

Simulationsgestützte Analyse der neuen dynamischen Strompreise und abgeleitete Empfehlungen zur Abgabenpolitik

Thomas Wiedemann^{1*}

¹ HTW Dresden, Fak. Informatik/Math., F.-List-Platz 1, 01069 Dresden, *wiedem@informatik.htw-dresden.de

Abstract. Die seit 2024 verfügbaren dynamischen Strompreise werden durch die gleichzeitig gültige Gesetzgebung weitgehend negiert, da fast immer 20 oder mehr €-Cent an konstanten Abgaben anfallen. Auf der Basis von stündlichen dynamischen Strompreisen seit Anfang 2023 wurden verschiedene Simulationsszenarien zu Marktpreis- und Abgaben-Verteilungs-Alternativen modelliert und berechnet, welche höhere Anreize für Endkunden bezüglich des Speicherausbaus bewirken könnten. Natürlich würde eine reale Umsetzung eine Novellierung der Gesetze und Abgabenordnungen für Energieversorger erfordern. Ob dies im gegenwärtigen politischen als auch ökonomischen Umfeld möglich ist, wird aktuell gemeinsam mit Energiemarkt-Experten diskutiert.

Einführung

Seit dem 1.1.2024 sind große Energieversorger gesetzlich verpflichtet, Endkunden optional dynamische Strompreise anzubieten [1]. Ab 1.1.2025 gilt dies für alle Energieversorger. Diese dynamischen Strompreise werden von der Leipziger Strombörse abgebildet. Je nach Marktnachfrage und Angebot an regenerativen Energieformen schwanken die Netto-Preise zwischen negativen Werten von -10 Cent/KWh bis zu positiven Werten von 40 Cent/KWh (vgl. Abb. 1). Leider wird dieser sehr interessante neue Ansatz der Politik durch die derzeit gültige Gesetzgebung zu Strommarktgebühren wie Netzentgelte, Konzessionsabgaben und Steuern wieder weitgehend negiert, da mindestens 20 oder mehr €Cent an konstanten Abgaben anfallen. Bei 1 Cent Strombörsen-Netto-Preis liegt der Bruttopreis bei 21 Cent und damit die Abgabenlast bei über 2000%.

In der Folge ist zu vermuten, dass dynamische Strompreise für Kunden ohne eigenen Stromspeicher im Haus kaum attraktiv sind. Fraglich ist auch, ob bei Vorhandensein eines Stromspeichers die Einsparungen

über das Jahr betrachtet, ausreichen werden, um nach einer Einsatzzeit von 10...20 Jahren den Speicher zu refinanzieren. Heutige Stromspeicher auf Lithium-Ionen-Basis sind laut deren Datenblätter nach 10 bis maximal 20 Jahren am Lebensende und müssen ersetzt werden. Weiterhin zeigen auch die zunehmend häufiger zu beobachtenden negativen Strompreise eine klare Dysfunktionalität der Strom-Marktmechanismen an. So ist in den Mittagsstunden das Angebot häufig deutlich höher als die Nachfrage. Eine genaue Datenanalyse und darauf aufsetzende Simulationen von Lösungsoptionen sollen dies genauer evaluieren.

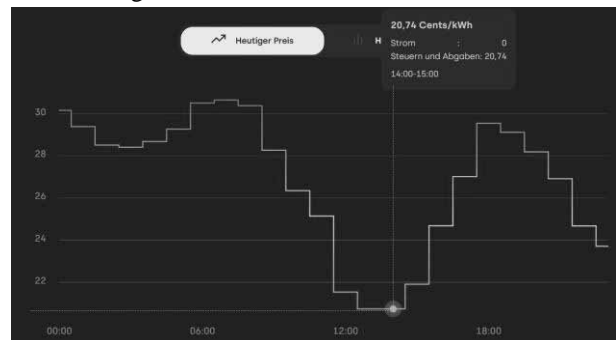


Abb. 1: Dynamische Strompreise am 28.3.24
(Quelle: www.tibber.de am 28.3.24 [2])

1 Erste Datenanalyse

Dank der OpenData-Initiative existieren im Internet sehr viele Datenquellen zum Strompreismarkt. Die vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE [3] gepflegte Website energy-charts.info bietet auf einer Unterseite [4] verschiedene Datenschnittstellen im OAS3-Format [5] an, u.a. auch **historische Börsen-Strommarktpreise** [6].

Für die nachfolgend beschriebenen Simulationsläufe wurden nur die Daten seit dem 1.1.2023 verwendet, da die Corona-Pandemie und der Ukrainekrieg zu extremen Preisausschlägen nach unten und oben geführt haben.

Gleichwohl sind beide Ereignisse sehr wertvoll als Worst-Case-Szenarien in beiden Richtungen.

Der „Day-Ahead“-Strompreis der Leipziger Börse wird jeweils 24 Stunden vorher festgelegt und ist online abrufbar. Damit entfallen für den Endabnehmer komplexe Prognosemodelle oder Wetteranalysen, da diese in den 24h-Preis-Vorabdaten inkludiert sind. Mit einer Minimalwert-Suche über den Preisen der nächsten 24 Stunden kann jeder Endkunde oder dessen (KI-) Steuerung leicht den besten Zeitpunkt zum Abruf von günstigem Strom für den nächsten Tag ermitteln.

1.1 Datenimport und -anreicherung der historischen dynamischen Strompreise

Nach dem Export aus [6] wurden die Daten im JSON-Format in eine Access-Datenbank-Tabelle eingelesen. Ergänzt wurden diese Rohdaten um die Stunden-, Monats- und Wochentageswerte, da der zeitliche Preisverlauf mit diesen stark korreliert. (vgl. Abb. 1). Diese Anreicherung diente vor allen der manuellen Analyse und ersten Begutachtung der Werteverläufe.

Am Wochenende führt die fehlende Industrienachfrage meist zu geringeren oder negativen Preisen. Für ca. 1,5 Jahre umfassen diese Rohdaten (vgl. Abb. 2) ca. 10.000 Datensätze und können für stundengenaue Analysen der dynamischen Strompreise verwendet werden.

Preisdaten Rohdaten						
Datum	ZeitID	Monat	WoTag	Std.	Preis-Netto	Preis-Brutto
2023022010		2	1	10	0,02 €	0,22 €
2023022011		2	1	11	0,02 €	0,22 €
2023022012		2	1	12	0,02 €	0,22 €
2023022013		2	1	13	0,04 €	0,24 €
2023022014		2	1	14	0,05 €	0,28 €
2023022015		2	1	15	0,06 €	0,28 €

Abb. 2: Auszug aus den Rohdaten (hier vom 20.2.2023 im Zeitraum 10-15 Uhr)

1.2 Tagesweise Verdichtung der Daten

Nach dem Import der Basisdaten wird automatisch eine erste Verdichtung auf Tageswerte vorgenommen. Dies sind jeweils der Mittelwert, das Minimum und das Maximum der Netto- und Bruttopreise des jeweiligen Tages. Weiterhin wird die Zeitspanne von günstigem Strom berechnet, der zum maximalen Stromabruf für Endverbraucher und zum Laden vorhandener Speicher genutzt werden kann.

In der Datenbank ist dazu ein Grenzwert – im Beispiel bei Abb. 3 ein Wert von 0,05 € angenommen. Dieser Wert ist beliebig änderbar und kann je nach Endkunden oder Dinglichkeit des Strombedarfs unterschiedlich sein. Falls ein Kunde stark sparen will setzt er den Wert z.B. auf 0,00 € falls auch Strompreise bis 0,07 noch akzeptabel sind, dann eben auf 0,07 € Ab diesem Grenzwert wird der Strom als günstig (grün markiert im Report) zum Laden des Speichers definiert und gleichzeitig auch die Wartezeit bis zu einer Phase günstigen Stroms ermittelt. Im Beispiel werden Wartezeiten auf günstigen Strom größer als 48 Stunden als kritisch (rot im Report) markiert (vgl. Abb. 3).

Preisdaten- Tagesweise										
TypID	Datum	Netto-Preise			Brutto-Preise			Preis-Minimum		
		Mean	Min	Max	Mean	Min	Max	Dauer in h	Wartezeit bis in Tagen	
10	20231119	0,04 €	0,00 €	0,10 €	0,25 €	0,20 €	0,33 €	15	9	0,4
	20231120	0,11 €	0,06 €	0,15 €	0,34 €	0,28 €	0,38 €	0	33	1,4
	20231121	0,12 €	0,09 €	0,15 €	0,35 €	0,32 €	0,38 €	0	57	2,4
	20231122	0,11 €	0,07 €	0,15 €	0,34 €	0,29 €	0,38 €	0	81	3,4
	20231123	0,06 €	0,00 €	0,12 €	0,28 €	0,20 €	0,35 €	5	0	0
	20231124	0,07 €	0,00 €	0,11 €	0,29 €	0,20 €	0,34 €	9	18	0,8
	20231125	0,10 €	0,07 €	0,13 €	0,32 €	0,30 €	0,36 €	0	42	1,8
	20231126	0,12 €	0,10 €	0,15 €	0,35 €	0,32 €	0,38 €	0	66	2,8
	20231127	0,11 €	0,08 €	0,15 €	0,34 €	0,30 €	0,38 €	0	90	3,8
	20231128	0,12 €	0,06 €	0,19 €	0,35 €	0,29 €	0,42 €	0	114	4,8
	20231129	0,14 €	0,08 €	0,25 €	0,37 €	0,31 €	0,48 €	0	138	5,8
	20231130	0,17 €	0,10 €	0,26 €	0,40 €	0,33 €	0,49 €	0	162	6,8
	20231201	0,16 €	0,10 €	0,23 €	0,39 €	0,32 €	0,46 €	0	186	7,8
	20231202	0,12 €	0,10 €	0,15 €	0,35 €	0,32 €	0,38 €	0	210	8,8
	20231203	0,10 €	0,09 €	0,13 €	0,33 €	0,31 €	0,36 €	0	234	9,8
	20231204	0,11 €	0,09 €	0,13 €	0,34 €	0,31 €	0,36 €	0	258	10,8
	20231205	0,11 €	0,08 €	0,15 €	0,34 €	0,31 €	0,38 €	0	282	11,8
	20231206	0,13 €	0,09 €	0,18 €	0,36 €	0,32 €	0,41 €	0	306	12,8
	20231207	0,12 €	0,09 €	0,15 €	0,34 €	0,31 €	0,38 €	0	330	13,8
	20231208	0,10 €	0,08 €	0,12 €	0,33 €	0,30 €	0,35 €	0	354	14,8
	20231209	0,08 €	0,03 €	0,09 €	0,30 €	0,23 €	0,32 €	0	0	0
	20231210	0,06 €	0,01 €	0,09 €	0,27 €	0,21 €	0,31 €	9	0	0
	20231211	0,08 €	0,01 €	0,12 €	0,30 €	0,21 €	0,35 €	6	18	0,8
	20231212	0,11 €	0,08 €	0,15 €	0,33 €	0,30 €	0,38 €	0	42	1,8
	20231213	0,09 €	0,07 €	0,11 €	0,32 €	0,30 €	0,34 €	0	66	2,8
	20231214	0,11 €	0,08 €	0,13 €	0,34 €	0,30 €	0,36 €	0	90	3,8
	20231215	0,09 €	0,07 €	0,12 €	0,32 €	0,29 €	0,35 €	0	114	4,8
	20231216	0,07 €	0,05 €	0,09 €	0,29 €	0,25 €	0,31 €	0	0	0
	20231217	0,05 €	0,03 €	0,08 €	0,26 €	0,23 €	0,30 €	1	0	0
	20231218	0,08 €	0,05 €	0,11 €	0,30 €	0,25 €	0,34 €	2	0	0
	20231219	0,08 €	0,05 €	0,10 €	0,30 €	0,25 €	0,33 €	3	21	0,9
	20231220	0,06 €	0,03 €	0,08 €	0,28 €	0,23 €	0,31 €	5	0	0
	20231221	0,02 €	0,00 €	0,05 €	0,22 €	0,20 €	0,25 €	0	0	0
	20231222	0,02 €	0,00 €	0,05 €	0,22 €	0,20 €	0,28 €	43	0	0
	20231223	0,03 €	0,00 €	0,07 €	0,24 €	0,20 €	0,29 €	19	0	0
	20231224	0,00 €	-0,01 €	0,00 €	0,20 €	0,19 €	0,20 €	0	0	0
	20231225	0,00 €	-0,01 €	0,02 €	0,20 €	0,19 €	0,22 €	0	0	0
	20231226	0,02 €	0,00 €	0,05 €	0,22 €	0,20 €	0,28 €	3	0	0
	20231227	0,06 €	0,00 €	0,08 €	0,28 €	0,20 €	0,31 €	2	0	0
	20231228	0,02 €	0,00 €	0,05 €	0,22 €	0,20 €	0,25 €	0	0	0
	20231229	0,01 €	0,00 €	0,03 €	0,21 €	0,20 €	0,23 €	0	0	0
	20231230	0,04 €	0,00 €	0,08 €	0,24 €	0,20 €	0,31 €	66	0	0
	20231231	0,01 €	0,00 €	0,03 €	0,21 €	0,20 €	0,23 €	0	0	0
	20240101	0,02 €	0,00 €	0,06 €	0,22 €	0,20 €	0,28 €	43	0	0
	20240102	0,05 €	0,00 €	0,08 €	0,27 €	0,20 €	0,31 €	11	0	0
	20240103	0,05 €	0,00 €	0,08 €	0,27 €	0,20 €	0,31 €	11	16	0,7

Abb. 3: Historische Tageswerte dynamischen Stroms (hier vom 19.11.23 bis zum 03.01.2024)

Die rot markierten Wartezeiten sind besonders kritisch für kleinere Speicher, denn je nach Stromverbrauch und Speicherkapazität wird der Speicher unterschiedlich schnell entleert. Bei leerem Speicher ist der Haushalt gezwungen, seinen Bedarf mit teurem Strom zum Bruttopreis zu decken. Auch ein Wiederaufladen des Stromspeichers wäre dann sehr teuer.

Im oberen Teil von Abb. 3 ist ein günstiger Mix von dynamischen Strompreisen zu sehen. Ab dem 2. Drittel ist ein ungünstiger Verlauf zum Jahresende visualisiert.

Die sehr langen, rot markierten Phasen teuren Stroms zeigen indirekt eine sogenannte Dunkelflaute an. Dabei handelt es sich um ein starkes Nachlassen der Generierung aus regenerativen Quellen (keine Sonne und kein Wind). Da die Werte auf reinen Preisdaten beruhen, soll dieser Bereich zur eindeutigen begrifflichen Abgrenzung als „**Preisdunkelflaute**“ bezeichnet werden. Im Beispiel vom November 2023 dauerte diese Preisdunkelflaute 15 Tage, der Maximalwert wurde erreicht gleich darauf mit 17 Tagen im Januar 2024.

Die rot markierten Tage in Abb. 3 sind eine anschauliche Visualisierung des Kernproblems der alternativen Energien und der gesamten Energiewende: Um einer solchen Preisdunkelflaute bei einem kompletten Abschalten herkömmlicher Kraftwerke zu begegnen, müsste eine Stromspeicherkapazität von mindestens 20 Tagen bereitgestellt werden, besser noch mehr! Aktuell liegt die verfügbare Speicherkapazität in Deutschland nach [8] bei ca. 55 GWh und deckt damit bei einer Spitzenlast von 80 GW (ebenfalls [8]) noch nicht einmal eine Stunde ab. Bei kleiner Nacht-Last von 20 GW dann etwa 3 Stunden. Bei der in Deutschland politisch angestrebten Vollversorgung regenerativer Energien wären jedoch 20 Tage Abdeckung notwendig, also das mindestens das Hundertfache. Dies erscheint gegenwärtig weder finanziell noch technisch durch den aktuellen Fachkräftemangel als realistisch umsetzbar.

2 Simulation eines adaptiven dynamischen Strompreises

Zur genaueren Analyse wurde ein Simulationsmodell mit den importierten Börsen-Strompreisen entwickelt.

In der aktuellen Version des Simulationsmodells wird von einem Normalhaushalt mit einem Speicher in einer Größenordnung von 6 bis 24 Kilowattstunden Speicherkapazität ausgegangen mit einem Haus-internem Verbrauch von 2 bis 12 KWh täglich. Die sehr große Spannweite des Verbrauchs entspricht den realen Annahmen eines sehr kleinen Haushalts mit nur 700 KWh/Jahr und einem größeren Mehrfamilienhaus mit Wärmepumpe und Elektroauto und 5000 KWh/Jahr. Für die generellen Ergebnisse der Simulation sind die Ergebnisse zwar bzgl. der numerischen Werte relevant, doch die ermittelten Grundaussagen bleiben gleich. Die heute häufig übliche Kombi-Installation einer Photovoltaikanlage (PV) mit integriertem Speicher macht die Betrachtung leider noch komplizierter.

Da die PV-Anlage gerade zu Zeiten sehr geringer Strompreise den meisten Strom liefert, steht die PV der sinnvollen Nutzung von dynamischen Strompreisen eher entgegen. Zumindest in der Basisversion wird daher der **Stromgewinn durch die PV-Anlage nicht berücksichtigt**, um eine reine Analyse der dynamischen Strompreise zu bewirken. Dieses Szenario kann auch real bei zu kleinen Dachflächen oder anderen Limitierungen bzgl. einer PV-Installation auftreten. Bei Vorhandensein einer PV-Anlage verschlechtern sich die finanziellen Ertragsmöglichkeiten durch dynamischen Strom. Andererseits ist der fast kostenlose PV-Strom (wenn man die Abschreibung vergisst) wiederum in der Gesamt-Stromrechnung als sehr kostensparend einzuschätzen, was aber nur für den Kunden, jedoch nicht für die dynamischen Strompreise als System vorteilhaft ist.

Im Simulationsmodell wird durch die modellierte Steuerung des Energiespeichers eine einfache Minimalwert-Analyse der jeweils nächsten 24 h dynamischer Strompreise durchgeführt. Bei mittlerer Speicherladung wird genau zum 24h-Minimum der Speicher vollgeladen. Falls die Speicherladung weniger als 25% beträgt, wird auch zu nicht ganz optimalen Zeitpunkten der Speicher auf 50% aufgeladen. Bei ungünstigen Strompreisen wird der gesamte Haushalt aus dem Speicher versorgt. Wenn die Speicherkapazität erschöpft ist, wird automatisch auf das öffentliche Stromnetz umgeschaltet, was allerdings sehr teuer sein kann.

Bei der Berechnung des Modells wurden nur echte Preisdaten ab dem 1.1.2023 verwendet. Um den Effekt dynamischer Strompreise zu bewerten, wird mit einem Standard-Stromtarif von 0,35 € KWh verglichen.

In Abb. 4 ist die Bedienmaske des entwickelten Energiemarkt-Simulators dargestellt. Aufgrund der starken Datenbezüge zu realen Strompreisdaten wurde eine Implementierung mit einer Microsoft-Access-Datenbank durchgeführt. Auch die Algorithmen zur Simulation sind mit dem darin verfügbaren Visual Basic von Microsoft realisiert. Portierungen zu .NET- oder webbasierten Versionen sind geplant.

Die auf ein Jahr normierte Differenz zwischen Standard-Tarif und dynamischen Strompreis von 333 € zeigt den geringen Effekt der dynamischen Strompreise unter realen Bedingungen. Mit den eingesparten ca. 333€/Jahr ist eine Refinanzierung des Stromspeichers mit aktuell ca. 10.000 € Investitionskosten selbst nach 20 Jahren nicht möglich. Stromspeicher sind, wie leider zu Beginn vermutet, ohne zugehörige PV-Anlage, ein sehr teures Hobby und wirtschaftlich nicht vertretbar.

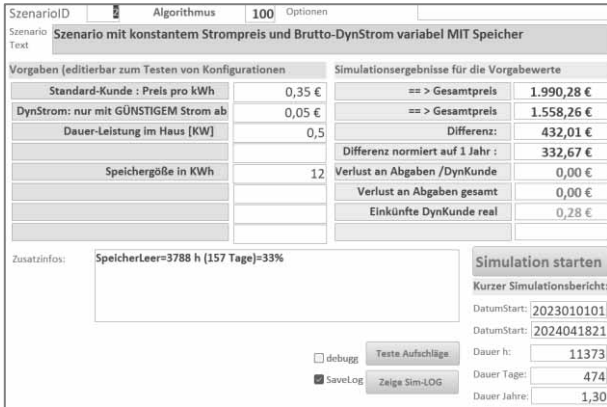


Abb. 4: Die Bedienmaske des Simulationsmodells (mit ausgewählter Standard-Konfiguration)

3 Schlussfolgerungen aus den Simulationsuntersuchungen

Bei der Berechnung weiterer Szenarien ergeben sich die nachfolgenden Ergebnisse.

3.1 Best-Case-Szenario „Ohne Abgaben“

Bei einer hypothetischen Befreiung dynamischer Strompreise von allen Abgaben ergibt sich eine Differenz von ca. +2.500 € pro Jahr. Damit wäre eine Refinanzierung und sogar Erweiterung der Stromspeicher leicht möglich. In der Summe ergeben sich aktuell nur leider Abgabenverluste in gleicher Höhe. Diese könnten für die BR Deutschland bis zu 10 Mrd. €/Jahr betragen. Eine derartige Befreiung ist bei der aktuellen Haushaltssituation nicht vorstellbar, da neben dem Staat (MwSt. u.a.) auch die Kommunen und Energieunternehmen diese Summe anteilig pro Jahr verlieren würden. Das Ist-Verhältnis von Netto- zu Brutto-Strompreisen zeigt Abb. 5.

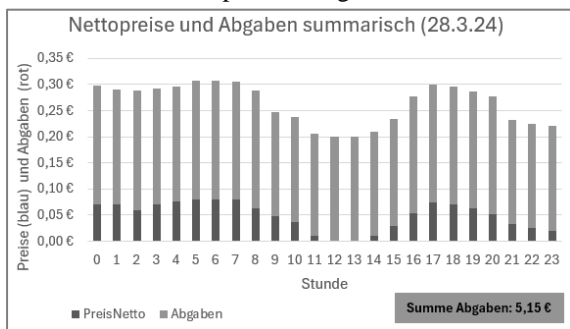


Abb. 5: Aktuelle Netto- und Brutto-Strompreise

3.2 Modellszenario „DynPlus-Strompreise“

Es erscheint sinnvoll, eine Verschiebung der Abgaben

über der Zeit anzustreben. Bei geringen Nettopreisen sollten nur geringe Abgaben fällig werden und bei mittleren Preisen diese mit einem Aufschlag gegenfinanziert werden. Hohe Netto-Preise sollten unbeeinflusst bleiben. Im aktuellen Entwurf wird bei geringen Nettopreisen nur noch eine prozentuale Abgabenlast von maximal 200% angenommen. Bei 0,00 € Nettopreis oder darunter ergeben sich folglich Abgaben von ebenfalls 0,00 € was genau erwünscht ist. (vgl. Abb. 6).

Stunde	PreisNetto	DynPlusPreis	Aufschlag	BruttoPlus	Kommentar
7	0,08 €	0,16 €	0,10 €	0,34 €	Aufschlag
8	0,06 €	0,13 €	0,13 €	0,32 €	Aufschlag
9	0,05 €	0,09 €	0,12 €	0,26 €	Aufschlag
10	0,04 €	0,07 €	0,03 €	0,14 €	Aufschlag
11	0,01 €	0,02 €	0,00 €	0,03 €	ProzMax 200%
12	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	ProzMax 200%
13	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	ProzMax 200%
14	0,01 €	0,02 €	0,00 €	0,03 €	ProzMax 200%
15	0,03 €	0,06 €	0,03 €	0,12 €	Aufschlag
16	0,05 €	0,11 €	0,12 €	0,28 €	Aufschlag
17	0,07 €	0,15 €	0,11 €	0,33 €	Aufschlag

Abb. 6 Neue Preis- und Abgaben-Verteilung (Auszug)

Der resultierende Gesamtverlauf kann Abb. 7 entnommen werden. Zur Mittagszeit ergibt sich das angestrebte Brutto-Preisminimum zum Laden der Stromspeicher. Durch die Zusatzabgaben ergeben sich gleiche Abgaben (5,15 € unten rechts) in der Summe über den Tag, d.h. **der neue Preis-Ansatz ist für den Staat und die Energiewirtschaft aufkommensneutral!**

Simulationen dieses Ansatzes zeigen eine prinzipielle Umsetzbarkeit dieser Idee durch eine Neugestaltung der dynamischen Strompreise, nachfolgend als **DynPlus-Preise** bezeichnet. Allerdings kommt es bei längeren Preisdunkelflauten wieder zum Leerlaufen der Stromspeicher und dann zu einem Stromverbrauch in den mit den Abgaben zusätzlich belasteten Zeiten. Damit reduzieren sich die Einsparungen auf nur noch 800 € pro Jahr, was zwar noch für eine Refinanzierung gerade noch ausreichend ist, aber keine Erweiterungen mehr erlaubt.

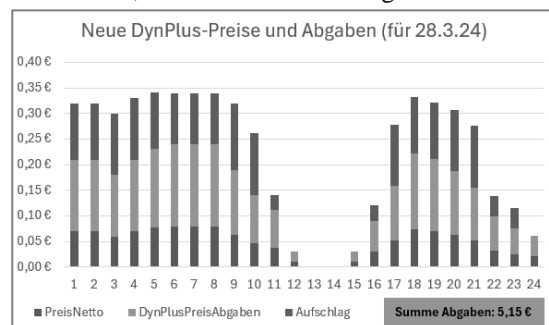


Abb. 7 Preisverlauf mit neuen DynPlus-Strompreisen

Alternativ könnte die Refinanzierung der Abgaben unter Einbeziehung der Normaltarife erfolgen. Wenn in Analogie zur Abgabenverteilung nach Abb. 7 ein Aufschlag von genau 0,01 € zu Zeiten mittlerer Strompreise erfolgt, gelingt die Refinanzierung und Speichererweiterung mit einem jährlichen Saldo von ca. +1500 € pro Jahr (vgl. Abb. 8). Möglich wird dies durch das Verhältnis gegenwärtig von 34 Kunden mit Normaltarif zu einem Kunden mit Stromspeicher. Der Aufschlag von einem Cent wird dabei nur bei von Nettopreisen kleiner 0,06 € aktiviert und auch nur bei aktiven Verlustsaldo aus den letzten Stunden.

In der Simulation nach Abb. 8 ergibt sich ein leichtes Plus von 8 € und eine Nutzung der Aufschlagszone von nur 75%, d.h. auch bei einem Anwachsen der Anzahl der Haushalte mit Speichern kann dieser Ansatz bestehen bleiben. Danach wäre über eine leichte Erhöhung des Aufschlags zu entscheiden.

Vorgaben (editierbar zum Testen von Konfigurationen)		Simulationsergebnisse für die Vorgabewerte	
Preis pro kWh	0,35 €	==> Gesamtpreis	3.980,55 €
DynStrom: nur mit GÜNSTIGEM Strom	0,05 €	==> Gesamtpreis	1.977,81 €
Leistung	1	Differenz:	2.002,74 €
Absenkungsgrenze in %	200	Differenz normiert auf 1 Jahr:	1.542,20 €
Speichergröße in kWh	24	Verlust Abgaben pro DynKunde	1.138,72 €
Normalkunden pro DynPlus-Kunde	34	Verlust an Abgaben gesamt	-8,07 €
Preisaufschlag bis Nettopreis €	0,06	Einkünfte DynKunde real	4,73 €
Preisaufschlag in €	0,01		

Zusatzinfos: SpeicherLeer=3608 h (150 Tage)=31%
 STDAufschlagBENUTZT=2004 (75%)
 STDAufschlagOffen=672 (25%)

Simulation starten
 Kurzer Simulationsbericht:
 DatumStart: 2023010101
 DatumStart: 2024041821
 Dauer h: 11373
 Dauer Tage: 474
 Dauer Jahre: 1,30

Abb. 8: DynPlus-Strompreise mit Alternativaufschlag

Bei der stundenweisen Simulation bestehen sehr viele Freiheitsgrade bzgl.

- der Preisvorgaben für die Aufschlag-Signale,
- der Abgabengrenzung (hier maximal 200%),
- dem mittleren Leistungsverbrauch im Haushalt,
- der Speichergröße,

welche über die Eingabefelder eingestellt und in der Szenarien-Datenbank gespeichert werden können. Dabei ist jede der gezeigten Masken mit einem Szenario nur ein Datensatz in einer beliebig großen Datenbanktabelle. Aktuell wird immer nur der aktuell simulierte Datensatz mit seinen Simulationsergebnissen (im Sinne einer 1:1-Relation) gespeichert: Das Speichern aller Simulationsergebnisse (im Sinne einer 1:N-Relation zwecks Vergleich der Ergebnisse über alle Ergebnisse über alle Szenarien) ist sehr einfach möglich, in dem das Löschen der alten Szenarien-Daten abgeschaltet wird und eine Datenreferenz zum Szenario-Datensatz aufgebaut wird.

Weiterhin ist auch eine automatisierte Neu-Berechnung aller Szenarien angedacht, damit bei einer Änderung an grundlegenden Simulationsalgorithmen, z.B. an der Art der Stromspeichersteuerung, nicht manuell gestartet werden muss. Da die Simulation über die Strompreis-Zeitreihen im Stundentakt mit ca. 10.000 Datensätzen nur wenige Sekunden dauert, ist eine Komplettsimulation eine Aufgabe weniger Minuten.

3.3 Geplante Online-Validierung der Modelle

Da die ersten Gespräche mit Stakeholdern im Energiemarktbereich sehr vielversprechend waren und eine absolute Fehlerfreiheit der Berechnungen damit immer wichtiger wird, soll mit FachkollegInnen aus dem Simulations- und Energiebereich eine mehrfache „Nach-Programmierung“ der Simulationsalgorithmen aus der Access-Datenbank erfolgen.

Auch ein Projektseminar mit 6 Studenten der Wirtschaftsinformatik wird im Wintersemester 2024/25 das bisherige Modell einmal auf der Basis einer rein textuellen Beschreibung der Algorithmen zur Vermeidung simpler Programmierfehler und einmal auf der Basis des Sourcecodes analysieren und mit anderen Technologieoptionen (z.B. auch JavaScript auf NodeJS-Servern oder .NET in MS-Azure-Umgebungen) erneut erstellen.

Als Zielsystem wird ein cloudbasiertes und ggf. auch verteiltes Simulationssystem mit einer zentralen Datenerhaltung und beliebig vielen Simulator-Instanzen auf unterschiedlichen Servern angestrebt. Auf dem zentralen Datenbank-Server werden Tools oder Algorithmen aus dem Business-Intelligence-Bereich (BI) zum Vergleich und zur Analyse der unterschiedlichen Simulationsergebnisse installiert. Alle am Thema (und günstigen Strompreisen) interessierten Simulations-Fachkollegen sind dazu recht herzlich eingeladen!

In die Cloudsysteme sollen auch die Simulationsmodelle von Strommarktexperten und Firmen eingehängt und dann gegen verschiedene Wetter- und Nachfrageszenarien ausgetestet werden können. Ein weiterer Ausbau könnte auch durch darauf aufsetzende Modelle zu den Steuersystemen der Energieversorger selbst erfolgen, so dass diese ihre eigenen, firmen-internen Preisbildungsmodelle und Realtime-Steuerungen vorab austesten können. Wenn die Einbeziehung der Energieversorger in diese Simulations-Infrastruktur gelingt, sollte auch die Finanzierung der Basissimulations-Infrastruktur gut abgesichert sein.

3.4 Eine Empfehlung an die Gesetzgebung

Eine reale Umsetzung des DynPlus-Preismodells würde entsprechende Novellierungen der Strommarkt-Gesetzgebung und/oder der Ausführungsbestimmungen für die Abgabeberechnung erfordern. Dazu wird gegenwärtig die Akzeptanz dieses Ansatzes bei Wissenschaftlern im Energiepreismarkt, den Vertretern der Energiewirtschaft und final der Politik geprüft.

Da die Freiheitsgrade bei der neuen Abgabenverteilung sehr groß sind und das letzte Wort die Politik und die Lobby der Energieversorger haben werden, wird folgender, sehr offener Vorschlag zur Bestimmung neuer **adaptiver dynamischer Strompreise** gemacht, wobei der enthaltene Prozentwert beliebig änderbar ist:

„Die Abgabenlast bei dynamischen Strompreisen darf 200% des Netto-Strompreises nicht übersteigen. Die summarische Differenz zur bisherigen Berechnung dynamischer Brutto-Strompreise kann zu anderen Zeiten durch Aufschläge ausgeglichen werden.“

Die Verwendung einer prozentualen Begrenzung der Strompreisabgaben führt zu einer sanften und nicht sprunghaften Reduzierung der Abgabenlast. Damit erfolgen im Ergebnis wiederum auch keine sprunghaften Lastwechsel durch die Endabnehmer und das Stromnetz kann insgesamt stabiler und besser ausgegelt werden.

Beim obigen Prozentwert von maximal 200% Abgaben würde sich bei Netto-Stromkosten von einem Cent eine Abgabenlast von 2 Cent ergeben und damit ein finaler Bruttopreis von 3 Cent gegenüber bisher 23 Cent (vgl. Abb. 6). Ab 0,00 € Nettostrompreis und darunter gehen dann auch diese Abgaben wirklich auf 0,00 €

Ob diese temporären „Nichtabgaben“ (auch im EU-Kontext) gesetzlich zulässig sind, wird ebenfalls mit Experten geklärt. Alternativ könnten auch bei negativen Strompreisen die gesetzlich unbedingt notwendigen Abgaben erhoben werden, möglichst jedoch auch begrenzt auf einen prozentualen Anteil und einem sehr geringen konstanten Abgabenbetrag.

Der bewusst offen gehaltene Textvorschlag kann einen Wettbewerb der Energieversorger um das **attraktivste Preismodell für zukünftige adaptive dynamische Strompreise** bewirken. Zu erwartende Folgen sind eine starke Motivation der Endkunden und Energieversorger zum Ausbau der Stromspeicher und ein nachfolgendes besseres Ausbalancieren von Angebot und Nachfrage.

4 Langfristige Energiemarkt-Simulation

Mit der konservativ ermittelten Einsparung von ca. 1.500 € pro Jahr, was ca. 50% Einsparung gegenüber einem Normaltarif bedeutet, wurde ein aufsetzendes Simulationsmodell zur langfristigen Simulation entwickelt. Die sehr konservative Bewertung ergibt sich dabei aus folgenden Punkten:

- Es wurden keine Einspeisevergütungen für eine Rückführung der gespeicherten Energiemengen in das Strom-Netz betrachtet. Angenommen wurde ein vollständiger Verbrauch der Speicherladung im Haus.
- Bei einer Betrachtung von Einspeisevergütungen ist der gegenwärtige konstante Preis von ca. 0,08 € ebenfalls als wenig förderlich zu betrachten. Analog zur massiven Reduzierung der Abgabenlast zu Zeiten eines Überangebots wäre auch eine Abgabenreduzierung bei sehr hoher Nachfrage und eine Vergütung in der Größenordnung der Nettostrompreise sehr sinnvoll. So liegt das Maximum der Nettostrompreise bei 1/3 der Tage im Jahr bei über 0,11 €! Wenn es noch einen gewissen Sonderbonus von wenigen €Cent für die Rückeinspeisung in Zeiten sehr hoher Nachfrage gäbe, würde sich die Gesamtrechnung noch einmal stark verbessern.
- Vorhandene PV-Anlagen würden weitere, sehr günstige Energie liefern, allerdings gerade zu Zeiten sehr geringer oder negativer Nettostrompreise und günstiger als die gegenwärtigen Bruttostrompreise. Damit würden sie einem Laden des Stromspeichers mit DynPlus-Strom entgegenstehen. Andererseits würde sich bei Einspeisung dieser Strommengen bei besseren Konditionen in das Netz eine nochmals verbesserte Jahres-Rendite für die gesamte PV+Speicher-Installation ergeben.

Bei der sehr konservativen Annahme von +1.500 € Rendite pro Jahr wurde eine Langfristsimulation bis zum Jahr 2050 vorgenommen (vgl. Abb. 9 mit den Werten bis 2050). Die Simulationsdauer kann einfach in der Eingabemaske geändert werden. Allerdings werden mit zunehmender Simulationsdauer die Annahmen über die Preise pro kWh-Stromspeicher immer ungenauer, da gegenwärtig intensive Forschungen zu neuen Speichersystemen stattfinden. Starke Reduzierungen der Speicherkosten sind durchaus ebenfalls möglich.

Gesamtmarktsituation		Im Jahr	2051	Reset Werte
Szenario: 90% Neubau, 10% Rendite		Simuliere:		ein Jahr
Haushalte gesamt:	41.500.000	Speichergröße [KWh]:	12	von: 2025
- Haushalte OHNE Speicher:	25.102.974	Speichergröße gesamt [GWh]:	1366%	bis: 2050
- Haushalte mit Speicher:	16.397.026 (39,5%)	Einsparungen gesamt:	23.095.539.000,00 €	in Mrd.: 23,0955
AdaptDynStrom-Vorgaben:		Einsparung / Jahr:	1.500,00 €	Limits
Umlage auf Neubau:	90,00%	Umlage auf Erweiterung:	0,00%	Fachkräftemangel seit 2044
Umlage auf Erweiterung:	0,00%	Preis / neue KWh Sp.:	1.000,00 €	0,1
Alternative Energien [GW]:	234	neue Anlagen in [KWh] in [GWh]:	19.435.985,10	0
Ladezeit in [h]:	6	Anzahl:	19,44	1.000.000
Zuwachs in [GW]:	3	Angebot in [GWh] / Überangebot in [%] / Limit	1386,00	900,17% / 100,00%
				mit PV-Wachstum

Abb. 9: Eine Energiemarktsimulation bis 2050

Bei den Berechnungen wurde angenommen, dass die Einsparungen durch die besseren Tarife im DynPreisPlus-Konzept zu 90% wieder reinvestiert werden. Dies ist plausibel und sinnvoll, da sich:

- Jede reinvestierte Geldsumme in einem neuen Speicher niederschlägt und dieser zukünftig auch wieder zur Einsparung beiträgt.
- Im Gegensatz zu einem Kühlschrank, dessen stetiger Zubau natürlich nicht sinnvoll ist, können damit Speicher bei zukünftig vernünftiger Abgaben- und Vergütungspolitik im Gesamtmaßstab SELBST GELD VERDIENEN.

Dies sollte für den Eigentümer bei einer jährlichen Kapitalrendite von 10% genügend Anreiz sein, das eingesparte Geld wieder zu 90% zu reinvestieren. Bei kleinen Investitionsraten verschlechtern sich natürlich die Werte und es verlangsamt sich der Speicherausbau. In der Praxis wird sich ein Mix ergeben, wobei durch große Firmen-Investoren mit 100% Re-Investitionsrate und sehr großen Speicheranlagen im MW-Bereich und kleine Privatanwender mit niedrigeren Re-Investitionen im eigenen Haus, bedingt auch durch Platzprobleme, sich doch ein mittlerer Wert von 90% ergeben könnte.

Im Ergebnis ergibt sich unter diesen Annahmen durch die **Umlage der eingesparten Kosten auf den Speicherausbau** ein Zuwachs der installierten Speicherkapazitäten von 1366%, also mehr als eine **Verzehnfachung**. Die Anzahl der Haushalte mit Speicher erhöht sich im gleichen Zeitraum von 2,9% in 2024 auf knapp 40% in 2050.

Der simulierte Verlauf der Entwicklung kann Abb. 10 entnommen werden. Der Anstieg der Werte hat zunächst einen exponentiellen Charakter, da die neu zugebauten Speicherkapazitäten zu einer weiteren Erhöhung der absoluten Einsparungen und damit zu stetig ansteigenden Finanzressourcen führen. Mit den prozentuellen Einstell-

ungen für die Umlagen kann dies experimentell getestet und angepasst werden.

Ungefähr ab dem Jahr 2044 kommt es bei den definierten Vorgabewerten zu einer Limitierung des Speicherzubaus durch den immer stärker werdenden Fachkräftemangel. Es wurde dabei angenommen, dass die Rekordbauleistung des Jahres 2023 von ca. 500.000 Speicheranlagen (nach [7]) pro Jahr nicht mehr als verdoppelt werden kann, da die demografische Entwicklung und die Konkurrenzsituation zu anderen Fachbereichen die absolute Anzahl der Arbeitskräfte in der Speicherbranche auf maximal das Doppelte der heutigen Anzahl limitiert. Im Ergebnis des Fachkräftemangels kann dann nur noch eine feste Anzahl von Speicheranlagen gebaut werden und der Anstieg des Gesamtspeicherleistung geht ab 2044 in einen linearen Anstieg über (vgl. Markierung in Abb. 11). Die Verfügbarkeit der Speicheranlagen (Rohstoffe, Produktion, Vertrieb etc.) wurde vorerst nicht betrachtet.

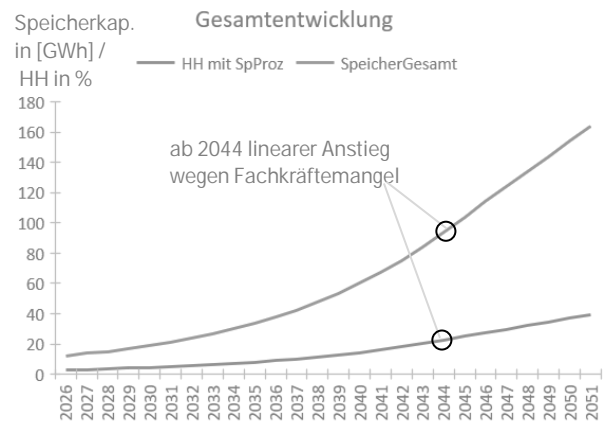


Abb. 10: Simulierte Speicherkapazitäten und Anteil von Haushalten (HH) mit Speicher bis 2050

Weitere Simulationen mit einem Vergleich von angebotener Leistung an alternativen Energien und der anwachsenden Speicherkapazität zeigen, dass selbst bei der 13-fachen Speicherkapazität noch immer ein Überangebot an den sehr volatilen Energien von 900% über den Tag besteht (vgl. gelb markierter Bereich in Abb. 9). Es müsste also noch das mindestens das 4-fache an Speicherkapazität gebaut werden, bis der Strommarkt anfangen kann, sich selbst auszubalancieren und die Phasen negativer Strompreise zurückgehen. Damit ist der Ansatz von adaptiven dynamischen Strompreisen sinnvoll und anwendbar für den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050, da kein signifikanter Rückgang der Einsparpotentiale zu erwarten ist.

Ob eine reale, weitere Vervielfachung der Speicherkapazitäten im betrachteten Zeitraum möglich ist, erscheint sehr fraglich aufgrund der limitierten Anzahl von Haushalten und dem diskutierten Fachkräftemangel. Denkbar wäre allerdings auch eine größere Anzahl von Großanlagen mit einigen GWh-Kapazität.

Eventuell könnte durch die adaptiven dynamischen Strompreise und die daraus resultierende positive Bilanz bei den Speicherinvestoren auch der finanzielle Gewinn für die Bezahlung von Fachkräften im Bereich der Stromspeichertechnik verfügbar werden. Dank der dann zu erwartenden Entwicklung in Richtung höherer Gehälter könnte wiederum ein Zufluss externer Fachkräfte erfolgen und dies die erwartete Limitierung durch den Fachkräftemangel abschwächen oder ganz aufheben.

5 Gesamtarchitektur und Ausblick

5.1 Hierarchie der Simulationsmodelle

Die Gesamtarchitektur der Simulationsuntersuchungen kann Abb. 11 entnommen werden. Ausgehend von den importierten Strompreis-Börsendaten und dem DynPlus-Preismodell wird das stundengenaue Verhalten des Stromspeichers berechnet. Nach einer Normierung der Finanzergebnisse auf ein Jahr wird der ermittelte Jahressaldo für die Langzeitsimulation verwendet.

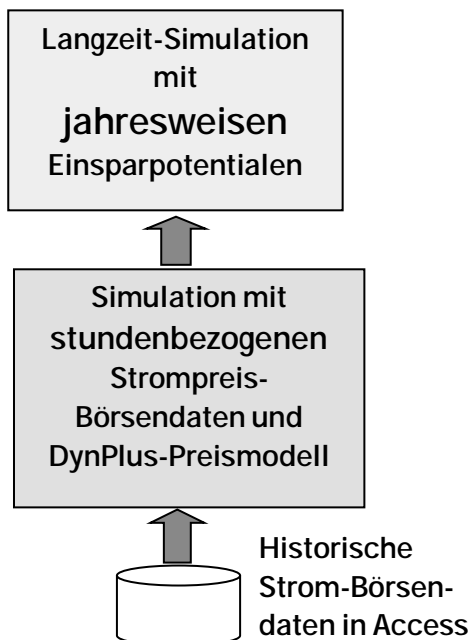


Abb. 11: Die Hierarchie der Simulationsmodelle

Bei dieser Vorgehensweise sind folgende Punkte als kritisch im Sinne der Validierung zu bewerten:

- In den Simulationsszenarien der unteren Ebene wird gegenwärtig nur der Zeitraum 1.1.2023 bis Mai 2024 berechnet. Dieser Zeitraum ist auf keinen Fall repräsentativ für alle Folgezeiträume aufgrund der vielfältigen stochastischen Rahmenbedingungen (Klimawandel, lokales Wetter, Kundennachfrage, technische Innovationen etc.). Andererseits ist mit den realen Daten der Strombörse seit dem 1.1.2023 eine genaue Simulation der hypothetischen adaptiven dynamischen Strompreise für genau diesen Zeitraum möglich gewesen.
- Das Zusammenspiel von Stromspeichern, Photovoltaik, Windgenerator-Anlagen und dynamischen Strompreisen an der Strombörse ist hoch komplex und stark abhängig von der Wetterlage und der gesamten Marktsituation. Starke Schwankungen der Nachfrage durch Feiertage oder plötzliche Kälteeinbrüche können den Verlauf der dynamischen Strompreise in beide Richtungen sehr stark verändern.
- Wie der Ausfall der Kommunikation zwischen den trans-europäischen Strombörsen am 26.6.2024 gezeigt hat, in dessen Folge die dynamischen Strompreise auf das Zehnfache gestiegen sind (vgl. [9][10]), ist die Energiewirtschaft in Deutschland allein nicht mehr voll autark überlebensfähig. Ein vollständiges Simulationsmodell für genaue, zukunfts voraussagender DynPlus-Strompreise muss unbedingt den gesamten europäischen Markt umfassen, zumindest aber die wichtigsten Strommarktpartner von Deutschland. Die Komplexität der Modelle dürfte sich damit mindestens verzehnfachen, da in anderen Ländern wieder andere Steuer- und Abgabensysteme vorliegen!
- Veränderungen durch neue politische Einflussnahmen oder globale Krisensituationen ähnlich wie die Corona- Pandemie oder bewaffnete Konflikte können alle getroffenen Annahmen zum Ausbau der Speicherkapazitäten obsolet machen.

Trotz dieser Einschränkungen liegt mit den vorliegenden Berechnungen eine gewisse Abschätzung der zukünftigen Entwicklungen im Stromspeicherbereich vor und es besteht die begründete Hoffnung, dass mit einer Anpassung der Abgabenpolitik eine deutlich verbesserte Motivation zum Speicherausbau erzielt werden kann.

5.2 Ausblick

Die vorgestellten Untersuchungen werden aktuell gemeinsam mit Fachkollegen aus den Bereichen Energiewirtschaft und der wirtschaftswissenschaftlichen Investitionsplanung diskutiert. Wenn dabei keine grundsätzlichen gesetzgeberischen Restriktionen bekannt werden, sollen anschließend gemeinsam mit KollegInnen aus dem VDI (Verein Deutscher Ingenieure), VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.) und anderen Fachverbänden der Wirtschaft und Gesellschaft die entsprechenden Fachexperten in den politischen Gremien angesprochen werden.

Falls keine politische oder administrative Umsetzung der adaptiven dynamischer Strompreise möglich sein sollte, dann sind die Ursachen für ein wirtschaftliches Scheitern der Energiewende in Deutschland mit den hier vorgelegten Simulations-Ergebnissen in groben Umrissen erkennbar.

References

- [1] ENWG-Gesetz §41a: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) § 41a Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife*, https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/41a.html
- [2] Tibber-Website zu dynamischen Strompreisen: <https://tibber.com/de>
- [3] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Website: <https://www.ise.fraunhofer.de/>
- [4] ISE-API-Überblick: <https://api.energy-charts.info/>
- [5] *OpenAPI Specification v3*: <https://spec.openapis.org/oas/v3.0.3>
- [6] ISE-API für "Day-ahead-price": <https://api.energy-charts.info/#/prices/day-ahead-price-price-get>
- [7] Statistisches Bundesamt -DESTATIS-Website: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Zahl-der-Woche/2023/PD23_25_p002.html
- [8] Energy-Chart: Strom-Markt-Daten: www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm
- [9] Heise.de: *Ursache für technischen Fehler an Strombörse gefunden* <https://www.heise.de/news/Hohe-Strompreise-an-Stromboerse-Ursache-fuer-technischen-Fehler-gefunden-9780495.html>
- [10] Expex-spot: *Decoupling Session was run according to procedures of Single Day-Ahead Coupling* <https://www.epexspot.com/en/news/decoupling-session-was-run-according-procedures-single-day-ahead-coupling>