

BEDEUTUNG DER BERÜCKSICHTIGUNG UNTERSCHIEDLICHER WETTERJAHRE UND KLIMAMODELLE IN DER ENERGIESYSTEMMODELLIERUNG

Katharina GRUBER

APG Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien,
+43 664 88342946, katharina.gruber@apg.at, www.apg.at

Kurzfassung: Das Energiesystem wird zunehmend vor große Herausforderungen gestellt: Einerseits der Umbau und die größere Wetterabhängigkeit der Energieaufbringung und -nachfrage, andererseits der Einfluss des Klimawandels und die damit verbundene Unsicherheit. Diese starke Abhängigkeit von Klimadaten soll in der Zukunft auch vermehrt in die Planungsprozesse zum Übertragungsnetzausbau (TYNDP) einfließen.

Die vorliegende Analyse der aktuellen PECD 4.1 Daten zeigt die Bedeutung der Berücksichtigung unterschiedlicher Wetterjahre und Klimamodelle in der Energiesystemmodellierung auf. Abhängig vom betrachteten Klimamodell kann Niedrigerzeugung häufiger oder seltener vorkommen als bisher. Vor allem bei Wasserkraft ist mit einem Anstieg der Dauer von Niedrigerzeugung (Trockenperioden) zu rechnen – wie stark dieser ausfällt hängt vom verwendeten Klimamodell ab. Die Saisonalität von Niedrigerzeugungsereignissen ändert sich verglichen mit der historischen Periode konsistent in allen Modellen: Im Sommer ist in zukünftigen Wetterjahren seltener, im Winter dafür häufiger mit Niedrigerzeugung zu rechnen. Die bisher im TYNDP genutzten Wetterjahre vernachlässigen die Häufigkeit von Ereignissen wie Niedrigerzeugung und kritische Temperaturen. Allgemein sind große Unterschiede in der Häufigkeit von kritischen Ereignissen einerseits zwischen einzelnen Wetterjahren, andererseits zwischen den drei Klimamodellen festzustellen, sowie in der Richtung, in die sich die Häufigkeit kritischer Ereignisse in Zukunft entwickelt. Um all diese Unsicherheiten abzubilden, ist die Nutzung mehrerer Wetterjahre und Klimamodelle empfohlen, für deren Auswahl diese Analyse eine Grundlage bietet.

Keywords: Klimadaten, Energiesystem, PECD 4.1, TYNDP, Klimaprojektionen

1 Motivation

Europa hat das ambitionierte Ziel der erste klimaneutrale Kontinent zu werden. Bis 2030 sollen die THG-Emissionen um mindestens 55 % gesenkt werden, bis 2050 soll Europa bilanziell ganz emissionsfrei werden [1]. In Österreich gibt es mit der Klimaneutralität bis 2040 noch stringenter Ziele [2].

Die Primärenergieproduktion wird sich in Zukunft im Wesentlichen auf Wind und PV verlagern. Auch auf der Nachfrageseite wird es Anpassungen aufgrund der Elektrifizierung geben. Die damit einhergehende höhere Wetterabhängigkeit macht das gesamte Energiesystem vulnerabler bezogen auf unerwartete Schwankungen in der Ressourcenverfügbarkeit von

Wind, Wasser und Solareinstrahlung. Neben der Vorhersage-Unsicherheit trägt damit der Klimawandel wesentlich zur Systemunsicherheit bei.

Der TYNDP (Ten Year Network Development Plan) [3] der ENTSO-E ist dabei wegweisend für die sich daraus ergebende notwendige Elektrifizierung und Anpassung des gesamten Energiesystems in Europa. Bisher wurden im TYNDP ein Set an 38 historischen Wetterjahren entwickelt und drei repräsentative Wetterjahre effektiv angewandt. Aktuell ist eine neue und entscheidende Version der dem TYNDP zugrundeliegenden Klimadatenbank (PECD 4.1, Pan European Climate Data Base) in Entstehung, die auch von Klimaszenarien abhängige Änderungen zahlreicher energiesystemrelevanter Variablen durch den fortschreitenden Klimawandel berücksichtigt. Dies erlaubt in den darauf aufbauenden Simulationen auch eine Einschätzung der Auswirkungen des Klimawandels und dessen Extrema auf das europäische Energiesystem und auf die Übertragungsnetzinfrastruktur.

Da sehr aufwendige Modelle nicht in absehbarer Zeit mit über mehrere Dekaden spannende auf Klimadaten basierenden Daten in stündlicher Auflösung für verschiedene Technologien und Klimamodelle gerechnet werden können, ist vorab eine Analyse notwendig, um die Unterschiede der Wetterjahre und Klimamodelle zu erfassen. Die nachfolgende Analyse dient einem ersten Überblick über die bisher vorhandenen Daten der PECD 4.1 und soll aufzeigen, welche Einflüsse auf das Energiesystem bisher durch Anwendung von nur drei historischen Wetterjahren vernachlässigt wurden.

2 Daten & Methodik

2.1 Daten

Die neuesten Klimadaten (Stichtag 20.01.2024) der PECD 4.1 (basierend auf der ERA5 Reanalyse und drei CMIP6 Klimaprojektionen) umfassen Zeitreihen klimaabhängiger Variablen, die als Grundlage für eine Analyse von außergewöhnlichen Wetterjahren und Trends in energiesystemrelevanten Variablen dienen. Der Datensatz umfasst historische Wetterjahre (ERA5 [4]), sowie drei Klimaprojektionen¹ aus dem CMIP6 [5] (CMR5, ECE3, MEHR) aus dem Klimaszenario SSP2-4.5 (mittlere Treibhausgasemissionen, entspricht einer geschätzten Erwärmung um 2,0 °C zwischen 2041 und 2060) [6]. Die drei Projektionen wurden aus den Modellen von CMCC-CM (Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici Climate Model, CMR5) [7], EC-Earth (ECE3) [8] und ICON (MPI, Max-Planck-Institut) [9] generiert und sind Teil des CMIP6 (Coupled Model Intercomparison Project Phase 6) [10]. CMIP zielt darauf ab anhand der Betrachtung eines Multi-Modells vergangenes und zukünftiges Klima und die damit verbundene Unsicherheit für Projektionen zu verstehen. Dies bietet die Grundlage für Klimareports des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) und ist damit wegweisend für Politik und Gesellschaft.

¹ Die Klimamodelle wurden so ausgewählt, dass sie unterschiedliches Verhalten bezüglich der Temperaturentwicklung zeigen: CMR5 ist sensitiver bezüglich des anthropogenen Einflusses auf das Klima, weshalb die Temperaturen rascher ansteigen und eine höhere Variabilität herrscht. ECE3 weist durchschnittlich höhere Temperaturen auf, aber einen niedrigeren Temperaturanstieg. MEHR ist kühler, mit einem ähnlichen Temperaturanstieg wie ECE3. [15]

Die analysierten Daten umfassen historische Daten im Zeitraum 1980 – 2021 (Ausnahme sind die Wasserkraftdaten, die im Zeitraum 1979-2022 verfügbar sind), sowie Projektionsdaten im Zeitraum 2016 – 2065 (für Energievariablen sind auch Daten für die CMIP Modelle für 2015 verfügbar, für die Temperatur wird jedoch dieses Jahr ausgenommen, da hier ungewöhnlich niedrige Temperaturen aufgefallen sind. In die Analyse fließen für die Projektionen daher nur die Jahre 2016 – 2065 ein, um Konsistenz zu bewahren.) in stündlicher Auflösung. Die Klimavariablen (Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeiten, Niederschläge bzw. hydrologische Abflüsse) werden anhand weiterer Daten (z.B. europäische COSMO-REA6 [11]) auf Fehler korrigiert und anschließend in Energievariablen (Erzeugungszeitreihen bzw. natürliche Zuflüsse je Modellregion) konvertiert, welche die PECD 4.1 bilden.

Für PV werden je Region Kapazitätsfaktoren angegeben. Für Windkraft wird zusätzlich in Onshore und Offshore Windkraft unterschieden sowie in unterschiedliche Technologien (10 Technologien für Onshore und 3 Technologien für Offshore, für die Analyse werden für Onshore Typ 30, für Offshore Typ 20, welche bestehenden Technologien entsprechen, angenommen). In den Wasserkraft-Daten sind Zuflüsse und Erzeugung je Technologie in Energiemengen verfügbar: Laufwasserkraft, Schwellwasserkraft, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss (Open Loop).

PV und Windkraft Daten sind sowohl auf Länderebene als auch auf PECD-Klimazonen-Ebene verfügbar (für Wind wird zwischen Onshore- und Offshore-Zonen unterschieden). Letztere lassen Unterscheidungen in der Erzeugung innerhalb eines Landes zu, wenn darin mehr als eine Klimazone definiert ist (in Österreich z.B. drei Klimazonen) und stimmen mit angegebenen Marktgebieten in der PEMMDB (Pan European Market Modelling Database) Datenbank des TYNDP überein.

Die Daten sind noch nicht öffentlich verfügbar, werden aber im Rahmen der Copernicus Web Applikation nach der Finalisierung der Datensätze zur Verfügung gestellt.

2.2 Methodik

Die vorliegende Analyse soll einen Überblick über Gesamteuropa geben. Daher werden nicht einzelne Regionen (Länder bzw. PECD-Zonen) betrachtet, sondern gesamteuropäische Zeitreihen.

Die Zeitreihen werden räumlich aggregiert. Für Energievariablen und für Temperaturdaten werden unterschiedliche Verfahren angewandt. Für Wasserkraft werden die unterschiedlichen Regionen aufsummiert, da die Werte in Energiemengen angegeben sind. Die PV- und Windkrafterzeugungszeitreihen werden gemäß der in der PEMMDB angegebenen und nach PECD-Zone aufgelösten Kapazitäten für das Zieljahr 2040 gewichtet (siehe Abbildung 1). Anschließend werden die Zeitreihen täglich aggregiert, um eine Analyse zu der gesamten Zeitreihe durchführen zu können, andernfalls würde das tägliche Erzeugungsmuster von PV ins Gewicht fallen. Besonders die Betrachtung der Niedrigerzeugung über mehrere Wetterjahre hinweg bedingt den Fokus auf Tagesenergiemengen. Wasserkraftzeitreihen sind in wöchentlicher Auflösung verfügbar und werden interpoliert, wobei die Wochensummen aufrechterhalten werden.

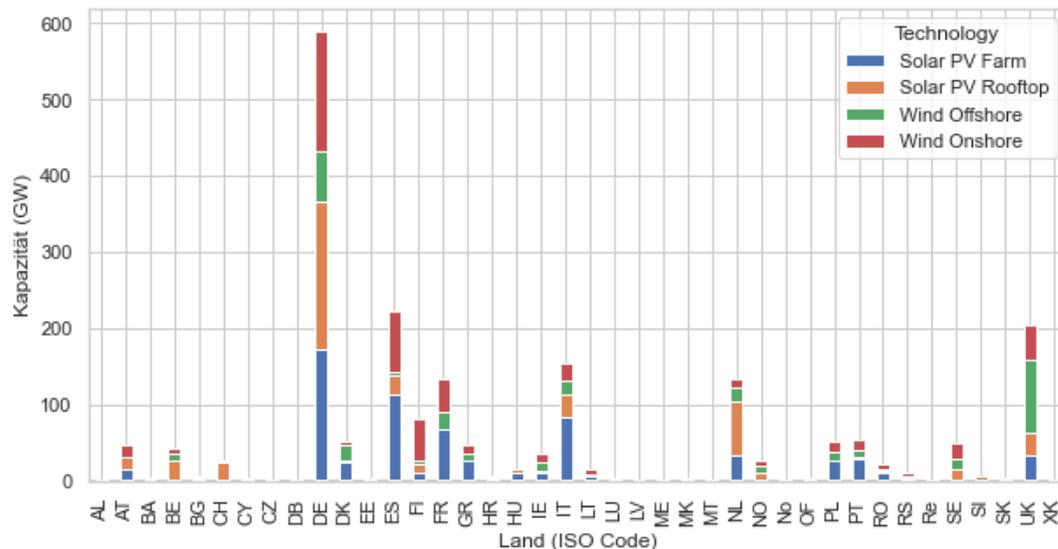


Abbildung 1: Installierte Kapazitäten für PV und Wind je Land entsprechend PEMMDB für das Szenario NT+ und das Zieljahr 2040. PECD-Zonen wurden zur einfacheren Darstellung aggregiert

Für Temperaturzeitreihen werden zwei verschiedene Ansätze verfolgt:

- Gewichtung der Temperatur nach Bevölkerung gemäß Vereinter Nationen [12]
- Berechnung von Heizgrad- (HDD) und Kühlgradtagen (CDD) und anschließende Gewichtung nach Bevölkerung

Diese beiden Parameter dienen als Proxy für die Nachfrage, da ein starker Zusammenhang zwischen Temperatur und Last herrscht. Lastdaten sind derzeit nicht für das Zieljahr 2040 verfügbar und daher nicht Teil dieser Analyse. Das Lastzeitreihen-Modell (DFT, Demand Forecasting Toolbox [13]) nutzt ebenfalls die Methode der Heiz- und Kühlgradtage, entsprechende Grenzwerte für Temperaturen sind hinterlegt. Diese Grenzwerte werden auch für die vorliegende Analyse angewandt. Für wenige Regionen fehlen die Angaben, in diesem Fall werden die Grenztemperaturen von benachbarten Regionen herangezogen. HDD und CDD werden als absolute Differenz von Tagesmitteltemperaturen über dem Kühlgrenzwert bzw. unter dem Heizgrenzwert errechnet [14]. Für Temperaturen zwischen den Grenzwerten ist der Parameter gleich 0. Nach Ermittlung von HDD/CDD werden diese nach Bevölkerung gewichtet. Bevölkerungsgewichtete Temperaturen und HDD/CDD werden anschließend ebenfalls auf eine tägliche Auflösung aggregiert.

Auf Basis dieser aufbereiteten, europaweit und täglich aggregierten Zeitreihen wird eine Analyse der Häufigkeit von Niedrigerzeugungsereignissen, gleichzeitigem Vorkommen von Niedrigerzeugung und kritischer Temperaturen bzw. hoher HDD/CDD und auch die Dauer von solchen Ereignissen im Langzeit-Kontext (mehrere Dekaden umspannend) durchgeführt. Besonderer Fokus liegt hierbei darauf, wie stark die Unterschiede zwischen historischen und Projektionszeiträumen sind, sowie der Unterscheidung der Ergebnisse der unterschiedlichen Klimamodelle, um die Spannweite der möglichen Herausforderungen für die Zukunft zu ermitteln.

Die kritischen Tage werden anhand von Quantilen ermittelt. Gleichzeitiges Vorkommen entspricht einem Tag, an dem sich mehrere Parameter (z.B. PV- und Winderzeugung, oder Gesamterzeugung und Temperatur) unter- bzw. oberhalb der Quantile befinden.

3 Ergebnisse

In den folgenden Abschnitten werden Ereignisse von niedriger erneuerbarer Erzeugung, sowie gleichzeitig niedriger erneuerbarer Erzeugung und temperaturbasierten Indikatoren für hohe Last analysiert. Da PV und Windkraft gemäß Abschätzungen aus dem TYNDP den größten Anteil ausmachen werden (Abbildung 2), werden auch Analysen nur auf diesen beiden Zeitreihen basierend durchgeführt.

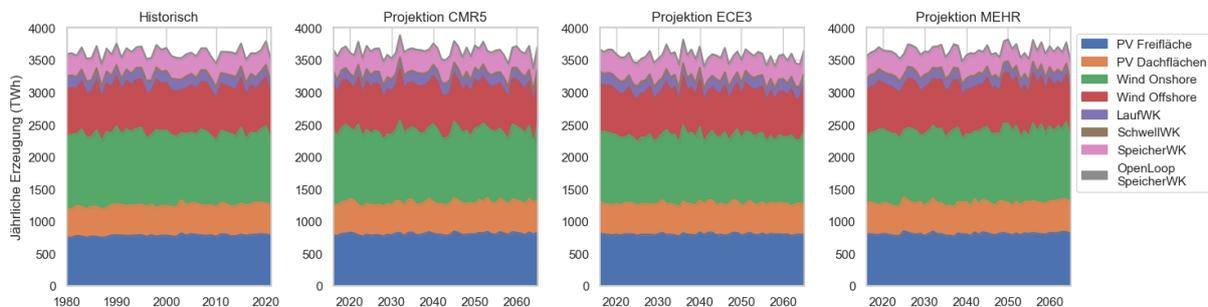


Abbildung 2: Errechnete erneuerbare Erzeugung basierend auf TYNDP 2024 NT+ Kapazitäten und historischen bzw. Projektions-Wetterjahren der PECD 4.1

Die Quantile für alle verwendeten Parameter sind in Tabelle 1: Quantile erneuerbarer Erzeugung aus den historischen PECD 4.1 Daten (1980-2021) in TWh täglicher Erzeugung sowie für Tagesmitteltemperatur und Heiz- bzw. Kühlgradtage in °C Tabelle 1 dargestellt. Ist keine andere Angabe gemacht, wird von einem 0,1 Quantil ausgegangen (bei Temperatur vom 0,1 und 0,9 Quantil – die niedrigsten und die höchsten 10% der Werte).

Tabelle 1: Quantile erneuerbarer Erzeugung aus den historischen PECD 4.1 Daten (1980-2021) in TWh täglicher Erzeugung sowie für Tagesmitteltemperatur und Heiz- bzw. Kühlgradtage in °C

Quantil	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,9
PV	1,43	1,60	1,80	2,02	2,30	
Windkraft	2,29	2,60	2,89	3,18	3,47	
Laufwasserkraft	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44	
Schwellwasserkraft	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	
Speicherwasserkraft	0,74	0,76	0,77	0,78	0,79	
Open Loop Speicherwasserkraft	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	
Lauf- und Schwellwasserkraft	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	
Wasserkraft gesamt	1,27	1,30	1,32	1,34	1,36	
Gesamt erneuerbare Erzeugung	7,40	7,87	8,21	8,5	8,76	
Temperatur	2,52	3,64	4,61	5,53	6,49	20,21
HDD/CDD	0,81	0,95	1,10	1,27	1,49	11,95

In den folgenden Abschnitten werden Zeitpunkte, die außerhalb gewisser Quantilsgrenzen liegen, als „kritische Ereignisse“ bezeichnet. Solche Ereignisse sind nicht gleichzusetzen mit einem Systemzusammenbruch („Blackout“), sondern befinden sich in einem statistisch definierten Bereich, in dem es mit erhöhter Wahrscheinlichkeit zu Engpässen im System kommen kann.

3.1 Niedrigerzeugung

Häufigkeit von Niedrigerzeugung einzelner Erzeugungstechnologien

Der Vergleich von historischen und zukünftigen Wetterjahren zeigt, dass mit einem ähnlich hohen bis vermehrten Auftreten von gleichzeitig niedriger **PV- und Winderzeugung** zu rechnen ist. Je nach angenommenen Klimamodell, kann die Häufigkeit solcher Ereignisse verdoppelt werden (Abbildung 3). In einem System, das zunehmend auf die Produktion aus erneuerbaren volatilen Energiequellen setzt, kann dies zu vermehrten Engpässen führen, insbesondere wenn zugleich die Last ihre Spitzen erreicht.

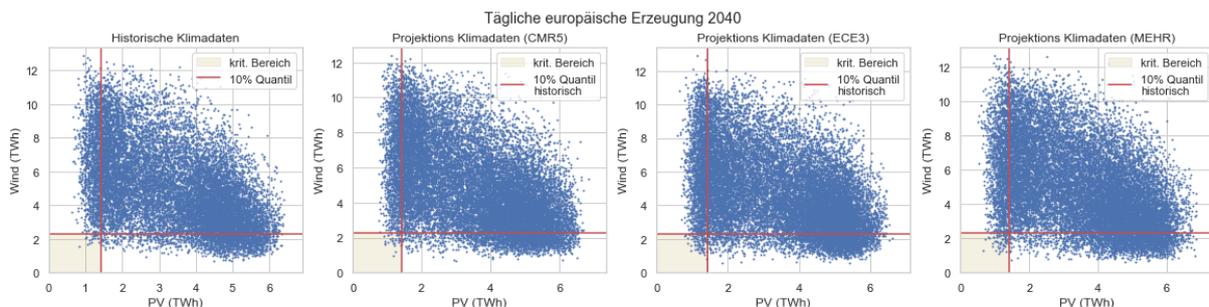


Abbildung 3: Vergleich kritischer PV- und Winderzeugung für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065). Anteil kritischer Tage (gleichzeitig niedrige PV- und Windkrafterzeugung): historisch: 0,2%, Projektionen: CMR5: 0,5%, ECE3: 0,3%, MEHR: 0,2%.

Berücksichtigt man auch die Wasserkraftproduktion, so treten keine kritischen Ereignisse (d.h. Tage an denen sowohl die **PV-**, als auch die **Windkraft- und Wasserkraftproduktion** unter dem 0,1 Quantil liegt) auf. Erhöht man die Quantile auf 0,2 treten für alle Klimadaten kritische Ereignisse mit 0,1% Wahrscheinlichkeit auf: bei 0,25 Quantilen mit 0,2%. Erst bei einem 0,3 Quantil zeigt sich ein Unterschied, historisch treten Ereignisse mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,4% auf, bei den Projektionen ECE3 und MEHR mit 0,5%, bei CMR5 mit 0,6%. Eine Steigerung der Wahrscheinlichkeit kritischer Ereignisse ist demnach erst bei einer hohen Quantilgrenze zu sehen. Speichermöglichkeiten dienen als Möglichkeit Perioden niedriger PV- und Windkraftproduktion auszugleichen. Da die Produktion von PV und Windkraft im Zieljahr 2040 die der Wasserkraft deutlich übersteigt, hat dies geringe Auswirkungen auf das gesamteuropäische System. Wäre der Anteil der Wasserkraft vergleichbar dem von PV und Windkraft, böte dies größeres Potenzial zum Ausgleich von Niedrigerzeugungsperioden. Innerhalb Österreichs kann dies aber aufgrund des großen Anteils der Wasserkraft insbesondere unter dem sich wandelnden Klima von Relevanz sein. Andere Flexibilitätsoptionen (DSR - Demand Side Response, Speicherung in Batterien oder als Gas (Sektorkopplung), Einsatz (grüner) thermischer Kraftwerke) müssen in diesem Fall als Ausgleich dienen.

Werden Speicherkraftwerke nicht betrachtet, gibt es schon bei Quantilen ab 0,15 Unterschiede: Im Klimamodell MEHR treten gleichzeitig kritische Ereignisse von **PV-, Wind-, Lauf- und Schwellwasserkraft** etwa doppelt so häufig auf wie in den anderen Klimamodellen (MEHR: 0,2%/0,4%/0,6%, andere: 0,1%/0,2%/0,5% bei Quantilen von 0,15/0,2/0,25). Werden keine Ausgleichsmöglichkeiten (Speicherung) geboten, treten kritische Ereignisse häufiger – etwa doppelt so oft - auf, als wenn auch Speicherwasserkraft berücksichtigt wird. Insgesamt ist die Wahrscheinlichkeit von gleichzeitig niedriger PV-, Wind- und Wasserkrafterzeugung mit unter 1% aber relativ niedrig.

Wenn die Quantile weiter erhöht werden auf 0,3, zeigt sich eine nicht eindeutige Entwicklung: In den historischen Klimadaten treten kritische Ereignisse mit 1,2% Wahrscheinlichkeit auf, welche in Zukunft je nach Klimamodell sinken (CMR und ECE3: 1,0%) oder steigen (MEHR: 1,5%) kann. Dies bedeutet, dass eine gewisse Unsicherheit herrscht, wie sich Wasserkrafterzeugung entwickeln wird, was in einem Land wie Österreich, in dem diese bedeutend ist, die Planungsschwierigkeit erhöht.

Dauer und Häufigkeit von Niedrigerzeugung

Neben der Wahrscheinlichkeit von gleichzeitiger niedriger Erzeugung ist auch die **Dauer und Häufigkeit** von Niedrigerzeugung (gemessen an mehrtägigen Ereignissen und Tagen) und wie sich diese in Zukunft verändern sollen von Interesse.

Für die **PV**-Erzeugung allein zeigen sich kaum signifikante (Kerben der Boxplots überlappen nicht, Abbildung 4) Unterschiede zwischen historischen Werten und Projektionen. Nur in der Häufigkeit niedriger PV-Erzeugungereignisse liegt CMR5 deutlich über den anderen Klimadaten, davon sind im Schnitt aber nicht mehr Tage pro Jahr betroffen.

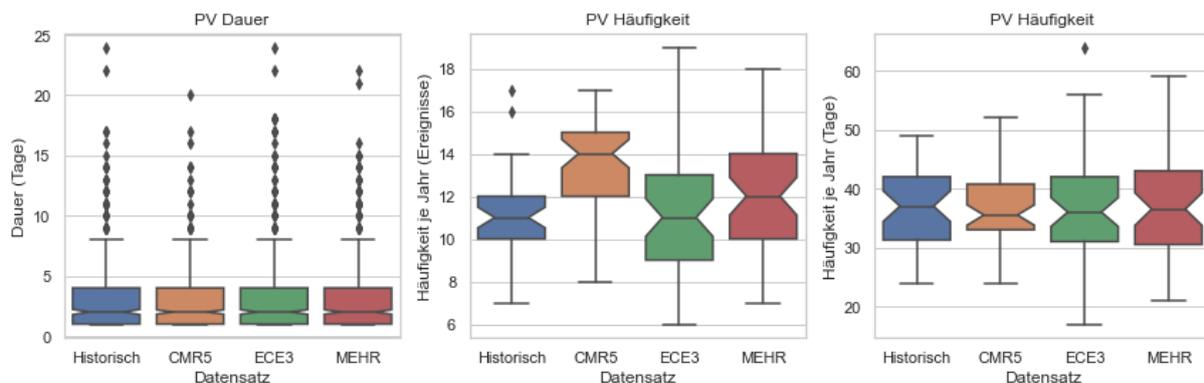


Abbildung 4: Vergleich von Dauer und Häufigkeit von PV-Niedrigerzeugungereignissen für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065)

Bei **Windkraftproduktion** ist die Dauer von Niedrigerzeugung bei den Projektionen ECE3 und MEHR signifikant höher, steigt aber nur von einem Tag auf zwei Tage. Für die Häufigkeit von Windkraftniedrigerzeugung ist kein signifikanter Unterschied zwischen den Klimamodellen erkennbar. Die Dauer von Niedrigerzeugungereignissen ist verglichen mit PV etwas kürzer, dafür treten sie öfter auf.

Bei der **Wasserkrafterzeugung** sind sowohl in historischem als auch bei projiziertem Klima ähnlich lange Niedrigerzeugungsperioden zu erwarten (Abbildung 5). Diese sind durch die typische Saisonalität der Wasserkraft deutlich länger als bei PV und Windkraft. Bei der Anzahl der Niedrigerzeugungsereignisse gibt es signifikante Unterschiede, allerdings liegt diese nur bei ein (historisch, ECE3) oder zwei (CMR5, MEHR) Ereignissen pro Jahr. Wird nur die Lauf- und Schwellwasserkrafterzeugung betrachtet, zeigen sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den Klimamodellen und historischen Zeitreihen bei Niedrigerzeugungsereignissen. Die Dauer von Niedrigerzeugungsereignissen ist etwas niedriger, die Häufigkeit dafür etwas höher als bei allen Wasserkrafttechnologien zusammen, und beim extremsten Jahr in CMR5 sind fast 100 Tage mehr (245 Tage) betroffen.

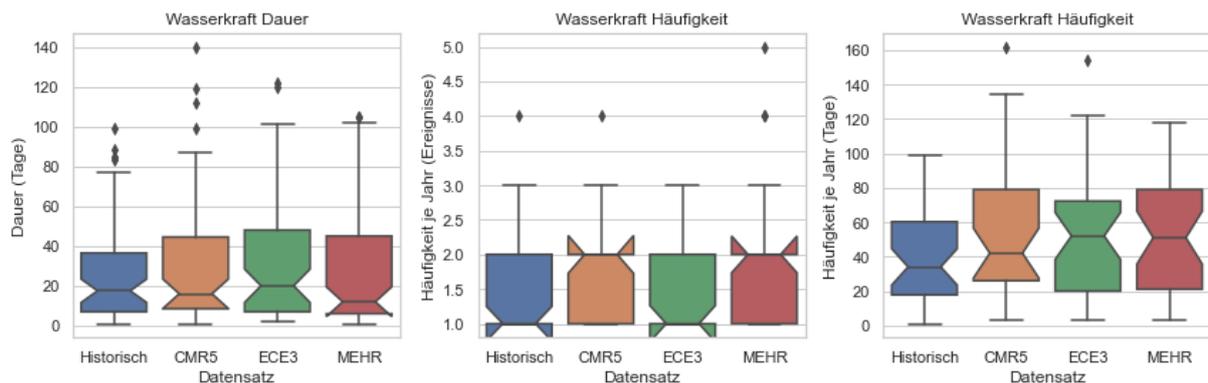


Abbildung 5: Vergleich von Dauer und Häufigkeit von Wasserkraft-Niedrigerzeugungsereignissen für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065)

Für die **Gesamterzeugung** (Summe der Erzeugung aller Technologien) treten fast keine signifikanten Unterschiede auf. Nur die Häufigkeit von Niedrigerzeugungsereignissen ist im Modell ECE3 signifikant höher als im Modell CMR5. Niedrigerzeugungsereignisse der gesamten erneuerbaren Erzeugung, dauern in 75% der Fälle maximal drei Tage. In den historischen Daten dauert das längste Ereignis 11 Tage, für ECE3 wird ein Maximum von 15, für MEHR ein Maximum von 17 Tagen erreicht. Das bedeutet, in extremen Fällen könnten Niedrigerzeugungsperioden länger werden. Für die Häufigkeit gibt es keine großen Unterschiede (Steigerung von 24 (historisch) auf 30 (MEHR) bis 31 (CMR5) Ereignisse/Jahr).

Entwicklung der Dauer von Niedrigerzeugungsereignissen

Um die Entwicklung der Dauer von Niedrigerzeugungsereignissen über die Zeit zu analysieren, werden diese einer Regressionsanalyse unterzogen. Bei Berücksichtigung aller Ereignisse ist fast keine Änderung über die Zeit für PV-, Wind- und Gesamterzeugung zu erkennen. Die Steigung der Regressionsgeraden ist in allen Fällen kleiner 0,1% (Tabelle 2).

Für Wasserkraft sieht man in den historischen Daten einen leichten Rückgang in der Dauer von Niedrigerzeugungsereignissen, in Zukunft könnte es aber eine Steigerungsrate von bis zu 34% (ECE3) geben. Bei Betrachtung von Lauf- und Schwellwasserkraft-Niedrigerzeugungsereignissen sieht man keinen eindeutigen Trend in der Entwicklung der Dauer.

Tabelle 2: Steigung der Regressionsgerade der Dauer von Niedrigerzeugungsereignissen für PV-, Windkraft- und Gesamterzeugung über die Zeit für historische (1980-2021) und zukünftige (2016-2065) Wetterjahre

	historisch	CMR5	ECE3	MEHR
PV	0,004	0,001	0,006	0,000
Windkraft	-0,002	0,004	-0,001	0,001
Wasserkraft	-0,032	0,168	0,338	0,207
Lauf- und Schwellwasserkraft	0,165	-0,180	-0,059	0,170
Gesamterzeugung	-0,002	0,002	-0,002	-0,005

Da die Regressionsgeraden bei Berücksichtigung aller Ereignisse nur niedrige Steigungen aufzeigen, wurden längere Niedrigerzeugungsereignisse (länger als 5 Tage) gesondert betrachtet. Für einzelne Technologien (PV, Windkraft, Wasserkraft) ist eine ähnliche Entwicklung zu beobachten: In den historischen Daten gibt es einen Abwärtstrend in der Dauer von Niedrigerzeugungsereignissen, während in den Klimaprojektionen die Dauer solcher Ereignisse ansteigt (Abbildung 6 - Abbildung 8). Besonders auffällig ist der zukünftige Anstieg der Dauer in längeren Niedrigerzeugungsereignissen für Wasserkraft: Im Klimamodell ECE3 ist die Steigung der Regressionsgeraden bei fast 46%, in den anderen Klimamodellen auch relativ hoch bei 18% (CMR5) bzw. 29% (MEHR). Das entspricht einem erwarteten Anstieg der Dauer um einen Tag innerhalb von 2 bis 5 Jahren. Bei Lauf- und Schwellwasserkraft ist ungewiss, wie sich die Dauer von Niedrigerzeugungsereignissen entwickeln wird (Abbildung 9): Laut den Klimamodellen kann sie in Zukunft entweder fallen (CMR5: -27%) oder steigen (MEHR: 15%). Dies zeugt von hoher Unsicherheit bei der tagesabhängigen Wasserkrafterzeugung, was in einem Land mit hohem Wasserkraftanteil in der Planung berücksichtigt werden sollte. Die Dauer von Niedrigerzeugungsereignissen der gesamten erneuerbaren Produktion zeigt tendenziell den einzelnen Technologien entgegengesetzte Trends: hier ist in den historischen Daten ein Anstieg der Dauer von Niedrigerzeugungsereignissen zu sehen, während in den Klimaprojektionen von einer Reduktion ausgegangen werden kann (Abbildung 10). Zu bemerken ist allerdings, dass das Bestimmtheitsmaß in allen Fällen klein ist ($\leq 0,05$), daher ein großer Teil der sich über die Zeit ändernden Häufigkeit nicht erklärt werden kann. Allgemein ist außerdem zu beobachten, dass die Maxima der Dauer von Niedrigerzeugung steigen – sowohl bei Einzelvariablen als auch bei Gesamterzeugung. Das bedeutet, auch wenn im Mittel die Dauer von Niedrigerzeugung in Zukunft zurückgehen soll, zeigen die Klimadaten längere Niedrigerzeugungsperioden bezogen auf die gesamt erneuerbare Erzeugung als in der Vergangenheit.

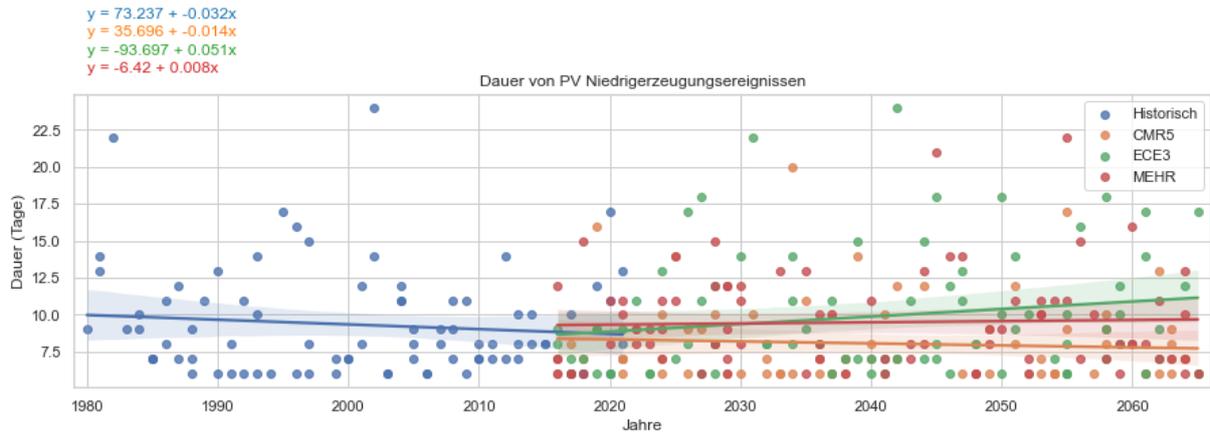


Abbildung 6: Entwicklung der Dauer von PV-Niedrigerzeugungseignissen für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065), historisch $R^2 = 0,01$, ECE3 $R^2 = 0,03$, CMR5 und MEHR $R^2 < 0,01$

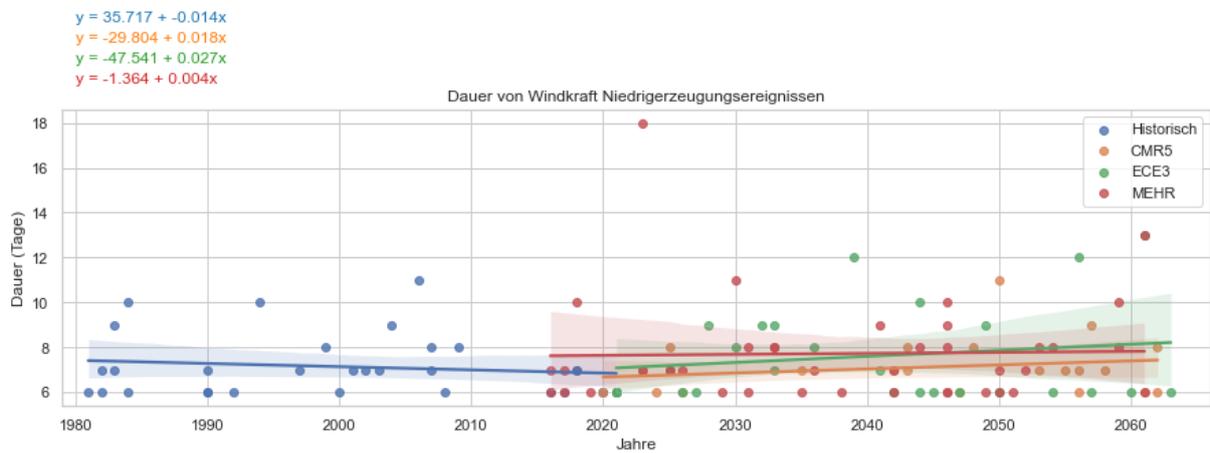


Abbildung 7: Entwicklung der Dauer von Windkraft-Niedrigerzeugungseignissen für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065), historisch $R^2 = 0,02$, CMR5 $R^2 = 0,05$, ECE3 $R^2 = 0,03$, MEHR $R^2 < 0,01$

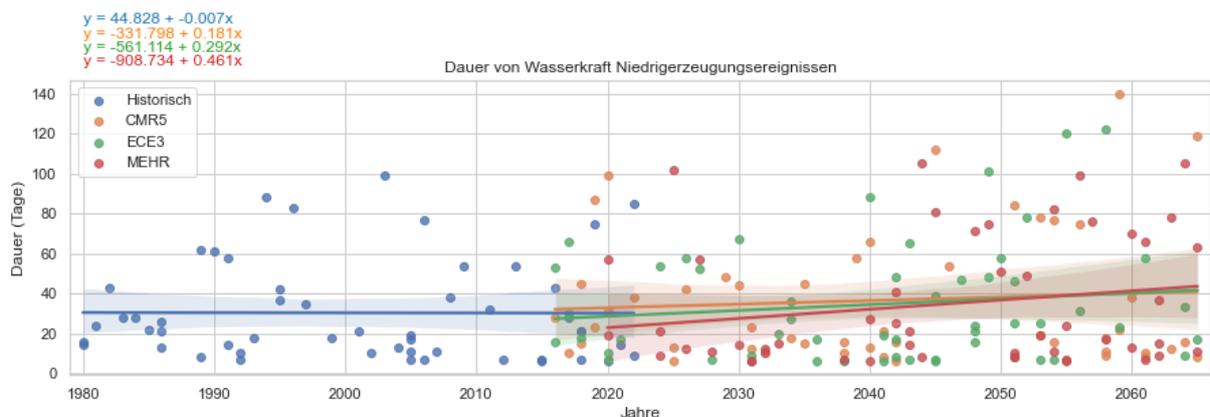


Abbildung 8: Entwicklung der Dauer von Wasserkraft-Niedrigerzeugungseignissen für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065), historisch $R^2 < 0,01$, CMR5 $R^2 = 0,01$, ECE3 $R^2 = 0,02$, MEHR $R^2 = 0,04$

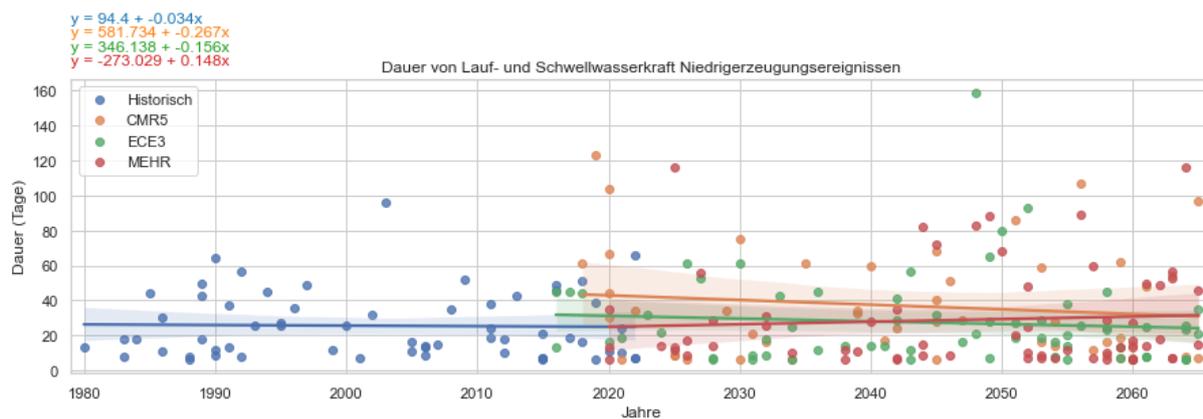


Abbildung 9: Entwicklung der Dauer von Lauf- und Schwellwasserkraft-Niedrigerzeugungereignissen für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065), CMR5 $R^2 = 0,02$, andere $R^2 < 0,01$

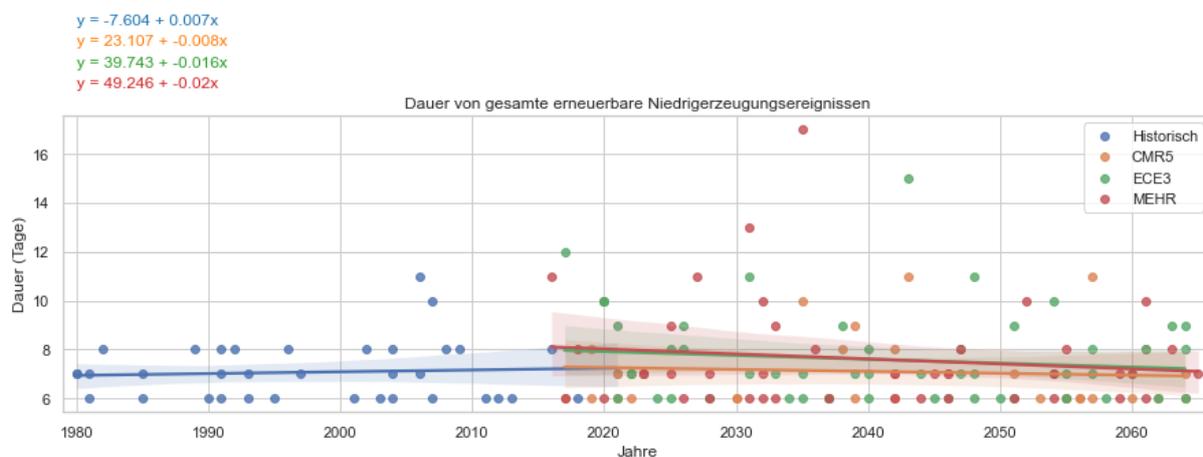


Abbildung 10: Entwicklung der Dauer von erneuerbaren Niedrigerzeugungereignissen für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065), historisch und CMR5 $R^2 < 0,01$, ECE3 $R^2 = 0,01$, MEHR $R^2 = 0,02$

Setzt man Niedrigerzeugungereignisse der bisher im TYNDP verwendeten Wetterjahre in einen Langzeitkontext historischer Wetterjahre, ist zu sehen, dass die Dauer im mittleren bis oberen Bereich liegt (Abbildung 11, nur in zwei Jahren gab es 1-2 Tage längere Perioden von Niedrigerzeugung). Betrachtet man die maximale Dauer solcher Ereignisse jedoch im Kontext der Projektions-Wetterjahre, so ist zu sehen, dass bei weiterer Nutzung nur vergangener Wetterjahre die Dauer um etwa eine Woche unterschätzt wird.

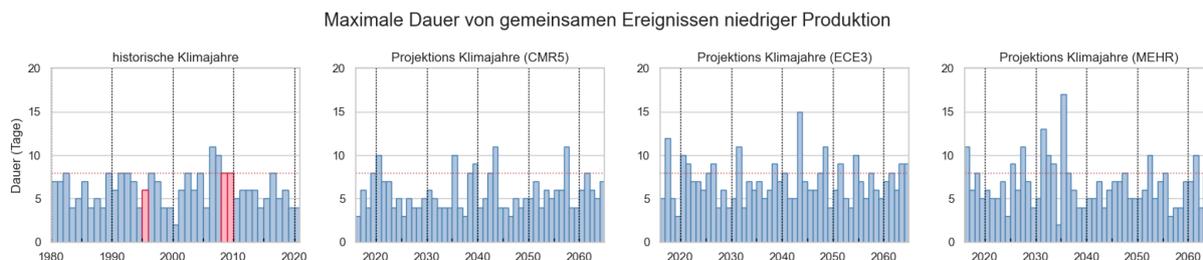


Abbildung 11: Maximale Dauer von erneuerbaren Niedrigerzeugungereignissen bisher im TYNDP genutzter Wetterjahre im Langzeitkontext für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065)

Saisonalität der Häufigkeit von Niedrigerzeugungsereignissen

Ein weiterer Aspekt, der sich in Zukunft ändern kann, ist die Saisonalität von Niedrigerzeugungsereignissen. Bei PV, Wind und Wasserkraft sind nur geringfügige Änderungen in der Häufigkeit von Niedrigerzeugung zu beobachten. Für Lauf- und Schwellwasserkraft kommt es nur im CMR5 Modell zu auffälligen saisonalen Verschiebungen (Abbildung 12): Während in Monaten mit hoher Häufigkeit von Niedrigerzeugungsereignissen (September und Oktober) eine Verringerung bemerkbar ist, kommt es zu einer Steigerung von Niedrigerzeugung im August, der im CMR5 Modell durchschnittlich der Monat mit den meisten Niedrigerzeugungstagen ist.

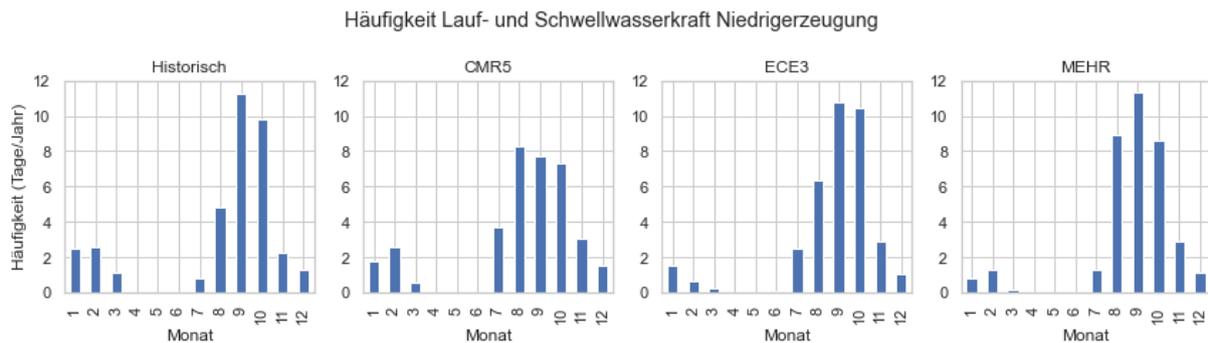


Abbildung 12: Saisonale Verteilung und Verschiebung der Häufigkeit von Niedrigerzeugung bei Lauf- und Schwellwasserkraft für historische (1980-2021) und zukünftige (2016-2065) Wetterjahre

Bei der Gesamterzeugung (Abbildung 13) zeigt sich konsistent in allen Modellen eine niedrigere Häufigkeit von Niedrigerzeugung in den Sommermonaten, dafür eine höhere Häufigkeit in den Wintermonaten. Dies kann an besonders kalten Tagen zu Engpässen führen. Die Erwartung, dass in Zukunft höhere Windkraftproduktion in den Wintermonaten die fehlende PV-Erzeugung ausgleichen kann, kann nicht erfüllt werden.

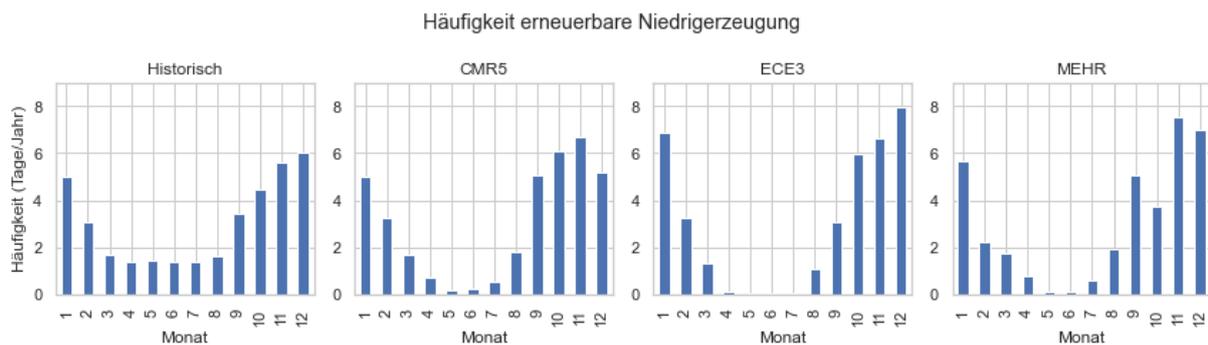


Abbildung 13: Saisonale Verteilung und Verschiebung der Häufigkeit von erneuerbarer Niedrigerzeugung für historische (1980-2021) und zukünftige (2016-2065) Wetterjahre

3.2 Niedrigerzeugung und kritische Temperaturen

Für das Energiesystem sind insbesondere Perioden relevant, in denen niedrige Erzeugung und hohe Last gleichzeitig auftreten. Da Lastdaten noch nicht verfügbar sind, werden Temperaturen bzw. die daraus abgeleiteten Heiz- und Kühlgradtage (HDD/CDD) als

Annäherung verwendet, um diese Ereignisse zu identifizieren (siehe auch Quantile in Tabelle 1). Des Weiteren können kritische Temperaturen auch andere Einflüsse auf das Energiesystem haben, z.B. auf die Verfügbarkeit von Kühlwasser für thermische Kraftwerke (in Zukunft insbesondere Kernkraftwerke).

Heizgradtage und Kühlgradtage

Die Analyse von gleichzeitig auftretender **PV-Niedrigerzeugung** und hohen HDD/CDD zeigt keine wesentliche Änderung in der Häufigkeit kritische Tage. Vergleicht man die historischen Wetterjahre mit den zukünftigen, treten etwas weniger kritische Tage auf (historisch: 6,7 Tage/Jahr, Projektionen: 2,5 – 5,12 Tage pro Jahr).

Niedrige **Windkraftherzeugung** und hohe HDD/CDD Werte treten historisch im Durchschnitt 1,2 Tage/Jahr auf. Die Entwicklung in der Zukunft ist ungewiss und hängt vom betrachteten Modell ab: Die Häufigkeit kann leicht sinken (CMR5: 1,08 Tage/Jahr) oder steigen (MEHR: 1,46 Tage/Jahr).

Betrachtet man die gesamte **PV- und Windkraftherzeugung** mit hohen HDD/CDD, so treten im Durchschnitt 9,5 kritische Tage pro Jahr auf. In den Projektions-Klimadaten sinkt die Häufigkeit dieser Ereignisse um bis zu 40% (CMR5).

Bei der **Wasserkraft** treten keine Niedrigerzeugungsereignisse im 0,1 Quantil für historische, ECE3 und CMR5 Projektions-Klimadaten auf. Auch bei MEHR ist Wasserkraftniedrigerzeugung gleichzeitig mit hohem HDD/CDD unwahrscheinlich (0,28 Tage/Jahr). Betrachtet man das 0,2 Quantil kommt es in zukünftigen Wetterjahren verglichen mit der historischen Periode zu einer Verdoppelung (CMR5) bis Verdreifachung (MEHR), oder zu einer Verringerung um die Hälfte (ECE3). Wasserkraft hat für kritische Ereignisse demnach weniger Relevanz. Wie sie sich die Gleichzeitigkeit von niedriger Wasserkraftherzeugung und hohen HDD/CDD in Zukunft entwickelt, ist ungewiss – die Modelle weisen in unterschiedliche Richtungen.

Bei Betrachtung der **Gesamterzeugung** und HDD/CDD (Abbildung 14) ist keine deutliche Änderung zu sehen. Tendenziell treten etwas weniger kritische Tage (historisch: 2,42%, Projektionen: 1,42-2,14%) auf. In Projektionen sind teilweise extremere Werte für HDD/CDD zu beobachten (ECE3), diese fallen aber nicht mit besonders niedriger Erzeugung zusammen.

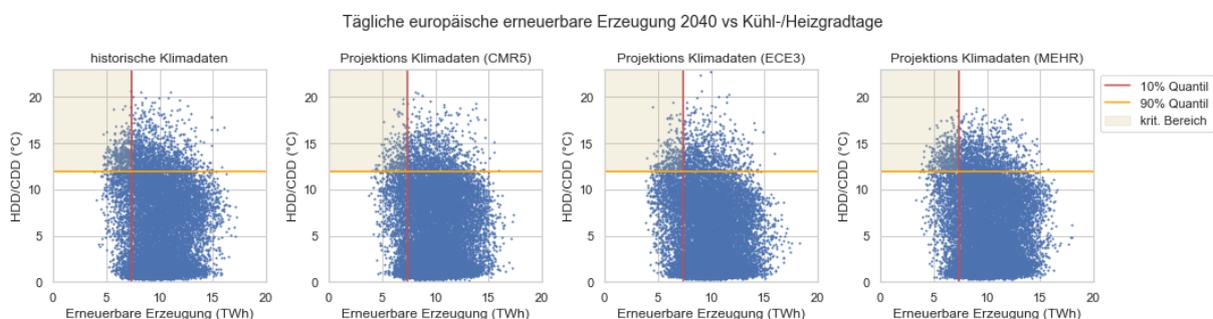


Abbildung 14: Vergleich kritischer Tage gemessen an erneuerbarer Gesamterzeugung und HDD/CDD für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065). Anteil kritischer Tage (gleichzeitig niedrige Gesamterzeugung und hoher HDD/CDD): historisch: 2,42%, Projektionen: CMR5: 1,42%, ECE3: 1,49%, MEHR: 2,14%.

Bei Betrachtung der Häufigkeit von Niedrigerzeugung (Gesamt) und hohen HDD/CDD (Abbildung 15) ist zu sehen, dass diese in den Projektionen in den überlappenden Jahren meistens ähnlich ausfällt. Nur im Jahr 2020 weisen die historischen Klimadaten keine kritischen Ereignisse auf, das CMR5 Modell jedoch 20 kritische Tage. Auffällig ist außerdem, dass in den Jahren 2032 und 2039 im MEHR Modell besonders häufig kritische Ereignisse auftreten, viel häufiger als in den anderen beiden Klimamodellen. Dies weist auf große Unterschiede zwischen den Projektionen hin, was die Bedeutung der Betrachtung mehrerer Klimaprojektionsmodelle sowie auch mehrerer Wetterjahre zur Abbildung dieser Unsicherheit unterstreicht.

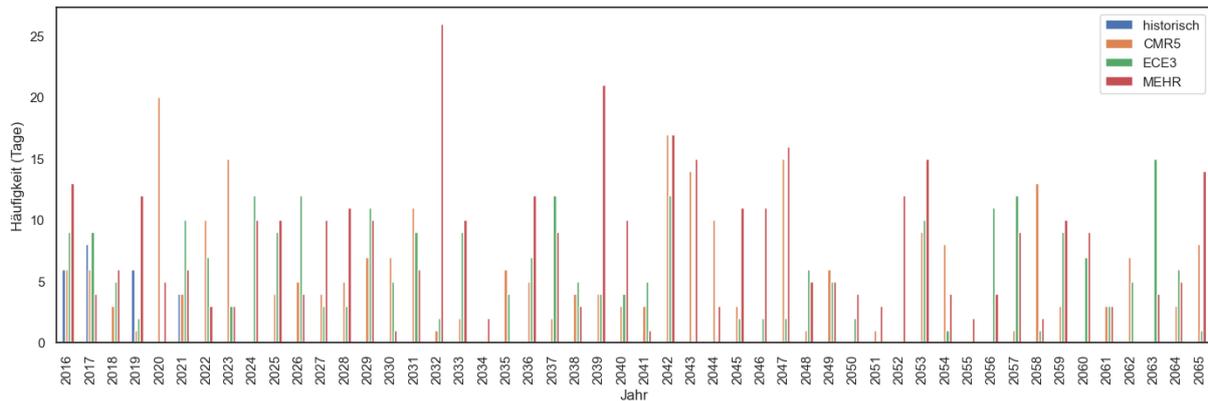


Abbildung 15: Vergleich der Häufigkeit kritischer Tage (niedrige erneuerbare Gesamterzeugung und hoher HDD/CDD) für einzelne historische (2016-2021) und zukünftige (2016-2065) Wetterjahre

Im saisonalen Vergleich (Abbildung 16) sind in den meisten Monaten keine auffälligen Verschiebungen zu bemerken. Nur im Dezember gibt es Veränderungen in der Häufigkeit kritischer Tage mit niedriger Erzeugung und hohem Heiz- oder Kühlbedarf: Die Modelle CMR5 und ECE3 projizieren eine Reduktion dieser Ereignisse um bis zu 2/3, dem MEHR Modell zufolge soll es zu einem mittleren Anstieg um einen halben Tag kommen.

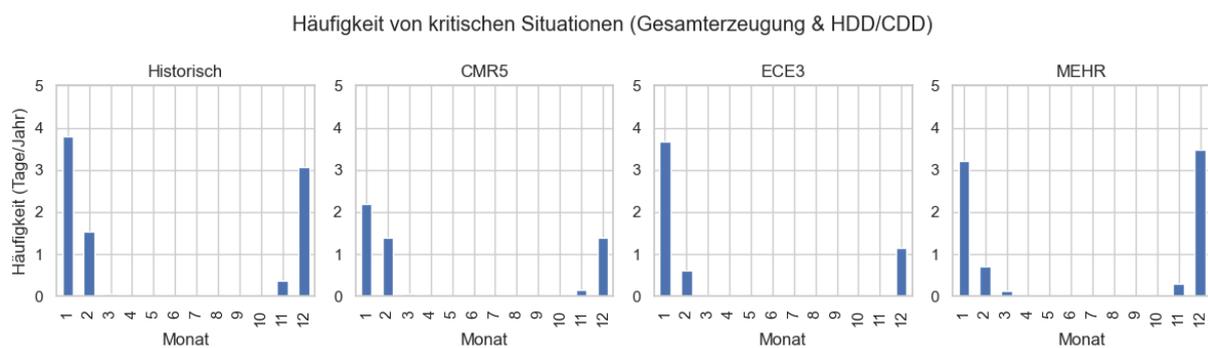


Abbildung 16: Saisonaler Vergleich der Häufigkeit kritischer Tage (erneuerbare Erzeugung und hoher Heiz- bzw. Kühlbedarf) für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065).

Temperatur

Temperaturen, als Indikator für Last, zeigen keine eindeutige Tendenz: Je nachdem welches Klimamodell betrachtet wird, kann es zu einer leichten Verringerung bis zu einer deutlichen Erhöhung von niedriger Erzeugung sowie niedrigen bzw. hohen Temperaturen kommen.

Betrachtet man Ereignisse von **PV-Niedrigerzeugung** und „extremen“ Temperaturen (unter 0,1 bzw. über 0,9 Quantil, siehe Tabelle 1) treten diese im historischen Zeitraum im Durchschnitt an 30,6 Tagen/Jahr auf. Je nach Projektionsmodell sinkt die Wahrscheinlichkeit leicht (CMR5) oder steigt um bis zu 30% (ECE3).

Niedrige **Windkraftherzeugung** gemeinsam mit hohen/niedrigen Temperaturen tritt etwas häufiger auf (25,4 Tage/Jahr). Auch hier ist eine Tendenz zur Steigerung um 10% (CMR5) bis 30% (ECE3) der Häufigkeit solcher kritischer Tage zu sehen.

Bei Betrachtung von gleichzeitiger Niedrigerzeugung von **PV und Windkraft** sowie kritischen Temperaturen sieht man eine Steigerung der Häufigkeit von historischen kritischen Tagen (0,06%) auf das bis zu 10-Fache (CMR5: 0,61%, ECE3: 0,47%, MEHR: 0,5%).

Fasst man die PV- und Winderzeugung zusammen, treten wesentlich häufiger gleichzeitig kritische Temperaturen und Niedrigerzeugung auf (historisch: 2,8%, CMR5: 2,5%, ECE3: 2,7%, MEHR 3,27%), es zeigt sich aber kein Trend durch den Klimawandel.

Niedrige **Gesamterzeugung** (Summe von PV, Wind- und Wasserkraft) gemeinsam mit niedrigen bzw. hohen Temperaturen tritt in allen Datensätzen an etwa 10-11 Tagen/Jahr auf. Im Vergleich zur historischen Periode (2,67%) sinkt oder steigt die Wahrscheinlichkeit solcher Ereignisse leicht (CMR5: 1,96%, ECE3: 2,17%, MEHR: 2,92%).

Die Häufigkeit von niedriger Gesamterzeugung und kritischen Temperaturen in einzelnen Jahren (Abbildung 17) weist starke Unterschiede auf: Einerseits gibt es bedeutende Unterschiede zwischen historischen Häufigkeiten und jenen der Projektionen (z.B. 2016 historisch: 6 Tage, MEHR: 14 Tage). Andererseits unterscheiden sich auch die Projektionen untereinander stark: Im Jahr 2020 ist bei CMR5 die Häufigkeit viel höher als bei den anderen Modellen und im Jahr 2032 ist bei MEHR die Häufigkeit viel höher.

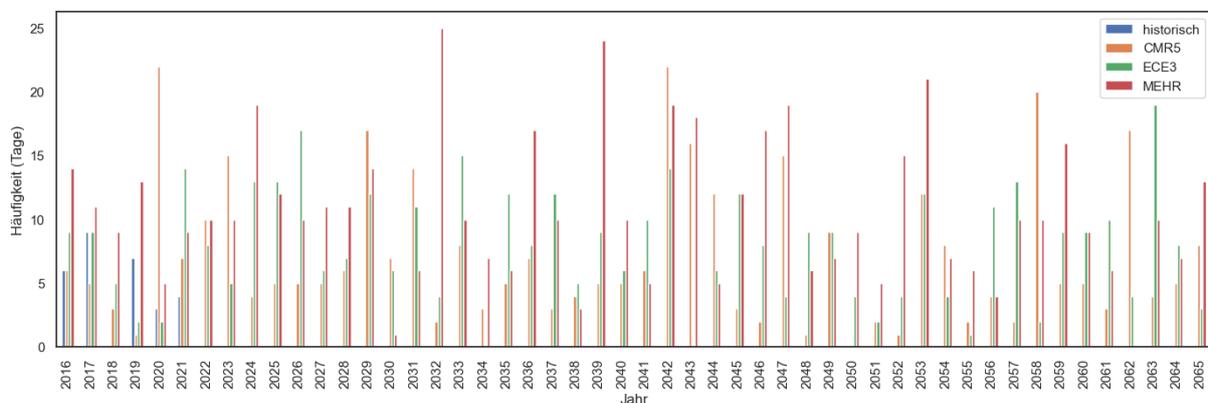


Abbildung 17: Vergleich der Häufigkeit kritischer Tage (niedrige erneuerbare Gesamterzeugung und niedrige bzw. hohe Temperaturen) für einzelne historische (2016-2021) und zukünftige (2016-2065) Wetterjahre

Eine saisonale Betrachtung (Abbildung 18) zeigt einen Rückgang kritischer Situationen im Februar, dafür vermehrte Häufigkeit im Sommer. Im Dezember ist ungewiss, in welche Richtung sich die energiesystemrelevanten Variablen in Zukunft entwickeln.

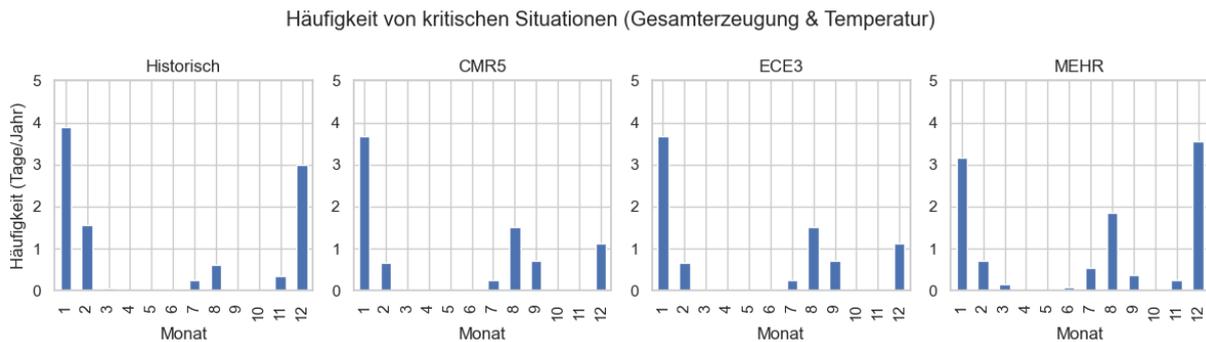


Abbildung 18: Saisonaler Vergleich der Häufigkeit kritischer Tage (niedrige Gesamterzeugung und hohe bzw. niedrige Temperaturen) für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065).

Häufigkeit kritischer Ereignisse im Langzeitkontext

Setzt man kritische Ereignisse - gemessen an niedriger Gesamterzeugung und hohem Heiz- und Kühlbedarf (Abbildung 19) bzw. extremen Temperaturen (Abbildung 20) - in den Langzeitkontext, sind andere Muster in der Häufigkeit zu erkennen als bei der Häufigkeit von Niedrigerzeugungsereignissen. In der historischen Periode (sowohl für Temperaturen als auch für HDD/CDD) liegen die Häufigkeiten in mehreren Jahren über denen der bisher verwendeten Jahre. Das bedeutet, auch bisher wurden Jahre in denen häufiger kritische Ereignisse auftreten nicht betrachtet. Vergleicht man die Häufigkeit kritischer Ereignisse in der Vergangenheit mit der Häufigkeit in der Zukunft, zeigen sich verschiedene Tendenzen: Die Modelle CMR5 und ECE3 zeigen eine niedrigere Häufigkeit, während für MEHR im extremsten Jahr (2032) an 26 Tagen Niedrigerzeugung und hoher HDD/CDD auftreten (historisch maximal 23 Tage (1991), bzw. bisher betrachtete Jahre maximal 13 Tage (2009)).

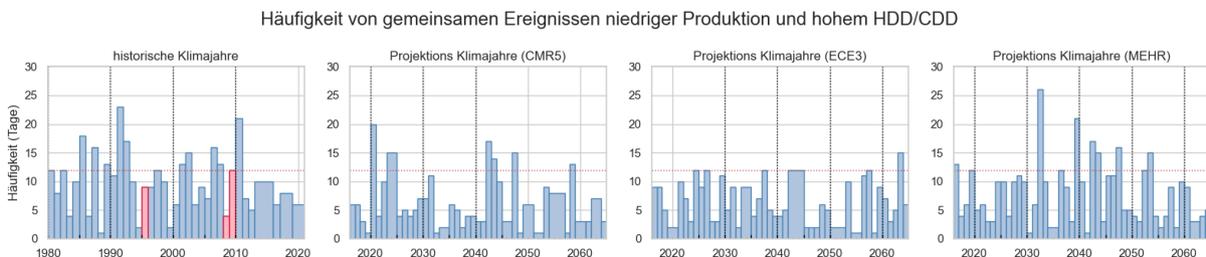


Abbildung 19: Häufigkeit von Tagen erneuerbarer Niedrigerzeugung und hohen HDD/CDD bisher im TYNDP genutzter Wetterjahre im Langzeitkontext für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065)

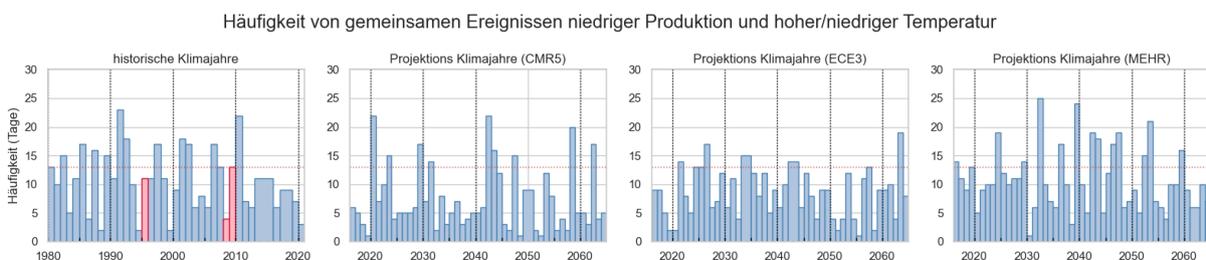


Abbildung 20: Häufigkeit von Tagen erneuerbarer Niedrigerzeugung und niedrigen bzw. hohen Temperaturen bisher im TYNDP genutzter Wetterjahre im Langzeitkontext für historische (1980-2021) und zukünftige Wetterjahre (2016-2065)

4 Ausblick

Auch wenn aus Stromsystemperspektive „kritische Ereignisse“ relativ selten auftreten (<3% der Tage), müssen gerade diese in der Auslegung des Systems berücksichtigt werden, da diese – insbesondere mit zukünftig erhöhter Abhängigkeit von erneuerbarer Erzeugung - erheblichen Einfluss haben können. Die Analysen zeigen, dass nicht nur die Auswahl des Wetterjahres, sondern auch die des Klimamodells erheblichen Einfluss auf Modellergebnisse haben kann. Daher sollten in Zukunft mehrere Wetterjahre und Klimamodelle berücksichtigt werden, insbesondere in Anbetracht der Herausforderungen, die der Klimawandel mit sich bringt. Der sehr aktuelle PECD 4.1 Datensatz ermöglicht dies nun auch im TYNDP und kann somit aussagekräftigere Ergebnisse liefern, um das europäische Elektrizitätssystem auf diese wahrscheinliche Zukunft vorzubereiten.

In Zukunft soll der PECD 4 Datensatz um zusätzliche Modelle und Klimawandelszenarien erweitert werden. Diese erlauben wiederum weitere Analysen und spannen einen noch breiteren Raum für das zukünftige Energiesystem auf.

Eine weitreichendere Analyse ist notwendig, um das Spektrum der möglichen Klimazukunft bei der Planung des Energiesystems zu berücksichtigen und entsprechend auf das sich ändernde Klima und die damit einhergehenden Herausforderungen in einem stark wetterabhängigen System vorzubereiten.

Die derzeit verfügbaren Daten bilden bereits ein Spektrum möglichen zukünftigen Wetters ab, bei nur einem Klimawandelszenario. Es ist zu erwarten, dass sich durch Berücksichtigung mehrerer Szenarien in einer Erweiterung des PECD 4 Datensatzes ein breiterer Raum möglicher Wetterperspektiven und somit Ansprüche an das zukünftige Energiesystem aufspannt.

Die vorliegenden Ergebnisse dienen als erste Grundlage, um für Studien einzelne Wetterjahre aus drei verschiedenen Klimamodellen gezielt auszuwählen. Auf diese Weise können Engpässe für das Energiesystem in extremen (z.B. besonders lange Niedrigerzeugungsperioden) oder weniger extremen Bedingungen im TYNDP untersucht und somit das System auf kritische Situationen vorbereitet werden.

5 Referenzen

[1] Europäische Kommission, “European Green Deal” https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de

[2] Bundesministerium für Finanzen, “Österreichische Klimaschutzstrategie” https://www.oesterreich.gv.at/themen/bauen_wohnen_und_umwelt/klimaschutz/1/Seite.1000310.html

[3] ENTSOG//ENTSO-E, “TYNDP 2024” <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

[4] Copernicus Climate Change Service (C3S), “ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate

[5] Copernicus Climate Change Service, Climate Data Store, 2021 „CMIP6 climate projections“ [10.24381/cds.c866074c](https://cds.clm.copernicus.org/cds/details/10.24381/cds.c866074c)

- [6] IPCC, 2021 “Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Summary for Policymakers”
https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM_final.pdf
- [7] Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici, „CMCC-CM“
<https://www.cmcc.it/models/cmcc-cm>
- [8] EC-Earth, „EC-Earth - A European community Earth System Model“ <https://ec-earth.org/>
- [9] Max-Planck-Institut für Meteorologie, „Climate modeling at the Max Planck Institute for Meteorology“ <https://mpimet.mpg.de/en/research/modeling>
- [10] World Climate Research Programme, „CMIP Phase 6 (CMIP 6)“ <https://wcrp-cmip.org/cmip-phase-6-cmip6/>
- [11] Universität Bonn, Hans-Ertel-Zentrum für Wetterforschung, „COSMO-REA6“
<https://reanalysis.meteo.uni-bonn.de/?COSMO-REA6>
- [12] United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division, „World Population Prospects 2022“ <https://population.un.org/wpp/Download/Standard/Population/>
- [13] ENTSO-E, „European Resource Adequacy Assessment, 2023 Edition, Annex 2: Methodology“
https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/report/ERAA_2023_Annex_2_Methodology.pdf
- [14] Eurostat, „Energy statistics – cooling and heating degree days (nrg-chd)“
https://ec.europa.eu/eurostat/cache/metadata/en/nrg_chdd_esms.htm
- [15] Benjamin Biewald und William Zappa (TenneT), „Response to ERAA MST on CY selection proposal“, internes Dokument (07.12.2023)