischen Union seit dem Jahr 2005 ein weiterer variabler Kostenfaktor für Erzeugungsanlagen, welche CO₂-Emissionen verursachen: das EU Emission Trading Scheme, kurz EU-ETS. Durch dessen Mechanismus müssen sämtliche europäische Energieerzeugungsunternehmen und umweltbelastende Industrieunternehmen CO₂-Zertifikate für den Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂), gemessen in Tonnen, zukaufen. Die Anzahl der herausgegebenen Zertifikate wird von der Europäischen Union jährlich anhand eines linearen Reduktionsfaktors vermindert, wodurch der Preis dieser Emissionsrechte an den europäischen Energiebörsen, aufgrund der Knappheitsfunktion, kontinuierlich steigen und dadurch eine marktwirtschaftliche Entwicklung hin zu effizienteren und kohlenstoffarmen Produktionsanlagen unterstützt werden soll. (vgl. European Commission, 2015)

Umso niedriger der Wirkungsgrad eines Kraftwerkes und je höher der Emissionsfaktor für den zugrundeliegenden, energietragenden Brennstoff ist, desto höher sind die CO₂-Kosten in Euro pro Megawattstunde (MWh) Strom, wie Konstantin (2017, S. 145 & 149f) ausführlich darlegt. Dieser weitere variable Kostenfaktor muss in der Grenzkostenberechnung bei der

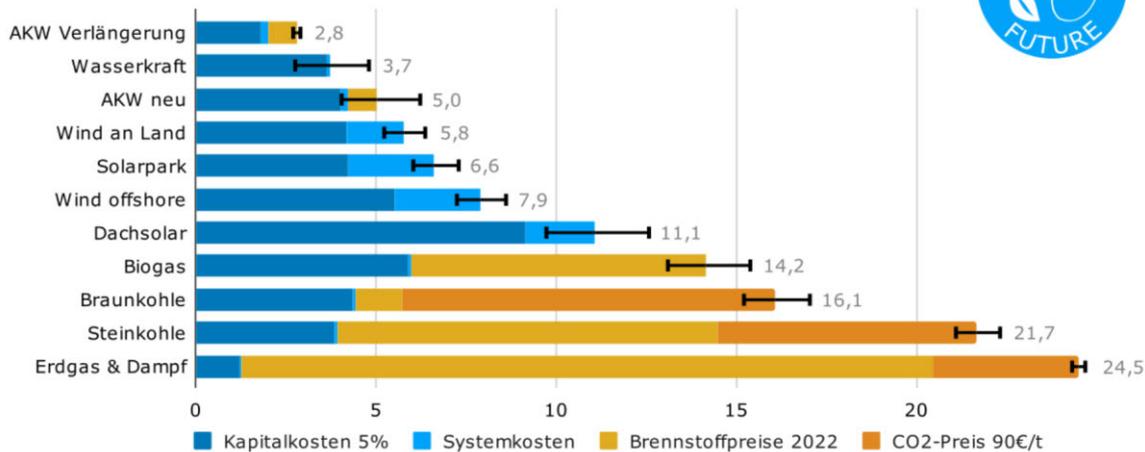
Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke berücksichtigt werden und erhöht diese bei einem aktuell historisch hohen CO₂-Zertifikatspreis von rund 90 Euro pro Tonne [Stand 12.12.2022, Quelle: <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spot>] deutlich.

Werden nun sämtliche Faktoren zusammengefasst, welche in die Produktion des Gutes Strom miteinfließen, womit neben den variablen Kosten auch die fixen Kosten, wie Investitionskosten, Kapitalkosten, Wartungsverträge, Pachtverträge, Versicherungskosten uvm. berücksichtigt werden, so erhält man am Ende die Stromgestehungsvollkosten, welche in Abbildung 10 für die einzelnen Erzeugungsformen dargestellt werden.

Abbildung 10: Stromgestehungsvollkosten aller Energieformen

Vollkosten von Stromerzeugern in Deutschland

in €Cent pro kWhel für mitteleuropäische Erzeuger, 3-7% Abzinsfaktor



Quelle: Grafik von Blümm, 2022, erstellt mit Daten von <https://www.iea.org/> und <https://www.oecd.org/> [12.12.2022]

Es kann somit festgehalten werden, dass mit aktuellem Stand die Erneuerbaren Energien deutlich kostengünstiger als konventionelle Kraftwerke in der Stromerzeugung sind und nur Atomkraftwerke, aufgrund ihrer sehr langen Lebensdauer, hierbei mithalten können (vgl. Blümm, 2022). Wie sich anhand des hohen Anteils der Brennstoffpreise und der CO₂-Zertifikatspreise jedoch zeigt, besteht hierbei eine relativ große Preisspanne, in welcher sich konventionelle Kraftwerke bewegen können, sodass sich diese Reihenfolge bei einem theoretischen Preisverfall der variablen Kostenfaktoren auch dementsprechend schnell wieder ändern könnte. So wird weiters auch dargelegt, dass Ökostromerzeuger zwar eine Grenzkostenbasis von null haben, die Stromgestehungskosten inklusive aller weiteren Kosten jedoch deutlich darüber liegen.

All dieser wirtschaftlich positiven Faktoren von Erneuerbaren Energien und deren geplantem Ausbau zum Trotz, gibt es jedoch auch kritische Stimmen, welche einer solch raschen

Umsetzung, wie es die österreichische Bundesregierung bis ins Jahr 2030 fordert, pessimistisch gegenüberstehen. Misak (2022) konstatiert zum Beispiel, dass es nach wie vor große technische Versäumnisse beim Ausbau der Strominfrastruktur gibt, um die geplanten Kapazitäten der dargebotsabhängigen Erzeuger problemlos managen zu können. Der Bedarf an Leitungskapazitäten wird bis 2030 auf etwa das Doppelte zum aktuellen Stand geschätzt, wozu es jedoch noch an einer Vielzahl an Maßnahmen fehlt, damit dieses Ziel erreicht werden kann. Auch im Bereich der in den Kapiteln 3.2.2, 3.2.3 und 3.2.4 näher gebrachten Börsen-, Bilanz- und Regelungsthematiken gibt es nach Ansicht der BEE (2022) noch deutlichen Erweiterungsbedarf, um die Zunahme von hochvolatilen Erzeugungsanlagen und die damit einhergehende „zeitliche Diskrepanz zwischen der Netz- und Marktebene“ auch zukünftig beherrschen zu können.

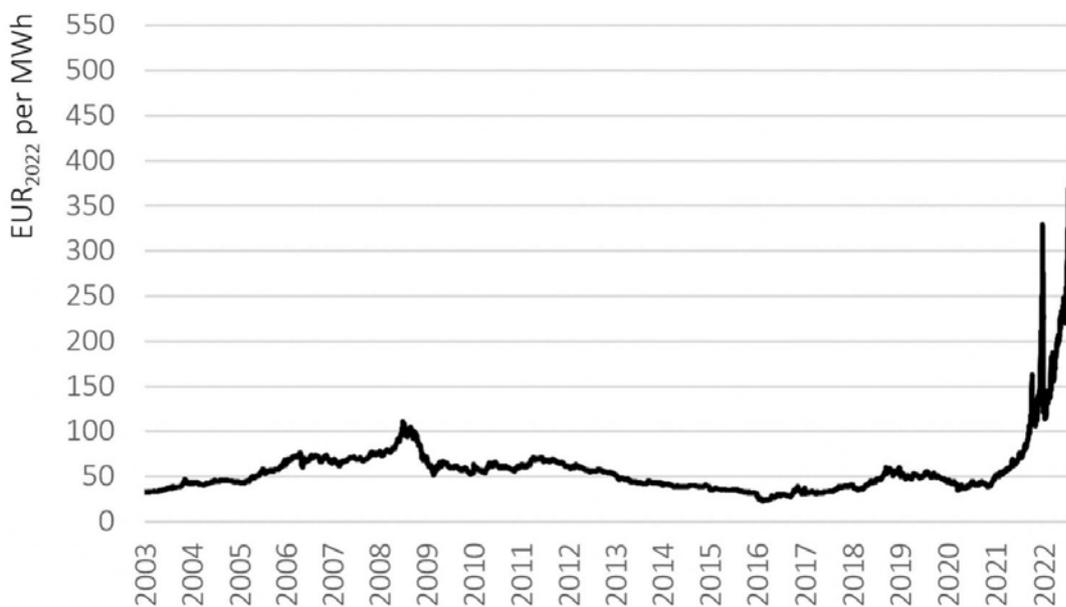
Diese und zahlreiche andere, entscheidende Faktoren, gilt es von den dafür verantwortlichen Stellen, egal ob von handelstechnischer, systemdienstlicher oder systemregulatorischer Seite, wie in Kapitel 2.1 unter dem Begriff des Strommarktdesigns zusammenfassend definiert, dementsprechend zu lenken und umzusetzen. So müssen die passenden Voraussetzungen für die Zukunft geschaffen werden, um eine bilanziell einhundertprozentig klimaneutrale Stromerzeugung erreichen zu können. Aus diesem Grund soll im folgenden Kapitel eine Untersuchung des gegenwärtigen Modells und der alternativen Möglichkeiten für die Europäischen Union stattfinden.

4 Analyse des europäischen Strommarktdesigns

Das Strommarktdesign muss als einer dieser entscheidenden Faktoren gesehen werden, den es für die zukünftige Energiewende auszurichten gilt. Der in Kapitel 2.3 definierte Terminus der Versorgungssicherheit muss hierbei stets als Hauptpriorität betrachtet werden. Dies gilt es vom ÜNB zu sichern, weshalb am Ende jedes Börsentages, von jedem Energieversorgungsunternehmen, eine Day-Ahead-Einsatzplanung der Kraftwerke durchgeführt und übersendet werden muss. Diese Planung muss das in Kapitel 3.2.3 beschriebene Ziel verfolgen, eine ausgeglichene Bilanz zwischen der Stromaufbringung und -abgabe sicherzustellen. Dieser Prozess erfolgt im Rahmen der täglichen Day-Ahead-Auktion, welche am Spotmarkt mit spätestens 12:00 Uhr endet und sämtliche Kaufgebote mit Verkaufsgebote deckt. Je nach Marktmodell können sich nun auf Basis dieses Angebot-Nachfrage-Schnittpunktes unterschiedliche Großhandelspreise für den darauffolgenden Tag ergeben. Im europäischen Raum wird für diese Strompreisberechnung der Mechanismus des Pay-As-Clear-Modells herangezogen.

Die stark steigenden Strompreise der letzten zwei Jahre haben am Terminmarkt zu Steigerungen von bis zu 2000 Prozent (siehe Abbildung 11) geführt, was eine kritische Betrachtung des Strommarktdesigns notwendig macht.

Abbildung 11: Strompreisentwicklung seit der Liberalisierung des Marktes



Quelle: Grafik: <https://cepr.org/voxeu/columns/iberian-electricity-market-intervention-does-not-work-europe>, Daten lt. Quellenangabe von eex.com [06.11.2022]

Im Auftrag der Europäischen Kommission an die Agentur für Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden, kurz ACER, wurde auch von offizieller Seite bereits eine Begutachtung und Grundlegendiskussion des derzeitigen Strommarktdesigns durchgeführt. Dabei wurden verschiedenste Maßnahmen erarbeitet, wie eine Entschärfung der aktuellen Preiskrise erreicht werden könnte (vgl. ACER, 2022).

Im Rahmen dieses Kapitels soll eine nähere Betrachtung des aktuellen Strommarktdesigns in Europa stattfinden, wobei die Vor- und Nachteile aufgezeigt werden sollen, welche sich damit in der Vergangenheit, Gegenwart und voraussichtlichen Zukunft ergeben haben bzw. werden. Anschließend sollen auch alternative Strommarkt-Modelle dargestellt und anhand eines Vergleiches zum derzeitigen Modell eruiert werden, ob eine Änderung, im Ganzen oder in Teilen, hin zu einem anderen, bereits bestehenden Strommarktmodell sinnvoll und zu überdenken wäre. Auch neue, revolutionäre Preismodell-Anpassungen finden in der Analyse Betrachtung und werden auf Basis der sich rasch ändernden Marktgegebenheiten überprüft und bewertet.

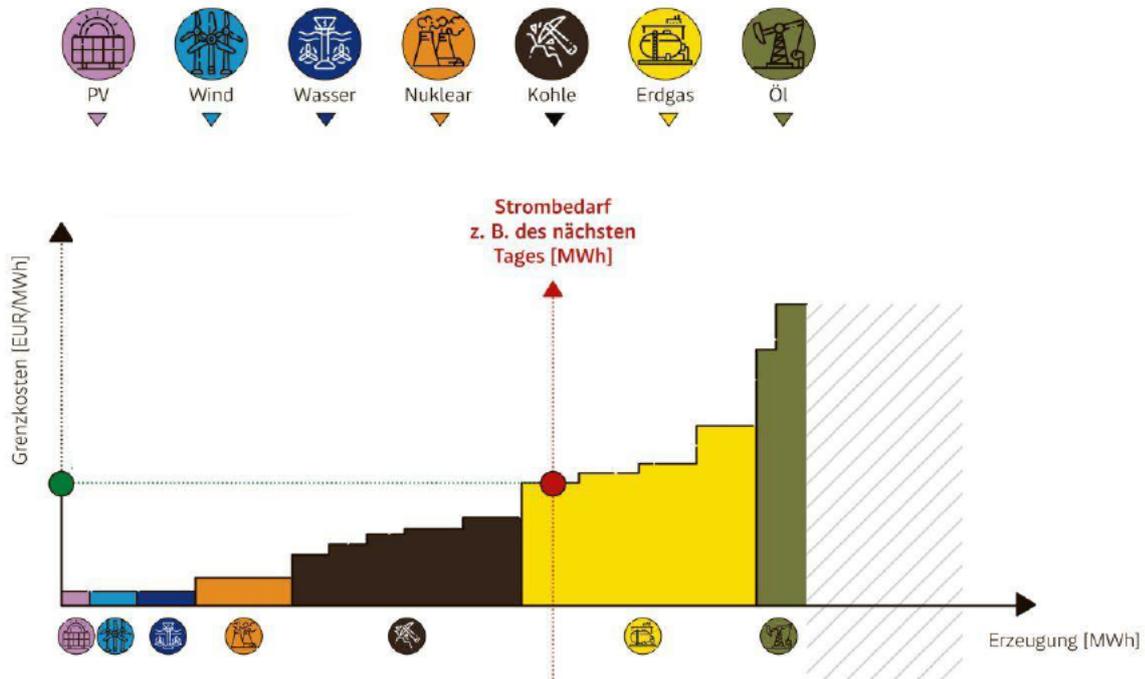
4.1 Pay-As-Clear Modell (Merit-Order-System)

Seit Umsetzung der Liberalisierung findet am europäischen Strommarkt die Preisgestaltung anhand des Pay-As-Clear Modells statt. Dabei geben die Stromerzeuger ihr Verkaufsgebot anhand der Grenzkosten, welche in Kapitel 3.3.2 beschrieben wurden, ihrer jeweiligen Kraftwerke ab. Je nachdem wie groß die Stromnachfrage und die damit verbundenen Kaufgebote für den darauffolgenden Tag sind, werden sie, beginnend mit dem günstigsten Verkaufsgebot, jenem mit den niedrigsten Grenzkosten, gedeckt. Diese Vorgehensweise wiederholt sich so lange, bis die Nachfrageseite gänzlich mit Strom gedeckt ist.

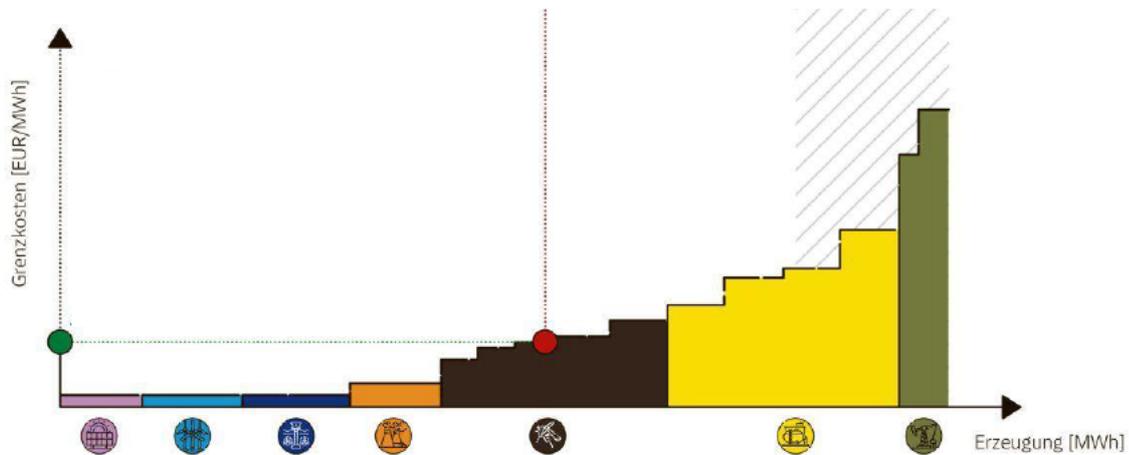
Da die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke je nach Erzeugungsart unterschiedlich sind, steigt der Preis, welcher für die Deckung der Nachfrage notwendig ist, kontinuierlich an. Diese Reihung und der damit verbundene Prozessablauf, vom niedrigsten zum nachfrage-deckungsmäßig höchsten Grenzkostenpreis, wird Merit Order Systematik genannt.

Das Kraftwerk, welches in der Merit-Order-Abfolge nun als allerletztes von Bedarf ist, und somit zugleich die höchsten Grenzkosten hat, um die Stromnachfrage für den nächsten Tag zu decken, definiert im europäischen Strommarktdesign den Börsenpreis für alle bezuschlagten Kraftwerke. Dies ist der sogenannte Einheitspreis oder auch Market-Clearing-Price genannt. Da Erneuerbare Energien den aktuellen Strombedarf noch nicht vollständig abdecken können, wie in Kapitel 3.3 aufgezeigt wurde, ist dieses letzte, sogenannte Grenzkraftwerk, das noch einen Zuschlag erhält, in der Regel ein konventionelles Kraftwerk, wie zum Beispiel ein Gaskraftwerk. Dieser Preisbildungsmechanismus, der dann für sämtliche Verkäufer gilt, auch wenn sie unterschiedliche Gebote auf Grenzkostenbasis abgegeben haben, wird als „uniform pricing“ bezeichnet. (vgl. Senoner et al., 2022)

Abbildung 12: Merit-Order-Kurve



„Das letzte Kraftwerk, das zur Bedienung des Strombedarfs benötigt wird, ist ein Gaskraftwerk. Seine Grenzkosten bestimmen den Strompreis [...]“. (Strobl, 2022)



„Mehr Sonne, Wind und Wasserkraft drängen das zuletzt preissetzende Gaskraftwerk und einige Kohlekraftwerke aus dem Fahrplan. Ein günstigeres Kohlekraftwerk setzt den Strompreis.“ (Strobl, 2022)

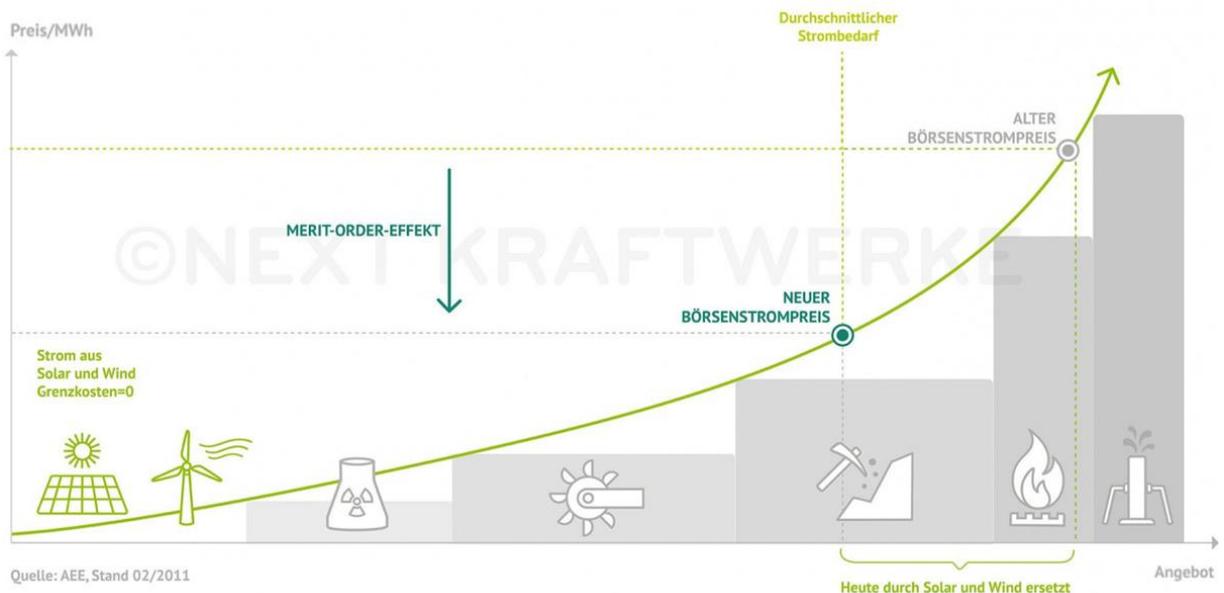
Quelle: Strobl, 2022 & Österreichische Energieagentur <https://www.energyagency.at/presse/aktuelle-grafiken> [29.10.2022]

Hierbei gilt es zu betonen, dass Erneuerbare Erzeugungsanlagen, abgesehen von ohnehin meist viel niedrigeren Grenzkosten, einen Einspeisevorrang und sozusagen eine Zuschlagsgarantie bei der Börsenauktion erhalten. (vgl. Senoner et al., 2022)

Dies führt nun weiter zur eigentlichen Daseinsberechtigung und dem grundlegenden Gedanken, welcher hinter diesem Strommarktdesign, das seit über 20 Jahren in der EU Anwendung findet, steckt.

Durch den immer weiter voranschreitenden Ausbau von Erneuerbaren Energien, wie in Kapitel 3.3.2 dargestellt, soll das dadurch erhöhte Angebot an Erzeugungsanlagen mit niedrigen Grenzkosten, für eine Verschiebung der aktuellen Kraftwerksreihenfolge sorgen, wie Abbildung 13 aufzeigt. Angebotsmengen von konventionellen Kraftwerken, wie Gas- und Kohlekraftwerke, sollten so bestenfalls durch erneuerbare Technologien (Wind, Wasser und PV) substituiert werden und auf Basis der Merit-Order-Systematik ohne Zuschlag bleiben. Dadurch würde der gewünschte, sogenannte Merit-Order-Effekt eintreten, wodurch sich günstige Großhandelsbörsenpreise und somit auch günstige Strompreise für den Endverbraucher ergeben. Gaskraftwerke, welche in ihrer Erzeugungsmöglichkeit sehr flexibel einsetzbar wären, würden vorerst noch für die Residuallast, also jener Strombedarf, welcher durch Erneuerbare Energien bei Spitzen nicht abgedeckt werden kann, eingesetzt werden. Später sollen sie lediglich noch zum Ausgleich von Netzschwankungen oder Instabilitäten, wie in Kapitel 3.2.4 erläutert, dienen. (vgl. Next-Kraftwerke, 2022b)

Abbildung 13: Merit-Order-Effekt



Quelle: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order> [29.10.2022]

Energiewirtschaftsexperte Röck ist der Meinung, dass sich dieses Modell bisher als sinnvoll erwiesen hat und ein gutes Instrument für die Preisfindung am Energiemarkt darstellt:

„Das Einheitspreisverfahren hat sich als ein sehr gutes Instrument der Preisfindung erwiesen, wenn der Fokus darauf liegt, einen Wert zu ermitteln, der die Versorgung mit einem (lebenswichtigen) Gut sicherstellt und der dennoch vom Marktprinzip bestimmt wird.“ (Röck, 2022)

Hierbei muss der Aussage des Experten mit Blick auf die Versorgungssicherheit in der Vergangenheit gänzlich zugestimmt werden. Österreichs Stromversorgung ist im Jahr 2020 zu 99,99 Prozent sichergestellt gewesen, wobei über das ganze Land gesehen durchschnittlich nur rund 27 Minuten ungeplante Nichtverfügbarkeiten stattgefunden haben, wie in Abbildung 14 gezeigt wird. „Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung ist demnach weiterhin auf einem sehr hohen Niveau.“, wie Haber (2021), Vorstand der E-Control, bestätigt. Auch sein deutsches Pendant, Homann, Präsident der Bundesnetzagentur, sah die Stromversorgung in Deutschland im Jahr 2020 als sehr gut an und ergänzt, dass „die Energiewende und der steigende Anteil dezentraler Erzeugungsleistung [...] weiterhin keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungsqualität“ haben (Flauger, 2021).

Abbildung 14: Stromausfälle bzw. ungeplante Nichtverfügbarkeiten in Österreich

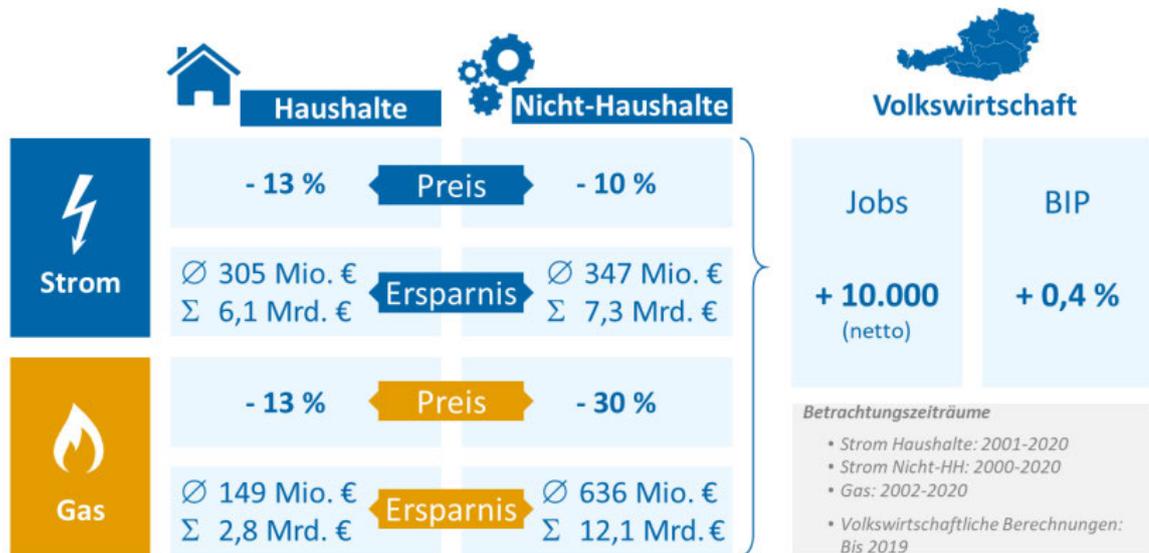


Quelle: https://www.e-control.at/presseaussendungen-2021/-/asset_publisher/O9nMiYdWIKz0/content/e-control-%25C3%2596sterreich-waren-2020-nur-knapp-27-minuten-ungeplant-ohne-strom [29.10.2022]

Zu Röcks weiterer Aussage, dass das Einheitspreisverfahren „ein sehr gutes Instrument der Preisfindung“ sei (Röck, 2022), gibt es jedoch spätestens seit dem massiven Anstieg der Strompreise in der Energiekrise 2022 und im Hinblick auf den immer größer werdenden Erzeugungsanteil von Erneuerbaren Energietechnologien teils widersprüchliche Meinungen.

Grundlegend kann gesagt werden, dass die Liberalisierung und die damit verbundene Einführung des Einheitspreisverfahrens seit 1998 durchwegs positive Effekte auf den Strompreis für Kunden hatte. Sowohl private Haushalte als auch die Industrie konnten seitdem aufgrund des Wettbewerbs mit Kosten- und Effizienzsteigerungen rund 13 Milliarden Euro sparen. Auch die Volkswirtschaften können im Sinne von gesteigerten Arbeitsplatz- und Bruttoinlandsprodukt-Zahlen positive Resonanz ziehen, wie Abbildung 15 zusammenfassend darstellt. (vgl. Egger et. al, Executive Summary)

Abbildung 15: Effekte der Strom- und Gasmarktliberalisierung auf Österreich



¹ Aufgrund der nicht ganz eindeutigen Zuordnung der Effekte stellt dieser Wert eine Obergrenze der möglichen Ersparnisse der Industrie im Gasbereich dar.

Quelle: Egger et. al (2021), Executive Summary [01.11.2022]

Wie die Austrian Energy Agency in ihrer Analyse für OesterreichsEnergie aufzeigt, wurde das europäische Strommarktdesign seit seiner Einführung auch bereits mit der ein oder anderen Krisensituation konfrontiert. Dabei kam es, wie zum Beispiel in der Finanzkrise 2008/09, zu größeren preislichen Anstiegen bzw. Abstiegen, wie Abbildung 11 bereits gezeigt hat, welche sich jedoch nie in einem derartigen Ausmaß darstellten, wie es in der Energiekrise 2021/22 geschah. (vgl. Dolna-Gruber et. al, 2022, S.30)

Der Ökonom Schulmeister (2022) sieht das aktuelle Strommarktdesign deshalb nicht weiter als tragbar und sinnvoll an. So liegt seiner Ansicht nach das Problem der Strompreisentwicklung 2021/22 einerseits in der Rolle der Börsen und andererseits in der Liberalisierung der Märkte, welche er gesamt betrachtet als „systemische Ursachen“ bezeichnet. So könnten Erzeuger von günstiger Erneuerbarer Energie ihr Angebot im aktuellen Preismodell auf Basis von Profitstrategien dementsprechend anpassen, sodass es stets zu fossiler Stromerzeugung und infolgedessen höheren Preisen kommt. Hierbei und auch in Hinsicht der Daseinsvorsorge hat der Markt seiner Ansicht nach versagt und es Bedarf wieder mehr Regulierung.

Dieser Ansicht widerspricht wiederum Kluge, welcher auch in der Energiekrise 2022 den Markt als Verteilungsmechanismus als absolut intakt bezeichnet und die aktuellen Probleme rein auf fundamentale Daten zurückführt (vgl. Puls4, 2022, Min. 15:30).

Dies stützen auch Senoner et al. (2022) mit der Darlegung, dass diverse Ursachen im Jahr 2021/22 zu diesen Preisspitzen am europäischen Stromgroßhandelsmarkt geführt haben, wie zum Beispiel

- *„eine unerwartet starke globale Nachfrage nach Erdgas aufgrund der wirtschaftlichen Erholung nach der COVID Pandemie,“*
- *„niedrige Erdgasspeicherstände innerhalb der EU,“*
- *„unterdurchschnittliche Wasser- und Windkrafterzeugung“*
- *„sowie extreme Witterungsbedingungen (Hitze-/Kältewellen)“*
- *„und sich ändernde politische Rahmenbedingungen“,*

und von Mayer (2022) um

- *„verringerte Gaslieferungen aus Russland“* und
- *„Verzögerungen bei der Wartung französischer Atomkraftwerke“*

ergänzt werden.

Auch die europäische Energieregulierungsbehörde ACER bestätigte dem aktuellen Strommarktdesign in der EU weiterhin seine Anwendungsberechtigung und konstatierte in ihrem Bewertungsbericht, dass dieses beibehalten werden sollte und nicht die Schuld an den hohen Energiepreisen trägt. Sie attestieren den derzeitigen Marktregeln weiters auch, die Energiekrise 2022 vor großflächigen Stromausfällen bewahrt zu haben und warnen zugleich vor harten Eingriffen und schlecht konzipierten Notfallmaßnahmen (vgl. ACER, 2022, S.2ff).

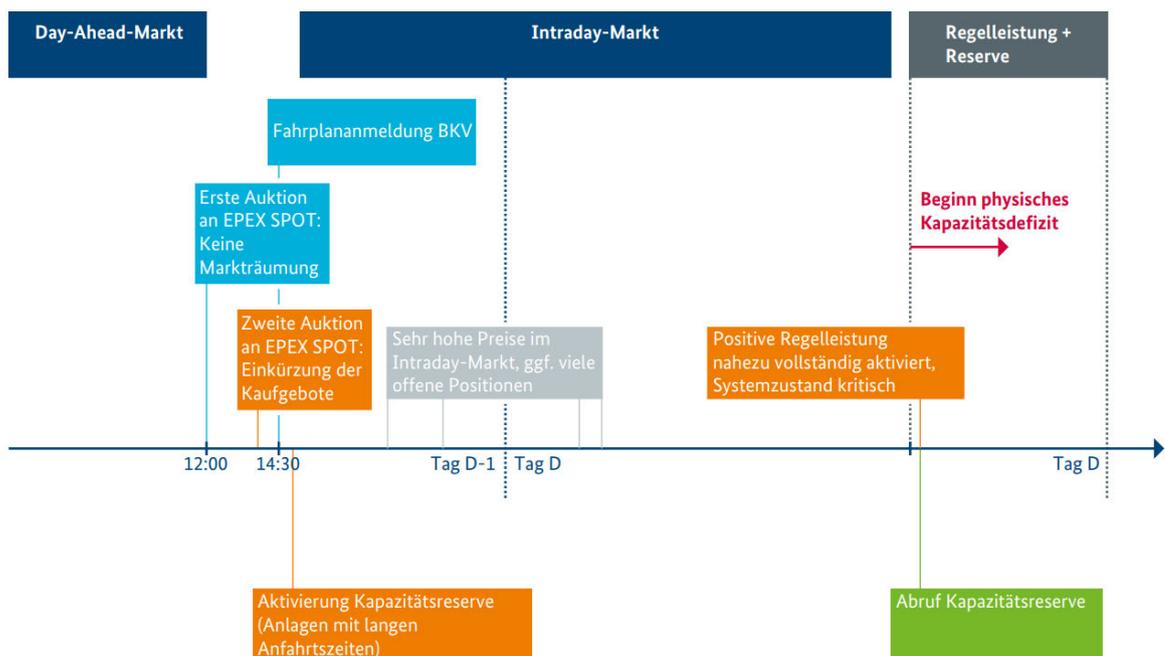
Worin sich grundsätzlich sämtliche Experten, Behörden und auch die EU-Kommission einig zu sein scheinen, ist, dass es angesichts der EU-Ziele von 100 Prozent Klimaneutralität bis 2035 und einer damit verbundenen, vollständigen Umstellung auf Erneuerbare Energien,

einen dementsprechend großen Reformbedarf des aktuellen, auf fossile Energieträger ausgerichteten Strommarktdesigns, bedarf (vgl. BEE, 2022).

Agora (2022) schreiben in ihrer Studie über das europäische Marktdesign, dass der bisherige Strommarkt mit der Energiewende an seine Grenzen stoßen wird. Sie gehen weiters davon aus, dass mit den aktuellen Marktgegebenheiten zu wenig Investitionssignale geschaffen werden können, dass sowohl konventionelle Kraftwerke als auch Erneuerbare-Energie-Anlagen ihre Soll-Investitionsvorgaben nach den EU-Klimazielen erreichen werden. Ihrer Ansicht nach bedarf es einer grundlegenden Änderung, sodass der bisher auf physische Strommengen ausgelegte Handel, auch Energy-Only-Markt genannt, um passende Instrumente ergänzt werden muss. Damit sollen zukünftig ausreichend Kapazitäten im Sinne der Versorgungssicherheit gewährleistet werden, welche aufgrund der hohen Anzahl von fluktuierenden Stromerzeugern notwendig sein dürften.

Im Hinblick dieser Art der Absicherung hat auch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bereits im Jahr 2015 in einer Studie zum Strommarkt klar Stellung bezogen. Ihrer Ansicht nach wird dabei eine Kapazitätsreserve vor einem eigens geschaffenen Kapazitätsmarkt eindeutig präferiert, da mit letzterem häufig hohe Kosten, Regulierungsfehler und Erschwernisse in der weiteren Transformation des Energiesystems einhergehen würden. Eine effiziente Weiterentwicklung des flexiblen Regelreservemarktes soll in Kombination mit Kapazitätsreserven zukünftig für eine sichere Stabilität im Netz sorgen, wie der zeitliche Prozessablauf in Abbildung 16 darstellt. Dabei wird der große Vorteil der Reserve gegenüber einem eigenen Markt darin gesehen, dass diese Kraftwerke gänzlich „nicht am Strommarkt teilnehmen und den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren“ (BMWK, 2015, S. 4).

Abbildung 16: Theoretischer Einsatz der Kapazitätsreserve



Quelle: BMWK, 2015, S. 81

Neben einer Verankerung der freien Preisbildung im Energiewirtschaftsgesetz, wie es das BMWK (2015, S. 4) wünscht, sieht Agora (2022) zusätzlich auch notwendigen Änderungsbedarf in der Preisgestaltung an sich. Der Grund dafür ist, dass mit steigendem Erneuerbaren-Anteil und somit Strommengen mit Grenzkosten von null, auf Basis des Merit-Order-Effekts, fallende Strompreise eine Refinanzierung der Anlagen unmöglich machen. Die Investitionsanreize würden damit verbunden gänzlich erodiert werden. Es muss deshalb ein Marktdesign geschaffen werden, welches „die Einspeisung Erneuerbarer Energien fördert und nicht [...] verhindert“, wie der Bundesverband Erneuerbarer Energien klarstellt (BEE, 2022).

Auf Basis dieser Faktenlage sollen folgend nun die Vor- und Nachteile des derzeitigen Strommarktdesigns in der EU zusammengefasst und gegenübergestellt werden, sodass diese in weiterer Folge mit einem alternativen Marktdesign besser verglichen werden können. Anschließend erfolgt eine Positionsbestimmung der aktuellen Methodik anhand einer SWOT-Analyse, wobei auch Zukunftsperspektiven miteinbezogen werden.

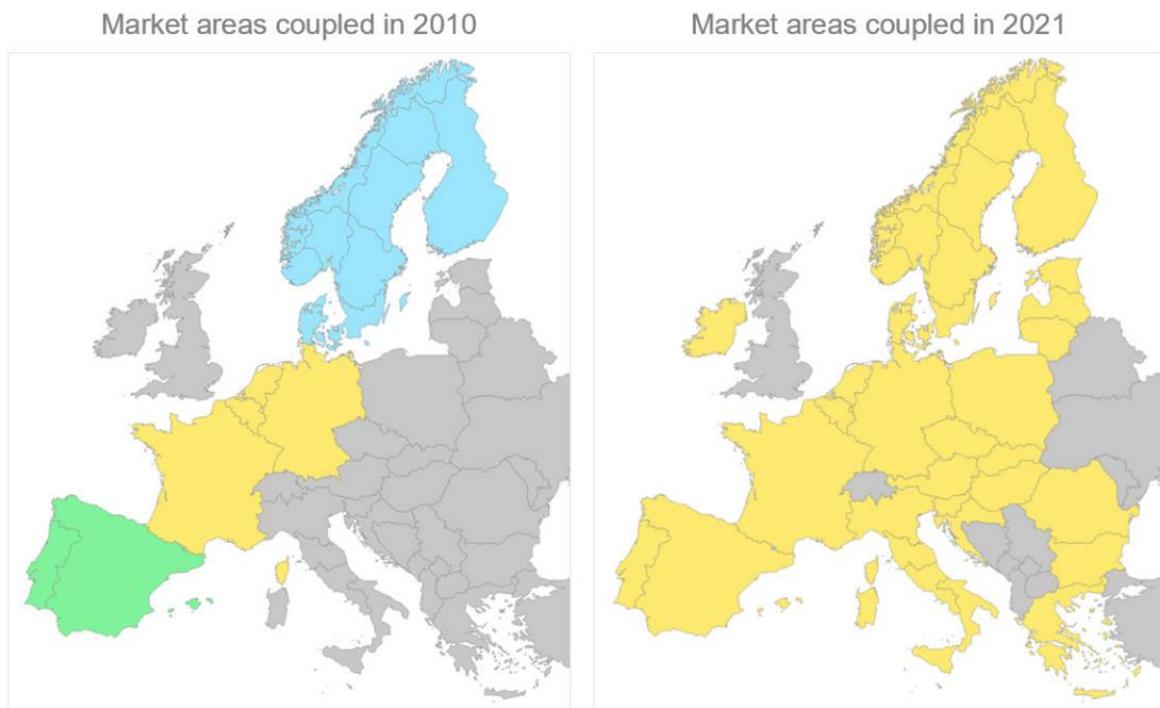
4.1.1 Vorteile

Dass der europäische Strommarkt mit dessen Design grundsätzlich gut aufgestellt ist, dem kann nach Betrachtung der verhältnismäßig ruhigen Entwicklung der Strompreise und der sehr guten Versorgungssicherheit in den vergangenen zwei Jahrzehnten (wie in den Abbildungen 1 und 14 dargestellt) mit Recht zugestimmt werden.

Der Energy-Only-Markt, welcher in der EU angewandt wird, versucht durch das Merit-Order-Modell die Komplexität des Marktes so stark zu reduzieren, dass im Endeffekt ein faires und ausgewogenes Preisniveau im Einklang mit einem stabilen Netzbetrieb ermöglicht wird. Dieses Grundbedürfnis, eines effizienten und zugleich sicheren Marktdesigns, stellt einen der größten und wichtigsten Eckpfeiler und Vorteile des europäischen Strommarktes dar.

Der Handel mit Strom durch ein gemeinsames, koordiniertes Verfahren zur Preissetzung ist einer der wesentlichen Vorteile des EU-Strommarktes. Diese gemeinsame Preisbildungsbasis war die Voraussetzung, um eine Marktkopplung über Ländergrenzen hinweg entstehen zu lassen, wo die Ware Strom gegenseitig ausgetauscht werden kann. Waren es zuvor sehr fragmentierte, nationale Netzbereiche mit eigenen Reservevorhaltungen, so wurden diese im Zuge der Liberalisierung und Einführung des gemeinsamen Strommarktes gekoppelt und im Laufe der Jahre enorm erweitert, wie Abbildung 17 zeigt. Dieses Vorgehen hatte den großen Vorteil, dass sowohl die Preisvolatilität als auch die Ressourcenverwendung länderübergreifend stark optimiert wurden und so nationale Wettbewerbsungleichheiten etwas ausgeglichen werden konnten (vgl. ACER, 2022b, S.11).

Abbildung 17: Entwicklung der Day-Ahead Marktkopplung (2010-2021)



Quelle: ACER, 2022b, S.11

Durch diese geschaffene Verbindung der einst getrennt geführten Netzgebiete wurde es ermöglicht, dass alle angebundene Länder von günstiger Erzeugung durch Erneuerbare Energietechnologien und zugleich der Netzbetrieb durch gegenseitigen Ausgleich von Über- und Unterkapazitäten profitieren können, was die Netztarife für Endkunden deutlich gesenkt hat. (vgl. E-Control, 2021, S.4)

Weiters bestätigt auch die E-Control (2021, S.4f) die positiven Aspekte des europäischen Strommarktdesigns. So sorgte dieses neben einem kompetitiven Marktumfeld vor allem für eine extreme Steigerung der Effizienz und des Kostenbewusstseins innerhalb der Energieversorgungsunternehmen. Durch die getrennte Rechnungslegung zwischen Netz und Belieferung hat man zudem auch eine hohe Transparenz für das Kundenbedürfnis geschaffen.

Agora (2022) konstatieren in ihrer Studie, dass es unbestritten ist, dass durch die Merit-Order-Systematik stets „die günstigsten Kraftwerke zum Einsatz kommen“. Was schlussfolgernd dazu geführt hat, dass dem Endkunden nach Angaben von Egger (2021, Executive Summary) zu Einsparungen zwischen 10-13 % der Stromkosten, im Gegensatz zum vorherigen, starren und monopolistisch geführten Marktmodell, verholfen werden konnte.

Aus Investorensicht bot das europäische Strommarktdesign bisher über zwei Jahrzehnte eine stabile Grundlage, auf welcher Basis Investitionsberechnungen aufgesetzt und Rentabilitäten generiert werden konnten. Im Rahmen der Terminmärkte können so bereits Grundlasten, welche unter anderem für städtische Fernwärme-Erzeuger von enormer Bedeutung

sind, rechtzeitig am Markt veräußert und abgesichert werden. Variable Erzeugungsmengen von Erneuerbare Energien können wiederum kurzfristig am Spotmarkt bewirtschaftet werden. Es ist mit der Einführung des liberalisierten Strommarktdesigns zugleich auch eine viel größere Flexibilität für die Stromerzeuger geschaffen worden, wodurch auch Privathaushalte durch ihre mögliche Erzeugung aus Photovoltaikanlagen zu aktiven Marktteilnehmern geworden sind (vgl. VK EnBW, 2022).

Erhebliche Vorteile am derzeitigen Strommarktmodell der EU liegen laut der Energieregulierungsbehörde ACER (2022, S. 2) auch an dessen Marktregeln. So kann trotz der entstandenen Energiekrise 2021/22 beobachtet werden, dass eine deutliche Widerstandsfähigkeit gegen Preisschocks damit einher geht und Preisvolatilitäten geglättet werden. Auch der eigentliche Zweck des Verteilungsmechanismus wird weiterhin erfüllt und damit die Versorgungssicherheit der Mitgliedsländer sehr gut unterstützt. Dies soll dabei helfen, großflächige Blackouts zu verhindern.

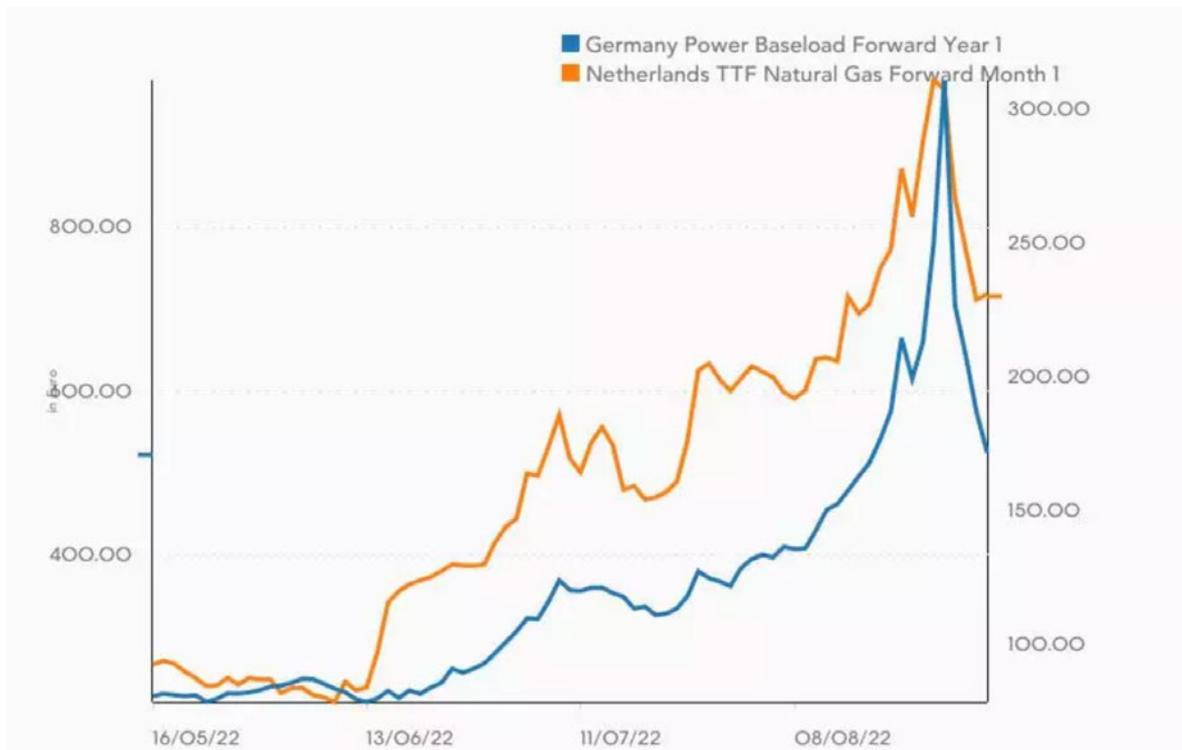
Den Aussagen von Anzengruber (2022, Min. 15:35) folgend, kann dem derzeitigen EU-Strommarktmodell weiters auch eine gewisse Flexibilität, Anpassungsfähigkeit und damit auch Transformierbarkeit als möglicher Vorteil abgewonnen werden. Diese Thematik wurde im Rahmen der Energiekrise 2022 auch von den einzelnen Mitgliedstaaten erkannt, woraufhin sich diverse unterschiedliche Änderungsvorstellungen ergeben haben, wie die in die Höhe schießenden Stromkosten eingedämmt werden könnten. Darauf wird später noch näher eingegangen werden.

4.1.2 Nachteile

Der wohl größte Nachteil, der sich mit der Anwendung des Strommarktdesigns auf Basis des Pay-As-Clear Modells in Verbindung mit der Merit-Order Systematik bislang ergeben hat, wurde erst nach rund zwei Jahrzehnten, als Folge der in Kapitel 4.1 von Sanoner et. al. und Mayer zitierten Ursachen, für jedermann sichtbar.

Die enge Verbindung zwischen Gas- und Strompreisen führte im Jahr 2021/2022 zu extremen Verwerfungen am Großhandelsmarkt und infolgedessen zu unvorstellbaren Preisentwicklungen für die Endkunden, wie Abbildung 18 aufzeigt. Ressourcenverknappung, vor allem des Rohstoffes Gas, gilt seitdem als die Achillesferse des europäischen Strommarktdesigns.

Abbildung 18: Entwicklungsvergleich Gas- und Strompreis



Quelle: Grafik <https://finanzmarktwelt.de/strompreis-und-gaspreis-im-absturz-244403/> Daten lt. Quellenangabe von bloomberg.com [08.11.2022]

Diese Auswirkungen sind vor allem deshalb in dieser Effektivität eingetreten, da das Merit-Order Modell ein System darstellt, welches nur auf Grenzkosten des letzten und somit teuersten, abgerufenen Stromerzeugers abzielt. Diese Einheitspreis-Thematik stellt letztendlich den Grund dafür dar, dass sich eine direkte Koppelung des Gaspreises zum Strompreis ergibt. Dabei gilt es zu betonen, wie Anzengruber (2022, Min. 2:15) ausführt, dass die Energiewelt bei der Entstehung des europäischen Strommarktmodells zum Großteil aus fossilen Energieerzeugern, wie Gas- und Kohlekraftwerken, bestand. Dass sich dies im Laufe der vergangenen zwanzig Jahre jedoch deutlich geändert hat, das Marktmodell aber gleichgeblieben ist, zeigt die mittlerweile aufgetretene Veralterung des Systems auf.

So kann Österreich mit dessen Erzeugungsstruktur, welche in Abbildung 8 bereits dargestellt wurde, als wohl eines der besten Beispiele für die aktuelle Problematik in der Energiekrise herangezogen werden. Der Stromerzeugungsmix des Landes weist bilanziell über 80% der Stromerzeugung aus regenerativen Energien aus und 70% des gesamten, tatsächlichen Stromverbrauches fielen auf nachhaltige Stromquellen zurück, wessen Erzeugungskosten gegen null gehen. Die Endverbraucher sind aufgrund der Pay-As-Clear-Methodik jedoch trotzdem gezwungen, horrenden Preise für ihren aktuellen Stromverbrauch zu bezahlen. (vgl. Wien Energie, 2022c)

Bedenkt man zudem, dass der Großteil der Wasserkraftwerke Österreichs bereits lange vor der Liberalisierung und somit von staatlichen Betrieben auf Kosten der österreichischen Steuerzahler errichtet wurden, so sind die derzeitigen Preisbelastungen für die Verbraucher nur schwer nachvollziehbar. Aus diesem Grund sieht Schulmeister hier einen „Fundamentalfekt“ des Systems vorliegen. (vgl. Puls4, 2022, Min. 12:20)

Ein markttechnischer Alleingang eines europäischen Staates ist, wie am Beispiel Spanien und Portugal, welche später noch detaillierter behandelt werden, aufgrund der europarechtlich schwierigen Konformität, wohl aber auch keine erstrebenswerte Lösung in Krisensituationen. Würden zwar womöglich einerseits die Verbraucher im Land von kurzfristig fallenden Strompreisen profitieren, so könnte aufgrund der Marktkopplung jedoch schnell der Effekt eintreten, dass angrenzende Nachbarländer günstigen Strom aus dem jeweiligen Land beziehen und diese Sonderlösung für sich selbst nutzen. Anzengruber (2022, Min. 8:30) sieht aufgrund dessen „die Handlungsmöglichkeiten auf der Merit-Order, auf nationaler Ebene“, vor allem im mitteleuropäischen Raum, als nachteilig an.

Ein weiterer wesentlicher Nachteil des aktuellen europäischen Strommarktdesigns kann in Anbetracht der langfristigen Effekte bei den Investitionsanreizen für Erneuerbare Energien aufgezeigt werden. Es gilt als äußerst fragwürdig, wie sich der Markt, in seiner derzeitigen Form und nach Zielen der Europäischen Kommission bzw. der einzelnen Mitgliedstaaten, im Bereich des Erneuerbaren Energien Ausbaues, in Zukunft verhalten wird. Die Strompreise würden aufgrund des in Kapitel 4.1 beschriebenen Merit-Order-Effekts stark fallen und es ergeben sich auf Basis der Marktpreise keine weiteren Investitionssignale. Die Erneuerbaren Energietechnologien sorgen auf dem bestehenden Grenzkostenmarkt selbst für schlechtere Strompreise und eine Refinanzierung der Anlagen wäre aus Sicht der Energieversorger ohne Förderungen unmöglich. (vgl. Agora, 2022)

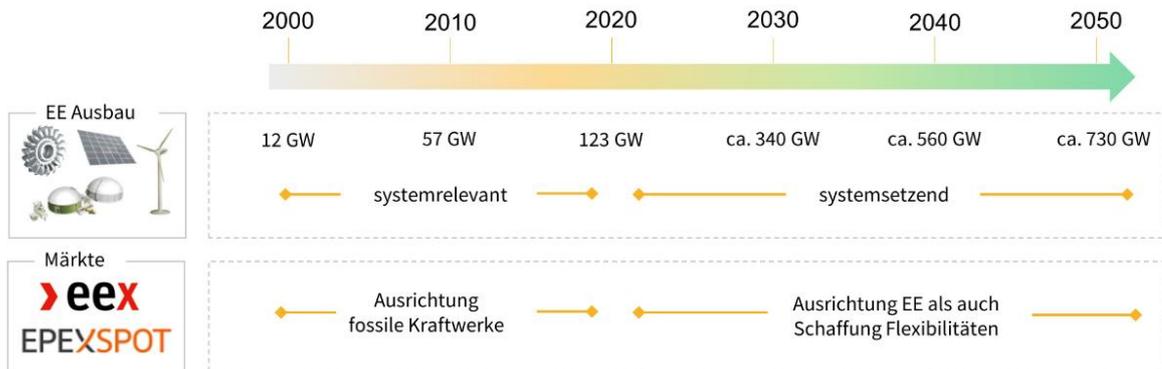
Weiters hält Agora (2022) in ihrer Studie fest, dass es bei den Zukunftsaussichten auch bereits intensive Diskussionen darüber gibt,

„ob die bestehenden Energy-only-Märkte grundsätzlich in der Lage sind, Versorgungssicherheit zu gewährleisten [...] um auch eine Spitzenlast-Stromnachfrage zu decken.“

Ihrer Ansicht nach ist der Energy-Only-Markt für die zukünftige Entwicklung nicht sonderlich gut geeignet, da es im derzeitigen Strommarktdesign grundlegend an Anreizen für den Ausbau von Flexibilitäten fehlt.

Diesen Faktor sieht auch der Bundesverband Erneuerbare Energien, BEE (2022), in ihrer Studie als großen Nachteil im derzeitigen System an. Ihrer Meinung nach werden die Erneuerbaren Energien schon bald die systemsetzende Form der Erzeugung darstellen, wie Abbildung 19 zeigt. Dadurch wird der Bedarf an kurzfristigen Flexibilitäten, im Sinne von Verbrauchern und Speichern, stark ansteigen, um negative Strompreise in Spitzenzeiten und damit ein Abwürgen des Erneuerbaren Energien Ausbaus zu verhindern.

Abbildung 19: Änderung des Marktes durch Ökostrom-Ausbau



Quelle: BEE, 2022

Anhand von verschiedenen, modernen Technologien, wie zum Beispiel Wasserstoff-Elektrolyseuren und Power2Heat- oder Power2Liquid-Anlagen, soll der Preis stabilisiert und Netzschwankungen ausgeglichen werden. Um diese Anlagen jedoch auch wirtschaftlich planbar zu machen und im Rahmen eines flexiblen Einsatzes betreiben zu können, fehlt es im derzeitigen Energy-Only-Markt an einer Möglichkeit, diese Kapazitäten dementsprechend langfristig zu vermarkten, zum Beispiel anhand eines Kapazitätsmarktes. (vgl. BEE, 2022)

Die in Kapitel 3.2.4 bereits beschriebene Regelreserve kann zwar als ein äußerst kurzfristiger Kapazitätsmarkt im aktuellen Strommarktdesign gesehen werden, indem sowohl die zur Verfügung gestellten Kapazitäten als auch die tatsächlich abgerufene Regelenergie mengen vergütet werden (vgl. Next-Kraftwerke, 2022c), jedoch stellt dieses Kurzfrstinstrument alleine auf Dauer keine ausreichend gesicherten Investitionsgrundlagen und -anreize dar.

Nicolosi und Burstedde (2021, S. 5) sehen bei der Deckung der zukünftig flexibleren Nachfragesituation und einem kosteneffizienten Transformationsprozess in der Systemstruktur, vor allem den Bedarf einer stärkeren Nutzung der Schnittstellen zwischen dem Stromsektor und dem Wärme- und Verkehrssektor. Diese Kopplung lässt das derzeitige Strommarktdesign vollends vermissen und stellt eine bedeutende Anforderung an ein zukünftig effizient funktionierendes Marktmodell dar.

Haucap et. al (2022, S. 15f) verstärken diese Ansicht und konstatieren in ihrer perspektivischen Analyse, dass mit dem bereits laufenden EU Emission Trading System, welches in Kapitel 3.3.2 bereits beschrieben wurde, ein äußerst wirkungsvolles Instrument im derzeitigen Strommarktdesign existiert. Damit könnte, bei entsprechender Modifizierung, eine effiziente und kostengünstige Sektorenkopplung durchgeführt werden.

Dieser Knappheitsprozess des ETS-Programmes wird in seiner Ausübung jedoch unter anderem von Abrell et. al kritisiert, da er ihrer Ansicht nach mit rund 2 Prozent jährlicher Zer-

tifikatsverringering keinen hinreichend hohen CO₂-Preis erzeugt und deshalb viel zu langsam agiert. Die Preise für die Emissionsrechte müssten bereits deutlich höher liegen, um die europäischen Klimaziele erreichen zu können. Hingegen wird vom Europäischen Parlament bereits eine zukünftige Obergrenze angedacht, womit zu befürchten ist, dass der technologische Fortschritt weiter gehemmt und der Erneuerbaren Energien Ausbau wieder verlangsamt wird. (vgl. Abrell et. al, 2022)

Von unterschiedlichen Studien gestützt, kann diese Ansicht jedoch zum Teil widerlegt werden. Das EU-ETS-Programm hat nachweislich eine deutlich negative Wirkung auf die Entwicklung der CO₂-Emissionen innerhalb von Europa, aber auch im internationalen Vergleich zwischen anwendenden und nicht anwendenden, branchengleichen Unternehmen (vgl. Martin et. al, 2016, S. 129-148 & Dechezleprêtre et al., 2018, S. 391–413). Nach Berechnungen des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, SVR (2019, S. 34), beziffert sich die Treibhausgasreduktion allein in der Energiewirtschaft von 2005 bis 2019 bereits mit insgesamt 26 %. Damit ist objektiv betrachtet eine entsprechende Effizienz des Systems gegeben, auch wenn diese sicherlich durch weitere externe Faktoren begünstigt wurde und aus subjektiver Sicht womöglich zu gering ausfällt.

Aufbauend auf diesen Daten kann, wie von Haucap et. al konstatiert, behauptet werden, dass zukünftig eine noch viel stärkere Fokussierung auf das ETS-System und den CO₂-Preis gelegt werden muss, als es im derzeitigen Marktmodell gegeben ist. Mit diesem Leitinstrument könnte sowohl eine hohe Kosteneffizienz als auch Wirksamkeit bei der Erreichung der Klimaziele ermöglicht werden, was jedoch einen anhaltend hohen Preis für die CO₂-Zertifikate voraussetzt. Eine zuverlässige Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen in der Europäischen Union muss stets als eines der primären Ziele des Marktdesigns angesehen werden und darf auch auf politischen oder gesellschaftlichen Druck nicht vernachlässigt werden (vgl. Haucap et. al, 2022, S. 11).

Negative technische Effekte im Bereich des Netzausbaues, aufgrund von fehlenden Reformen, sind ebenfalls gegeben, wie auch zu vermissende Anpassungen in der Systemdienstleistung des Netzbetriebes. Diese lösen bei einem weiteren Anstieg von volatilen Erzeugern eine zeitliche Diskrepanz aus und dürften zunehmende Regelreserve-Handlungen durch die Netzbetreiber erfordern, wie am Ende von Kapitel 3.3.2 dargestellt wurde. (vgl. BEE, 2022).

Trotz der angesprochenen, vorteilhaften und vielversprechenden Transformierbarkeit des Marktdesigns an sich, gehen Anpassungen im derzeitigen Strommarktmodell jedoch nur sehr träge von statten, wie die geringfügigen Änderungen an der grundlegenden Methodik in den letzten zwanzig Jahren bestätigen. In einem europaweiten System muss auf alle möglichen Gegebenheiten der einzelnen Mitgliedstaaten Rücksicht genommen werden, wodurch zwar undurchdachte Markteingriffe verhindert werden können, das Marktdesign zu dessen Nachteil jedoch einen Teil seiner Flexibilität verliert.

4.1.3 SWOT-Analyse

Um die nun bereits genannten Vor- und Nachteile übersichtlich darzustellen, werden sie in einer SWOT-Analyse dementsprechend kategorisiert. Anhand dieser Situationsanalyse, welche ursprünglich zumeist im Fachbereich des Marketings oder der Strategieentwicklung Einsatz findet, sollen zusammenfassend in Tabelle 1 folgende vier Faktorenbereiche des derzeitigen Strommarktdesigns der Europäischen Union aufgezeigt werden:

- Was funktioniert sehr gut und kann als Stärke des Systems angesehen werden? (**Strenghts**)
- Welche Chancen und Möglichkeiten bietet das Modell für die Zukunft? (**Opportunities**)
- Welche Schwächen und nachteiligen Effekte bringt es aktuell mit sich? (**Weaknesses**)
- Welche Gefahren und Risiken birgt das EU-Strommarktdesign derzeit und zukünftig? (**Threats**)

Stärken

- + Niedrige Strompreise in den letzten zwei Jahrzehnten
- + Anpassungsfähigkeit und Transformierbarkeit des Systems
- + Versorgungssicherheit sehr hoch
- + Marktgegebene Preisbildung durch Angebot und Nachfrage
- + Hohe monetäre Einsparungen bei den Endkunden in der Vergangenheit
- + Guter länderübergreifender Verteilungsmechanismus
- + Optimierung der Ressourcenverwendung
- + Effizienzsteigerung innerhalb der EVUs
- + Gesteigertes Kostenbewusstsein bei den EVUs
- + Tatsächlicher Einsatz der günstigsten Energieerzeugungsformen
- + Gegebene Funktionalität im Kampf gegen den Klimawandel

Schwächen

- An Rohstoffen gekoppelter Strompreis und damit gegebene Abhängigkeit von Nicht-EU-Ländern
- Nur in wenigen Phasen für Investitionen und neue Technologien anreizend
- Erneuerbare Energien Ausbau zumeist förderungsabhängig
- Rein auf Grenzkosten bzw. variable Kosten basiertes System, keine Berücksichtigung der Vollkosten (Investition, Betriebsführung, usw.)
- Veraltetes System, welches für die sich rasch ändernden Marktgegebenheiten womöglich schon bald nicht mehr zeitgemäß ist

- Fehlende Investitionsabsicherung für neue, flexible Technologien (Stichwort Kapazitätsmarkt bzw. Kapazitätsreserve)
- Fehlende Sektorenkopplung

Chancen

- o Hohe Anpassungsfähigkeit und Transformierbarkeit des Modells
- o Jederzeitige Erweiterungsmöglichkeit bei den Regularien möglich
- o Erhöhte Flexibilität
- o Bestehendes und modifizierbares System zur Bepreisung von CO₂-Emissionen
- o Starker Ausbau von Erneuerbaren Energien in Krisenphasen aufgrund von Hochpreissituationen

Risiken

- o Jegliche Marktunsicherheiten im Rohstoffbereich führen zu erhöhter Volatilität beim Strompreis
- o Zunahme der Marktunsicherheiten (Pandemie, Krieg, künstliche Beeinflussung durch die OPEC, usw.)
- o Bestehendes Druckmittel von Rohstoff liefernden Ländern gegenüber der EU und Verschlechterung bei der Zusammenarbeit (Russland, Iran, Libyen, usw.)
- o Kannibalisierungseffekt beim Strompreis bei Zunahme von Erneuerbaren Energien
- o Investitionsanreize gehen mit Zunahme der Erneuerbaren Energien und fallendem Strompreis wieder zurück
- o Europäische Klimaziele mit derzeitigem Modell nur schwer erreichbar

Tabelle 1: SWOT-Analyse

Nach Ausbruch der Energiekrise und mit zunehmendem Anstieg der Strompreise und damit verbundenem Druck auf die Bevölkerung, nahmen die Diskussionen zwischen Experten, Regierungen und zuständigen Behörden immer stärker zu. Es stellte sich dabei primär die Frage, wie die Stärken und Chancen des angewandten Pay-As-Clear Modell genutzt und die Schwächen und Risiken so gut wie möglich verringert werden können. Dabei wurden sowohl diverse Eingriffe in das Strommarktdesign und dessen Preismechanismus als auch gänzliche Reformbewegungen und eine damit verbundene Abkehr vom aktuellen Modell diskutiert. Im folgenden Kapitel werden einige dieser Änderungsvorschläge für den europäischen Strommarkt analysiert und so auf Realisierung und Umsetzung überprüft.

4.2 Analyse alternativer Ansätze für den europäischen Strommarkt

Die Thematik der Veränderungen ist im modernen Strommarkt allgegenwärtig. Noch nie zuvor gab es jedoch solch großes Interesse, sowohl medial als auch direkt aus der Bevölkerung, zu den Änderungen und Eingriffen, welche von den Energieregulierungsbehörden und der Europäischen Kommission als nächstes entschieden werden. Damit scheint der Druck auf diese bereits dementsprechend hoch zu sein. In diesem Kapitel sollen die bisherigen Ideen, Vorschläge und Ansätze, welche von wissenschaftlichen Experten oder einzelnen Regierungen verkündet bzw. in manchen Ländern bereits aktiv umgesetzt wurden, näher begutachtet werden. Am Ende dieser Analyse soll eine Bewertung darüber erfolgen können, inwieweit das jeweilige Modell für den gesamten europäischen Strommarkt von zukünftiger Bedeutung sein könnte, oder ob es bereits von Beginn an ausgeschlossen werden kann.

Mit zunehmender Verzweiflung der einzelnen Regierungen wird händeringend nach verschiedenen Maßnahmen gesucht, welche die schwerwiegenden Folgen der Energiekrise abfedern können. Einige dieser Möglichkeiten richten sich dabei verstärkt auf den Gassektor, wie zum Beispiel eine Preisobergrenze für russisches Gas (vgl. Martin und Weder di Mauro, 2022) oder ein EU-Gaseinkaufskartell (vgl. Stoff et. al., 2022). Andere wiederum bevorzugen einen direkten und nachhaltigen Eingriff in das Strommarktdesign, worauf sich auch in weiterer Folge dieser Arbeit konzentriert werden soll. Da bereits unzählige Änderungsvorschläge veröffentlicht wurden, hat sich der Autor bei der Ausarbeitung auf die Analyse der seiner Ansicht nach relevantesten und am häufigsten diskutierten vier Modelle bzw. markttechnischen Eingriffe konzentriert, welche wie folgt lauten:

1. Durchschnittspreis-Modell (Strommarktdesign der Schweiz)
2. Gebotspreis-Modell (Pay-As-Bid)
3. Iberisches Modell
4. Griechisches Modell und Griechischer Vorschlag

4.2.1 Strommarktdesign der Schweiz (Durchschnittspreis-Modell)

Im Rahmen der Energiekrise wurde unter anderem das Strommarktdesign der Schweiz als möglicher Kandidat für die Ablöse des europäischen Modells ins Gespräch gebracht. So zum Beispiel vom niederösterreichischen Landeshauptfrau-Stellvertreter Schnabl, welcher mit einer Einführung des Schweizer Modells halbierende Strompreise in Österreich prognostizieren würde und entschlossene Markteingriffe als unabdingbar sieht.

„Ohne jede zusätzliche Maßnahme sinkt mit dem Schweizer Modell der Energiepreis sofort um mehr als die Hälfte.“ (Schnabl, 2022)

Diese und andere politisch motivierte Aussagen zur möglichen Verbesserung der Situation wurden seit Ausbruch der Energiekrise im Jahr 2021 jedoch in Vielzahl, sowohl von regierungsnahen als auch oppositionellen Politikern, von sich gegeben und müssen deshalb immer einer kritischen Beurteilung unterzogen werden. Aus diesem Grund soll folgend nun eine detaillierte Aufarbeitung des Schweizer Strommarktmodells, mit dessen Vor- und Nachteilen und einer realistischen Einschätzung für eine theoretische Anwendung in der Europäischen Union, erfolgen.

Grundlegend ist die Organisation des Schweizer Energiemarktes sehr ähnlich zu jenem der EU aufgebaut und hat mit diesem aufgrund der geografischen Lage dementsprechend viele Verbindungen. Das Übertragungsnetz der Schweiz ist mit insgesamt 41 Leitungen mit dem europäischen Verbundnetz verknüpft und übernimmt somit eine bedeutende Rolle als Transitland. (vgl. Swissgrid, 2022)

Laut Ausarbeitung der österreichischen Energieagentur mit Daten vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, weist die Schweiz eine Interconnection Rate (Transportkapazität) von knapp 60 % gegenüber der eigenen Durchschnittslast auf. Dies stellt zwar nur die Hälfte jener von Österreich dar, liegt jedoch doppelt bis sechsmal so hoch wie jene von den meisten anderen europäischen Staaten und macht die zentral in Europa gelegene Schweiz dadurch zu einem äußerst wichtigen Knotenpunkt im europäischen Stromfluss (vgl. AEA, 2022b, S. 16).

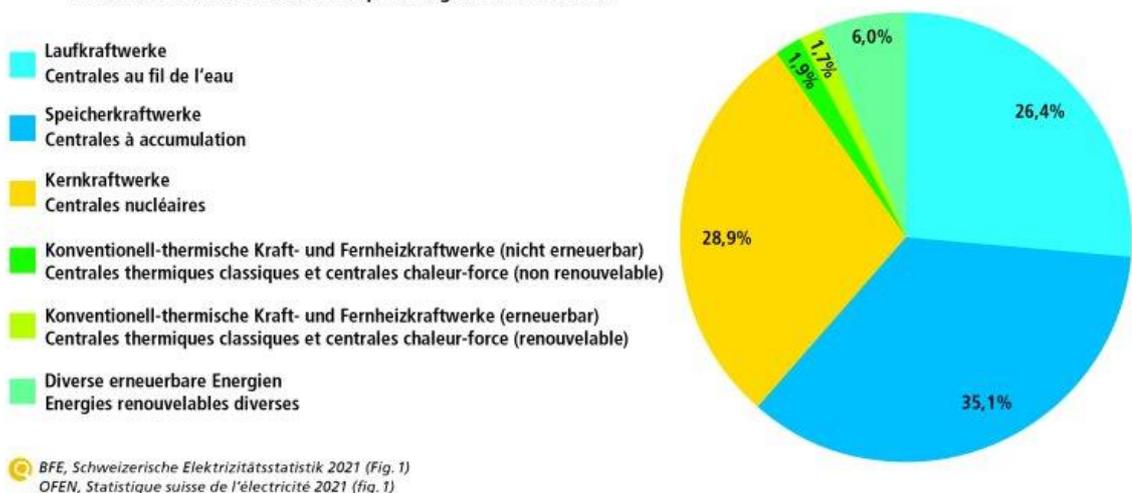
Trotz dieser so hoch vorhandenen Übertragungskapazitäten für den Stromdurchfluss in die umliegenden EU-Nachbarstaaten, ist die Schweiz kein Mitglied der gekoppelten europäischen Strommärkte, wie Abbildung 17 bereits darlegte. Dieser Umstand, welcher bislang an einer Übereinkunft für ein Stromabkommen zwischen den politischen Entscheidungsträgern scheiterte, würde aufgrund der fehlenden Kapazitätsberechnungen zu starken ungeplanten Stromflüssen durch das Schweizer Netzgebiet sorgen und dadurch erhöhte negative Auswirkungen auf die Netzsicherheit des Landes haben. Der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid konnte in Kooperation mit der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom, dem Schweizer Pendant der österreichischen Energieregulierungsbehörde

E-Control bzw. der deutschen Bundesnetzagentur, diesen Umstand bislang jedoch auf Basis von privatrechtlichen Verträgen mit den anderen ÜNBs provisorisch bereinigen. Stellt dies jedoch ihrer Ansicht nach auf Dauer keine adäquate Lösung dar. (vgl. Swissgrid, 2022)

Im Hinblick auf den eigenen Stromerzeugungsmix ist dieser in der Schweiz aufgrund der geografisch vorteilhaften Lage stark geprägt von Wasserkraft. So wurden im Jahr 2021 mehr als 60 % der Stromproduktion aus Lauf- und Speicherkraftwerken, knapp 30 % aus Kernkraftwerken, ca. 8 % aus Erneuerbaren Energien und nur etwa 2 % aus fossilen Erzeugungsanlagen, vorwiegend Erdgas, erzeugt. Damit ergibt sich bei der Eigenerzeugung ein sowohl auf Basis der Grenzkosten sehr günstiger, aber auch äußerst CO₂-armer Stromerzeugungsmix, wie Abbildung 20 nochmals verdeutlicht. Gegenüber der später in Abbildung 25 noch näher dargestellten Erzeugungsstruktur in den anderen EU-Ländern, kann die Schweiz mit Fokus auf die Umweltbelastungen aus der Stromerzeugung bereits jetzt als ein Vorbild im Kampf gegen den Klimawandel gesehen werden.

Abbildung 20: Stromerzeugungsmix der Schweiz im Jahr 2021

Fig. 1 Stromproduktion 2021 nach Kraftwerkategorien
Production d'électricité en 2021 par catégories de centrales



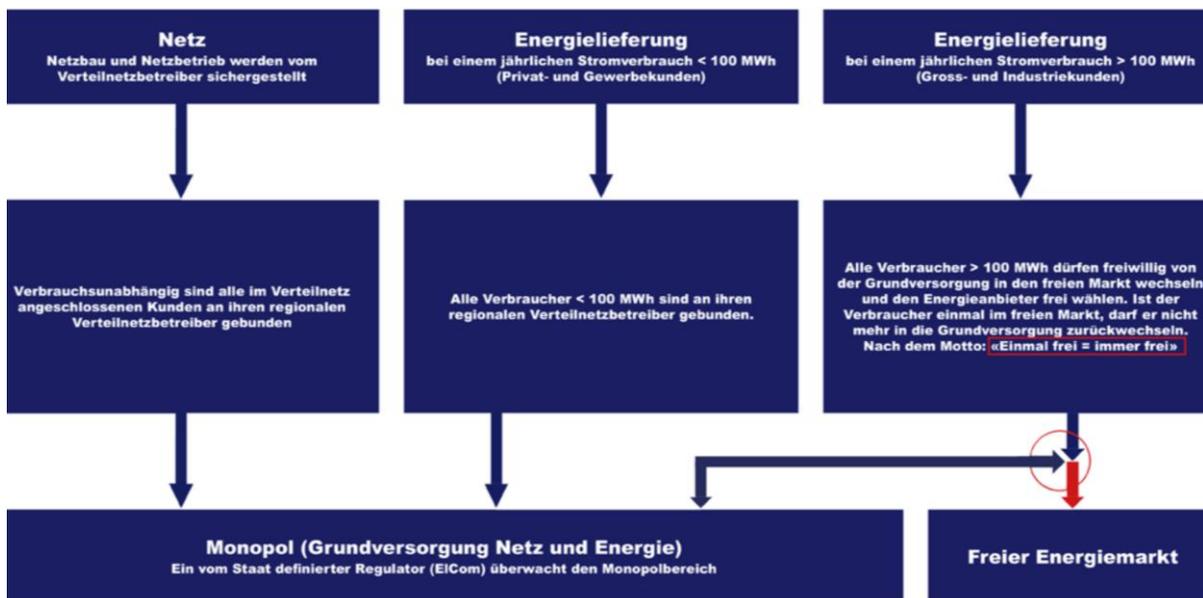
Quelle: <https://www.strom.ch/de/energiewissen/produktion-und-handel/produktion-strommix> [14.12.2022]

Passend zu dieser Stromerzeugungsstruktur hält die Schweiz an einem eigenen Mechanismus für die Strompreisberechnung fest, welcher im Laufe der Energiekrisen-Debatte 2022 des Öfteren als „Schweizer Modell“ Erwähnung fand. Grundlage für diese Preisbildung ist die Teilliberalisierung, welche sich der Schweizer Strommarkt im Jahr 2009 unterzog, nachdem sich in einer Volksbefragung im Jahr 2002 gegen eine vollständige Öffnung des Marktes, wie im Rest von Europa, entschieden wurde (vgl. Vuilleumier, 2022). Dabei wird in der Schweiz zwischen Stromverbrauchern mit mehr als 100.000 kWh jährlichem Stromverbrauch und allen anderen Endverbrauchern unterschieden. Erstgenannte stellen rund 0,8 Prozent der Abnehmer des Landes dar, diese können laut Regelung ihren Energieversorger

entweder frei wählen oder führen ihre Großhandelsgeschäfte selbst am freien Strommarkt durch, wobei jedoch gemäß Art. 11 Abs. 2 der Schweizer Stromversorgungsordnung der Grundsatz „einmal frei, immer frei“ gilt und ein aus dem regulierten Markt ausgetretenes Unternehmen nicht mehr in diesen zurückkehren kann. Sämtliche andere Verbraucher werden hingegen automatisch ihrem regionalen Netzbetreiber zur Grundversorgung zugeteilt, wie es vor der Liberalisierung zum Beispiel auch in Österreich und Deutschland der Fall war. (vgl. AEW, 2022)

Diese Vorgehensweise soll in Abbildung 21 nochmals verdeutlicht werden, wobei anhand des roten Pfeils signalisiert werden soll, dass ein Austritt aus dem regulierten Markt nur einmalig und unwiderruflich möglich ist.

Abbildung 21: Strommarktsituation in der Schweiz

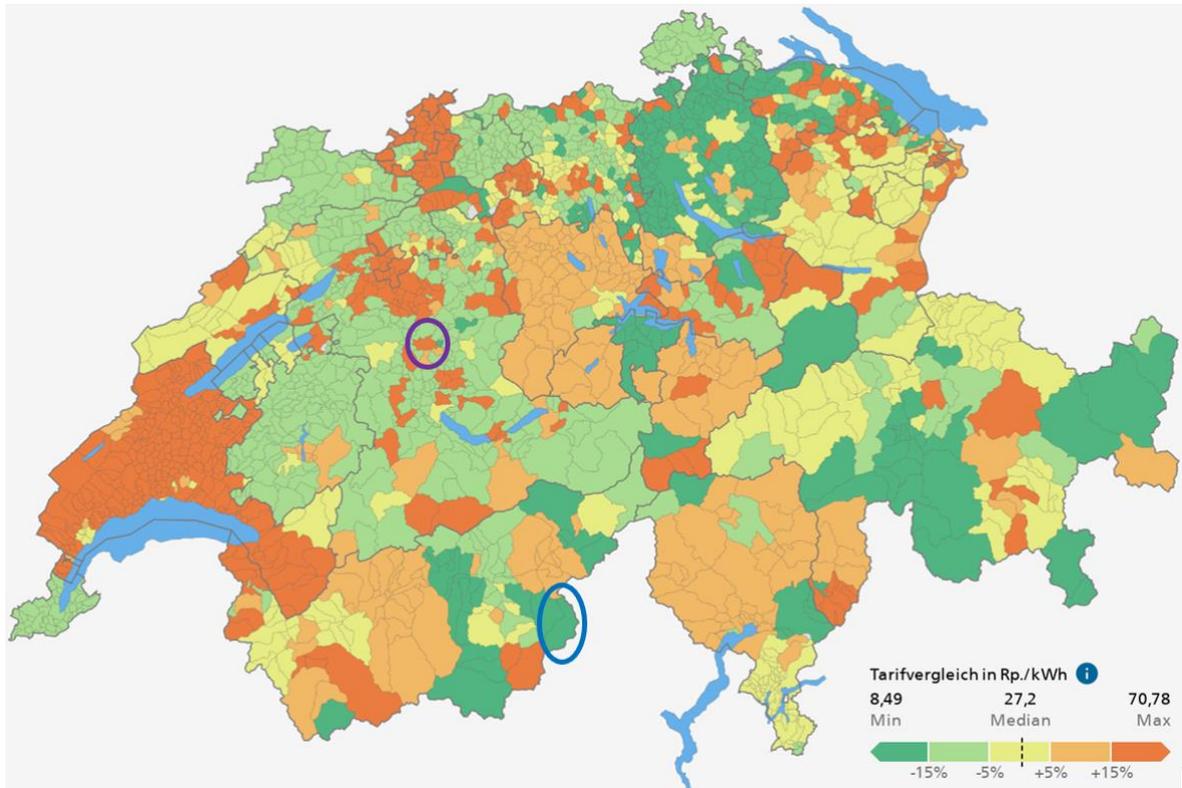


Quelle: AEW, 2022

Die Netzbetreiber, wovon es in der Schweiz insgesamt rund 630 verschiedene gibt, dürfen einmal jährlich den Strompreis für ihre Endkunden anpassen, müssen diese Änderung bis spätestens Ende August veröffentlichen und verpflichtend an die EICOM zur Überprüfung senden. Der Strompreis wird dabei von jedem Netzbetreiber auf Basis der Gestehungsvollkosten des eigenen Erzeugungsportfolios, der Netznutzungsentgelte und der Abgaben für Bund und Gemeinden berechnet. Werden neben der eigenen Erzeugung noch weitere Strommengen benötigt, um den regionalen Bedarf zu decken, müssen diese entweder OTC von anderen Schweizer Netzbetreibern oder über die Börse national bzw. aus den umliegenden EU-Staaten zugekauft werden, sofern dies die Leitungskapazitäten nach Vorgabe der Swissgrid noch erlauben. Dem Endkunden wird letztendlich jedoch nur jener Energiemix in Rechnung gestellt, der tatsächlich für den zuständigen Energieversorger im Durch-

schnitt, auf Basis der vorhin genannten drei Komponenten, anfällt („Durchschnittspreis-Modell“). Durch dieses Vorgehen ergeben sich je nach eigener Erzeugungsmöglichkeit zum Teil extreme Differenzen zwischen den regionalen Elektrizitätstarifen, wie sie in der Schweiz genannt werden und Abbildung 22 verdeutlicht. (vgl. Maag, 2021)

Abbildung 22: Strompreisregionen Schweiz 2023



Quelle: EICom, 2022

Dass die Strompreise innerhalb der Schweiz zum Teil erheblich variieren, wird anhand des Ergebnisses für das Jahr 2023 bewiesen, welches ergab, dass in der Gemeinde Zwischbergen im Kanton Wallis (blauer Kreis) der niedrigste Strompreis des Landes mit 8,49 Rappen pro kWh, hingegen in der Gemeinde Worb im Kanton Bern (violetter Kreis) der höchste Preis mit 70,78 Rappen pro kWh verrechnet wird. Ein Rappen liegt, Stand 16.12.2022, umgerechnet bei knapp einem Eurocent. Wie der Abbildung 22 entnommen werden kann, liegt der Mittelwert für den Strompreis in der Schweiz im Jahr 2023 bei 27,2 Rappen pro kWh, was einer Erhöhung um fast 30 % gegenüber dem Vorjahr entspricht (vgl. EICom, 2022). Verglichen mit Deutschland und Österreich, welche bereits im Jahr 2022 im Durchschnitt bei rund 36-37 Eurocent (vgl. Statista, 2022c & Stromliste.at, 2022) gelegen sind, Tendenz steigend, ergibt sich so eine deutliche Differenz, welche für das Schweizer Modell spricht. Nichtsdestotrotz wird dadurch deutlich, dass Regionen in der Eidgenossenschaft, welche aufgrund der geografischen Situation nicht die Möglichkeit für günstige Stromerzeugung haben, stark benachteiligt werden und sich dadurch eine Wettbewerbsverzerrung ergibt. Dies würde keinen Einklang mit den europäischen Werten der Gleichberechtigung und Solidarität finden.

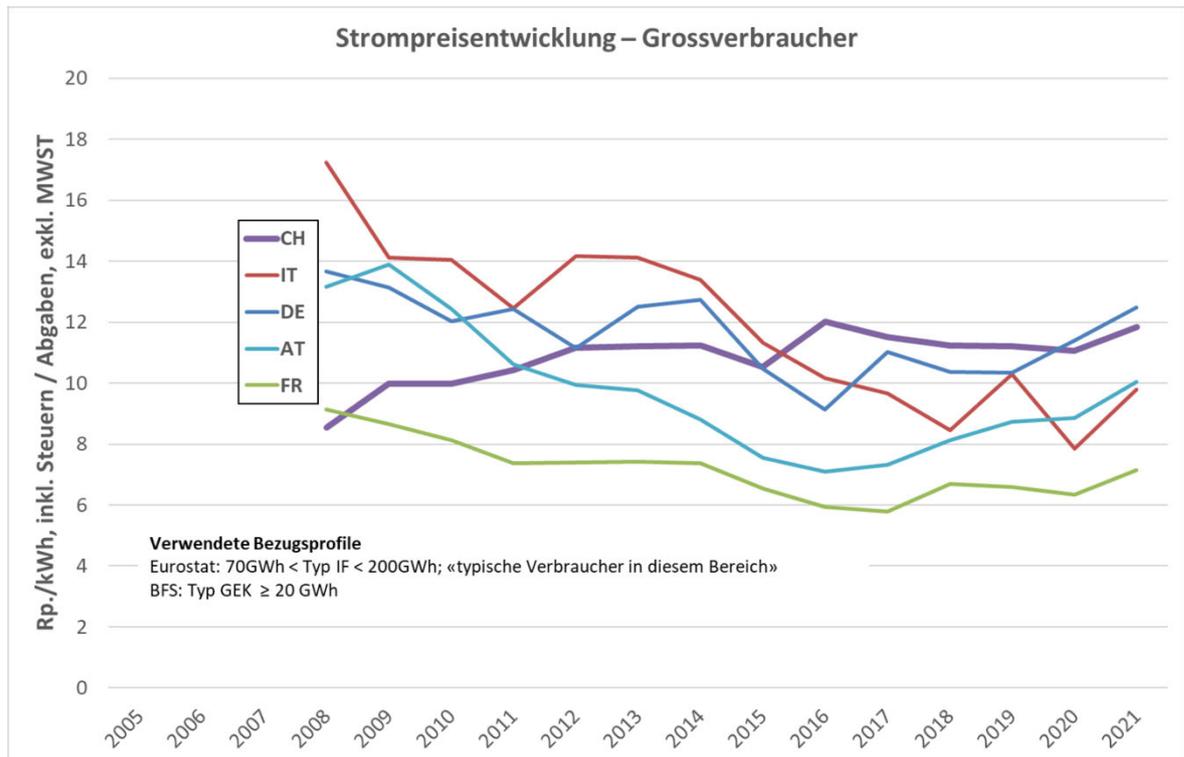
Auch im langjährigen Trend spiegeln sich die soeben dargestellten Fakten wider. So lag der endgültige Strompreis inklusive aller Nebenkosten für den durchschnittlichen Haushaltskunden in der Schweiz, in den vergangenen zehn Jahren, im Bereich rund um 20 Rappen/kWh. Wohingegen der durchschnittliche deutsche Haushaltskunde erst mit rund 50 % höheren Kosten, bei ca. 30 Cent/kWh, bedient wurde, wie Daten von Statista (2022b & 2022c) zeigen.

Dass rund 70 % der Schweizer Netzbetreiber selbst gar keinen Strom produzieren, wie Vuilleumier (2022) darlegt, sich der Endkundenpreis jedoch trotzdem auf diesem Niveau hält, liegt an der solidarischen Haltung der überwiegend in öffentlicher Hand befindlichen, drei systemrelevanten Stromversorger: Axpo, Alpiq und BKW. Diese stellen mit ihren großen Wasser- und Atomkraftwerken die Hauptversorgungsader des Landes dar und würden bei Ausfällen für deutliche Beeinträchtigungen in der Versorgungssicherheit sorgen. Deshalb gilt eine Strommangellage auch als das größte Risiko der Schweiz, wie das Bundesamt für Bevölkerungsschutz in ihrem Risikobericht darlegte (vgl. BABS, 2020). Wie auch in Österreich und Deutschland vor der vollständigen Umsetzung der Liberalisierung, scheint sich hier, unter anderem aufgrund der Gesellschafterstruktur, teilweise eine fehlende Effizienz abzuzeichnen. Diese hat sich möglicherweise aus dem Fehlen eines umkämpften Marktes, mit Angebot und Nachfrage, ergeben. Nur wenige Anbieter haben sich über die Jahre national, sowie international weiterentwickelt, wodurch eine zum Teil stark zentralisierte Stromproduktion aus nur wenigen Hauptakteuren entstand.

Trotz des Ergebnisses bei der Volksbefragung im Jahr 2002, wurde nun mittlerweile auf Basis eines neuen Stromversorgungsgesetzes, eine vollständige Öffnung des Marktes in Erwägung gezogen. Damit soll sich einerseits der EU angepasst und damit ein Stromabkommen sowie eine Marktkopplung bewirkt und andererseits die eigene Versorgungssicherheit erhöht werden (vgl. Vuilleumier, 2022). Dieses Vorhaben wird jedoch bereits seitens des Dachverbands der Schweizer Verteilnetzbetreiber scharf kritisiert (vgl. VESE, 2019, S. 1), weshalb das derzeitige Vorgehen mit einer Teilöffnung möglicherweise noch längere Zeit Bestand haben wird.

Widmet man sich nun diesem geöffneten Teil des Marktes, so fallen bei der Preisbildung sofort grundlegende Unterschiede auf. Zum einen bleiben die Netznutzungsabgaben weiterhin ein reguliertes Monopol und dementsprechend unverändert in ihrer Höhe. So gibt es jedoch hierbei keine Kontrolle beim Verlauf der Energiepreise durch die ElCom, welche im regulierten Markt die vom Netzbetreiber gemeldeten Strompreisentwicklungen beaufsichtigt. Sie kann „Erhöhungen untersagen oder Preise rückwirkend wieder absenken“, sofern diese aufgrund der jeweiligen Erzeugungs- und Beschaffungsstruktur nicht gerechtfertigt erscheinen (Maag, 2021). Dies spiegelt sich letztendlich auch in der Entwicklung des Strompreises für Großverbraucher wider, welcher im europäischen Vergleich in den vergangenen Jahren immer im absoluten Höchsfeld lag, wie Abbildung 23 aufzeigt. Um die Darstellung zu verdeutlichen, gilt es zu erwähnen, dass Deutschland und Italien bereits seit langer Zeit innerhalb der EU die teuersten Industriestrom-Länder sind und die Schweiz diesen preislich um nichts nachsteht. (vgl. GSS, 2021)

Abbildung 23: Strompreisentwicklung der Schweizer Großverbraucher



Quelle: GSS, 2021

Zum Teil dafür verantwortlich zeigt sich die Erzeugungsstruktur des Landes. Deckt diese, geprägt von Wasserkraftwerken, zwar den Bedarf in den Sommermonaten zum größten Teil ab, so muss etwa 40 % des Stromverbrauches im Winter importiert werden. Zukäufe am freien Markt, meist in europäischen Nachbarstaaten und ohne gegebener Marktkopplung, vor allem in Krisenzeiten wie 2021/2022, führen zu hohen Beschaffungskosten im Großhandel für Industriebetriebe und Netzbetreiber, die ihren Bedarf nicht selbst vollständig abdecken können. So ergeben sich die großen Verzerrungen auf der regulierten Seite und die hohen Industriestrompreise auf der liberalisierten Seite. Fehlerhafte Beschaffungsstrategien bei kleinen örtlichen Stromversorgern und unerfahrenen Unternehmen verschärfen die Situationen meist noch zusätzlich. (vgl. Vuilleumier, 2022)

Ein weiterer Aspekt, der sich im Strompreis niederspiegelt, sind die hohen Netzentgelte, welche in der Schweiz monopolistisch vom Netzbetreiber vorgegeben werden. Aufgrund der meist sehr kleinteilig strukturierten Verteilnetze und der großen Zahl an Betreibern muss in der Eidgenossenschaft eine im internationalen Vergleich überproportional hohe Netzgebühr bezahlt werden, wie das Bundesamt für Energie anmerkt (vgl. BFE, 2018, S. 2). Dies stellt sowohl kostenseitig als auch vom administrativen Aufwand einen deutlichen Nachteil im Schweizer Strommarktdesign dar, da so auch mit Zunahme von Erneuerbaren Energien und sinkenden Energiepreisen, ein nennenswerter Kostenfaktor unverändert bestehen bleibt.

Knaus et. al. (2022, ab Min. 29:00) konstatieren, dass eine Umsetzung des Schweizer Modells in der Europäischen Union sehr lange dauern dürfte, wenn man den Zeitraum bedenkt, in welchem die europäische Marktöffnung stattgefunden hat. Weiters sehen sie damit eine Rückabwicklung der gesamten Liberalisierung im Massekundensegment des Strommarktes einhergehen. Sie geben außerdem zu bedenken, dass mit der Enteignung von Kunden der bisherigen Stromlieferanten und einer Zuordnung zu regionalen Netzbetreibern, europäisches Recht gebrochen werden dürfte. Auch der bislang sehr gut funktionierende Stromaustausch über die Ländergrenzen hinweg, im Sinne der Marktkopplung, müsste womöglich verlassen werden, da dieses Modell mit ziemlicher Sicherheit, aufgrund der zum Teil nachteiligen geografischen Lage und damit verbundenen Erzeugungsstruktur, nicht in allen EU-Staaten umgesetzt werden würde. Wie bereits zuvor erwähnt, würde aufgrund der sehr unterschiedlichen Preislage und des sehr regional bezogenen Ansatzes, eine starke Wettbewerbsverzerrung innerhalb der Länder, aber auch zwischen den Staaten eintreten, wodurch mit diesem Strommarktdesign auch die europäische Solidarität und der dahinterstehende Grundgedanke hintergangen wird. Dieser Effekt dürfte in Krisenzeiten nicht von Vorteil sein.

Am Beispiel Österreich wäre Wien mit zentralen GuD-Anlagen, welche unter anderem den Fernwärmebedarf der Stadt abdecken müssen, im Gegensatz zum Rest des Landes, klar benachteiligt. Das Schweizer Modell ist im urbanen Bereich generell schwieriger umzusetzen, da hohe Energienachfrage auf ein räumlich begrenztes Angebot trifft. Nur wenige Großstädte könnten wohl ihren Bedarf mit verhältnismäßig günstigen Erzeugern abdecken (ausgenommen Atomstrom), meist sind zentralisierte Kraftwerke (neben Atom meist Kohle und Gas) dabei von Nöten. Die Schweiz profitiert in ihrem Strommarkt-Modell von einer guten Aufteilung der Einwohner über die ganze Landfläche hinweg. Obwohl das Land flächenmäßig nur weniger als halb so groß ist wie Österreich, hat es insgesamt jedoch fast gleich viele Einwohner. Mit Zürich hat die größte Stadt des Landes nur knapp 400.000 Einwohner, danach gibt es nur wenige mit 50.000-200.000 Einwohnern und eine größere Anzahl mit 10.000-50.000 Einwohnern. Das bedeutet, dass es in der Schweiz keine starke Zentralisierung der Bevölkerung gibt, womit ein dementsprechend gut aufgeteilter Energiebedarf vorherrscht. Im Gegensatz zu Österreich, wo in der Stadt Wien, auf nur 0,5 % der Fläche des Landes, 1,9 Millionen Einwohner und somit etwa 20 % der Bevölkerung lebt. Durch diese bessere Aufteilung und die vorteilhafte geographische Lage, kann eine regionale Energieversorgung anhand von vielen kleinen bis großen Wasserkraftwerken besser bewerkstelligt werden. So hat die Schweiz für ihr Strommarktdesign auch ein passendes Erzeugungsmodell über das ganze Land hinweg gespannt, welches es bei vielen anderen europäischen Staaten wohl eher so nicht geben könnte.

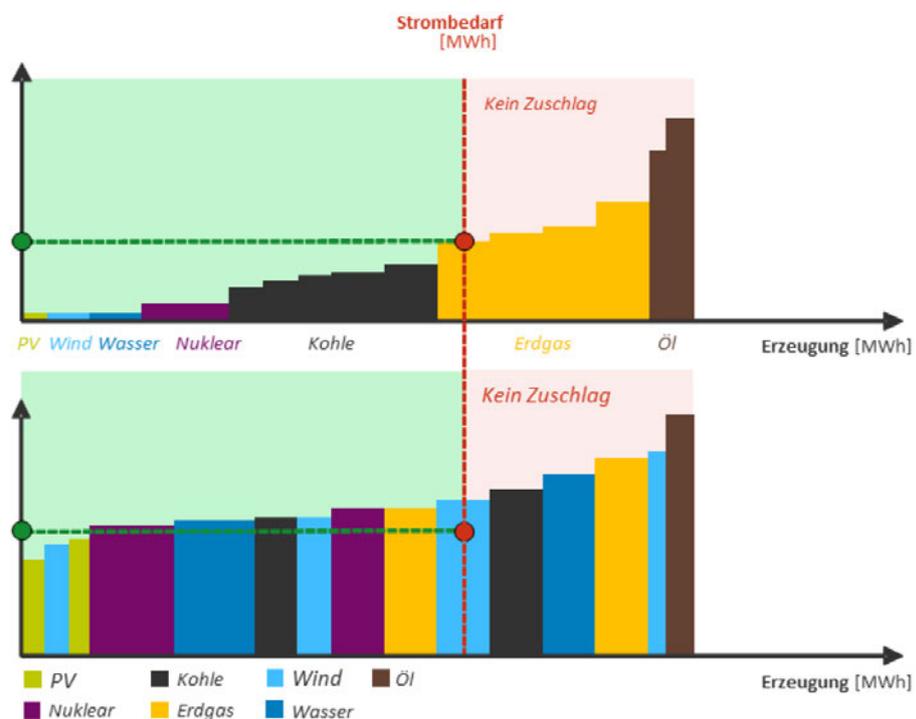
In Anbetracht des zukünftigen Erneuerbaren Energien Ausbaues dürfte vor allem die Berücksichtigung der Investitions- und Betriebskosten sowie Abschreibungen der einzelnen Kraftwerke, anhand der Gestehungsvollkosten, positiv zu werten sein. Dies stellt ein deutlich zukunftssträchtigeres Vorgehen als im aktuellen Strommarktdesign der EU dar. Weiters

stellt die Tatsache, dass der Strompreis nicht ausschließlich in Abhängigkeit von Rohstoffen, womit womöglich nur ein kleiner Teil der Stromerzeugung erfolgt, berechnet wird, einen erheblichen Vorteil im Verständnis und der Transparenz für den Endverbraucher und damit unter anderem auch der Bevölkerung dar. Dies könnte womöglich ein erster guter Ansatz im Rahmen einer möglichen Strommarkt-Reform der EU sein.

4.2.2 Pay-As-Bid Modell / Gebotspreis-Modell

Einer der am häufigsten gebrachten Vorschläge zur Änderung des Marktdesigns, ist die Umstellung vom Pay-As-Clear auf das Pay-As-Bid-Modell, welches auch als Gebotspreismodell bezeichnet wird. Dabei wird im Gegensatz zur derzeitigen uniform-pricing-Systematik nicht das letzte und teuerste Kraftwerk herangezogen, um den Strompreis für sämtliche Gebote zu bestimmen, sondern jeder getätigte Gebotszuschlag hat einen eigenen Preis, welchen der Verkäufer für die allokierte Strommenge festgelegt hat. Zum Börsenschluss wird der volumengewichtete Mittelwert aller zugeschlagenen Gebote bestimmt, welcher dann am Ende den offiziellen Marktpreis nach außen hin darstellt, wie Abbildung 24 aufzeigt. Es besteht somit eine Differenz zwischen den tatsächlich abgewickelten, einzelnen Gebotspreisen und dem veröffentlichten Börsenpreis.

Abbildung 24: Vergleich Pay-As-Clear und Pay-As-Bid-Modell



Quelle: AEA, 2022b, S. 22

Ginge man nun davon aus, dass die Gebotsstrategie der stromerzeugenden Energieversorger gleich zu bisher bliebe und die Gebote würden gemäß den Grenzkosten abgegeben werden, dann würde sich im Gegensatz zum Pay-As-Clear-Modell auch ein signifikanter

Unterschied des Börsenpreises ergeben. Dieser wäre infolgedessen deutlich niedriger. Für einen Laien in diesem Fachgebiet klingt dieses Modell somit wohl sinnvoller und logischer als der aktuelle Preisbildungsmechanismus, was auch der Grund dafür ist, wieso es nach Ausbruch der Energiekrise 2021/2022 vielmals in den Medien Erwähnung fand.

Dass dies jedoch nicht so einfach wäre, dieser Ansicht ist die Energieregulierungsbehörde ACER (2022, S. 19). Ihrer Analyse nach, gestützt unter anderem auch auf praktische Erfahrungen aus anderen Ländern, würde es unmittelbar nach der Umstellung vom Pay-As-Clear- zum Pay-As-Bid-Modell zu einer starken Änderung des Bieterverhaltens der Marktteilnehmer kommen. Für die anbietenden Stromerzeuger wäre es sehr einfach, ihre Gebotspreise gemäß einer Strategie des maximalen Deckungsbeitrages, inklusive eines angemessenen Risikoaufschlags, zu kalkulieren. Auf Basis von Erfahrungswerten der Vergangenheit zu saisonalen Stromverbrauchsmengen und öffentlich zugänglichen Daten von Kraftwerksverfügbarkeiten können die Energieversorger ihre Gebotspreise für Erzeugungsanlagen mit niedrigen Grenzkosten dementsprechend variieren und höher oder niedriger ansetzen, sodass sie einerseits sicher vom Markt bezuschlagt werden und andererseits einen maximalen Deckungsbeitrag erbringen.

So wäre der Verkaufspreis in kälteren Monaten, bei Bedarf von fossilen Kraftwerks-Einsätzen, in etwa genauso hoch wie im aktuellen Pay-As-Clear-Modell und in wärmeren Monaten würden sich „größere Marktunsicherheiten aufgrund der höheren Risiken für alle Marktteilnehmer“ ergeben. „Kurz- und auch mittelfristig wäre mit einem Anstieg der Endkundenpreise zu rechnen.“ (Senoner et. al., 2022).

Es kann weiters davon ausgegangen werden, dass sich je nach Risikoaffinität und Strategie der einzelnen Marktteilnehmer die Reihenfolge der erzeugenden Kraftwerke dadurch ändert und nicht mehr nach den Erzeugungskosten der Merit-Order erfolgt bzw. diese nicht mehr wiedergegeben wird. Dadurch besteht die Möglichkeit und das Risiko, dass günstige, verfügbare Energietechnologien, welche CO₂-frei Strom erzeugen könnten, aufgrund von Fehlkalkulationen der Marktteilnehmer, nicht bezuschlagt werden und stattdessen fossile Energieträger zum Einsatz kommen (vgl. AEA, 2022b, S. 22 & 23).

Auch das Problem des fortschreitenden Ausbaues von Erneuerbaren Energien und dem damit verbundenen möglichen Preisverfall, wie in Kapitel 4.1.2 beschrieben, würde sich mit diesem Modell nicht lösen lassen. Senoner et. al. (2022) vermuten dabei eher das Gegenteil, sodass durch Zunahme von Erneuerbaren Energieträgern die Strompreise auch im Pay-As-Bid-Modell auf Dauer fallend sein dürften, da preistreibende Gaskraftwerke wegfallen und aufgrund des hohen Wettbewerbs, Investitionskosten der Erneuerbaren Energien möglicherweise nicht mehr vollständig in den Gebotspreisen abgebildet werden können. Dieses Risiko würde Energieversorger zunehmend vor weiteren Investitionen abhalten und der Bedarf nach höheren Förderungen würde damit verbunden aufkommen, ansonsten „wäre die Verlangsamung des erneuerbaren Ausbaus eine mögliche Konsequenz einer Systemumstellung“ (Senoner et. al., 2022).

Die Austrian Energy Agency wiederum sieht die Preisentwicklung bei Umsetzung des Pay-As-Bid-Modells eher in die gegensätzliche Richtung zur Ansicht von Senoner et. al. Sie konstatieren in ihrer Studie, dass die Möglichkeit und Gefahr bestehe, dass

„in sog. ‚stillschweigender Übereinkunft‘, d.h. auch ohne explizite Absprachen, langfristig sogar höhere Preise durchgesetzt werden können. Da die Transparenz des Gebotsverhaltens, z. B. die Zuordenbarkeit von Gebotshöhen zu Erzeugungstechnologien, verloren ginge, ist auch der Nachweis einer solchen Erhöhung durch ein Marktmonitoring mit geänderter Zuschlagsregel zunehmend schwerer leistbar.“
(AEA, 2022b, S. 23)

Auf Basis dieser Tatsache wäre ihrer Ansicht nach jedoch ein Gesetzesbruch mit der EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-richtlinie, Kapitel II, Artikel 3, gegeben, wo festgeschrieben steht, dass

- *„Preise auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage gebildet werden,*
 - *die freie Preisbildung begünstigt wird, sowie*
 - *die Marktvorschriften geeignete Investitionsanreize in Erzeugung liefern.“*
- (AEA, 2022b, S. 23 mit Primärquelle aus Eur-Lex, 2019)

Hierbei sieht die Austrian Energy Agency eine große Diskrepanz mit den oben angeführten, möglichen Markt- und Preisverzerrungen, woraus sich wiederum eine Unsicherheit für Investoren ergeben würde und es dadurch aufgrund von Verstößen gegen die Grundvoraussetzungen zu Klagen gegen die Umsetzung des Pay-As-Bid-Modells kommen könnte.

Senoner et. al. (2022) verbinden das Thema der Marktverzerrung zugleich mit einer höheren Volatilität im Stromnetz, was ihrer Meinung nach wiederum zu Bedenken einer abnehmenden Versorgungssicherheit führen würde. Generell sehen sie bei Umsetzung eines Pay-As-Bid-Preismechanismus eine Schwächung des ansonsten bisher effizient funktionierenden europäischen Strommarktes, welcher den Wettbewerb beeinträchtigt und auf Basis der bisher dargelegten Behauptungen mehr Nachteile als Vorteile mit sich bringen würde.

In Anbetracht der Energiekrise 2021/2022 wäre die Umsetzung des Gebotspreis-Modells außerdem auch keine schnelle Hilfsmaßnahme für die Endkunden, da sie etliche legislative Hürden und Gesetzesänderungen auf EU-Ebene bedürfen würde und eher in einem realistischen Zeitraum von mehreren Jahren umzusetzen wäre (vgl. AEA, 2022b, S. 24).

4.2.3 Iberisches Modell

Ein weiterer Vorschlag für eine Änderung des Preissetzungsmechanismus, welcher in der Energiekrise 2021/2022 aufgekommen ist und auch bereits tatsächlich in der Realität umgesetzt wurde, ist das Iberische Modell. Wie der Name bereits verrät, handelt es sich dabei um die Länder Spanien und Portugal, welche trotz ihrer Zugehörigkeit zum EU-Elektrizitätsbinnenmarkt eine eigenständige Maßnahme gegen die stark gestiegenen Strompreise entwickelt und umgesetzt haben. Auch wenn diese Änderung vorläufig lediglich für ein Jahr begrenzt ist, mussten zahlreiche Diskussionen darüber geführt werden, bis die Europäische Kommission letztendlich am 8. Juni 2022 die Freigabe für die Umsetzung erteilt hat. (vgl. Europäische Kommission, 2022)

Ziel des Modells ist es, anhand eines variablen Preisabschlages für fossile Stromerzeuger, den Strompreis vom Gaspreis zu entkoppeln. Es soll dabei jedoch nicht die Einsatzreihenfolge nach der Merit-Order-Systematik verändert werden, weshalb sämtliche Verkaufsgebote auf Basis der Grenzkosten von fossilen Erzeugern (Öl-, Gas- und Kohlekraftwerke) um einen gleichen, fixen Abschlag reduziert werden. Das Grundgerüst des derzeitigen Marktdesigns, die Abfolge nach der Merit-Order in Kombination mit dem Einheitspreisverfahren, kommt somit weiterhin zum Tragen, wenn auch die Entstehung des Grenzpreises am Ende eine andere ist, wie folgend noch näher aufgezeigt werden wird.

Die Logik hinter dem Iberischen Modell ist ein stufenweise anzuhebender Gaspreisdeckel, welcher im Beispiel von Portugal und Spanien zu Beginn mit einem Fixpreis von 40 Euro pro Megawattstunde (MWh) festgelegt wurde und später auf bis zu 70 Euro angehoben werden soll. „Die Differenz zwischen diesem Preis und dem tatsächlichen Großhandelspreis für Gas wird, um einen Effizienzfaktor bereinigt, den Betreibern von Gaskraftwerken im Nachhinein abgegolten.“ (Oesterreichsenergie, 2022c)

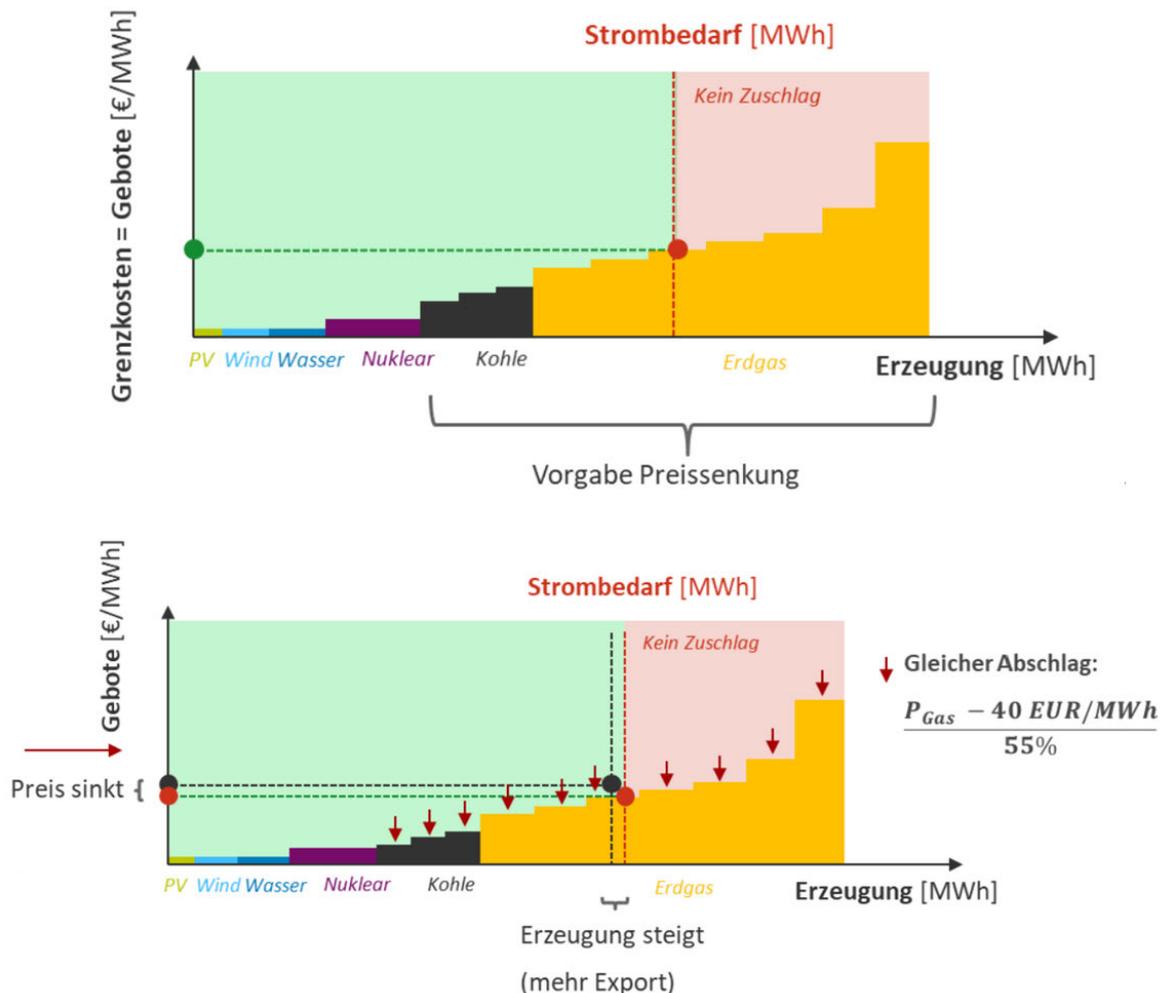
Umso höher der Preis des einzusetzenden Energieträgers an der Börse ist, desto höher fällt im Endeffekt auch der Abschlag auf die Stromgebote aus, wodurch diese eine gewisse Stabilität bekommen sollen. Die Berechnung des variablen Abschlages ergibt sich dabei aus dem DayAhead-Gaspreis an der Börse, abzüglich den gedeckelten 40 Euro pro MWh und korrigiert um einen durchschnittlichen Wirkungsgrad fossiler Kraftwerke von 55 %, womit die Berechnungsformel wie folgt lautet:

$$P_{\text{GebotStrom}}^{\text{neu}} = P_{\text{GebotStrom}}^{\text{alt}} - \frac{P_{\text{Gas}} - 40 \text{ EUR/MWh}}{55\%}$$

(AEA, 2022b, S. 9).

Wie nun in Abbildung 25 dargestellt ist, bewirkt die Senkung der einzelnen Gebote aus fossiler Erzeugung eine Reduktion der Grenzkosten und damit einen sinkenden Strompreis, wodurch der gewünschte Effekt dieses Modells eingetreten ist.

Abbildung 25: Wirkungsweise des Iberischen Modells auf die Merit-Order-Kurve

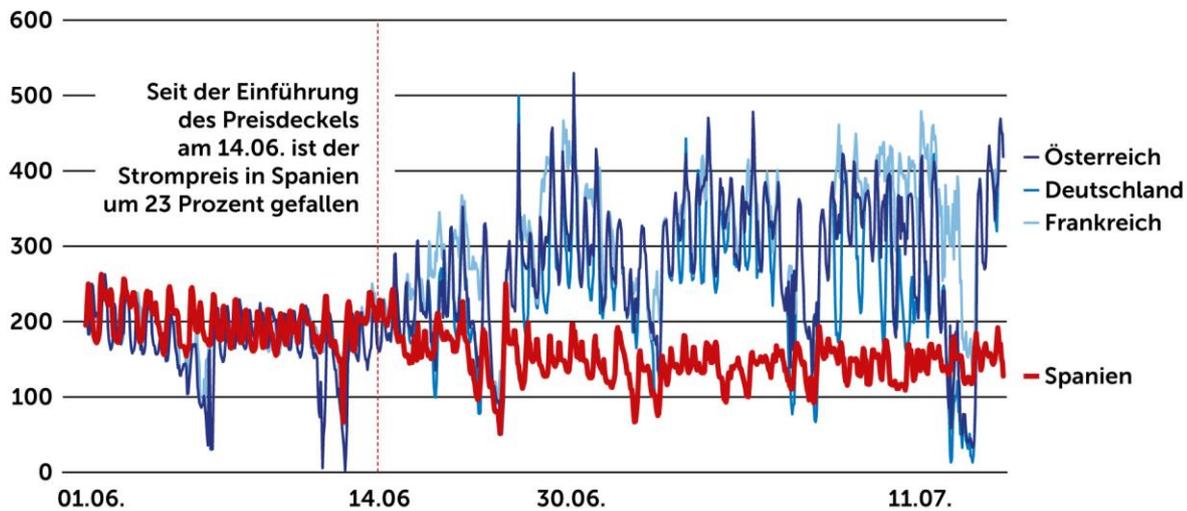


Quelle: AEA, 2022b, S. 9

Um diese Kosten jedoch nun zu refinanzieren, wird im Zuge eines Umlageverfahrens der kumulierte Gesamtabschlag über alle Gebote hinweg herangezogen und am Ende wieder auf alle Energieträger gleichermaßen aufgeteilt. Dadurch erwirtschaften zum Beispiel Energieerzeuger mit Erneuerbaren Energien, wessen Grenzkosten nahe null sind, weniger Rendite als vor der Umlagemaßnahme. (vgl. AEA, 2022b, S. 9) Dieses System schaffte es in den beiden beteiligten Ländern die Stromkosten bereits in den ersten Monaten wesentlich zu verringern und brachte auch den Endkunden eine deutliche Ersparnis im Vergleich mit anderen europäischen Ländern, wie Abbildung 26 zeigt.

Abbildung 26: Vergleich Iberisches Modell mit alter Systematik aus anderen Ländern

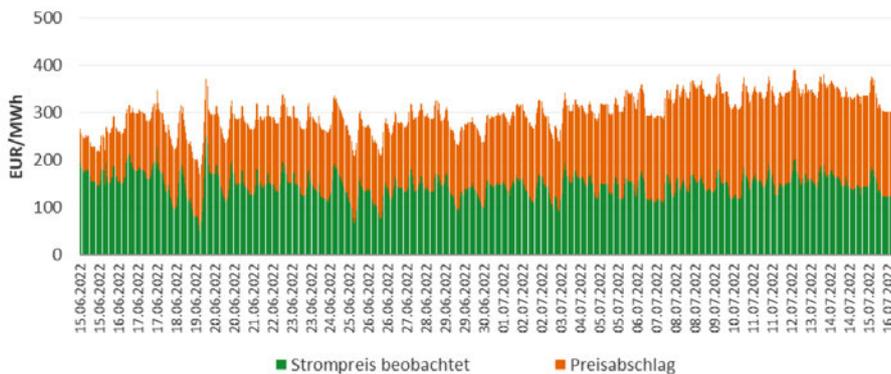
– Entwicklung der Spotmarkt-Preise in Spanien, in Euro pro MWh



Quelle: <https://www.agenda-austria.at/grafiken/preisdeckel-in-spanien-bringt-nur-leichte-entlastung/> [15.11.2022]

Auch das spanische Wirtschaftsministerium Miteco (2022, S. 4) schrieb in ihrer Aussendung zur Wirkung des Modells, dass sich der Strompreis im Monat Juni zwischen 45-55 % bzw. 120-160 €/MWh unterhalb des Niveaus von anderen EU-Staaten befand, was für den Endkunden nach Anpassung aller Kosten immer noch eine Ersparnis zwischen 26-84 €/MWh darstellt. Diese Aussagen decken sich auch mit der Auswertung der Austrian Energy Agency, welche mit Daten des iberischen Gasmarktbetreibers Mibgas und des Strommarktbetreibers OMIE durchgeführt wurde und in Abbildung 27 dargestellt ist.

Abbildung 27: Entwicklung Strom-Spotpreis ein Monat nach Modell-Einführung



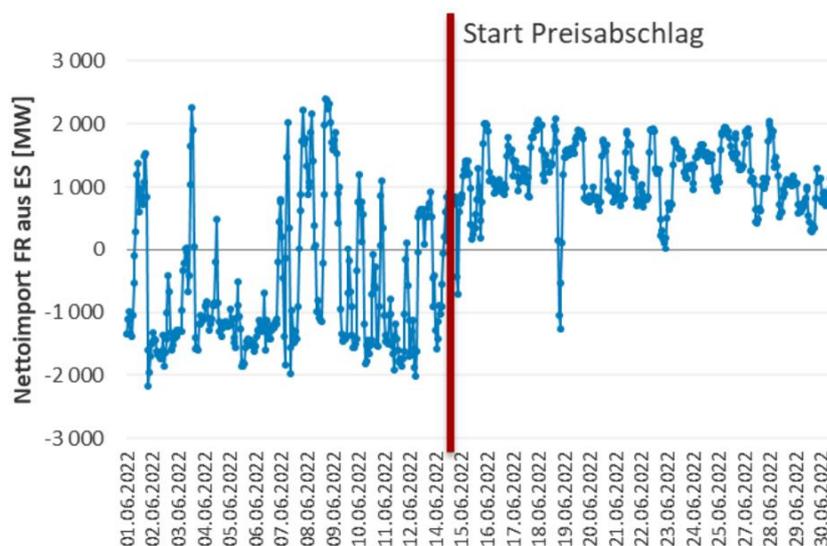
Quelle: AEA, 2022b, S. 12

Dass dieses Modell jedoch nicht nur Vorteile hat, kann unter anderem am Gasverbrauch Spaniens abgelesen werden. So hat Spanien laut Aussendung von Miteco (2022b), Stand

November 2022, zwar einerseits auf Jahressicht einen Rückgang von 19 % bei der Gasnachfrage und 5,7% bei der Stromnachfrage verzeichnet, so wurde hingegen um knapp 88 % mehr Gas für die Stromerzeugung genutzt als im Jahr davor. (vgl. Dahms, 2022) In Anbetracht des deutlich schlechteren Wirkungsgrades von Gas zur Stromgewinnung im Gegensatz zur reinen Wärmeerzeugung und dem zusätzlichen Ausstoß von CO₂, hat das Land im Hinblick auf die Klimaziele der EU wohl einen Schritt zurück gemacht. Es kann somit also behauptet werden, dass dieser Eingriff in das Marktmodell und das zugrundeliegende Preissignal keinen Anreiz für den Markt schafft, um im Sinne der Stromerzeugung effizienter und damit klimaschonender zu werden.

Dass dieser Verbrauch jedoch nicht nur Spanien zuzurechnen ist und das Land in dieser Angelegenheit Solidarität zu seinen Nachbarländern beweist, darauf weist das Wirtschaftsministerium in ihrer Aussendung ebenfalls eindeutig hin. Es wird darin konstatiert, dass seit Umsetzung des Iberischen Modells 44 % der in Gaskraftwerken erzeugten Elektrizität exportiert worden sind, wobei vor allem Frankreich als Nutznießer gilt. Waren die Stromkapazitätsaustausche zwischen Spanien und Frankreich in der Vergangenheit größtenteils von Importen geprägt, so hat sich dies mit Einführung des Iberischen Modells grundlegend geändert, wie Abbildung 28 zeigt. Frankreich nützt die Subventionierung und Umverteilung des neuen Modells im Nachbarland somit aus, um selbst an günstigere Stromkapazitäten zu kommen. Damit sollen vor allem auch die betriebstechnischen Probleme bei Atomkraftwerken und die anhaltenden Dürreperioden im Land, welche zu eingeschränkter Wasserkrafterzeugung geführt haben, ausgeglichen werden. (vgl. Miteco, 2022b)

Abbildung 28: Stromflüsse Spanien – Frankreich Beispiel Juni 2022



Quelle: AEA, 2022b, S. 13 mit Daten von <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show>

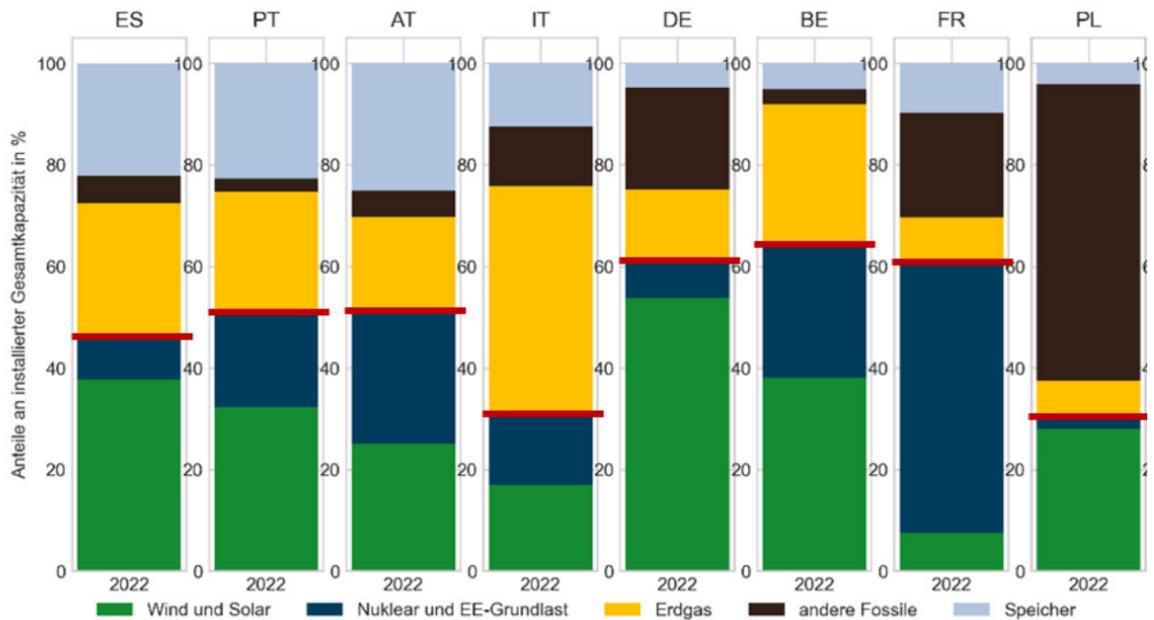
Spanien und Portugal, als Iberische Halbinsel, stellt energietechnisch eine Besonderheit in Europa dar. Pochen zwar Politiker aus vielen anderen Ländern, wie unter anderem der österreichische Bundeskanzler Nehammer (vgl. Parlament Österreich, 2022), ebenfalls auf eine rasche Weiterentwicklung und Umsetzung dieses Modells in ihrem Netzgebiet, dürfte sich dies jedoch nur verhältnismäßig schwierig ohne größere Marktverzerrungen durchführen lassen.

Portugal und Spanien durften laut EU-Kommission ihr Modell deshalb umsetzen, da die Leitungskapazitäten in den einzig angrenzenden EU-Nachbarstaat Frankreich verhältnismäßig schwach ausgeführt sind und deshalb im Wettbewerb des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes keine Verzerrung der Marktverhältnisse zu befürchten ist. Spanien musste weiters zustimmen, den grenzüberschreitenden Handel trotz Abflüssen von subventionierten Strommengen nicht gänzlich zu unterbinden, um andere europäische Verbraucher nicht zu diskriminieren. (vgl. Europäische Kommission, 2022) Dass die Kapazitäten der Verbindungsleitungen seit Umsetzung des Eingriffes jedoch sehr wohl abgenommen haben bzw. eingeschränkt wurden, dies zeigen Daten des spanischen Netzbetreibers OMIE, welche von Eicke et. al. (2022) ausgewertet wurden und diese mit insgesamt 32 % Reduktion beziffern.

Diese Bedingung wäre bei einem Alleingang eines anderen europäischen Landes, aufgrund der geografischen Lage und der dementsprechenden Vernetzung im europäischen Netzverbund, so gut wie unmöglich, wie Abbildung 30 später auch grafisch darstellt. Eine Subventionierung und Umverteilung am Beispiel von Österreich würde dazu führen, dass sämtliche Nachbarstaaten massive Stromkäufe in Österreich tätigen würden, wodurch große Abflüsse auf Kosten der österreichischen Verbraucher stattfinden würden, wie Kluge (2022) festhält.

Aber auch eine Umsetzung auf europäischer Ebene ist in Anbetracht der Erzeugungsstruktur schwierig, da ein grundlegender Unterschied zwischen der iberischen Halbinsel und dem Rest der Europäischen Union besteht, wie die Austrian Energy Agency in ihrer Studie mit Daten des europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, und dem Schweizer Bundesamt für Energie aufbereitet hat und in Abbildung 29 dargestellt wird. So zeigen Portugal und Spanien ziemlich gleiche Erzeugungsstrukturen auf, welchen Österreich stark ähnlich ist, haben jedoch so gut wie alle anderen EU-Länder einen völlig unterschiedlichen Stromerzeugungsmix, welcher bei einer großflächigen Umsetzung des Iberischen Modells in der Europäischen Union zu deutlichen Marktverzerrungen führen würde (vgl. AEA, 2022b, S. 15).

Abbildung 29: Erzeugungsmix in der europäischen Union



Quelle: In Anlehnung an AEA, 2022b, S. 15 mit Daten von <https://transparency.entsoe.eu/> und <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home.html>

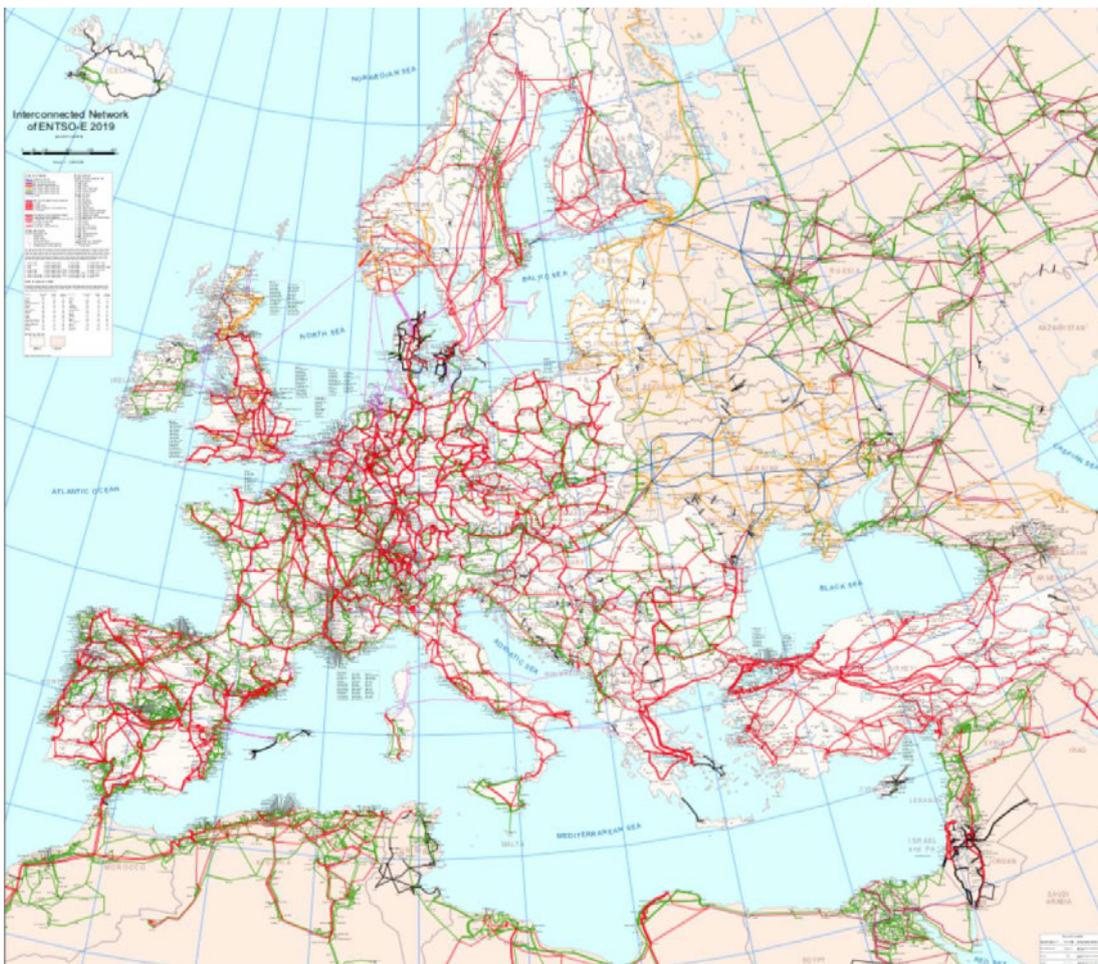
So würde die Umsetzung des Modells im Rest von Europa unterschiedliche Auswirkungen haben. Am Beispiel von Italien oder Polen würde ein hoher Anteil an fossilen Energieträgern auf einen weit geringeren Anteil an Erneuerbaren Energien treffen. Dadurch kann die Reduktion der fossilen Brennstoffkosten nur auf einen verhältnismäßig geringen Teil an Stromerzeugern mit niedrigen Grenzkosten umgelegt werden, was bedeutet, dass sich die Strompreise in diesen Ländern insgesamt nur geringfügig reduzieren lassen würden und das Potential der Subventionierung deutlich abnimmt. Im Gegensatz dazu gäbe es in Ländern mit hohem Erneuerbaren Energien Anteil, wie zum Beispiel Deutschland, weit höhere Reduktionspotentiale und die Umverteilung würde deutlich stärker wirken. (vgl. AEA, 2022b, S. 17)

Aufgrund dieser Differenzen muss jedoch wieder auf die bereits beschriebene Problematik des Stromabflusses in die angrenzenden Nachbarstaaten hingewiesen werden, wodurch eine Quersubventionierung zwischen den europäischen Ländern stattfinden würde und sich das Reduktionspotential über ganz Europa stark relativieren würde. Weiters ist mit der oben beschriebenen Thematik des Mehrverbrauches an fossilen Energieträgern und einer theoretischen Umsetzung des Modells über ganz Europa auch mit einer signifikanten Auswirkung auf die fossilen Rohstoffpreise zu rechnen. Aufgrund der LNG-Importmöglichkeiten auf der iberischen Halbinsel haben die beiden Länder beim Energieträger Gas bisher keine nennenswerten Engpässe verzeichnet. Ganz anders würde dies jedoch in Nordwest- und Osteuropa aussehen, wo Pipeline-Kapazitäten, abgesehen nach Russland, bereits ausgelastet sind und LNG-Importterminals keine weiteren Lieferungen mehr abwickeln können. (vgl. Heller, 2022).

Eine europaweite Umsetzung würde die Rohstoff-Knappheiten somit weiter steigern, wodurch sich eine Entwicklung in Gang setzt, bei der sich die Einsparungen durch die Umverteilung und Subventionierung größtenteils selbst erodieren würden.

Der iberische Eingriff in das Strommarktdesign stellt grundlegend ein äußerst durchdachtes Interventionsmodell dar, bei dem bei gegebenen Voraussetzungen ein guter Ansatz gesehen werden kann, um Verbraucher zu entlasten. Es dürfte jedoch kein Allheilmittel im Kampf gegen die enormen Energiepreise im europäischen Raum darstellen, wenn bedacht wird, dass die grundlegenden Erfordernisse für ein sinnvolles Funktionieren ein schwacher bzw. geringer Netzverbund mit den Nachbarländern und ein uneingeschränkter Gasmarkt sind. Ersteres ist nicht gegeben, wie Abbildung 30 zeigt, und letzteres ist auf absehbare Zeit wohl nicht zu erwarten, wodurch eine Umsetzung des Modells, ohne jegliche Anpassung, wohl undenkbar erscheint, ohne bereits im Vorfeld zum Scheitern verurteilt zu sein. (vgl. Eicke et. al., 2022)

Abbildung 30: Europäischer Stromnetzverbund



Quelle: <https://www.entsoe.eu/data/map/downloads/>

Weiters müsste auch die am Anfang des Kapitels 3.2.2 angesprochene Thematik der Terminmarktgeschäfte neu ausgearbeitet werden. So konzentriert sich das Iberische Modell

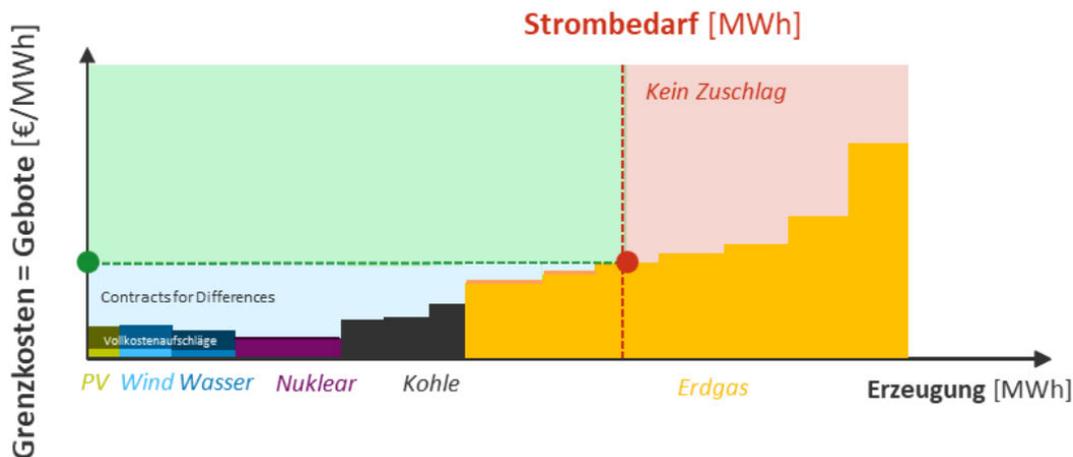
nur auf den Spotmarkt, entstehen jedoch durch die Eingriffe in den Markt Differenzen zu den ursprünglichen Preisannahmen im Sinne der Grenzkostenberechnung. Diese sind vom Volumen her auf der iberischen Halbinsel noch überschaubar, wären sie jedoch über ganz Europa gesehen deutlich relevanter, länderübergreifend umfassender und würden je nach Land bzw. vermutlich je nach Energieversorger zu starken Unterschieden beim Strompreis des Endkunden führen. Dadurch könnte wiederum eine Marktverzerrung stattfinden. Durch geringere Anreize für Absicherungen auf Terminmärkte könnte es außerdem zu illiquiden Future-Märkten kommen und Unternehmen, welche sich bereits langfristig mit Strom abgesichert haben, würden im Sinne der Fairness staatliche Unterstützung verlangen, wie Hirth und Maurer (2022) konstatieren.

4.2.4 Griechenland: Aktuelles Modell und neuer Vorschlag

Ein weiterer interessanter Vorschlag für eine Veränderung des Marktdesigns wurde von der griechischen Regierung vorgebracht. Das Land hat sich bereits im November 2021 für einen teilweisen Alleingang entschieden, welchem von der europäischen Kommission nach Prüfung auf Marktverzerrungen zugestimmt wurde. Griechenland hat einen vorerst bis Ende Mai 2023 laufenden Umverteilungsmechanismus eingeführt, welcher die hohen Gewinne von Stromerzeugern mit Erneuerbaren Energien auf die Endkunden verteilt. (Europäische Kommission, 2022b)

Beim Ablauf der kurzfristigen Großhandelsgeschäfte gibt es dabei zum Rest von Europa keinen Unterschied. Die Preisgestaltung richtet sich dabei nach dem Pay-As-Clear-Modell, wie in Kapitel 4.1 beschrieben, wodurch in der Einsatzreihenfolge der Erzeugungstechnologien keine Änderung erfolgt. Auf Basis des Einheitspreisverfahrens ergibt sich folgend ein einheitlicher Strompreis anhand der Grenzkosten des teuersten, abgerufenen Erzeugers. Dadurch ist das faire Marktgeschehen im europäischen Raum gesichert. Der Umverteilungsmechanismus greift nun erst ein, nachdem die Strompreise für den darauffolgenden Tag feststehen („ex-post“). Es wird dabei auf die tatsächlich produzierenden Stromkapazitäten pro Erzeugungstechnologie geachtet und diesen von den Behörden entweder ein fixer Vollkostenwert in €/MWh, bei Erneuerbaren Technologien, oder ein an den variablen Kosten angepasster, berechneter Wert zugeschrieben. Wird der Strompreis des nächsten Tages nun auf Stundenbasis mit den vorgegebenen Referenzwerten abgeglichen, so entsteht bei einer positiven Differenz für den Energieerzeuger eine Abfuhrpflicht an den Staat bzw. bei einer negativen Differenz ein Ausgleich des Verlustes vom Staat an das EVU. Diese Vorgehensweise wird als „Contract for Difference“, kurz CfD, oder „Differenzvertrag“ bezeichnet und wird in Abbildung 31 versucht darzustellen (vgl. AEA, 2022b, S. 29).

Abbildung 31: Ex-post Umverteilungsmechanismus mit CfDs



Quelle: AEA, 2022b, S. 29

Mit dem positiven Saldo der CfDs können anschließend Sozialleistungen oder Subventionen für Endkunden geleistet werden, um die extremen Preissteigerungen der Energiekosten etwas abzufedern. Wie hoch die Referenzwerte behördlich festgelegt werden, stellt einen bedeutenden Faktor im Sinne des Investitionsanreizes dar. Vor allem die Berechnung für Bestandsanlagen von Wasserkraftwerken oder Atomkraftwerken, welche womöglich bereits zum Großteil abgeschrieben sind, im direkten Vergleich mit Neuinvestitionen, dürfte hier besonders herausfordernd sein. Kommt es dabei auf Dauer zu Preisen unterhalb der tatsächlichen Vollkosten von Neuanlagen, so dürfte der Ausbau von Erneuerbaren Energien vollkommen ins Stocken geraten. Es bedarf somit eines ausgewogenen Preisverhältnisses für jede Erzeugungstechnologie, um zukünftige Anreize zum Investieren zu schaffen, zugleich jedoch den Preis für den Endkunden so leistbar wie möglich zu gestalten.

Positiv wäre bei diesem Eingriff vor allem anzumerken, dass es wohl verhältnismäßig rasch umgesetzt werden könnte, wie Griechenland beweist. Wie schon beim Iberischen Modell hat man jedoch auch hier die große Problematik der geografischen Unterschiede des Verbundnetzes. Wie Abbildung 30 gezeigt hat, herrscht auch im Falle von Griechenland eine relativ schwache Netzanbindung zu den umliegenden Nachbarländern der EU, wodurch ein Alleingang hier möglich war. So kann man jedoch annehmen, dass im mitteleuropäischen Raum nur eine geschlossene, flächendeckende Umsetzung realistisch wäre. Ansonsten würden wohl sämtliche Energieerzeuger eines Landes versuchen, ihre Strommengen in die umliegenden Nachbarländer zu verkaufen, um damit der Abschöpfungsthematik und den Wegfall von hohen Renditen im Bereich der Erneuerbaren Energien, zu entgehen. Könnte man zwar auch auf diese Volumina die Anwendung der CfDs durchführen, muss jedoch damit gerechnet werden, dass die eigenen Energieversorgungsunternehmen auf Dauer einen erheblichen Wettbewerbsnachteil gegenüber ihren europäischen Mitbewerbern hätten. Dies dürfte zu weniger Investitionen von ausländischen Erzeugern im eigenen Land bzw.

zu mehr Kapitalabfluss aufgrund von Investitionen der eigenen Energieversorger im Ausland führen.

Warum Griechenland im EU-weiten Vergleich trotz Umsetzung des Umverteilungsmechanismus auch im Jahr 2022 unter den drei teuersten Strompreis-Ländern liegt, wie Daten der ENTSO-E (2022) zeigen, wird bei genauerer Betrachtung des Stromerzeugungsmix deutlich. Der Anteil von Erdgas lag im Jahr 2021 in Griechenland bei 53,9%, gegenüber Wind mit 22,3%, Braunkohle mit 13,4% und Solar mit 10,4% (vgl. Statista, 2022a). Dies lässt die Erzeugungsseite der Merit-Order in Griechenland überwiegend aus fossilen Energieträgern bestehen und sorgt bei stark steigenden Rohstoffpreisen zu hohen Grenzkosten und dementsprechend hohen Strommarktergebnissen. Der Effekt der Preisdämpfung durch den Umverteilungsmechanismus konnte dadurch nur geringe Wirkung zeigen.

Es ist deshalb wenig verwunderlich, dass vor allem die griechische Regierung im Rahmen einer Dringlichkeitssitzung der EU-Kommission am 26. Juli 2022 einen neuen Mechanismus zur Dämpfung der Strompreise und damit verbundener Entkopplung zum Gaspreis, vorgestellt hat, welcher seitdem als „Griechischer Vorschlag“ betitelt wird (vgl. Kurmayer, 2022).

Der Vorschlag zielt darauf ab, das Strommarktdesign in Europa grundlegend zu verändern. Dadurch sollen sowohl die extremen Preisvolatilitäten und -spitzen, durch Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen, geglättet werden, als auch eine Möglichkeit geschaffen werden, stabile und faire Preisniveaus für den zukünftigen Ausbau von Erneuerbaren Energien zu garantieren und damit weiterhin Investitionsanreize zu schaffen.

Das am 22. Juli 2022 von der griechischen Regierung an die Europäische Kommission vorab gesendete „Non-Paper“, erklärt dabei in groben Zügen, wie das System funktionieren würde. Auf vier Seiten wird dabei die Aufteilung des bisher allumfassenden Day-Ahead-Großhandelsmarktes und damit der Merit-Order beschrieben. Der erste Teil beinhaltet dabei sämtliche Technologien, welche auf Basis von niedrigen Grenzkosten Strom erzeugen können, worunter alle Erneuerbare Energien wie Wind-, Solar- und Wasserkraftwerke, aber auch Atomkraftwerke fallen würden. Auch GuD-Kraftwerke, welche in Wintermonaten aufgrund des Fernwärmeverbrauches im städtischen Bereich betrieben werden müssen, und durch Abwälzung von Kostenanteilen auf Fernwärmekunden die Strommengen günstiger anbieten können, oder Speichertechnologien hinter Erneuerbaren Anlagen würden in diese erste Kategorie fallen. Bei den GuD-Kraftwerken im ersten Abschnitt handelt es sich jedoch exakt um jene Strommengen, die in direkter Verbindung mit der Fernwärme-Bedarfsabdeckung stehen. Alles darüber hinaus kommt in den zweiten Teil, wo sich laut Aussendung der griechischen Regierung alle Kraftwerke mit fossilen Energieträgern wiederfinden, welche aufgrund der Spitzenlastabdeckung in der aktuellen Systematik für die extremen Preissteigerungen sorgen und mit Gas, Öl und Kohle betrieben werden. (vgl. AEA, 2022b, S. 31)

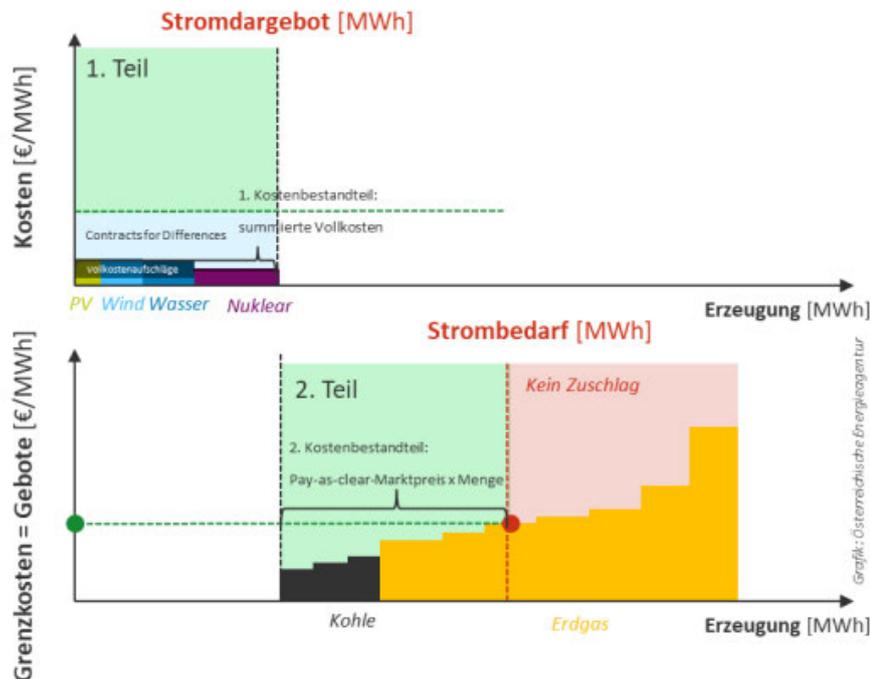
Die Preisgestaltung würde nun wie folgt funktionieren:

Sämtliche Erzeugungstechnologien des ersten Abschnittes werden, soweit technisch verfügbar, anhand ihrer volumenbasierten Angebote voll bezuschlagt und abgerufen. Dabei wird ihnen, wie bereits beim aktuellen griechischen Modell, die Erzeugung anhand von technologiebasierten Vollkostenwerten mittels Contracts for Differences abgegolten. Die Energieerzeuger sollen dadurch Preissicherheiten und somit Investitionsanreize erhalten, jedoch keine Übergewinne oder gar Verluste erzielen können. (Europäische Kommission, 2022c, S. 3)

Die Erzeugungsanlagen im zweiten Abschnitt hingegen werden im Volumen je nach weiterem Strombedarf bezuschlagt und folgen weiterhin der bisherigen Preissystematik nach dem Pay-As-Clear-Modell und der Merit-Order-Logik. Dadurch entstehen je nach Kraftwerkspark zwei unterschiedliche Strompreisgruppen für die Energieerzeugungsunternehmen, mit welchen sie technologiebasiert abgegolten werden.

Der offizielle Großhandelsbörsenpreis wird im Anschluss anhand eines volumengewichteten Mittelwertes aus beiden Teilabschnitten bestimmt, wie in Abbildung 32 dargestellt wird. So kann nach Ansicht der griechischen Regierung eine auf Dauer angelegte Preissystematik funktionieren, in der sowohl die Investitions- und Betriebskosten bei dargebotsabhängigen Erzeugern, als auch die variablen Rohstoffkosten bei flexiblen, bedarfsgesteuerten Anlagen mitbedacht werden. Es wird weiter konstatiert, dass durch dieses Vorgehen und dem aktuellen Stromerzeugungsmix in Europa ein Einsparungspotential von knapp 45 % bei den Strompreisen herrschen würde. (Europäische Kommission, 2022c, S. 4)

Abbildung 32: Zweiteilung der Merit-Order nach dem griechischen Vorschlag



Quelle: AEA, 2022b, S. 31

Dieses Modell stellt somit erstmals einen situationsgerechten und zukunftsbedachten Lösungsansatz dar, wie der europäische Strommarkt in den kommenden Jahren funktionieren könnte. Nach Ansicht des griechischen Premierministers Mitsotakis in einem Schreiben an die EU-Kommissionspräsidentin wären

„die Vorteile einer erfolgreichen Umsetzung dieser Idee [...] beträchtlich. Die wirtschaftlichen Vorteile für unsere Volkswirtschaften und Handelsbilanzen, die sich aus den niedrigeren Gas- und Strompreisen ergeben, würden höchstwahrscheinlich alle Ausgaben ausgleichen, die dieses Programm erfordern würde.“ (Mitsotakis, 2022)

Sind viele Vertreter der europäischen Länder, wie zum Beispiel aus Rumänien, Italien und Zypern sehr positiv gegenüber dem griechischen Vorschlag gestimmt, so gibt es jedoch auch negative Rückmeldungen zu vernehmen. Dies zeigt sich unter anderem an der Aussage des Energiewirtschaftsexperten Hirth, welcher die Meinung vertritt, dass dieses Modell die grundsätzliche Idee der Strommärkte, an welcher seit über 25 Jahren gearbeitet wird, vollständig rückgängig macht und die Preissignale auf der Nachfrageseite dadurch stark verwässert werden würden. (vgl. Kurmayer, 2022).

Die AEA sieht in ihrer Analyse weiters auch große Herausforderungen in der De-Anonymisierung des Marktes und der differenzierten Referenzwert-Festlegung von Neu- und Bestandsanlagen. Auch dass Erneuerbare Energien in diesem Modell in ihrer wirtschaftlichen Rentabilität begrenzt sind und damit mögliche Investitionshemmnisse von statten gehen, wird kritisiert. (vgl. AEA, 2022b, S. 32)

Zudem besteht die offene Frage, wie in einzelnen Stunden mit niedriger Netzlast und vollständiger Strombedarfsdeckung durch Erzeuger aus dem ersten Abschnitt, technisch umgegangen wird. Dies ergibt sich aus dem aktuellen Vorschlag noch nicht. Da im ersten Teil nur Angebotsmengen und keine Angebotspreise hinterlegt werden müssen, könnte eine Zuschlagung nach der Höhe des Referenzwertes greifen, was jedoch wieder Fragen in der technischen Umsetzbarkeit und der Systemstabilität aufwerfen könnte, so Knaus et. al. (2022, Min. 37:23).

Grundlegend können dem griechischen Vorschlag einige positive und interessante Überlegungen abgewonnen werden, welche durchaus diskussionswürdig erscheinen, wie auch Frankreichs Umweltministerin Pannier-Runacher und Deutschlands Minister für Wirtschaft und Klimaschutz Habeck anmerken (vgl. Kurmayer, 2022). So ist es jedoch in der derzeitigen Phase vermutlich noch zu früh, um aus dem vierseitigen „Non-Paper“ sämtliche Marktgegebenheiten ableiten zu können und bedarf alleine deshalb noch einer langjährigen Ausarbeitung und anschließenden Testphase. Für eine realistische Umsetzung müssten deshalb noch mehrere Jahre eingerechnet werden. Angesichts der sich rasch verändernden Erzeugungsstrukturen in Europa und der Abnahme von fossilen Energieträgern in den kommenden Jahren, erscheint eine Fokussierung auf ein vollkostenbasiertes Preismodell

durchaus erstrebenswert, um weiterhin Investitionsanreize zu schaffen. So sieht diesen Lösungsansatz unter anderem auch die österreichische Energieagentur, als sinnvoll an, welcher die zukünftigen Marktgegebenheiten gut adressieren könnte:

„Die Teilung in ‚verfügbare‘ und ‚flexible‘ Ressourcen könnte daher in einem System mit emissionsneutralen Kraftwerken (z. B. grüner Wasserstoff) und Speichern langfristig sowohl den kurzfristig optimalen Einsatz, als auch die langfristige Kostenkompensation in angemessener Form adressieren.“ (AEA, 2022b, S. 32)

Haucap et. al (2022, S. 10) sieht hingegen die Anwendung von CfDs bzw. zweiseitig gleitenden Prämien, wie sie es genannt haben, als generell kritisch und nicht empfehlenswert an. Sie konstatieren dabei in ihrer Analyse, dass dieses System vorwiegend zu Ineffizienzen und potenziellen Fehlanreizen tendiert und langfristig im Rahmen eines großen Ausbaues von Erneuerbaren Energien klare Nachteile aufweist. Auch die „Integration in internationale Systeme [...] ist deutlich erschwert“, wie sie weiters anmerken, weshalb diese Fördermöglichkeit nur im Bereich von neuen und vielversprechenden Energietechnologien (sogenannten „Infant Industries“) eingesetzt werden sollte, welche für die Zukunft entscheidend, aber im derzeitigen Entwicklungsstand nicht rentabel sind. Dazu zählen regenerative Energieanlagen wie Wind und Photovoltaik jedoch nicht mehr, da sie bereits längst eine Marktreife erlangt haben.

5 Bewertung und Diskussion

Durch die extremen Preissteigerungen am Strom- und Gasmarkt ergaben sich im Laufe der Jahre 2021 und 2022 deutliche Zweifel an der Funktionalität des europäischen Strommarktdesigns, welches über den Pay-As-Clear-Mechanismus abgewickelt wird. Auf der Suche nach Handlungsoptionen gegen diese Entwicklungen kamen diverse Möglichkeiten zum Vorschein, die von den Regierungen, Experten und Medien zur Abfederung der Preise vorgeschlagen wurden. Im Rahmen der nun durchgeführten Analyse und Aufbereitung sämtlicher zur Verfügung stehender Daten im Zuge dieser Arbeit, konnte ein Überblick über das aktuelle Strommarktmodell erarbeitet werden, welcher nun diskutiert werden soll. Die Funktionalität von alternativen Lösungsansätzen, welche in Diskussion stehen oder bereits in Teilen von Europa umgesetzt wurden, sowie deren Vor- und Nachteile, konnten weiters so weit aufbereitet werden, dass eine Bewertung dieser vorgeschlagenen Marktmodelle durchgeführt werden kann. Folgend soll eine zusammenfassende Auswertung stattfinden, welche auf die konkretesten Punkte jedes Strommarktdesigns eingeht.

5.1 Ergebnis Pay-As-Clear Modell

Pay-As-Clear Modell	Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> + Hohe Versorgungssicherheit + Effizientes Verfahren + Fairer und transparenter, europaweit einheitlicher Strommarkt (Basis für die Marktkopplung) + Optimierung der Ressourcenverwendung und Schaffung von Kostenbewusstsein + Günstiger Strompreis für Endverbraucher in der Vergangenheit + Stabile Grundlage für Investitionen in der Vergangenheit + Flexibilität und Anpassungsfähigkeit + Bestehendes Modell zur Bepreisung von CO₂-Emissionen + Einsatz der tatsächlich günstigsten Stromerzeuger
	Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Kopplung an Rohstoffpreise (gegebene Abhängigkeit) - Keine Berücksichtigung der Stromgestehungsvollkosten und damit unpassende Preisberechnung für die zukünftige Erzeugungsstruktur - Zukünftig fehlende Investitionsanreize - Keine wirtschaftliche Basis für Ausbau von Flexibilitäten - Zu geringe Fokussierung auf die CO₂-Bepreisung - Anpassungen sehr langwierig und träge

Tabelle 2: Vor- und Nachteile Pay-As-Clear-Modell

Schlussfolgerung: Auf Basis des Pay-As-Clear-Modells konnte man sich in Europa in den vergangenen zwanzig Jahren auf ein effizientes und transparentes Strommarktdesign verlassen, welches seit der Einführung eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet hat und nach wie vor etliche Vorteile bieten kann. Ursprünglich für einen Markt aus fossilen Energieerzeugern entworfen, dürfte jedoch mit den Klimazielen der Europäischen Union und dem immer weiter voranschreitenden Ausbau von dargebotsabhängigen Erzeugern, eine überwiegende Zunahme von Nachteilen erfolgen, wodurch eine zeitnahe Ablöse oder Anpassung dieses Marktmodells unabdingbar werden dürfte. Fehlende Möglichkeiten für einen wirtschaftlichen Ausbau von notwendigen Flexibilitäten in einer von Volatilität getriebenen Erzeugungsstruktur fehlt ebenso, wie auch eine Berücksichtigung der Stromgestehungsvollkosten für zukünftige Investitionsanreize. Dieses Marktmodell stellt eine gute und flexible Basis für jegliche Anpassungsmöglichkeiten dar, müssen diese jedoch aufgrund der Komplexität des Europäischen Binnenmarktes wohl überlegt und strukturiert ausgearbeitet werden, um auch transparent und fair funktionieren zu können. Um die Energiekrise zu meistern, sollte deshalb vor allem auf kurzfristig angelegte Eingriffe und soziale Leistungen zurückgegriffen werden, anstatt das Modell sofort vollständig abzuändern.

5.2 Ergebnis Schweizer Modell (Durchschnittspreis-Modell)

Schweizer Modell (Durchschnittspreis-Modell)	Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> + Verrechnung des tatsächlichen Energiemix auf Basis von Stromgestehungsvollkosten + Sehr geringer Durchschnittspreis für den normalen Endverbraucher in den vergangenen 10 Jahren + Keine direkte Abhängigkeit beim Strompreis gegenüber den Rohstoffpreisen + Einfachere Preislenkung in Krisenzeiten möglich
	Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Keine vollständige Liberalisierung und somit keine marktwirtschaftliche Preisberechnung nach Angebot und Nachfrage - Viele einzelne Netzbetreiber notwendig (birgt Ineffizienzen durch administrativ hohen Aufwand), dadurch hohe Netzentgelte - Preisbildung mit europäischen Grundgedanken der Gleichberechtigung und Solidarität nicht vereinbar - Weniger Investitionsanreize - Großverbraucher-Strompreise verhältnismäßig hoch - Teilweiser Bruch mit europäischem Recht (Enteignung von aktuellen, überregionalen Stromlieferanten) - Abhängigkeit von regionalen Gegebenheiten und Möglichkeiten für die Erzeugungsstruktur

		- Lange Umsetzungsdauer durch Rückabwicklung der gesamten Liberalisierung im Massekunden-Segment
--	--	--

Tabelle 3: Vor- und Nachteile Schweizer Modell

Schlussfolgerung: Angesichts des enormen strukturellen Umsetzungsaufwandes, welcher zudem mehrere Jahre in Anspruch nehmen würde und zugleich keine zukünftige Perspektive für einen gleichberechtigten und marktwirtschaftlich fairen europäischen Strommarkt bietet, kann von einer Umsetzung des Schweizer Modells abgesehen werden. Es würde sich dabei um eine Rückabwicklung der langjährig durchgeführten Liberalisierung handeln, welche den europäischen Strommarkt, wie vor über zwanzig Jahren, wieder in seine Einzelteile trennen würde. Sehr positiv zu werten ist hierbei vor allem die Berücksichtigung der tatsächlichen Stromgestehungsvollkosten, welche im Rahmen eines zukünftigen Modells, im Hinblick auf den fortschreitenden Ausbau von Stromerzeugern mit sehr geringen bis keinen Grenzkosten, von großer Bedeutung werden dürfte.

5.3 Ergebnis Gebotspreis-Modell (Pay-As-Bid)

Gebotspreis-Modell (Pay-As-Bid)	Vorteile	+ Eindämmung von Übergewinnen durch Erneuerbare Energien möglich
	Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Differenziertes Bieterverhalten gegenüber Pay-As-Clear Modell - Strategische Maximierung der Deckungsbeiträge inklusive Risikoaufschlag durch Stromlieferanten führt zu weiterem Anstieg der Großhandelspreise - Größere Marktunsicherheit (vor allem im Sommer) - Strategische Fehlkalkulationen machen einen Einsatz von fossilen Energieträgern vor Erneuerbaren Energien möglich - Fehlende Investitionsanreize für Erneuerbare Energien (Förderungen notwendig) - Teilweiser Verstoß gegen EU-Recht (Marktverzerrung und Wettbewerbsbeeinträchtigung) - Volatilität im Stromnetz nimmt zu - Höhere Strompreise für den Endverbraucher erwartbar - Langjährige Umsetzungphase durch Anpassung des Rechtsrahmens notwendig

Tabelle 4: Vor- und Nachteile Gebotspreis-Modell (Pay-As-Bid)

Schlussfolgerung: Wie aus der Analyse hervorgeht und auch von diversen Experten bestätigt wird (vgl. ACER, 2022, S. 19f & AEA, 2022), stellt das Gebotspreis-Modell mit der Anwendung des Pay-As-Bid Mechanismus keine empfehlenswerte Möglichkeit für das zukünftige europäische Strommarktdesign dar. Zu hoch wäre das Risiko für noch größere Marktunsicherheiten aufgrund von strategischen Änderungen im Bieterverhalten der Marktteilnehmer und damit verbundenen Marktverzerrungen, welche letztendlich auch zu einem Problem in der Netzstabilität werden könnten. Eine deutlich größere Anzahl an negativen Aspekten stünde so gut wie keinen Vorteilen gegenüber.

5.4 Ergebnis Iberisches Modell

Iberisches Modell	Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> + Effektives Modell zur raschen Senkung der Strompreise + Eindämmung von Übergewinnen durch Erneuerbare Energien + Verhältnismäßig rasche Umsetzung möglich
	Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Weniger Einsparung beim Energiebedarf der Endkunden - Höherer Gasverbrauch, dadurch höherer CO₂-Ausstoß und weniger klimaschonend - Nur flächendeckende Umsetzung im Rest von Europa möglich (ansonsten Ausverkauf und Marktverzerrungen) - Verstoß gegen EU-Recht bei Eindämmung des Austausches - Unterschiedliche Erzeugungsstruktur im Rest von Europa führt zu großen Preisunterschieden - Quersubventionierung durch länderübergreifende Stromflüsse - Negative Auswirkungen auf die Rohstoffpreise bei flächendeckender Umsetzung aufgrund von weniger Einsparungen - Schwacher Netzverbund und uneingeschränkter Gasmarkt als aktuelle Voraussetzungen für einen möglichen Alleingang

Tabelle 5: Vor- und Nachteile Iberisches Modell

Schlussfolgerung: Das Iberische Modell hat den Endverbrauchern in Portugal und Spanien zu deutlichen Ersparnissen verholfen und sticht vor allem aufgrund der raschen und effektiven Umsetzungsmöglichkeit hervor. Sogleich ist dieses Modell in seiner derzeitigen Ausführung jedoch keine realistische Option für den Rest von Europa, sofern es nicht flächendeckend umgesetzt werden würde. Klimaseitig spricht vor allem der deutliche Mehrbedarf an fossilen Energieträgern, welche aufgrund des Anreizverlustes zum Einsparen für die Stromerzeugung verwendet werden müssten, dagegen. Dies würde sich bei einer europaweiten Umsetzung auch deutlich auf die Rohstoffpreiseentwicklung auswirken und wäre zusammen mit der länderübergreifenden Quersubventionierung, welche gezwun- genmaßen entstehen würde, ein wirtschaftlich gesehen deutlich negativer Aspekt, dem

wohl nicht alle EU-Staaten zustimmen würden. Da eine EU-weite Zustimmung somit eher unrealistisch erscheint, würde sich eine europarechtlich saubere Umsetzung wohl nur schwer realisieren lassen, ohne große Marktverzerrungen hervorzurufen.

5.5 Ergebnis Griechisches Modell / Griechischer Vorschlag

Griechisches Modell	Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> + Keine Änderung der derzeitigen Marktregeln notwendig + Verhältnismäßig rasch umsetzbar
	Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Referenzwertberechnung sehr schwierig - Gefahr den Erneuerbaren Energie Ausbau zu hemmen, wenn Investitionsanreize nicht gewahrt bleiben - Alleingang eines Staates im Rest von Europa nur schwer möglich - Gefahr des Kapitalabflusses und Investitionsboykotts
Griechischer Vorschlag	Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> + Preissicherheit für Investitionen von Erneuerbaren Energien und damit hoher Investitionsanreiz + Keine Übergewinne oder -verluste möglich + Technologiebasierte Unterscheidung von Erneuerbaren Energien und fossilen Energieträgern + Innovativer Lösungsansatz + Hohes Einsparpotential beim Strompreis + Situations- und zukunftsbedachter Ansatz + Vollkostenbasiertes Preismodell + Beibehaltung der Erzeugungsreihenfolge
	Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Idee des offenen Strommarktes geht verloren - Verwässerung der Preissignale auf der Nachfrageseite - Anonymität am Markt wird schwieriger - Referenzwertfestlegung entscheidend und sehr schwierig (Neu- und Bestandsanlagen) - Technische Umsetzung bei Überdeckung des Stromangebots fraglich - Umsetzungsdauer erstreckt sich über mehrere Jahre

Table 6: Vor- und Nachteile Griechisches Modell & Griechischer Vorschlag

Schlussfolgerung: Die passende Festlegung von Referenzwerten für verschiedene Erzeugungsanlagen, mit unterschiedlichen Wirkungsgraden und Abschreibungsdauern,

dürfte wohl die größte Hürde bei den griechischen Varianten darstellen. Es muss große Vorsicht geboten sein, um kein vollständiges Abwürgen des Investitionsanreizes zu verursachen, wenn die Referenzwerte gegenüber den tatsächlichen Stromgestehungsvollkosten zu niedrig angesetzt werden. Im Gegensatz zur Meinung der AEA (2022) wird ein möglicher und rascher Alleingang eines Staates, aufgrund des viel stärkeren Netzverbundes und den dahingehend unterschiedlichen Bedingungen im Rest von Europa, sehr kritisch gesehen. Der Einsatz von CfDs muss langfristig als nachteilig angesehen werden, da es dadurch im Rahmen der Förderung schneller zu ineffizientem Handeln und erhöhten Fehlanreizen kommen kann. So kann dem Griechischen Modell auf der einen Seite nur recht wenig Positives abgewonnen werden, wohingegen der Griechische Vorschlag auf der anderen Seite als äußerst innovativ und zukunftsorientiert bezeichnet werden kann. Wie auch bereits von mehreren Regierungsmitgliedern unterschiedlicher Länder positiv aufgenommen, würde eine Trennung der Preisgestaltung nach Erzeugungstypen ein hohes Maß an Einsparpotential, jedoch zugleich auch an Investitionssicherheit für produzierende Unternehmen, bieten. Sind es bisher lediglich zusammengefasste Ideenvorschläge auf wenigen Seiten, so bleiben jedoch auch hier die negativen Aspekte nicht zu kurz und müssten im Rahmen einer detaillierteren Ausarbeitung erst widerlegt werden, um eine vollständige Beurteilung treffen zu können. Dieser Vorschlag hätte jedoch Potenzial, als mögliche Weiterentwicklung des Pay-As-Clear-Modells oder als völlig neues Strommarktdesign in Europa herangezogen zu werden. Fest steht jedoch auch hierbei, dass sich eine Umsetzung dieses Modells vermutlich über mehrere Jahre erstrecken würde und ohne ausreichende Prüfung und Testphase nicht zu empfehlen wäre.

5.6 Zusammenfassung

Wie im Rahmen der Analyse schlussfolgernd festgestellt werden kann, birgt jedes evaluierte Marktmodell seine eigenen Vor- und Nachteile, welche es zu berücksichtigen gilt. Die Umsetzung eines neuen Strommarktmodells stellt deshalb eine große Herausforderung dar, wobei sämtliche Marktgegebenheiten des Europäischen Binnenmarktes berücksichtigt werden müssen, um einen fairen und transparenten Strommarkt zu gewährleisten. Dies scheint in keinem der analysierten Marktmodelle derart passend und auf die zukünftig nötigen Marktgegebenheiten abgestimmt, gegeben zu sein, dass eine sofortige, europaweite Umsetzung positiv erachtet werden könnte. Zu erwähnen gilt es hierbei, dass es noch viele weitere theoretische Marktmodell-Ansätze gäbe, welche aufbereitet werden könnten. So wurde sich jedoch, um die Arbeit in einem gewissen Rahmen zu halten, auf die von Experten am häufigsten diskutierten Alternativen beschränkt. Diese kurzfristig beschlossenen Alleingänge oder geplanten Anpassungen auf nationaler Ebene dürften jedoch lediglich temporär Bestand haben, da sie zum Teil nur regional funktionieren können und auf Dauer für die jeweiligen Länder wohl zu einer Entkopplung aus dem europäischen Strommarkt führen würden.

Die wohl bedeutendste Frage, welche bei der Analyse offengeblieben ist und im Rahmen der Forschung auf Basis der Veröffentlichungen nicht näher herausgefunden werden konnte, ist der zukünftige Umgang mit bereits getätigten Termingeschäften, welche auf Grundlage des derzeitigen Pay-As-Clear-Modells durchgeführt wurden und auf einen differenzierten Preismechanismus mit völlig anderen Konstellationen im Kurzfristmarkt treffen würden. Je nach Berechnungsmodell könnte dies für die Erzeuger zur potenziellen Generierung von Windfall-Profits und zusätzlichen Kostenfaktoren für die Verbraucher führen, wie auch Eicke et. al (2022) angemerkt haben. Auf jeden Fall würden jedoch deutliche Marktverzerrungen damit einhergehen. Dieser Punkt stellt einen nicht zu unterschätzenden Faktor dar, welcher in einer zukünftigen Umsetzung grundlegend beachtet werden muss, wenn man bedenkt, dass das Terminmarkt-Volumen in etwa das Siebenfache des kurzfristigen Spotmarkt-Volumens an der European Energy Exchange (EEX) beträgt (vgl. Next-Kraftwerke, 2022d).

Große Reformen dürfen deshalb nicht zu kurz gedacht werden und bedürfen einer längeren Phase der Überprüfung. Aufgrund dessen erachtet es sich nach Ausarbeitung der Datelage als ratsam, das bereits bestehende und seit langem funktionierende Pay-As-Clear-Modell vorerst weiterhin im europäischen Strommarkt beizubehalten und auf dessen Basis weiterzuentwickeln – eine Evolution, statt einer Revolution, wie es auch Kowalska et. al (2022) betiteln. Wurde aufgrund des fehlenden politischen Willens bisher oftmals zu träge und langwierig gehandelt, könnte sich die Energiekrise als Schub für eine Reformbewegung erweisen, um auch die Chancen, welche sich aus der SWOT-Analyse in Kapitel 4.1.3 für das derzeitige Strommarktdesign ergeben, nutzen zu können.

Wie die Analyse der alternativen Möglichkeiten zeigt und auch von der Energieregulierungsbehörde ACER (2022, S. 7ff) dargelegt wurde, kann es somit als sinnvoll erachtet werden, kurzfristige, verbraucherunterstützende Maßnahmen im Kampf gegen die Energiekrise einzusetzen. Demnach können die folgenden, von der Europäischen Union bereits beschlossenen Maßnahmen (Stand 01.2023), als Ergänzung für eine langfristig orientierte Reform des derzeitigen Strommarktdesigns, als positiv erachtet werden:

- Freiwillige Senkung des Stromverbrauches in der EU um 10 Prozent und verpflichtende Senkung in Spitzenzeiten um 5 Prozent
- Begrenzung der Erlöse von Stromerzeugern mit günstigen Grenzkosten auf maximal 180 €/MWh
- Abschöpfung der Übergewinne von der Energiekrise profitierenden Unternehmen, vor allem als Solidaritätsbeitrag von Unternehmen im Bereich fossiler Brennstoffe
- Marktkorrekturmechanismus für den europäischen Gaspreis
- Gemeinsame, europaweite Gasbeschaffung
- Umfassende Reform des Emission Trading Systems (EU-ETS)

(vgl. Europäischer Rat, 2022 & 2022b)

Machen diese Maßnahmen aufgrund der fehlenden Zukunftsträchtigkeit im Rahmen des Erneuerbaren Energien Ausbaues und im Kampf gegen den Klimawandel eine generelle Überarbeitung des Marktmodells zwar nicht obsolet, so besteht jedoch nun aufgrund des Tätigwerdens der führenden Politiker die Hoffnung, dass zukünftig mehr Wille und Ansporn zur Weiterentwicklung gegeben ist. Vor allem der letztgenannte Punkt in dieser Maßnahmenliste gibt Anregung für weitere Forschungen bezüglich einem Strommarktdesign der Zukunft, mit einem CO₂-Preis als möglichem Leitinstrument und einer Kopplung der drei energieintensiven Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr, wie es bereits in Kapitel 4.1.2 kurz thematisiert wurde. Eine Verknüpfung der positiven Eigenschaften aus den ausgearbeiteten Modellen, welche den Ausbau hin zur grünen Energiewende unterstützen und fördern, zugleich aber auch eine effiziente Stromerzeugung und faire Preisgestaltung garantieren, könnte dabei eine mögliche Grundlage für ein zukünftiges Strommarktmodell darstellen. Deshalb müssen sämtliche Ideenvorschläge Beachtung finden und können als durchaus positiv für die weitere Entwicklung des europäischen Strommarktes betrachtet werden.

6 Fazit

Der europäische Strommarkt vollzog in den vergangenen zwanzig Jahren einen großen Wandel. Im Zuge der Liberalisierung entwickelte er sich von einem monopolistischen Markt, indem jeder Endverbraucher seinen regionalen Netzbetreiber hatte, welcher zugleich der Energieversorger war, zu einem offenen Markt mit freier Versorgerwahl, mehr Transparenz durch das Unbundling von Netz und Versorgung, und aufgrund des höheren Angebotes, auch deutlich günstigeren Endverbraucherpreisen. Letztendlich blieb nur noch der Betrieb des Netzes als Monopol erhalten, um die Versorgungssicherheit im europäischen Verbundnetz stets zu wahren. Der Stromhandel funktioniert seitdem über die Ländergrenzen hinweg und sorgt neben einer Erhöhung der Netzstabilität auch für eine größere Versorgungssicherheit.

Die günstigen Strompreise führten jedoch anfangs vor allem auch zu Investitionsstopps im weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energien, weshalb unter anderem Österreich nach wie vor als Nettoimporteur gilt und seinen Strombedarf nicht vollständig selbst abdecken kann. Um diesem Problem entgegenzuwirken, wurde veranlasst, dass bis zum Jahr 2030 insgesamt 27 TWh an Erneuerbaren Energien gebaut und in Betrieb genommen werden sollen, wodurch eine Unabhängigkeit von anderen Staaten, aber vor allem von fossilen Brennstoffen geschaffen werden soll. Dieser weitere Ausbau soll neben den ökologischen Verbesserungen auch zu mehr Effizienz in der Stromerzeugung führen. Neben einer unendlichen Verfügbarkeit können Erneuerbare Energien vor allem damit überzeugen, dass ihre variablen Kosten, die sogenannten Grenzkosten, sehr niedrig bis hin zu null sind. Im Gegensatz dazu wird es bei konventionellen Kraftwerken stets einen Zusammenhang zwischen dem jeweiligen Brennstoffpreis und den Stromerzeugungskosten geben. Dies wird zusätzlich durch das bereits laufende ETS-Programm der Europäischen Union verschärft, womit durch eine künstlich geschaffene Verknappung von Emissionsberechtigungen, ein Anreiz für klimaschonendere Technologien geschaffen wird. Letztendlich haben es regenerative Erzeugungsformen mittlerweile nicht nur geschafft, wirtschaftlich zu arbeiten, sondern bei den Stromgestehungsvollkosten auch unter jene der konventionellen Kraftwerke zu kommen. Dass diese Vollkosten jedoch nicht bei null liegen, diese Differenzierung zu den Grenzkosten wird es zukünftig am Strommarkt zu beachten geben müssen. Sowohl aus finanzieller als auch aus technischer Sicht ist es noch ein weiter Weg, bis eine vollständige Transformation hin zu einer ökologischen Stromerzeugung geschaffen werden kann.

Für eine erfolgreiche Energiewende muss somit unter anderem auch ein gesamteuropäisches Strommarktdesign, als Basis für einen wirtschaftlichen Erneuerbaren Energien Ausbau und einem weiteren Anreiz für Investitionen, geschaffen werden. Das derzeitige Marktdesign steht spätestens seit Ausbruch der Energiekrise 2021 stark in der Kritik und wird völliges Marktversagen in Krisenzeiten vorgeworfen.

Seit der Umsetzung der Liberalisierung findet in der Europäischen Union das Pay-As-Clear-Modell, in dem die Stromversorgungsunternehmen ihr Gebot auf Basis der Grenzkosten abgeben, Anwendung. In Kombination mit der Merit-Order-Systematik wird die Stromnachfrage, beginnend mit dem günstigsten Erzeuger, gedeckt, wobei der letzte und somit teuerste Erzeuger, der für die Nachfragedeckung nötig ist, den Preis für sämtliche Strommengen bestimmt. Dieses letzte Grenzkraftwerk ist in der EU zumeist ein Gaskraftwerk, wodurch sich auch die extremen Strompreisanstiege erklären lassen.

Durch das Zusammentreffen verschiedenster externer Faktoren ist der Gaspreis in den Jahren 2021 und 2022 stark angestiegen, womit aufgrund der höheren Grenzkosten für die notwendigen Gaskraftwerkseinsätze auch der Strompreis mitgezogen ist.

Eine Zunahme von Erneuerbaren Energien würde den Strompreis durch den Merit-Order-Effekt signifikant reduzieren, wie festgestellt werden konnte. Jedoch besteht im derzeitigen europäischen Marktdesign die Problematik, dass mit steigender Anzahl an günstigen Erzeugern sogleich die Strompreise und damit auch die weiteren Investitionsanreize sinken. Der weitere Ausbau von regenerativen Energieerzeugern sowie die Schaffung von notwendigen Flexibilitäten, um die dargebotsabhängigen Erzeuger auch dementsprechend steuern zu können, werden durch das aktuelle Energy-Only-Marktmodell nicht gefördert.

Wie aus der Arbeit hervorgeht, weist das Pay-As-Clear-Modell dennoch signifikante Vorteile und Chancen auf, welche deren Anwendung weiterhin rechtfertigen. Sei es die Ressourcenoptimierung, die länderübergreifende Ausgleiche von Wettbewerbsungleichheiten, die hohe Effizienz, vor allem im Erzeugungseinsatz, die hohe Versorgungssicherheit oder auch die Flexibilität und Anpassungsfähigkeit. So stellt sich zwar heraus, dass das europäische Strommarktdesign in seiner aktuellen Form nach wie vor seinen Anwendungszweck erfüllt, dies jedoch mit voranschreitendem Ausbau von Erneuerbaren Energien immer weniger der Fall sein wird. Eine Berücksichtigung der Stromgestehungsvollkosten, anstatt der Grenzkosten, sowie eine Möglichkeit zum langfristig rentablen Aufbau von netzstützenden Flexibilitäten, stellt eine unabdingbare Änderung dar, um die Investitionen in die Energiewende auch zukünftig aus dem System heraus wirtschaftlich sinnvoll betreiben lassen zu können, ohne von Förderungen abhängig zu sein.

Im Laufe der Jahre 2021 und 2022 wurden von Regierungen und Experten verschiedenste alternative Ansätze hervorgebracht, wie man das europäische Strommarktdesign ändern könnte, sodass es sowohl kurzfristig einen preisdämpfenden Effekt als auch langfristig ein zukunftsträchtiges Modell ergibt. Im Rahmen der Arbeit wurde sich dabei auf folgende vier Modelle beschränkt: Durchschnittspreis-Modell, Gebotspreis-Modell (Pay-As-Bid), Iberisches Modell und Griechisches Modell bzw. Griechischer Vorschlag.

Das in der Schweiz Anwendung findende Durchschnittspreis-Modell sticht mit einer Teil-Liberalisierung und vielen kleinen, regionalen Netzbetreibern hervor. Das Massekunden-Segment unterliegt, wie früher im Rest von Europa, keiner freien Versorgungswahl, sondern

wird von den regionalen Netzanbietern zu deren vorgegebenen Konditionen bedient, welche sich auf Basis deren eigener Stromgestehungsvollkosten berechnen und von der Regulierungsbehörde abgesehnet werden. Freie Handelsmöglichkeiten haben hingegen nur große Industriekunden, was sich für diese jedoch ebenfalls oft sehr negativ auswirkt. Wie aus der Arbeit hervorgeht, ist eine Umsetzung dieses Modells für die Europäische Union unrealistisch, da es neben enormen strukturellen Veränderungen, auch eine teilweise Rückabwicklung der Liberalisierung und einen Bruch mit dem europäischen Rechtsrahmen bedeuten würde. Für die EU interessant ist in diesem Modell vor allem die Preisberechnung mit tatsächlichen Erzeugungsvollkosten.

Beim Gebotspreis-Modell können hingegen kaum Vorteile gefunden werden. Es musste festgestellt werden, dass das Risiko, mit der Umsetzung dieses Strommarktdesigns noch größere Marktunsicherheiten auszulösen, als zu hoch erachtet werden muss. Eine Anpassung auf den Pay-As-Bid-Mechanismus würde eine sofortige Änderung des strategischen Bieterverhaltens der Marktteilnehmer mit sich bringen und damit womöglich deutliche Marktverzerrungen als auch Instabilitäten im Stromnetz verursachen.

Für die Einwohner von Spanien und Portugal kurzfristig umgesetzt und zu deutlichen Ersparnissen verholfen, stellt auch das Iberische Modell für die anderen Staaten der Europäischen Union kein zukunftssträchtiges Strommarktdesign dar. Sowohl der deutliche Mehrbedarf an fossilen Energieträgern als auch eine länderübergreifende Quersubventionierung sprechen gegen eine europaweite Umsetzung. Mit schwachen Leitungskapazitäten in das einzige Nachbarland Frankreich und einer passenden infrastrukturellen Ausstattung im Gasbereich ermöglicht es den iberischen Einwohnern eine Sonderlösung, welche sich auch in europarechtlicher Hinsicht nur schwer bis kaum flächendeckend realisieren lässt.

Wie aus der Arbeit weiters hervorgeht, birgt der Einsatz von Contract for Differences, welche bei den griechischen Varianten zum Einsatz kommen, durchaus langfristige Gefahren von Ineffizienzen und Fehlanreizen. Vor allem die Festlegung sämtlicher Referenzwerte von staatlicher Seite, für verschiedene Erzeugungsanlagen, welche oftmals regionale Sonderlösungen darstellen, wird als äußerst heikel angesehen. Wie auch die iberische Halbinsel, genießt Griechenland, aufgrund der schwachen Netzanbindung in die europäischen Nachbarländer, einen Sonderstatus, welcher sich kaum im Alleingang anderswo in Europa umsetzen lassen würde. So kann jedoch vor allem dem Griechischen Vorschlag mit einer erzeugungstechnischen Trennung bei der Preisgestaltung etwas Positives und Innovatives abgewonnen werden. Insgesamt erscheint das vorgeschlagene Marktmodell in seiner derzeitigen Form noch als zu wenig ausgereift und durchdacht. Um einer Umsetzung zustimmen zu können, fehlt es dabei aktuell noch an mehreren, grundlegenden Details, welche es erst auszuarbeiten und später ausreichend zu prüfen gilt.

Auf Basis der erarbeiteten Datenlage konnte eine ausführliche Diskussionsgrundlage geschaffen und eine Bewertung der einzelnen Strommarktmodelle durchgeführt werden. Die

Forschungsfrage „Inwiefern ist das europäische Strommarktdesign, in Anbetracht der Energiekrise und -wende, noch zeitgemäß und wäre der Einsatz eines alternativen Marktmodells möglich?“ lässt sich deshalb wie folgt beantworten:

Das aktuelle Strommarktmodell der Europäischen Union findet in vielen Bereichen nach wie vor seine Anwendungsberechtigung und kann derzeit noch als zeitgemäß erachtet werden, bedarf es jedoch sehr wohl dementsprechender Markteingriffe, wenn das System, wie in der Energiekrise 2021/2022, nicht mehr zu funktionieren scheint. Mit dem weiter voranschreitenden Ausbau von Erneuerbaren Energien und einem damit verbundenen Rückgang der Strompreise, aufgrund des Merit-Order-Effekts, verliert das System jedoch immer mehr an Anreizen und wäre für die Investoren, ohne staatliche Subventionen oder Förderungen, nicht mehr wirtschaftlich rentabel. Wie sich jedoch herausgestellt hat, stellt keines der von Regierungs- oder Expertenseite aktuell vorgeschlagenen und im Rahmen dieser Arbeit analysierten Marktmodelle eine realistische Alternative dar. Die damit einhergehenden Umstrukturierungen wären teils zu groß, die Vorteile zu gering und die Nachteile zu bedeutend. Ein Verbleib beim Pay-As-Clear-Modell in Verbindung mit der Merit-Order-Systematik scheint aufgrund dessen zurzeit weiterhin alternativlos zu sein, auch wenn sich aus der Arbeit heraus ganz eindeutig ergibt, dass ein deutlicher Bedarf an Veränderungen für eine zukünftige, grüne Energiewende besteht. Mit den bereits existierenden Instrumenten des aktuellen Marktdesigns, vor allem dem EU-ETS, in Kombination mit neuen, innovativen Ideen, welche sich unter anderem aus den einzelnen Vorschlägen ergeben, und den zukünftigen Änderungen in den energietechnischen Sektoren, erscheint es als durchaus realistisch, dass sich aus dem Pay-As-Clear-Modell ein zukunftsweisendes, flächendeckendes Strommarktdesign für die Europäische Union formen lässt.

Literaturverzeichnis

Abrell, Jan / Bilici, Süheyb / Blesl, Markus / Fahl, Ulrich / Kattelmann, Felix / Kittel, Lena / Kosch, Mirjam / Luderer, Gunnar / Marmullaku, Drin / Pahle, Michael / Pietzcker, Robert / Rodrigues, Renato / Siegle, Jonathan (2022): Optimale Zuteilung des CO₂-Budgets der EU: Eine Multi-Modell-Bewertung, Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, <https://ariadneprojekt.de/news/den-eu-emissionshandel-staerker-in-anspruch-nehmen-zur-entlastung-der-nationalen-klimaziele/> [abgerufen am 28.01.2023]

ACER (2022): ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf) [abgerufen am 01.12.2022]

ACER (2022b): ACER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design, <https://acer.europa.eu/sites/default/files/2022-05/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf> [abgerufen am 07.12.2022]

AEA (2022) - Austrian Energy Agency (österreichische Energieagentur): Analyse: Handlungsoptionen für Preissenkungs-mechanismen im Stromgroßhandel, <https://www.energyagency.at/aktuelles/policy-paper-handlungsoptionen-stromgrosshandel> [abgerufen am 30.01.2023]

AEA (2022b) - Austrian Energy Agency (österreichische Energieagentur): Preissenkungs-mechanismen im Stromgroßhandel und ihre Auswirkungen im europäischen Kontext, https://www.energyagency.at/fileadmin/1_energyagency/presseaussendungen/allg_pa/2022/09_policy_paper_aea_interventionen_im_stromgrosshandel_07-09-2022.pdf [abgerufen am 14.12.2022]

AEW (2022): Faktenblatt zur Strommarktöffnung, <https://www.aew.ch/ueber-uns/wissen/strommarktoeffnung> [abgerufen am 17.12.2022]

Agora (2022): Marktdesign-Studie "Schutz in der fossilen Energiekrise" <https://www.agora-energiewende.de/themen/marktdesign/> [abgerufen am 01.12.2022]

Anzengruber, Wolfgang (2022): Interview mit „der Brutkasten“: So könnte die Merit-Order transformiert werden, https://www.youtube.com/watch?v=tea4RmQP_bk [abgerufen am 07.12.2022]

- APCS (2022): Regelwerk, <https://www.apcs.at/de/regelwerk> [abgerufen am 23.12.2022]
- APG (2022): Netzentwicklungsplan 2021, <https://www.apg.at/stromnetz/netzausbau/netzentwicklungsplan-2021/> [abgerufen am 21.12.2022]
- APG (2022b): Österreichisches Strommarktmodell, <https://markt.apg.at/strommarkt/oessterreichisches-strommarktmodell/> [abgerufen am 23.12.2022]
- APG (2022c): Infografiken: Strom Import/Export Österreich, <https://www.apg.at/infografiken/> [abgerufen am 23.12.2022]
- APG (2022c): Netzreserve, <https://markt.apg.at/netz/netzreserve/> [abgerufen am 26.12.2022]
- Arbeiterkammer (2021): Steigende Energiepreise, <https://www.arbeiterkammer.at/steigende-energiepreise> [abgerufen am 20.12.2022]
- Axpo (2022): Die Liquiditätskrise in Europa: Rettungsschirme in Europa, <https://www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/magazin.detail.html/magazin/energiemarkt/rettungsschirme-in-europa.html> [abgerufen am 14.01.2023]
- BABS (2020) - Bundesamt für Bevölkerungsschutz der Schweiz: Nationale Risikoanalyse Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020, <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/64111.pdf> [abgerufen am 17.12.2022]
- BEE (2022) – Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.: Studie Neues Strommarktdesign, <http://www.klimaneutrales-stromsystem.de/> [abgerufen am 01.12.2022]
- BFE (2018): Schweizer Bundesamt für Energie: Faktenblatt 2 – Der Schweizer Strommarkt, <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/54046.pdf> [abgerufen am 17.12.2022]
- Blümm, Florian (2022): Vollkosten pro kWh: Welche ist die günstigste Energiequelle 2022?, <https://www.tech-for-future.de/kosten-kwh/> [abgerufen am 15.01.2023]
- BMK (2022) – Bundesministerium für Klima und Energie Publikation: „Energie in Österreich 2022“, <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/zahlen.html> [abgerufen am 25.12.2022]
- BMK (2021) – Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz, https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210317_eag.html [abgerufen am 25.12.2022]
- BMWK (2015) – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch), https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33 [abgerufen am 03.12.2022]

Böske, Johannes (2007): Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft. Berlin: LIT Verlag.

Bundesregierung (2023): Strommarktdesign, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/strommarktdesign-614846> [abgerufen am 13.01.2023]

Bundesregierung (2023b): Fragen und Antworten zum Binnenmarkt in Europa, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/europa/fragen-und-antworten-zum-binnenmarkt-in-europa-448988> [abgerufen am 13.01.2023]

Ciucci, Matteo (2022): Energiebinnenmarkt, Europäisches Parlament, <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/45/energiebinnenmarkt> [abgerufen am 21.12.2022]

Council of the EU (2022): Proposal for a COUNCIL REGULATION on an emergency intervention to address high energy prices, <https://www.consilium.europa.eu/media/59318/st12999-en22.pdf> [abgerufen am 20.12.2022]

Dahms, Martin (2022): Der spanische Streit ums Gassparen: dunkle Schaufenster statt echter Maßnahmen, RND,D <https://www.rnd.de/politik/energiesparplan-in-spanien-der-falsche-streit-ums-gas-7Z5LGUWX3NGS5AXVB5SFOQRGL4.html> [abgerufen am 16.12.2022]

Dechezleprêtre, Antoine / Glachant, Matthieu (2014): Does foreign environmental policy influence domestic innovation? Evidence from the wind industry, Environmental and Resource Economics, <https://link.springer.com/article/10.1007/s10640-013-9705-4> [abgerufen am 28.12.2022]

Dolna-Gruber, Christoph / Knaus Karina / Zwieb Lukas (2022): Stromgroßhandel: Preisentwicklung und wesentliche Einflussfaktoren, Austrian Energy Agency, https://oesterreichenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2022/AEA_Kurzanalyse_Stromgro%C3%9Fhandel_Update_vom_M%C3%A4rz_2022_v2.pdf [abgerufen am 01.12.2022]

Duden Wirtschaft (2016) – Duden Wirtschaft von A bis Z: Grundlagenwissen für Schule und Studium, Beruf und Alltag. 6. Aufl. Mannheim: Bibliographisches Institut 2016. Lizenzausgabe Bonn: Bundeszentrale für politische Bildung 2016. [21.12.2022]

E-Control (2021): IM DIENST DER LIBERALISIERUNG DES STROM- UND GASMARKTS – 20 Jahre E-Control, <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-20-Jahre-Liberalisierung-Broschuere.pdf/7906198a-a68f-5e94-cd08-fd28f5972640?t=1633416094777> [abgerufen am 21.12.2022]

E-Control (2022): Regelreserve und Ausgleichsenergie, <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt/regelreserve-und-ausgleichsenergie> [abgerufen am 26.12.2022]

Eggler, Lukas / Kratena, Kurt / Knaus, Karina / Schwarmaier, Clemens / Scharner, Anton (2021): Studie: Volkswirtschaftliche Effekte der Energiemarktliberalisierung, E-Control, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/20-Jahre-Liberalisierung_VW_AEA_CESAR_2021.cleaned.pdf/acf7895b-9548-4a9e-0b26-79c443e9b808?t=1636357992844 [abgerufen am 01.12.2022]

Eicke, Anselm / Hirth, Lion / Maurer, Christoph / Mühlenpfordt, Jonathan / Schlecht Ingmar (2022): The Iberian electricity market intervention does not work for Europe, CEPR, <https://cepr.org/voxeu/columns/iberian-electricity-market-intervention-does-not-work-europe> [abgerufen am 22.12.2022]

EICom (2022): Strompreise Schweiz, <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/> [abgerufen am 16.12.2022]

EIWOG (2010): Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045> [abgerufen am 30.01.2023]

EnBW (2020): Geschichte der Liberalisierung, <https://www.enbw.com/energie-entdecken/energiewirtschaft-und-politik/politik/liberalisierung/geschichte.html> [abgerufen am 21.12.2022]

EnBW (2022): Ziele der Liberalisierung, <https://www.enbw.com/energie-entdecken/energiewirtschaft-und-politik/politik/liberalisierung/> [abgerufen am 21.12.2022]

Energieatlas (2018): Energieatlas: Daten und Fakten über die Erneuerbaren Energien in Europa, <https://www.boell.de/de/energieatlas-erneuerbaren-energien-in-europa> [abgerufen am 13.01.2023]

Energieatlas Bayern (2022): KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG (KWK), https://www.energieatlas.bayern.de/thema_energie/kwk [abgerufen am 15.01.2023]

ENTSO-E (2022): Strompreise Europa 2023 – Was kostet Strom in der EU?, [energiemarie.at, https://energiemarie.de/strompreis/europa](https://energiemarie.de/strompreis/europa) [abgerufen am 30.01.2023]

Eur-Lex (2019): Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944> [abgerufen am 15.12.2022]

Europäischer Rat (2022): Infografik – Energiekrise: drei auf EU-Ebene koordinierte Maßnahmen zur Verringerung der Energiekosten, <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/eu-measures-to-cut-down-energy-bills/> [abgerufen am 09.01.2023]

Europäischer Rat (2022b): Rat erzielt Einigung über befristeten Marktkorrekturmechanismus zur Begrenzung übermäßig hoher Gaspreise, <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/19/council-agrees-on-temporary-mechanism-to-limit-excessive-gas-prices/> [abgerufen am 09.01.2023]

Europäische Kommission (2022): Commission approves Spanish and Portuguese measure to lower electricity prices amid energy crisis, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3550 [abgerufen am 15.12.2022]

Europäische Kommission (2022b): Commission approves €2.27 billion Greek aid scheme to support electricity production from renewable energy sources and high efficiency combined heat and power, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_6261 [abgerufen am 29.12.2022]

Europäische Kommission (2022c): Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices - Information from the Greek delegation, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf> [abgerufen am 30.01.2023]

European Commission (2015): EU ETS Handbook, https://climate.ec.europa.eu/system/files/2017-03/ets_handbook_en.pdf [abgerufen am 27.12.2022]

FAZ (2022): Kompletter Verzicht auf Gas in Stromerzeugung nicht möglich, <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/bundeswirtschaftsministerium-kompletter-verzicht-auf-gas-in-stromerzeugung-nicht-moeglich-18215564.html> [abgerufen am 20.12.2022]

Flaiger, Jürgen (2021): Dauer der Ausfälle auf Rekordtief: Das deutsche Stromnetz ist so zuverlässig wie nie, Handelsblatt, <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewirtschaft-dauer-der-ausfaelle-auf-rekordtief-das-deutsche-stromnetz-ist-so-zuverlaessig-wie-nie/27541356.html> [abgerufen am 08.01.2023]

GASAG (2022): Wie viele CO2-Emissionen verursachen erneuerbare Energien?, <https://www.gasag.de/magazin/nachhaltig/co2-emissionen-erneuerbare-energien> [abgerufen am 14.01.2023]

Global2000 (2022): Atomkraftwerke rund um Österreich, <https://www.global2000.at/atomkraftwerke-um-oesterreich> [abgerufen am 25.12.2022]

GSS (2021): Gruppe Grosser Stromkunden: Vergleich Industriestrompreis, <https://stromkunden.ch/?p=410> [abgerufen am 17.12.2022]

Günther, Edeltraud (2018): Erneuerbare Energien, Gabler Wirtschaftslexikon, <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/erneuerbare-energien-53729> [abgerufen am 13.01.2023]

Haber, Alfons (2021): Presseaussendung „Österreicher waren 2020 nur knapp 27 Minuten ungeplant ohne Strom“, https://www.e-control.at/presseaussendungen-2021/-/asset_publisher/O9nMiYdWIKz0/content/e-control-%25C3%2596sterreicher-waren-2020-nur-knapp-27-minuten-ungeplant-ohne-strom [abgerufen am 28.12.2022]

Haucap, Justus / Kühling, Jürgen / Amin, Munib / Brunekreeft, Gert / Fouquet, Dörte / Grimm, Veronika / Gundel, Jörg / Kment, Martin / Ketter, Wolfgang / Kreusel, Jochen / Kreuter-Kirchhof, Charlotte / Liebensteiner, Mario / Moser, Albert / Ott, Marion / Rehtanz, Christian / Wetzels, Heike / Meinhof, Jonathan / Wagner, Marlene / Borgmann, Miriam / Stephanos, Cyril (2022): Strommarktdesign 2030: Die Förderung der erneuerbaren Energien wirksam und effizient gestalten, Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“, https://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Publikationen/Nationale_Empfehlungen/2022_ESYS_Impuls_Strommarktdesign_2030.pdf [abgerufen am 19.12.2022]

Heidinger, Martin (2022): Was dem Land zur Stromunabhängigkeit fehlt, WKO, <https://news.wko.at/news/steiermark/Was-dem-Land-zur-Stromunabhaengigkeit-fehlt.html> [abgerufen am 21.12.2022]

Heller, Fernando (2022): Spain could replace Russia in becoming EU's main natural gas hub, https://www.euractiv.com/section/politics/short_news/spain-could-replace-russia-in-becoming-eus-main-natural-gas-hub/ [abgerufen am 22.12.2022]

Hirth, Lion / Maurer, Christoph (2022): Why Spanish-Portuguese proposal to intervene in wholesale energy markets is problematic, <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/why-spanish-portuguese-proposal-to-intervene-in-wholesale-energy-markets-is-problematic/> [abgerufen am 22.12.2022]

Hlawaty, Roman (2022): Versorgungssicherheit 2022: Energiebeziehungen, insbesondere Europas und der EU, im Wandel unter genauerer Betrachtung der Gasversorgung durch Russland [unveröffentlichte Forschungsarbeit, Hochschule Mittweida]

IEA (2019): International Energy Agency: Energy security. Ensuring the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price, <https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security> [abgerufen am 18.01.2023]

Kemmler, Andreas / Wunsch, Aurel / Burret, Heiko (2021): Studie Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030, Prognos, https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-11/20211116_Kurzpaper_Bruttostromverbrauch2018-2030.pdf [abgerufen am 23.12.2022]

Kluge (2022): Agenda Austria: Gaspreisdeckel wird nicht funktionieren, <https://www.sn.at/wirtschaft/oesterreich/agenda-austria-gaspreisdeckel-wird-nicht-funktionieren-128701012> [abgerufen am 16.12.2022]

- Knaus, Karina / Furtwängler, Christian / Dolna-Gruber, Christoph (2022): Podcast der Österreichischen Energieagentur; Energiekrise 2022 | Teil 2: Deckel drauf und gut iss?, https://petajoule.podigee.io/44-energiepreiskrise_2 [abgerufen am 01.12.2022]
- Kimmich, Christian / Koch, Sebastian / König, Thomas / Lappähn, Sarah / Schnabl, Alexander / Wagner, Martin / Weyerstraß, Klaus / Zenz, Hannes (2022): Abschätzung der wirtschaftlichen Folgen des Kriegs in der Ukraine und der Sanktionen gegen Russland. Policy Brief. <https://irihs.ihs.ac.at/id/eprint/6099/9/ihs-policy-brief-2022-kimmich-et-al-wirtschaftlichen-folgen-kriegs-ukraine.pdf> [abgerufen am 30.01.2023]
- Konstantin, Panos (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3. Auflage. Berlin: Springer
- Kowalska, Natalia / Fleischhacker, Andreas / Senoner, Tobias (2022): Strommarktdesign: Evolution statt Revolution, <https://positionen.wienenergie.at/blog/strommarktdesign-evolution-statt-revolution/> [abgerufen am 09.01.2023]
- Kurmayer, Nikolaus J. (2022): Gaskrise: Griechenland schlägt Reform des Strommarktes vor, EURACTIV, <https://www.euractiv.de/section/energie/news/gaskrise-europaeische-kommission-visiert-reform-des-strommarktes-an/> [abgerufen am 29.12.2022]
- Louven, Sandra (2022): Warum der iberische Gaspreisdeckel kein Vorbild für alle ist, Handelsblatt, <https://www.handelsblatt.com/politik/international/energiekosten-warum-der-iberische-gaspreisdeckel-kein-vorbild-fuer-alle-ist/28696602.html> [abgerufen am 20.12.2022]
- Maag Claudio (2021): Wie setzt sich der Strompreis zusammen?, Energie-Experten, <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/wie-setzt-sich-der-strompreis-zusammen.html> [abgerufen am 15.12.2022]
- Martin, Philippe / Weder di Mauro Beatrice (2022): Winter is coming: Energy policy towards Russia, CEPR, <https://cepr.org/voxeu/columns/winter-coming-energy-policy-towards-russia> [abgerufen am 06.12.2022]
- Martin, Ralf / Muûls, Mirabelle / Wagner J. Ulrich (2016): The impact of the European Union Emissions Trading Scheme on regulated firms: What is the evidence after ten years?, <https://www.journals.uchicago.edu/doi/10.1093/reep/rev016> [abgerufen am 28.12.2022]
- Mayer, Johannes (2022): Interviewaussage im Zeitungsartikel: Probleme bei Frankreichs Atomkraftwerken treiben Strompreise in die Höhe, der Standard, <https://www.derstandard.at/story/2000138198538/franzoesische-atomkraftwerke-treiben-wegen-problemen-die-strompreise-in-die-hoehe> [abgerufen am 03.01.2023]
- Mecke, Ingo / Piekenbrock, Dirk / Sauerland Dirk (2022): Markt, Gabler Wirtschaftslexikon, <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/markt-40513> [abgerufen am 21.12.2022]

Misak, Kurt (2022): Interview mit Wien Energie: Drei Fragen an Kurt Misak, Wien Energie, <https://positionen.wienenergie.at/blog/drei-fragen-an-kurt-misak/> [abgerufen am 25.12.2022]

Miteco (2022): MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO: MECANISMO IBÉRICO (15 A 30 DE JUNIO), https://www.miteco.gob.es/es/prensa/20220701_informemecanismoiberico15-30junio_tcm30-542306.pdf [abgerufen am 15.12.2022]

Miteco (2022b): La demanda nacional de gas natural cae un 15% con relación a los últimos cinco años, <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/la-demanda-nacional-de-gas-natural-cae-un-15-con-relaci%C3%B3n-a-los-%C3%BAltimos-cinco-a%C3%B1os/tcm:30-547838> [abgerufen am 16.12.2022]

Mitsotakis, Kyriakos (2022): Letter by Prime Minister Kyriakos Mitsotakis to the President of the European Commission Ursula von der Leyen, <https://primeminister.gr/en/2022/07/26/29898> [abgerufen am 01.12.2022]

Müller, Stefanie Claudia (2022): Gaspreisdeckel: Ist die „iberische Lösung“ ein Modell für Deutschland?, WirtschaftsWoche, <https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/spanien-als-vorreiter-gaspreisdeckel-ist-die-iberische-loesung-ein-modell-fuer-deutschland/28709538.html> [abgerufen am 21.12.2022]

NEUE (2022): Warum es Strombörsen gibt und wer dort handelt, <https://www.neue.at/startseite/2022/09/05/warum-es-stromboersen-gibt-und-wer-dort-handelt.neue> [abgerufen am 21.12.2022]

Next-Kraftwerke (2022): Was ist der OTC-Handel?, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/otc-handel> [abgerufen am 22.12.2022]

Next-Kraftwerke (2022b): Was bedeutet Merit-Order?, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order> [abgerufen am 29.12.2022]

Next-Kraftwerke (2022c): Was ist der Energy-Only-Markt?, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/energy-only-markt> [abgerufen am 04.01.2023]

Next-Kraftwerke (2022d): Was ist der Strommarkt?, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt> [abgerufen am 13.01.2023]

Next-Kraftwerke (2022d): Wie funktioniert die Energiebörse EEX?, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/energieboerse-eex> [abgerufen am 09.01.2023]

- Nicolosi, Marco / Burstedde, Barbara (2021): Transformation des Strommarktes bis 2050 – Optionen für ein Marktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien, Abschlussbericht, Umweltbundesamt, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-02-17_cc_09-2021_transformation_strommarkt_marktdesign_0.pdf [abgerufen am 30.01.2023]
- Oesterreichsenergie (2022b): Grafiken: Bruttostromerzeugung in Österreich ab 1950, <https://oesterreichsenergie.at/downloads/grafiken/detailseite/bruttostromerzeugung-in-oesterreich-1> [abgerufen am 25.12.2022]
- Oesterreichsenergie (2022c): Studie: Energiemarkt im Umbruch, <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/energiemarkt-im-umbruch> [abgerufen am 15.12.2022]
- Parlament Österreich (2022): Parlamentskorrespondenz Nr. 1180: Nehammer regt Gaspreis-Modell nach iberischem Vorbild an, https://www.parlament.gv.at/PAKT/PR/JAHR_2022/PK1180/index.shtml [abgerufen am 16.12.2022]
- Paschotta, Rüdiger (2012) – Europäisches Verbundsystem, RP-Energie-Lexikon, https://www.energie-lexikon.info/europaeisches_verbundsystem.html [abgerufen am 21.12.2022]
- Puls4 (2022): Die Politik-Insider: Krise bei Wien Energie – Wie krank ist der Strommarkt?, <https://www.puls24.at/video/puls-24-die-politik-insider/die-politik-insider-krise-bei-wien-energie-wie-krank-ist-der-strommarkt/v-cmj8y84tmeyp> [abgerufen am 29.12.2022]
- Ratcliff Christina / Martinello Barbara / Litos Vasileios (2022): Binnenmarkt: Allgemeine Grundsätze, Europäisches Parlament, <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/33/binnenmarkt-allgemeine-grundsätze> [abgerufen am 13.01.2023]
- Röck, Edgar (2022): Merit-Order: Warum das letzte Kraftwerk den Strompreis bestimmt, ÖsterreichsEnergie, <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/das-letzte-kraftwerk-bestimmt-den-strompreis> [abgerufen am 31.12.2022]
- Schnabl, Franz (2022): Halbieren wir die Strompreise!, die Presse, <https://www.die-presse.com/6153953/halbieren-wir-die-strompreise> [abgerufen am 14.12.2022]
- Schulmeister, Stephan (2022): Strompreise: Wenn der Markt und die Politik versagen, der Standard, <https://www.derstandard.at/story/2000138308097/strompreise-wenn-der-markt-und-die-politik-versagen> [abgerufen am 27.12.2022]
- Senoner, Tobias / Aghaie, Hamid / Wendtner Ramona (2022): Das EU-Strommarktdesign unter der Lupe, Wien Energie, <https://positionen.wienenergie.at/blog/strommarktdesign/> [abgerufen am 29.12.2022]

Statista (2022a): Statistik zu Anteil der Energieträger an der Nettostromerzeugung in Griechenland im Jahr 2021, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/160935/umfrage/stromerzeugung-nach-energietraegern-in-griechenland/> [abgerufen am 29.12.2022]

Statista (2022b): Statistik zu Durchschnittlicher Strompreis für Haushalte* in der Schweiz in den Jahren 2012 bis 2023, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/329740/umfrage/haushaltstrompreis-in-der-schweiz/> [abgerufen am 16.12.2022]

Statista (2022c): Statistik zu Strompreise* für Haushaltskunden in Deutschland in den Jahren 2012 bis 2022, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154908/umfrage/strompreise-fuer-haushaltskunden-seit-2006/> [abgerufen am 16.12.2022]

Stoft Steven / Ockenfels, Axel / Campton Peter (2022): An EU gas-purchasing cartel framework, CEPR, <https://cepr.org/voxeu/columns/eu-gas-purchasing-cartel-framework> [abgerufen am 06.12.2022]

Strobl, Günther (2022): Wie der Strompreis entsteht – und was sich am Merit-Order-Prinzip ändern könnte, der Standard, <https://www.derstandard.at/story/2000138406762/wieder-strompreis-entsteht-und-was-sich-am-merit-order-system> [abgerufen am 03.12.2022]

Stromliste.at (2022): Strompreis Österreich: Entwicklung & Zusammensetzung, <https://stromliste.at/strompreis> [abgerufen am 16.12.2022]

Strugl, Michael (2022): 20 Jahre Strommarktliberalisierung, ÖsterreichsEnergie, <https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/20jahre-strommarktliberalisierung> [abgerufen am 21.12.2022]

SVR (2019): Sondergutachten: Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik, Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/sg2019/sg_2019.pdf [abgerufen am 28.12.2022]

Swissgrid (2022): Europäischer Strombinnenmarkt - Mittendrin, aber nicht dabei, <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/market/european-market.html> [abgerufen am 14.12.2022]

Umweltbundesamt (2022): Erneuerbare Energien in Zahlen, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#u-berblick> [abgerufen am 21.12.2022]

Umweltbundesamt (2023): Erneuerbare Energie, <https://www.umweltbundesamt.at/energie/erneuerbare-energie> [abgerufen am 13.01.2023]

VESE (2019): Positionspapier zum Strommarktdesign (Revision StromVG), Dachverband der Schweizer Verteilnetzbetreiber, https://www.vese.ch/wp-content/uploads/190405_Positionspapier.pdf [abgerufen am 17.12.2022]

VK EnBW (2022): Virtuelles Kraftwerk – Eine Innovation der EnBW: Liberalisierung, <https://www.interconnector.de/wissen/liberalisierung/> [abgerufen am 21.12.2022]

VKU (2022): OTC-Terminhandel trocknet aus, <https://www.vku.de/themen/energie-wende/artikel/otc-terminhandel-trocknet-aus/> [abgerufen am 21.12.2022]

Vuilleumier Marie (2022): Der Strommarkt der Schweiz – ein UFO mitten in Europa, SwisInfo, <https://www.swissinfo.ch/ger/wirtschaft/der-strommarkt-der-schweiz--ein-ufo-mitten-in-europa/47893962> [abgerufen am 15.12.2022]

Weber, Thomas / Prommersberger, Klaus (2022): So funktionieren Absicherungen an den Energiemärkten, Axpo, <https://www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/magazin.detail.html/magazin/energiemarkt/So-funktionieren-Absicherungen-an-den-Energiemaerken.html> [abgerufen am 22.12.2022]

Wien Energie (2022): Weltweit erster Wasserstoff-Betriebsversuch in Wiener Gasturbine, <https://positionen.wienenergie.at/projekte/waerme-kalte/gruenes-kraftwerk-donaustadt/> [abgerufen am 25.12.2022]

Wien Energie (2022b): Abwärme und Restwärme, <https://www.wienenergie.at/ueber-uns/unternehmen/energie-klimaschutz/energieerzeugung/abwaerme-und-restwaerme/> [abgerufen am 25.12.2022]

Wien Energie (2022c): Stromerzeugung in Österreich 2021, <https://positionen.wienenergie.at/grafiken/stromerzeugung-in-osterreich/> [abgerufen am 08.12.2022]

Wilson, Alex Benjamin / Dobрева, Alina (2019): Energieversorgung und Energiesicherheit, Europäisches Parlament, [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2018/630275/EPRS_BRI\(2018\)630275_DE.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2018/630275/EPRS_BRI(2018)630275_DE.pdf) [abgerufen am 20.12.2022]

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Hausbrunn, am 09.02.2023



Roman Hlawaty