

Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist an der Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt (<http://www.ub.tuwien.ac.at>).

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the main library of the Vienna University of Technology (<http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/>).



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

DIPLOMARBEIT

Zukünftiger Beitrag der österreichischen Pumpspeicherkraftwerke zur Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland

Ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von
Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas
und
Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann Auer

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von
Alexandra Juranitsch, BSc
0426448

Wien, Dezember 2011

Kurzfassung

Die wachsende Energieerzeugung aus regenerativen Energieträgern ist ein wichtiger Schritt, um zum einen eine Alternative zu den begrenzten fossilen Energieträgern zu erhalten und zum anderen, um auf die CO₂-Problematik zu reagieren. Aufgrund der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, vor allem Wind und Sonne, wird sich der konventionelle Kraftwerkspark in Zukunft zunehmend verändern. Hinsichtlich dieser Annahme wird ein Matlab-Modell erstellt, das sich mit der stündlichen Kraftwerkseinsatzplanung thermischer Kraftwerke sowie der Spitzenlastabdeckung durch Pumpspeicher beschäftigt. Der Fokus der empirischen Analyse liegt auf Deutschland, dessen Lastprofil in verschiedenen Fallbeispielen sowohl für das Jahr 2010 als auch für die Jahre 2020 und 2030 verwendet wird, und auf dem Beitrag des Pumpspeichereinsatzes aus nahe gelegenen Ländern wie Österreich. In diesem Zusammenhang werden auch die 2020 Ziele berücksichtigt, die die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40%, sowie die Steigerung des Anteils an erneuerbaren Energien auf 18% und die Reduktion des Primärenergiebedarfs um 20% beinhalten. Auch der jüngst beschlossene Kernkraftausstieg in Deutschland bis zum Jahr 2022 ist Bestandteil der Analysen.

Die Ergebnisse des Modells in dieser Arbeit zeigen für das Fallbeispiel Deutschland, dass durch die Steigerung der erneuerbaren Stromerzeugung die Residuallast zwar insgesamt niedriger, jedoch auch volatiler wird. Daher werden in Zukunft vermehrt flexiblere Kraftwerke benötigt, um Schwankungen zwischen Erzeugung und Nachfrage ausgleichen zu können. Neben dem signifikanten Beitrag von Pumpspeicherkraftwerken aus den Nachbarländern werden thermische Kraftwerke in Deutschland jedoch weiterhin aus dem Kraftwerkspark nicht wegzudenken sein, da auch durch einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energieträger nicht die gesamte zukünftige deutsche Last abgedeckt werden kann.

Abstract

The increasing energy production out of renewable energies is an important alternative to fossil fuel based energy systems, notably to cope with CO₂ emission problems. Moreover, the conventional electricity generation system will change already in the near future by significantly increasing renewable electricity generation like wind and solar power. Therefore a Matlab-model has been developed in this thesis, modelling the power plant dispatch on an hourly basis with special emphasis on pumped hydro storage operation in this context. The main focus of the empirical analysis is Germany, i.e. the German electricity load profile for the year 2010 and different future scenarios (years 2020 and 2030) have to be met. The German power plant dispatch model developed in this thesis takes into account also several important energy policy decisions as well as operational practices of pumped hydro storage exchange of Germany with its neighbouring countries. This means in particular that the 2020 energy targets will be covered, which contain the 40% reduction of green house gas emissions as well as the increase of renewable energies up to 18% and a 20% reduction in primary energy use. A concern will also be Germany's nuclear power phase out until the year 2022.

The major results of the modelling analysis in this thesis show that the residual load in Germany will decrease significantly and will become more volatile; as a result of a significantly increasing variable renewable electricity generation. Therefore, there is a future need for sufficient flexible power plants in Germany both on generation as well as imports of flexible pumped hydro storage generation from the Alps (Austria) in order to be able to balance electricity generation and demand on several scales in time. Despite the significant contribution of pumped hydro storage power plants from neighbouring countries, also additional flexible conventional power plants are needed in Germany in the future in order to support the significantly increasing variable renewable electricity generation and to meet the load profile.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation.....	1
1.2	Fragestellung.....	2
1.3	Methodische Vorgehensweise	2
1.4	Gliederung der Arbeit	3
2	Anforderungen an den zukünftigen Kraftwerkspark in Deutschland	4
2.1	Ambitionierte energiepolitische Ziele Deutschlands.....	7
2.2	Pumpspeicherkraftwerke.....	9
2.3	Übertragungsnetze.....	14
2.4	Modellierung des Kraftwerkseinsatzes.....	17
3	Methodische Vorgangsweise	19
3.1	Analytischer Ansatz.....	19
3.2	Modell zur Kraftwerkseinsatzplanung.....	22
3.2.1	Flussdiagramm.....	22
3.2.2	Implementierung in Matlab	25
3.3	Empirische Skalierung sämtlicher Modellparameter	26
3.3.1	Status Quo 2010	27
3.3.2	Szenarien der Jahre 2020 und 2030	33

4	Ergebnisse der zukünftigen Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland.....	36
4.1	Status Quo 2010	36
4.2	Szenario 2020	42
4.3	Szenarien 2030	45
5	Schlussfolgerungen.....	53
	Literaturverzeichnis	55
	Anhang 1.....	58
	Anhang 2.....	60

1 Einleitung

1.1 Motivation

Strom kommt heute in allen Bereichen des täglichen Lebens und der Wirtschaft zum Einsatz. Eine gesicherte Stromversorgung ist somit von zentraler Bedeutung. Derzeit stellen mit 87% nicht erneuerbare Energierohstoffe wie Kohle, Erdgas, Erdöl und Kernbrennstoffe den überwiegenden Teil des weltweiten Primärenergieverbrauchs dar [10]. Fossile Energieträger werden jedoch immer knapper und es rückt immer weiter ins Bewusstsein, dass diese praktisch nicht regenerierbar sind. Daher ist es notwendig, auf erneuerbare Energiequellen, wie zum Beispiel Windkraft und Photovoltaik, zu setzen. Durch die Erhöhung des Anteils regenerativer Energierohstoffe an der Stromversorgung kommt es zu neuen Anforderungen in den Bereichen Erzeugung, Netze und Systemdienstleistungen [6].

Deutschland hat sich zum Ziel gesetzt, seinen Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30% zu steigern. Im Vergleich dazu wurde im ersten Halbjahr 2011 bereits die 20% Marke überschritten. Regenerative Energieträger sollen die Energieversorgung langfristig zu einem großen Teil bestimmen [10]. Somit werden in Zukunft neben thermischen Kraftwerken eine größer werdende Anzahl an Wind- und Photovoltaikanlagen die benötigte Energie bereitstellen. Eine Herausforderung, speziell bei den Technologien Windkraft und Photovoltaik, ist jedoch die fluktuierende Energieerzeugung, die verständlicherweise durch unterschiedliche natürliche Faktoren, wie verschiedene Windstärken oder im Fall Photovoltaik durch die Tag/Nacht-Charakteristik beeinflusst wird. Aufgrund dessen ist es bei der Energieeinspeisung erneuerbarer Energieträger ins Versorgungsnetz wichtig, einerseits den konventionellen Kraftwerkspark flexibler auszulegen, um Netzschwankungen soweit wie möglich zu verhindern und die Frequenz stabil zu halten und andererseits Energiespeicher zu verwenden.

Als effizienteste großtechnische Speichertechnologie, die heute wirtschaftlich einsetzbar ist, werden Pumpspeicher verwendet, um die Energie im Falle eines Überschusses zuerst zwischenzuspeichern und sie dann wiederum zu einem späteren Zeitpunkt zu verwenden. Das bedeutet, dass der Ausbau der regenerativen Energien eine Anpassung und Weiterentwicklung des bisherigen Stromversorgungssystems vorsieht.

In Zukunft wird die Stromversorgung nicht mehr nur der Nachfrage folgen, sondern auch von Wind und Sonne und deren Schwankungen abhängig sein. Daher ist es wichtig, die momentane Stromerzeugung mit der derzeitigen Nachfrage zeitgleich exakt abzustimmen. Da Wind- und Solarenergieanlagen jedoch nicht zu jedem Zeitpunkt die benötigte Energiemenge liefern können, müssen auch in Zukunft konventionelle Kraftwerke zur Verfügung stehen.

1.2 Fragestellung

In der vorliegenden Arbeit wird mittels eines eigens generierten Matlab-Modells die Frage nach dem Beitrag der österreichischen Pumpspeicher zum zukünftigen deutschen Kraftwerksportfolio beantwortet. Dieses Modell beschäftigt sich einerseits mit dem Einsatzverhalten konventioneller Kraftwerke und andererseits wird darin der durch die Einspeisung erneuerbarer Stromerzeugung zustande kommende Einfluss der Pumpspeicher auf den Erzeugermix näher beleuchtet. Dabei wird ein aussagekräftiges Monat im Winter und im Sommer gewählt – in dieser Arbeit handelt es sich dabei um Jänner und Juli – um den Einfluss der erneuerbaren Stromerzeugung, vor allem Wind und Photovoltaik, möglichst genau herauszuarbeiten. Zusätzlich wird auf die Frage eingegangen, warum und in welchem Ausmaß der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung gleichzeitig einen Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken vorsieht.

1.3 Methodische Vorgehensweise

In dieser Arbeit wird am Beispiel des deutschen Kraftwerksparks ein Matlab-Modell entwickelt, das die stündliche Lastabdeckung der zur Verfügung stehenden Kraftwerke in Deutschland (inklusive Importe) berücksichtigt. Dabei werden die stündlich benötigten Kraftwerkskapazitäten berechnet und so in aufsteigender Reihenfolge sortiert, um den stündlichen Lastbedarf kostenminimal abzudecken. Für den Fall, dass für bestimmte Stunden keine Kraftwerke mehr zur Verfügung stehen, sowie auch zur Spitzenlastabdeckung werden Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Auf die Bewertung der Bedeutung der Pumpspeicher wird im Zusammenhang mit der Einspeisung erneuerbarer Stromerzeugung besonderes Augenmerk gelegt. In der gesamten Modellierung fließt auch die Dynamik der einzelnen Kraftwerkstypen ein. Bei nicht ausreichender Pumpspeicherkapazität aus Deutschland kann diese jedoch beliebig erhöht werden, da angenommen wird, dass aus Nachbarländern wie Österreich importiert wird. Diese

Methode wird schließlich für verschiedene zukünftige Szenarien für die Jahre 2020 und 2030 für Deutschland angewandt. Der Ablauf des Programms wird in einem Flussdiagramm dargestellt, woraufhin die Implementierung in Matlab erfolgt. In einem weiteren Schritt werden die Ergebnisse anhand von Abbildungen dargestellt und diskutiert.

1.4 Gliederung der Arbeit

Die Arbeit ist in fünf Kapitel gegliedert. Nach einer kurzen Einführung werden in Kapitel 2 die Herausforderungen an den zukünftigen Kraftwerkspark in Deutschland näher beleuchtet. Daraufhin wird auf die Ziele Deutschlands bis 2020 eingegangen, wobei zusätzlich zur Steigerung des Anteils der regenerativen Stromerzeugung an der Energieversorgung auf den Kernkraftausstieg und die CO₂-Emissionen Bezug genommen wird. Danach folgt die Überleitung zum Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke innerhalb des bestehenden sowie auch des zukünftigen Kraftwerksparks. Pumpspeicher haben wiederum einen gewissen Einfluss auf die Auslastung der Übertragungsnetze, da diese umso öfter gebraucht werden, je mehr Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz kommen. Somit folgt ein kurzer Überblick über die derzeitige Situation der Übertragungsnetze bzw. deren zukünftige Anforderungen.

Danach wird in Kapitel 3 das selbst erstellte Matlab-Modell näher erläutert. Nach dem analytischen Ansatz wird zuerst das Flussdiagramm erklärt, danach wird auf die Implementierung näher eingegangen und schließlich werden die Modellparameter und die betrachteten Szenarien diskutiert.

In Kapitel 4 wird schließlich auf die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien für die Jahre 2010, 2020 und 2030 eingegangen, die durch Abbildungen verdeutlicht werden.

Im Anschluss folgen die aus den vorherigen Ergebnissen gezogenen Schlussfolgerungen in Kapitel 5 sowie abschließend die Quellenangaben im Literaturverzeichnis und Ergänzendes im Anhang.

2 Anforderungen an den zukünftigen Kraftwerkspark in Deutschland

Energieträger aus der Natur wurden von Menschen verwendet, seit sie kontrolliert Feuer zum Heizen einsetzten. Damals wurde hauptsächlich Holz zur thermischen sowie Wind- und Wasserkraft neben der Arbeit mit Tieren zur mechanischen Energiegewinnung eingesetzt. Als jedoch Anfang des 18. Jahrhunderts zum ersten Mal Steinkohle für Heizzwecke verwendet wurde und schließlich als weitere wichtige Neuerung die Dampfmaschine erfunden wurde, begann die Industrialisierung. Seitdem basiert der Großteil der Energieversorgung auf der Verbrennung nicht regenerativer, also fossiler Energieträger. Nach dem zweiten Weltkrieg wurde im Westen Deutschlands hauptsächlich Steinkohle und im Osten vorwiegend Braunkohle zur Energiegewinnung verwendet. Nach der Liberalisierung der Energiemärkte wurde die Steinkohle immer mehr vom günstigeren Mineralöl verdrängt. Schließlich kam es zum Einsatz von Erdgas in den 1960er Jahren und zum Ausbau der Kernenergie zur Stromversorgung in den 1970er Jahren. In den 1980er und 1990er Jahren entstand ein erhöhter politischer Druck für den Einsatz erneuerbarer Energieträger durch die Diskussion über die globale Erderwärmung. Daher werden seit einigen Jahren regenerative Energierohstoffe, wie Wind- und Sonnenenergie energiepolitisch gefördert [6].

Jahr	2010	2015	2020	2025	2030
	Status	Prognose			
Installierte Kapazitäten gesamt [GW]	160,9	176,6	201,9	207,4	232,9
Nuklear	21,5	18,1	12,7	0,0	0,0
Thermische Kraftwerke	80,3	85,1	101,2	107,2	120,2
Gas	23,3	32,5	52,0	60,0	70,0
Steinkohle	27,5	26,0	25,5	25,0	25,0
Braunkohle	20,6	20,0	19,5	18,0	17,0
Öl	5,7	3,2	0,7	0,6	0,4
Andere Konventionelle	3,3	3,4	3,5	3,7	3,8
Hydro	13,0	14,1	14,9	14,9	14,9
Laufwasser	5,3	5,4	5,6	5,6	5,60
Turbinenleistung der Pumpspeicher	7,5	8,5	9,3	9,3	9,3
Pumpleistung der Pumpspeicher	7,9	8,3	8,7	8,7	8,7

2 Anforderungen an den zukünftigen Kraftwerkspark in Deutschland

Erneuerbare Energien gesamt (exkl. Hydro)	46,3	59,4	73,2	85,3	97,8
Wind gesamt	26,9	32,9	41,9	50,8	59,7
Wind Onshore	25,2	27,4	32,1	36,3	39,9
Wind Offshore	1,7	5,5	9,8	14,5	19,8
Solar (Photovoltaik)	14,6	20,0	23,2	25,7	28,4
Andere Erneuerbare	4,8	6,5	8,1	8,8	9,7

Tabelle 1: Stromerzeugung nach Kraftwerken in Deutschland (Quelle: EEG, TU Wien)

Die Erzeugungskapazitäten in Deutschland (siehe Tabelle 1) im Jahr 2010 betragen insgesamt 160,9 GW, für das Jahr 2020 werden 201,9 GW und für das Jahr 2030 werden 232,9 GW erwartet. Es wird deutlich, dass die Zunahme von Wasserkraft in Deutschland eher gering ausfällt. Ein zusätzlicher Ausbau ist nur in einem begrenzten Maße möglich, da die Nutzung sehr stark von regionalen Gegebenheiten abhängt. Im Gegensatz dazu haben sowohl Wind- als auch Solarenergie ein hohes Ausbaupotential, das aber auch zukünftig auf staatliche Förderung angewiesen sein wird [6].

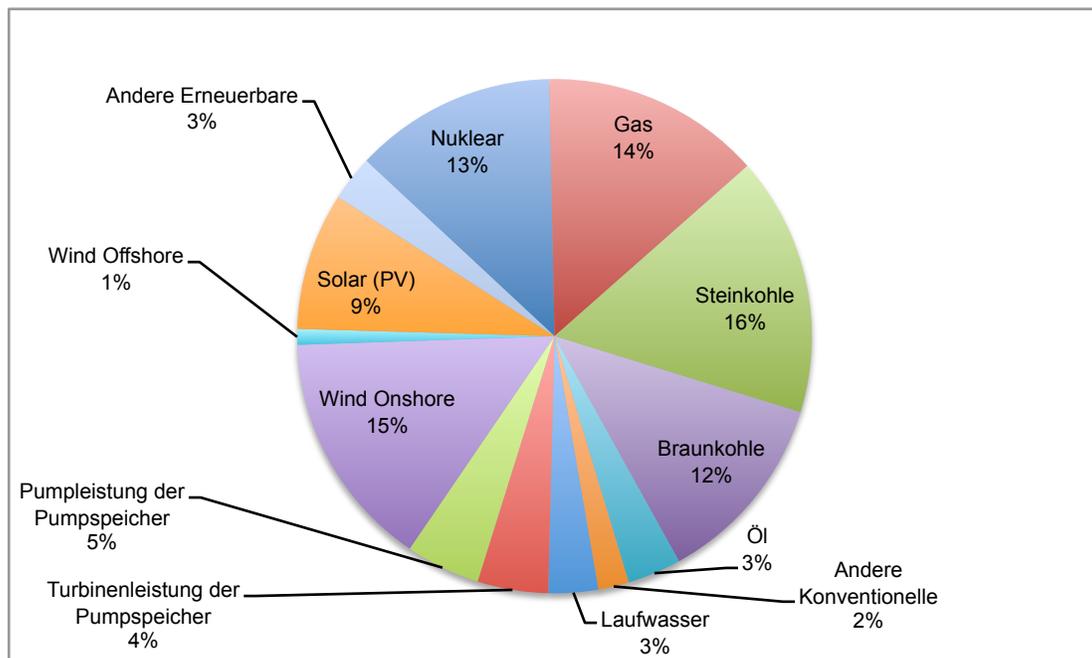


Abbildung 1: Verteilung der Energieerzeugungsträger in Deutschland im Jahr 2010 in Prozent [%] (Quelle: EEG, TU Wien)

In Abbildung 1 ist ersichtlich mit welchem prozentualen Anteil die unterschiedlichen Rohstoffe zur Energieerzeugung im Jahr 2010 beitragen (Verteilung der Energieerzeugungsträger für die

Jahre 2020 und 2030 siehe Anhang). Ein Großteil der Energieversorgung wird durch thermische Kraftwerke abgedeckt, jedoch nimmt der Anteil an erneuerbaren Energien in Zukunft immer weiter zu (siehe Abbildung 2).

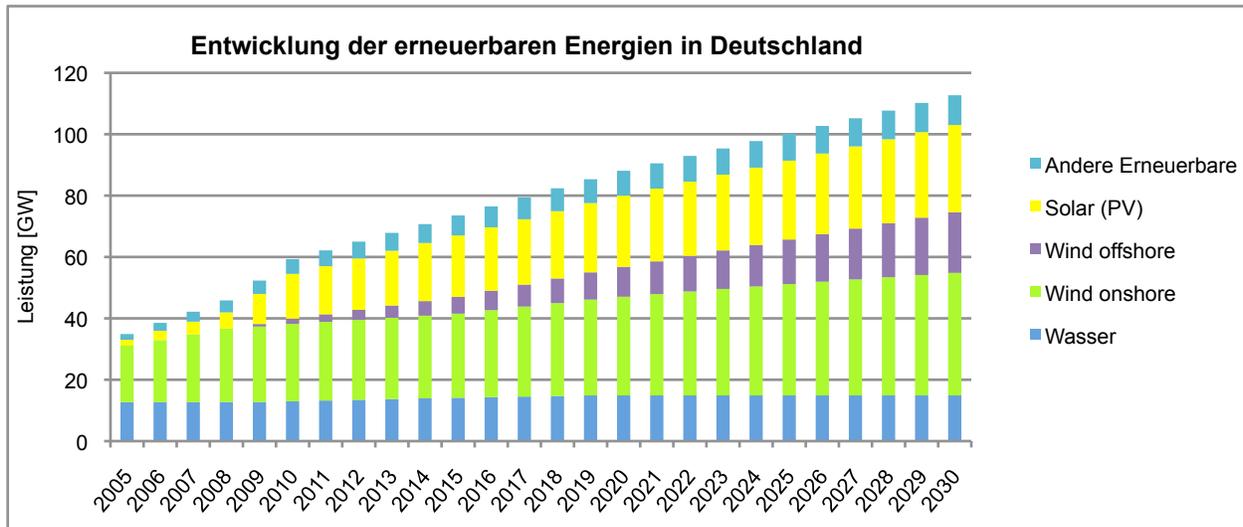


Abbildung 2: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Quelle: EEG, TU Wien)

Die Höhe der benötigten Regelenergie wurde in der Vergangenheit durch lastabhängige und auch durch kraftwerksbedingte Effekte, wie zum Beispiel Lastprognosefehler bzw. Kraftwerksausfälle, bestimmt. In Zukunft ist jedoch die Einspeisung von nur eingeschränkt vorhersagbaren Energiemengen aus erneuerbaren Energieträgern einer der bestimmenden Faktoren für die Regelleistung. Das bedeutet, dass sich die künftige Kraftwerkseinsatzplanung sowohl nach Last-, als auch nach Windprognosen orientieren muss. Zusätzlich dazu verändert sich durch regenerative Energien im Strommarkt die Merit Order¹ des Kraftwerksparks. Es wird die Auslastung der bisherigen Grundlastkraftwerke sinken, da diese nicht mit den günstigeren Grenzkosten der Windkraftanlagen konkurrieren können. Ebenso wird die Kapazität der typischen Mittellastkraftwerke, wie Steinkohlekraftwerke, sowie auch Gas- und Dampfkraftwerke (GUD), zunehmen, um in windarmen Zeiten die zusätzlich benötigte Last abzudecken [6].

¹ Die Merit Order stellt die sortierte Grenzkostenkurve der Stromerzeugung dar. Durch sie lassen sich die kostengünstigsten Kraftwerke bestimmen, die für eine bestimmte Stromnachfrage gebraucht werden [28].

2.1 Ambitionierte energiepolitische Ziele Deutschlands

In Deutschland sollen bis 2020 die Treibhausgasemissionen um 40% gegenüber dem Jahr 1999 reduziert werden. Dieses Ziel bezieht sich auf alle sechs im Kyoto-Protokoll erwähnten Treibhausgase². Ansonsten soll in Deutschland der Anteil an regenerativen Energieträgern am Bruttoendenergieverbrauch von 10,9% im Jahr 2010 auf 18% gesteigert werden [17], um unter anderem die CO₂-Emissionen zu senken. Bis 2020 soll außerdem der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch mindestens 30% betragen und der Primärenergieverbrauch soll gegenüber 2008 um 20% gesenkt werden [16].

Grundlage des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland sind seit Anfang der 1990er Jahre die gegebenen Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das ein massives Wachstum in allen Bereichen der regenerativen Energien zur Folge hatte. Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat allerdings zur Folge, dass das gesamte Energieversorgungssystem optimiert und angepasst werden muss, da aufgrund der volatilen Einspeisung von Wind und Photovoltaik (PV) die Residuallast³ in kürzerer Zeit größeren Schwankungen unterliegt und somit die Energieerzeugungseinheiten flexibler werden müssen, um die benötigte Last abzudecken. Somit müssen einerseits die Übertragungsnetze ausgebaut werden, um die Anlagen mit dem Stromnetz zu verbinden und die vor allem im Norden konzentrierte Erzeugung in andere Teile des Landes zu transportieren. Andererseits kann die Stromproduktion von Wind- und Photovoltaikanlagen aufgrund ihrer meteorologischen Abhängigkeit nur kurzfristig eingeplant werden und muss daher durch zusätzliche Kapazitäten abgesichert werden [6].

Zusätzlich zu den 2020 Zielen wurde der Kernkraftausstieg im Jahr 2022 beschlossen. Kernkraftwerke werden in der Regel zur Deckung der Grundlast eingesetzt und speisen daher mit Ausnahme von Revisionen oder ungeplanten Unterbrechungen meistens mit voller Leistung ins Übertragungsnetz ein. Die Einspeisung ist für die Übertragungsnetzbetreiber daher im Gegensatz zur volatilen Einspeisung der erneuerbaren Energien ein fixer Wert im Netzbetrieb und kann als Basis für längerfristige Planungen herangezogen werden. Durch den Kernenergieausstieg Deutschlands und der daraus folgenden Verlagerung der Stromflüsse im Über-

² Kohlendioxid (CO₂), Lachgas (N₂O), Methan (CH₄), Schwefelhexafluorid (SF₆) und teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW, H-FKW) [18]

³ Die Residuallast ist die Last abzüglich der fluktuierenden Einspeisung von Wind bzw. Photovoltaik.

tragungsnetz, stellt sich die Frage, ob die Leitungen dieser Last gewachsen sind oder ob neue Netze gebaut werden müssen. Zusätzlich zu den nationalen Auswirkungen sind auch mögliche Veränderungen im Ausland zu beachten. Neben der thermischen Belastung der Netze spielen auch die Spannungshaltung und Frequenzstabilisierung eine Rolle [21].

Die Struktur des Kraftwerksparks hängt üblicherweise vom gewährleisteten Zugang zu unterschiedlichen Primärenergiequellen während der letzten Generation von Kraftwerken ab. In Zukunft wird sich der Kraftwerkspark verändern, da einerseits die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien steigt und andererseits viele thermische Kraftwerke das Ende ihrer Lebensdauer erreichen. Außerdem muss die durch Kernkraftwerke abgedeckte Energie, die nach dem Kernenergieausstiegs im Jahr 2022 nicht mehr zur Verfügung steht, durch andere Kraftwerke ausgeglichen werden [19]. Die Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten zur Deckung der Jahreshöchstlast ist ein Maß für die Versorgungssicherheit. Mit einem vermehrten Ausbau der regenerativen Energien ist zwar genügend Kapazität zur Energieerzeugung installiert, durch ihre unregelmäßige Einspeisung ist diese jedoch nicht immer mit Sicherheit vorhanden. Wenn nun konventionelle Kraftwerke das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben und vom Netz genommen werden, muss die von Ihnen aufgebrachte Energie soweit ersetzt werden, damit keine Kapazitätslücke entsteht und somit die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten bleibt [24]. Nun gibt es verschiedene Möglichkeiten den Kraftwerkspark zu erweitern, um die zusätzlich benötigte Kapazität abzudecken und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Braunkohlekraftwerke könnten durch einen zusätzlichen Ausbau und vor allem durch die regionalen Vorkommen von Kohle weiterhin als Grundlastkraftwerke dienen. In der Regel haben ältere Kraftwerke höhere CO₂-Emissionen als neuere Anlagen, die denselben Brennstoff einsetzen. Da jedoch nach und nach die jeweils älteren und ineffizienteren Kraftwerke abgestellt werden, sinken die durchschnittlichen CO₂-Emissionen, aber ungeachtet dessen, weisen Braunkohlekraftwerke im Gegensatz zu anderen thermischen Kraftwerken einen erhöhten CO₂-Ausstoß auf. Somit könnten die 2020 Ziele der Treibstoffgasverminderung nicht erreicht werden [19]. Zusätzlich dazu müssten die neugebauten Kraftwerke aufgrund der Umstrukturierung des Kraftwerksparks weitaus flexibler agieren können.

Alternativ dazu besteht die Möglichkeit Gas- und Dampfkraftwerke zu bauen und sie mit einer höheren Volllaststundenzahl zu betreiben. Diese Kraftwerke zeichnen sich zusätzlich zu ihren

geringen CO₂-Emissionen durch ihre sehr gute Steuerbarkeit und geringe Anfahrtszeit aus. Hierbei ist jedoch der Gaspreis ein wichtiger Parameter [29].

Derzeit erbringen vorwiegend thermische Kraftwerke die zur Energieversorgung benötigte Regelleistung. Eine bessere Integration vor allem der fluktuierenden erneuerbaren Energien in das Stromnetz ist wichtig für die Entwicklung des Energiesektors. Unterstützt wird diese Integration mit der immer genauer werdenden Vorhersage der Windenergieeinspeisung in Deutschland. Mit kürzer werdender Vorausschau nimmt die Prognosegenauigkeit deutlich zu. So reduziert sich der Prognosefehler bei einem Zeitraum von 4 Stunden im Vergleich zu einem Tag um mehr als ein Drittel [29].

2.2 Pumpspeicherkraftwerke

Als wichtige Regelinstrumente und als großtechnisch einsetzbare Speichermöglichkeit für Energie gewährleisten Pumpspeicherkraftwerke den Einsatz der unregelmäßig einspeisenden regenerativen Energieträger, insbesondere Sonne und Wind.

Rund 170 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 45 GW befanden sich Anfang 2011 in Europa in Betrieb (siehe Abbildung 3). Die durchschnittliche Kapazität der Pumpspeicher innerhalb Europas liegt bei 300 MW und das Durchschnittsalter bei mehr als 30 Jahren. Die erste Welle des Pumpspeicherbaus fand in der Zeit zwischen 1970 und 1990 statt und kam aufgrund der in thermischen und nuklearen Kraftwerken erzeugten Überschussenergie zustande. In der Zeit danach wurden in Europa insgesamt nur 15 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 5,6 GW gebaut. Nach dieser Periode ist heute der Bedarf an Pumpspeichern gefragt wie nie zuvor. In den nächsten zehn Jahren ist ein Zubau von 60 Kraftwerken mit einer installierten Leistung von rund 27 GW geplant. Die meisten Pumpspeicherkraftwerke werden in den Ländern gebaut, deren Energie zu einem großen Teil aus Wind- und Solarenergie erzeugt wird, wie zum Beispiel Deutschland bzw. in benachbarten Ländern mit besseren topographischen Gegebenheiten, wie Österreich und der Schweiz [31].

Aufgrund der Zunahme von Windenergie- sowie Solaranlagen und der sich rasch ändernden Energieerzeugung ist es notwendig mittels Energiespeichern einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu schaffen. Energiespeicher haben die Aufgabe Energie über einen

begrenzten Zeitraum mit möglichst wenig Verlusten vorzuhalten und zwar solange, bis diese Energie benötigt wird, um die momentane Last abzudecken. Im Vergleich zu anderen Speichertechnologien sind Pumpspeicher auf absehbare Zeit die wirtschaftlichste großtechnisch nutzbare Speichertechnologie zum Lastausgleich im Stromversorgungssystem, die für große Energiemengen geeignet ist. Von Speichern werden neben geringen Kosten, einer hohen Lebensdauer mit einer großen Anzahl an Lade- und Entladezyklen und einem hohen Wirkungsgrad auch eine einfache Installation und Bedienung gefordert [8]. Der Wirkungsgrad der Pumpspeicher in Deutschland beträgt derzeit zwischen 60% und 85%. Zusätzlich dazu besitzen Pumpspeicher eine hohe Lebensdauer bei geringen Betriebskosten [10].



Abbildung 3: Installierte Pumpspeicherkapazität in Europa [31]

Pumpspeicherkraftwerke bestehen aus einem Ober- und Unterbecken, die durch ein Rohrleitungssystem miteinander verbunden sind. Von einem Pumpspeicherkraftwerk mit natürlichem Zufluss wird dann gesprochen, wenn ein natürliches Gewässer in das Oberbecken fließt [34]. Pumpspeicher speichern die im Netz überschüssige Energie als potentielle Energie, indem sie Wasser von einem niedrigeren Niveau auf ein höheres Niveau pumpen. Diese Energie wird im Bedarfsfall wieder in elektrischen Strom umgewandelt, indem das Wasser aus dem Oberbecken durch einen Druckschacht auf die tiefer liegenden Turbinen geleitet wird, welche anschließend die Generatoren antreiben. Eine wichtige Funktion für den Netzbetrieb ist die Tatsache, dass Pumpspeicherkraftwerke im Falle eines Netzausfalls schwarzstartfähig sind. Zusätzlich dazu sind sie in der Lage die Leistungsreserven bereitzustellen, die im Falle eines Ausfalls thermischer Kraftwerke oder sonstiger Netzstörungen innerhalb kürzester Zeit (1-2 Minuten) zur Verfügung stehen müssen, um die benötigte Last abzudecken. Moderne Pumpspeicheranlagen lassen sich innerhalb dieser 1-2 Minuten vom Stillstand zum Vollastbetrieb hochfahren [1].

Aufgrund der Fluktuationen der regenerativen Energien kommt es zu einem steigenden Energieausgleichsbedarf sowohl innerhalb eines Tages als auch innerhalb einer Woche bzw. eines Monats. Dementsprechend kommt es zu einem steigenden Bedarf an Tages- sowie Langzeitspeichern. Pumpspeicher können einen wichtigen Beitrag zur Lastabdeckung vor allem im Tagesbereich leisten. Der Bedarf an Spitzenlastleistung steigt durch die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien ins Netz, während der Grundlastbedarf sinkt. Langfristig gesehen geht der Bedarf an Grundlastkraftwerken auf Null zurück. Dadurch bieten sich erhöhte Einsatzmöglichkeiten für Pumpspeicher, um durch Lastglättung zu einem effizienteren Betrieb beizutragen und ein Abregeln der erneuerbaren Energien zu vermeiden [24].

Um den Energiebedarf besser einschätzen zu können, müssen Wind und Solareinstrahlungsprognosen erstellt werden. Aufgrund von Prognoseabweichungen der erneuerbaren Energien von der tatsächlichen Einspeisung ist mit einem größeren Bedarf an Regelleistung zu rechnen. Je genauer die Prognosen mit dem tatsächlichen Bedarf übereinstimmen, umso kleiner ist der Prognosefehler. Die aufgrund dieser Ungenauigkeiten auftretenden Leistungsabweichungen müssen durch den Einsatz der Regelleistung ausgeglichen werden. Dafür vorgesehen sind die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (Minutenreserve), die durch eine zeitliche Abfolge nacheinander wirken (siehe Abbildung 4). Die Primärregelung wird bereits nach 30 Sekunden aktiviert, darauf folgt die Sekundärregelung durch einen automatischen Abruf des betroffenen Übertragungsnetzbetreibers und wird innerhalb von 5 Minuten vollständig aktiviert. Die Minuten-

reserveleistung wird telefonisch angefordert, sie wird innerhalb von 15 Minuten ab diesem Abruf aktiviert und deckt einen Zeitraum von einer bis zu mehreren Stunden im Falle mehrerer Störungen ab [30]. Pumpspeicher sind grundsätzlich technisch in der Lage alle Regelleistungsarten bereitzustellen und zu erbringen und unterstützen damit einen sicheren Netzbetrieb. Derzeit werden Pumpspeicher hauptsächlich im Bereich der Bereitstellung und Erbringung von Sekundärleistung eingesetzt [24].

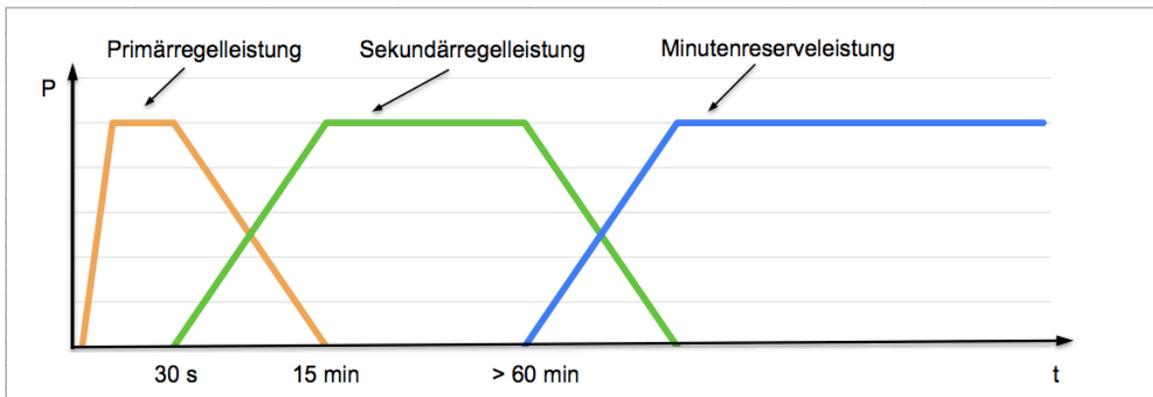


Abbildung 4: Zeitliche Abfolge der Regelleistung [30]

Obwohl Pumpspeicher effizient und etabliert sind, ist ihr Ausbau wegen des Mangels an geeigneten Standorten mit einem ausreichenden Höhenunterschied begrenzt. Zusätzlich dazu sind neben langen Realisierungszeiten auch die starken Eingriffe in die Landschaft ein Nachteil. Die Zubaukapazitäten, speziell in Deutschland, sind rar. Das Potential von Pumpspeicherkraftwerken ist in Deutschland außerdem fast vollständig ausgenutzt [15]. Daher ist es wichtig auch länderübergreifend Energie zu speichern bzw. zur Verfügung zu stellen.

Die meisten Pumpspeicherkraftwerke in Europa werden in den nächsten 10 Jahren in Deutschland, Österreich und der Schweiz gebaut werden, wobei in Deutschland hauptsächlich bereits existierende Anlagen ausgebaut werden. Die zwei größten Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland sind das Kraftwerk Goldisthal mit einer Leistung von 1060 MW und das Kraftwerk Markersbach mit 1050 MW. Aufgrund der natürlichen Gegebenheiten besitzen sowohl Österreich als auch die Schweiz gute Voraussetzungen für weitere Pumpspeicherkraftwerke. Zusätzlich dazu ist ihre zentrale Lage in Europa ein Anreiz für Nachbarländer um in Neubauten zu investieren. Das momentan größte Projekt in Österreich ist der Limberg-Komplex, innerhalb dessen Limberg 2 mit einer Leistung von 480 MW im Jahr 2012 fertig gestellt werden soll.

Weiters ist Limberg 3 mit 480 MW bis 2020 geplant. In der Schweiz ist Limmern mit 1000 MW das größte Kraftwerk [31].

In Skandinavien sind Pumpspeicher für ihre Energiewirtschaft nicht notwendig, da das Netz lediglich durch An- und Abschalten der Turbinen von konventionellen Wasserkraftwerken mit Reservoir ausgeglichen werden kann. Es gibt allerdings Pläne zur Nutzung der skandinavischen Pumpspeicher, um Energie aus anderen Ländern zu speichern. Speziell Norwegen und Schweden besitzen große Reservoirs, die zu Pumpspeichern nachgerüstet werden können und somit stehen im Norden Europas große Potentiale für Pumpspeicherkraftwerke bereit [31]. Alleine Norwegen besitzt mit rund 82 TWh etwa die Hälfte der europäischen Wasserspeicherkapazitäten. Im Vergleich dazu kommen alle Pumpspeicher in Deutschland zusammen auf ca. 0,04 TWh. Daher könnte überschüssiger Windstrom aus Deutschland und anderen Ländern das Wasser in den Speichern vom Unter- ins Oberbecken hochpumpen. Wird Strom benötigt, werden die Turbinen durch das im Speicher vorhandene Wasser betrieben. Norwegen könnte wegen seiner großen installierten Kapazitäten an Wasserkraftwerken, wobei die meisten davon Speicherkraftwerke sind, eine wichtige Rolle für den erfolgreichen Ausbau der Elektrizitätserzeugung aus regenerativen Energieträgern spielen. Es werden daher neue Pumpspeicher hauptsächlich aus bereits existierenden Speicherkraftwerken entstehen. Heutzutage zählen nur etwa 5% der gesamten installierten Wasserkraftkapazitäten in Norwegen zu Pumpspeicherkapazitäten [31]. Zuerst muss jedoch das Netz dementsprechend ausgebaut werden, um diese Speicher länderübergreifend nützen zu können. Daher ist es naheliegend Stromleitungen nach Skandinavien zu verlegen, um dort phasenweise Windenergie einzuspeisen. Ein erster Schritt in diese Richtung ist die Netzverbindung zwischen Deutschland und Norwegen, die bis 2015 fertig gestellt werden soll [25].

Der vermehrte Einsatz von Pumpspeichern wirkt sich somit auf die Übertragungsnetze aus. Es wird aufgrund der fluktuierenden Einspeisung regenerativer Energieträger öfter Energie von einem Ort zum anderen transportiert, umso öfter Pumpspeicher zum Einsatz kommen. Dies kann zu einem Engpass der Übertragungsnetzkapazitäten führen, folglich kommt nur ein weiterer Ausbau in Frage.

2.3 Übertragungsnetze

Elektrische Versorgungsnetze sind hierarchisch gegliedert. Das übergeordnete Übertragungs- und Verbundnetz in Europa ist das ENTSO-E Netz⁴, wodurch die Netzfrequenz auf 50 Hz festgelegt ist. Bei Schwankungen bis 150 mHz ist ein Netzbetrieb ohne größere Risiken möglich, bei größeren Abweichungen kann es bis zum Netzzusammenbruch kommen. Daher wird das Übertragungsnetz in den einzelnen Regelzonen ausgeregelt. Große Regelzonen haben hierbei den Vorteil, dass sich Über- und Untereinspeisung zum Teil ausgleichen [6].

Die Übertragungsnetze Deutschlands werden in das ENTSO-E Netz eingegliedert, wobei etwa 85% der gesamten Stromproduktion in Deutschland von den vier großen Energieversorgern Amprion GmbH (RWE), TenneT TSO GmbH (E.ON), 50Hertz Transmission GmbH (Vattenfall) und EnBW Transportnetze AG bereitgestellt wird (siehe Abbildung 5). Jeder Netzbetreiber muss in seinem Bereich für das Leistungsgleichgewicht sorgen und ist für den sicheren und effizienten Betrieb des Übertragungsnetzes verantwortlich [8]. Das Gleichgewicht zwischen Erzeuger und Verbraucher muss gehalten und es müssen Reserven bereitgestellt werden, um Abweichungen ausgleichen zu können. Um eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten gilt für das Netz das sogenannte n-1 Kriterium, welches besagt, dass im Netz jeder Ausfall einer Leitung kompensiert werden muss [6].

⁴ ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity, in dem die 5 Versorgungssysteme der EU vereint sind (UCTE (größter Teil Europas), Nordel (Skandinavien), UKTSOA (Großbritannien), ATSOI (Irland) und BALTSO (Baltische Länder))



Abbildung 5: Regelzonen der vier Übertragungsbetreiber in Deutschland [7]

Eine Herausforderung für das zukünftige Stromsystem ist nicht nur die Anbindung der Anlagen an das bestehende Stromnetz, wobei die Netzanbindung unter Umständen mit hohen Kosten verbunden ist, sondern auch die regionale Konzentration speziell von Windkraftanlagen im Norden Deutschlands. Die Stromerzeugung wird daher in andere Teile des Landes verschoben, obwohl es zu keiner geographischen Änderung der Lastzentren kommt. Aufgrund der hohen installierten Windeinspeisung und der im Herbst bzw. im Winter häufiger auftretenden Windezeugungsspitzen werden sich bei fehlender Einspeisung durch Kernkraftwerke höhere Nord-Süd-Lastflüsse in Deutschland ergeben. Durch den vermehrten Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen im Norden des Landes wird diese Konzentration noch zunehmen. Die erzeugte Energie muss nun teilweise zahlreiche Kilometer quer durch das ganze Land zurücklegen, um zu den Verbrauchern zu gelangen. Für die Weiterentwicklung erneuerbarer Energien, um den daraus folgenden erhöhten Stromtransport zu ermöglichen und um das Stromnetz zu entlasten, sind die Entwicklung und der Ausbau der Übertragungsnetze vor allem zum Abtransport der Energie in die Verbrauchsregionen von besonderer Bedeutung und müssen auf die Anforderungen der Zukunft vorbereitet werden [10].

Der 10 Jahres Netzentwicklungsplan (Ten Years Network Development Plan - TYNDP) ist hierbei ein wesentlicher Bestandteil. Dieser Plan enthält die notwendigen Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Stromnetzes, die in den nächsten 10 Jahren

erforderlich sind. Er wird von allen vier deutschen Netzbetreibern gemeinsam erstellt und beinhaltet die Modellierung des integrierten Netzes, eine europäische Prognose zur Angemessenheit der Stromerzeugung und eine Bewertung der Belastbarkeit des Systems. Basierend auf nationalen Investitionsplänen, den gemeinschaftlichen Ansichten der Netzplanung und den angemessenen Bedürfnissen verschiedener Netznutzer sind im TYNDP Szenarien enthalten, die die Rahmenbedingungen der zukünftigen Netznutzungssituationen beschreiben [22]. Die Herausforderung dabei besteht darin, dass das europäische Verbundnetz heutzutage für einen konventionellen Kraftwerkspark und eine lastnahe Erzeugung ausgerichtet ist. Der Plan soll außerdem Investitionslücken und Engpässe im Netz, insbesondere im Hinblick auf grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten und die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen und Skandinavien, aufzeigen, um den Wettbewerb und die Versorgung sicherzustellen. Der 10-Jahres-Netzentwicklungsplan ist die Grundlage für eine nachhaltige und bedarfsgerechte Koordination des Netzausbaus [23].

Zusätzlich zur mangelnden Akzeptanz der Bevölkerung, die vom Ausbau der Netze betroffen sind, kommen langwierige Genehmigungs- und Planungsverfahren hinzu, wodurch es zu Verzögerungen des Netzausbaus kommt. Durch die Zunahme der erneuerbaren Energieeinspeisung werden jedoch zunehmend Belastungsgrenzen im Verteilnetz erreicht [26].

Seit der Liberalisierung des europäischen Marktes haben die Stromtransporte über die Übertragungsleitungen im In- und Ausland stark zugenommen. Speziell die österreichische Nord-Süd Verbindung, die aus den 1950er und 1960er Jahren stammt, ist vor allem durch den heute fast fünffachen Stromverbrauch massiv überlastet [20]. Durch den Ausbau des deutschen Stromnetzes aufgrund der Einspeisung erneuerbarer Energien, sowie dem Ausbau der Pumpspeicher in Österreich reicht die bestehende 220 kV Leitung mittelfristig nicht aus, um die notwendigen Energiemengen von einem Ort zum anderen zu transportieren. Zu einer nachhaltigen Entspannung wird es erst durch die 380 kV Leitung kommen [35]. Eine Untersuchung zum Ausbau und zu den Auswirkungen der Einspeisung aus Windkraftanlagen wurde in Deutschland mittels einer Netzstudie durchgeführt (DNA-Studie). Bis zum Jahr 2015 sollen laut dieser Studie in Deutschland 851 km an neuen 380 kV Übertragungsleitungen gebaut, sowie 392 km bestehender Leitungen nachgerüstet werden [29].

2.4 Modellierung des Kraftwerkseinsatzes

Durch die Einspeisung erneuerbarer Energien treten häufiger größere Leistungsänderungen der Residuallast von einer Stunde zur nächsten auf. Das bedeutet im Wesentlichen, dass durch die steigende Häufigkeit von höheren Leistungsänderungen ein größerer Bedarf an Mittel- und Spitzenlastleistung benötigt wird, die durch den konventionellen Kraftwerkspark geliefert werden muss [13]. Die Nutzungsdauer konventioneller Kraftwerke wird durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien immer weiter reduziert. Das hat zur Folge, dass die Volllaststunden der Kraftwerke pro Jahr verringert werden. Laut [13] wird der Spitzenlastbereich daher als der Bereich unter 2000 Volllaststunden definiert, der Mittellastbereich erstreckt sich zwischen ca. 2000 und ca. 6000 Volllaststunden und der Grundlastbereich wird als der Abschnitt gekennzeichnet, der sich von ca. 6000 bis ca. 8760 Stunden erstreckt. Die durchschnittlichen Jahresvolllaststunden deutscher Kraftwerke sind in Abbildung 6 dargestellt.

Die Residuallast wird bei einem vermehrten Ausbau erneuerbarer Energieträger zur Elektrizitätserzeugung im Niveau sinken, insgesamt jedoch einen volatileren Verlauf annehmen. Aufgrund der niedriger werdenden Residuallast können in Zukunft Situationen auftreten, in denen es zu Überschussenergien durch den steigenden Anteil regenerativer Energieträger an der Stromversorgung kommt. Dadurch werden Speichertechnologien wie Pumpspeicher immer wichtiger, um die fluktuierende Einspeisung in das Energiesystem aufzunehmen und auszugleichen [3].

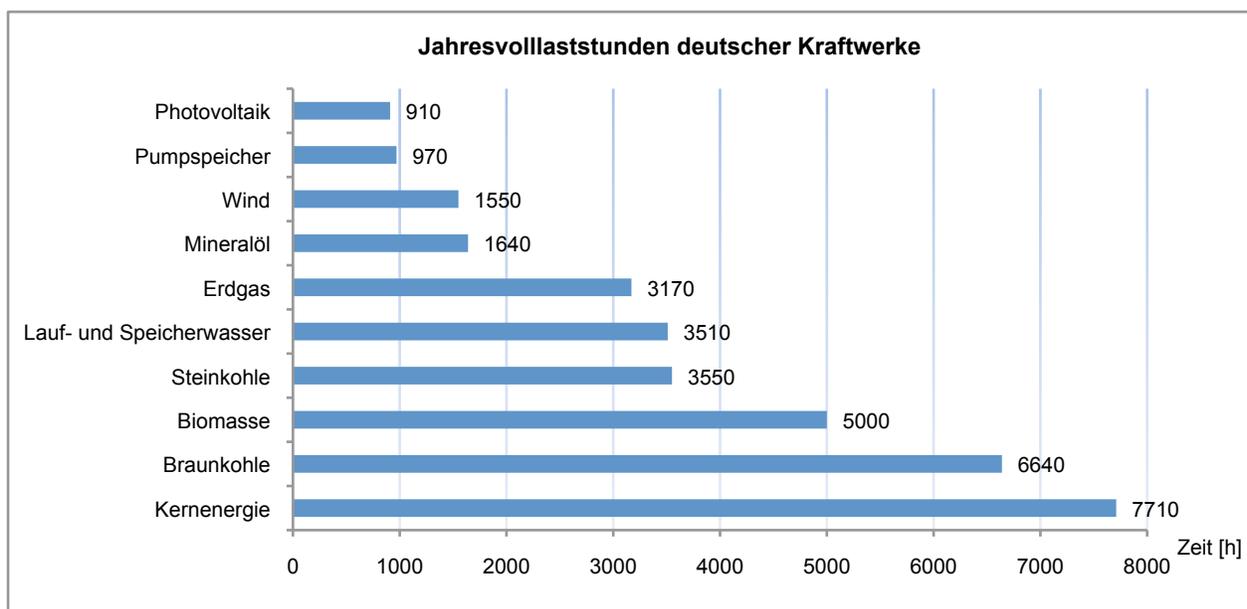


Abbildung 6: Jahresvolllaststunden deutscher Kraftwerke (Stand: September 2010) [32]

Insgesamt muss die Flexibilität des Kraftwerksparks in Zukunft zunehmen, um mit der volatilen Einspeisung erneuerbarer Energien zurecht zu kommen. Der Dauerbetrieb von konventionellen Kraftwerken wird abnehmen und daher wird sich die Nutzungsdauer durch häufigeres An- und Abfahren verringern.

In dieser Arbeit wird nun der deutsche Kraftwerkspark berücksichtigt, um mittels eines Matlab-Modells die in Deutschland gebauten Kraftwerke zur Lastabdeckung heranzuziehen. Dabei wird stündlich die zukünftig benötigte Kapazität berechnet, woraufhin geeignete Maßnahmen getroffen werden, um diese abzudecken. Das Ziel des Modells ist die stündliche Planung des Kraftwerkseinsatzes, um in jeder Stunde die Kraftwerke zu bestimmen, die für die Lastabdeckung benötigt werden und sie unter Berücksichtigung der Dynamik der einzelnen Kraftwerkstypen kostenminimal einzusetzen. Stehen nicht mehr genügend Kraftwerke zur Verfügung bzw. können die verfügbaren thermischen Kraftwerke nicht innerhalb der vorgegebenen Zeit ein- oder ausgeschaltet werden, werden Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt, die die Differenz zwischen Erzeugung und Nachfrage, vor allem jedoch die Spitzen, abdecken.

3 Methodische Vorgangsweise

Die Bewertung der Bedeutung von Pumpspeicherkraftwerken im zukünftigen deutschen Stromversorgungssystem geschieht auf Basis der stündlichen Einspeisung erneuerbarer Stromerzeugung ins Netz, wobei zu jeder Stunde eine kostenminimale Kraftwerkseinsatzplanung der zur Verfügung stehenden Kraftwerke das Ziel darstellt. Die analytische Darstellung ist nachfolgend erläutert, woraufhin das Flussdiagramm folgt, in dem dies umfassend umgesetzt wurde. Anschließend wird genauer auf die verwendeten Randbedingungen der Modellierung eingegangen.

3.1 Analytischer Ansatz

Analytisch werden für jede Stunde i die minimalen Grenzkosten der Stromerzeugung ermittelt, um die jeweilige Last abdecken zu können. Dabei wird auch die zeitliche Dynamik der einzelnen Kraftwerkstypen berücksichtigt, die sich durch eine Reihe von Nebenbedingungen ergibt (Anfahren, Abstellen, Mindest-, Betriebs-, Abkühldauer).

Hauptbedingung:

$$\min C_i \quad (1)$$

Nebenbedingungen:

$$G_i \geq D_i \quad (2)$$

Anfahren:
$$z_{0,j,i} = z_{1,j,(i+t_{an})} \quad (3)$$

$$z_{1,j,i} = z_{1,j,(i+1)} \quad (4)$$

Abstellen:
$$z_{1,j,i} = z_{0,j,(i+t_{abkühl})} \quad (5)$$

$$z_{0,j,i} = z_{0,j,(i+1)} \quad (6)$$

Mindestbetrieb:
$$z_{0,j,i} = z_{0,j,(i+t_{an}+t_{mind}+t_{ab})} \quad (7)$$

Abkühldauer:
$$z_{1,j,i} = z_{1,j,(i+t_{ab}+t_{abkühl}+t_{an})} \quad (8)$$

C_i ... Grenzkosten der Erzeugung zur Stunde i

i ... Stunde

G_i ... Erzeugung (Generation) zur Stunde i

3 Methodische Vorgangsweise

D_i ... Last (Demand) zur Stunde i

$z_{j,i}$... Zustand des Kraftwerks j zur Stunde i (1...Kraftwerk ist eingeschaltet, 0...Kraftwerk ist ausgeschaltet)

	Anfahrzeit	Mindestbetriebsdauer	Abstellzeit	Abkühldauer
	t_{an}	t_{mind}	t_{ab}	$t_{abkühl}$
Braun- und Steinkohle	2h	3h	1h	3h
GUD	1h	2h	1h	1h

Tabelle 2: Kraftwerksspezifische Parameter

In Tabelle 2 sind die für den Anfahr- als auch den Abstellvorgang benötigten Parameter dargestellt. Exemplarisch ist nun in Tabelle 3 der Anfahrvorgang sowie nachfolgend in Tabelle 4 der Abstellvorgang ersichtlich. Hier sind die Settings der Zustandsvariablen sowie der zeitmäßigen Laufvariablen dargestellt.

Anfahrvorgang		KW aus		KW anfahren					
		i	$i+1$	$i+2$	$i+3$	$i+4$	$i+5$	$i+6$	
Braunkohle	z	0	0	0	1	1	1	1	
	t_{an}	2	2	1	0	0	0	0	
	t_{mind}	0	0	0	3	2	1	0	
	t_{ab}	0	0	0	1	1	1	1	
	$t_{abkühl}$	0	0	0	3	3	3	3	
Steinkohle	z	0	0	0	1	1	1	1	
	t_{an}	2	2	1	0	0	0	0	
	t_{mind}	0	0	0	3	2	1	0	
	t_{ab}	0	0	0	1	1	1	1	
	$t_{abkühl}$	0	0	0	3	3	3	3	
GUD	z	0	0	1	1	1	1	1	
	t_{an}	1	1	0	0	0	0	0	
	t_{mind}	0	0	2	1	0	0	0	
	t_{ab}	0	0	1	1	1	1	1	
	$t_{abkühl}$	0	0	1	1	1	1	1	

Tabelle 3: Anfahrvorgang

3 Methodische Vorgangsweise

Abstellvorgang		KW abstellen				
		KW ein	i	i+1	i+2	i+3
Braunkohle	Z	1	1	1	1	0
	t _{an}	0	0	0	0	2
	t _{mind}	0	0	0	0	0
	t _{ab}	1	1	0	0	0
	t _{abkühl}	3	3	2	1	0
Steinkohle	Z	1	1	1	1	0
	t _{an}	0	0	0	0	2
	t _{mind}	0	0	0	0	0
	t _{ab}	1	1	0	0	0
	t _{abkühl}	3	3	2	1	0
GUD	Z	1	1	0	0	0
	t _{an}	0	0	1	1	1
	t _{mind}	0	0	0	0	0
	t _{ab}	1	1	0	0	0
	t _{abkühl}	1	1	0	0	0

Tabelle 4: Abstellvorgang

Um Kraftwerke einzuschalten, muss die Last sowohl in fünf als auch in einer Stunde größer sein als die momentane Last. Ist dies der Fall werden die Kraftwerke angefahren, die zur Abdeckung dieser Last notwendig sind. Zuerst wird daher der Kraftwerkstyp mit den geringsten Kosten ausgewählt (Annahme, dass alle Kraftwerke desselben Typs dieselben Kosten aufweisen). Steht kein Kraftwerk zur Verfügung, dann wird die zusätzlich benötigte Kapazität importiert. Erfüllt ein Kraftwerkstyp jedoch die Voraussetzungen, dann wird die Leistung der Kraftwerke mit der benötigten Kapazität verglichen und das Kraftwerk ausgewählt, dessen Leistung größer bzw. gleich der zusätzlichen Kapazität ist. Wurde ein Kraftwerk ausgewählt, dann wird dieses eingeschaltet, gelten die vorher genannten Bedingungen jedoch für kein Kraftwerk, wird auf Import verwiesen. Nun wird noch überprüft, ob die Last auch in zwei Stunden steigt. Ist dies der Fall, werden weitere Kraftwerke eingeschaltet. Dabei werden erneut die minimalen Kosten bestimmt und daraufhin die zum Anfahren möglichen Kraftwerke ausgewählt.

Kraftwerke werden ausgeschaltet, wenn die Last sowohl in einer als auch in fünf Stunden sinkt. Dabei ist zu beachten, dass zuerst die Kraftwerke mit den maximalen Kosten bestimmt werden. Danach werden unter Erfüllung verschiedener Bedingungen Kraftwerke abgeschaltet. Weiters ist zu berücksichtigen, dass die Kraftwerke zwar sofort vom Netz genommen werden können, sie jedoch eine gewisse Zeit zum Abkühlen benötigen. Das bedeutet wiederum, dass sie erst nach Ablauf dieser Zeitdauer wieder eingeschaltet werden können.

Steigt die Last zwar in fünf Stunden, fällt sie aber in einer Stunde, dann wird kein Kraftwerk ausgeschaltet, hingegen werden die Becken der Pumpspeicherkraftwerke durch die überschüssig erzeugte Energie aufgefüllt. Wenn die Last langfristig fällt, aber kurzfristig steigt, werden wiederum Pumpspeicherkraftwerke verwendet, um die zusätzlich benötigte Energie in einer Stunde abzudecken.

Ist die Erzeugung größer als der tatsächliche Verbrauch bzw. haben die Pumpspeicher bereits ihren maximalen Füllstand erreicht, dann wird die überschüssige Energie exportiert.

3.2 Modell zur Kraftwerkseinsatzplanung

In Abhängigkeit eines Lastprofils für die Jahre 2010, 2020 und 2030 wird ein eigens programmiertes Modell mittels Matlab erstellt, um die Einsatzhäufigkeit der verschiedenen thermischen Kraftwerke optimal planen zu können. Dabei wird jeweils ein repräsentatives Monat im Winter und eines im Sommer ausgewählt. In dieser Arbeit werden die Monate Jänner und Juli betrachtet. Es wird dabei die stündlich benötigte Last berechnet, woraufhin das Modell die Kraftwerke ausgibt, die zur Abdeckung dieser Last eingesetzt werden. Der Ablauf des danach zu erstellenden Programms wird zunächst in einem Flussdiagramm erfasst, danach werden die einzelnen Schritte in Matlab implementiert.

3.2.1 Flussdiagramm

Wie im Flussdiagramm in Abbildung 8 ersichtlich, wird zuerst ein residuales Lastprofil generiert. Dabei wird das reale deutsche Lastprofil verwendet, das die stündliche Stromnachfrage darstellt. Davon wird die Erzeugung aus den erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik abgezogen, wodurch ein starres Lastprofil (Residuallastprofil) für das Modell verwendet werden kann, mit der Möglichkeit dieses immer wieder zu erneuern bzw. auszutauschen.

Danach wird die momentane Last sowie die Last in fünf als auch in einer Stunde ermittelt. Die momentane Last wird dann mit der zukünftigen verglichen und je nachdem, ob die zukünftige Last kleiner oder größer ist, werden bestimmte Aktionen eingeleitet.

Steigt die Last sowohl in einer als auch in fünf Stunden, dann werden verfügbare und somit einschaltbare Kraftwerke einerseits nach der Merit Order (siehe Abbildung 7), wobei das

günstigste zuerst gereiht wird, andererseits nach ihrer Leistungsgröße, ausgewählt, um die zusätzliche Last zu decken.

Für den Fall, dass die Last größer ist als die verfügbare Kapazität bzw. die noch verfügbaren Kraftwerkskapazitäten nicht ausreichen, kommen Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz.

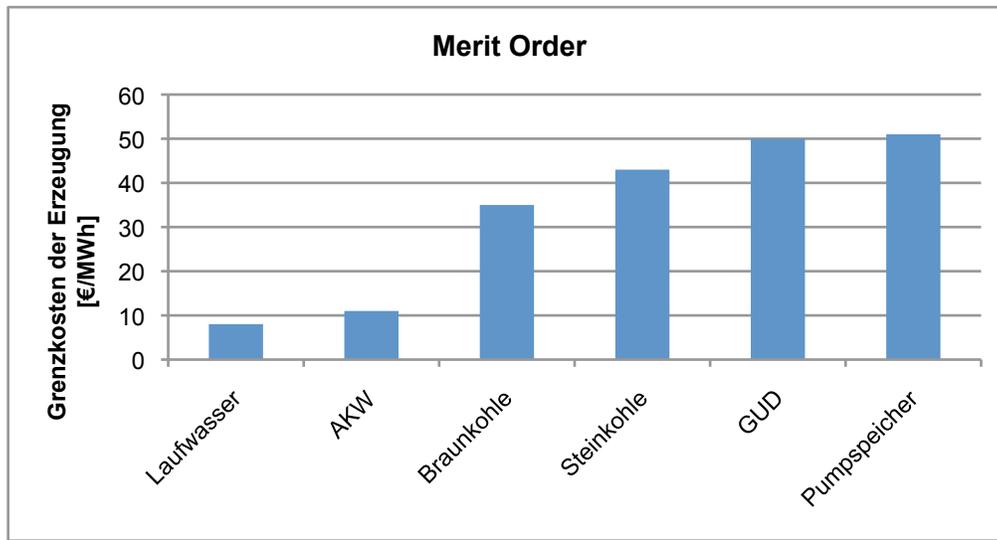


Abbildung 7: Merit Order des deutschen Kraftwerksparks (Quelle: EEG, TU Wien)

Tritt der umgekehrte Fall ein, dass die Last in den nächsten, also sowohl in einer als auch in fünf, Stunden sinkt, werden zuerst die Kraftwerke in der umgekehrten Reihenfolge der Merit Order ausgewählt. Danach wird ein Kraftwerk bzw. mehrere Kraftwerke mit der Leistung bestimmt, die der nicht mehr benötigten Kapazität am nächsten kommt und abgeschaltet.

Steigt in einer Stunde die Last und nimmt somit einen größeren Wert als die momentane Kapazität an, sinkt in fünf Stunden jedoch wieder, dann werden weder Kraftwerke angefahren noch abgeschaltet. Stattdessen wird der Füllstand der Pumpspeicher berechnet und im Falle eines ausreichenden Wasserstandes werden diese eingesetzt, um die Last abzudecken.

Sinkt die Last in einer Stunde, steigt sie aber in fünf Stunden, kommen wieder Pumpspeicher zum Einsatz. Je nachdem, ob die Last nun kleiner oder größer als die verfügbare Kapazität ist, wird gepumpt oder turbinert. Sind die Becken der Pumpspeicherkraftwerke voll bzw. leer, wird die Energie exportiert oder importiert.

3 Methodische Vorgangsweise

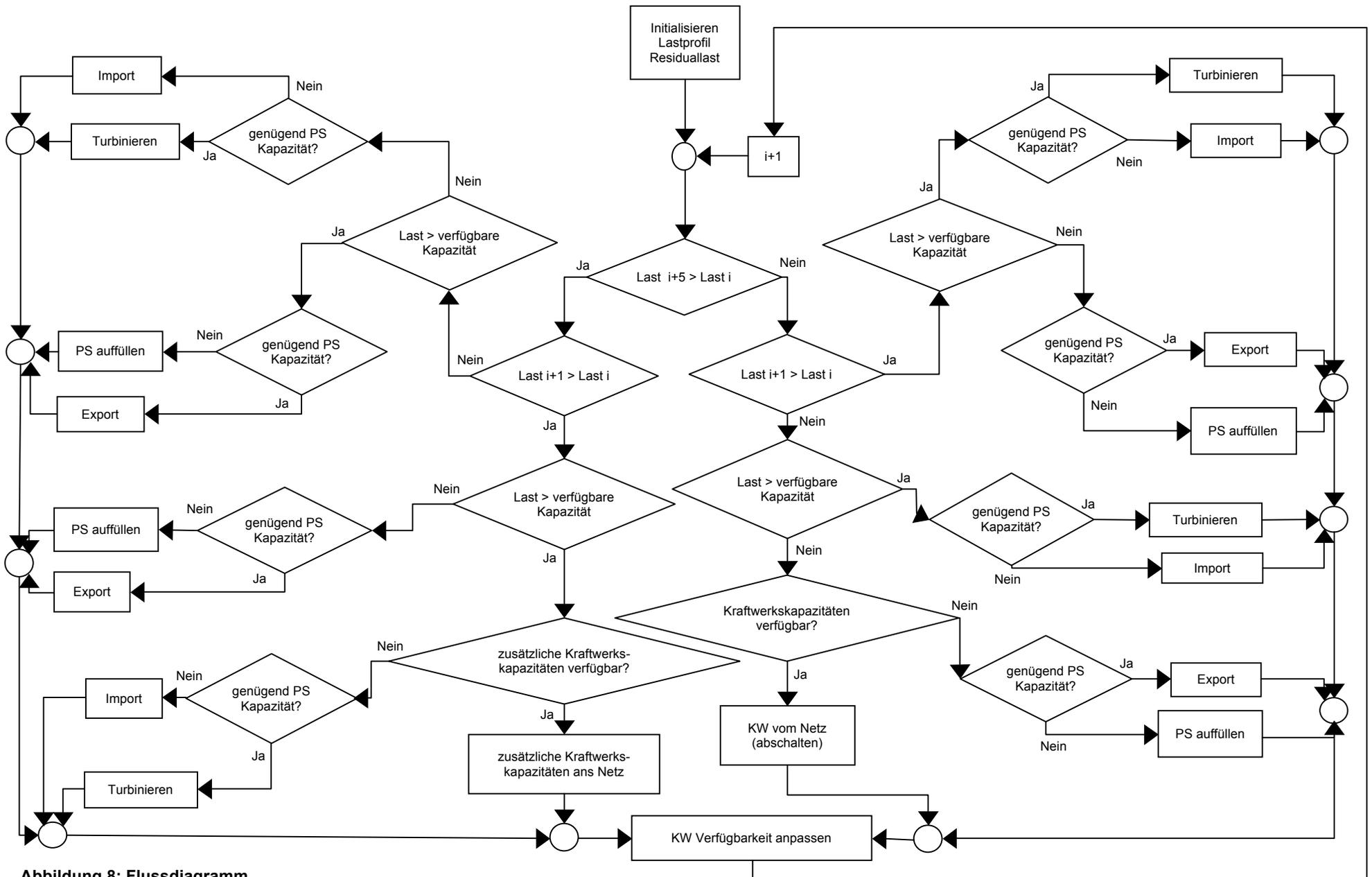


Abbildung 8: Flussdiagramm

3.2.2 Implementierung in Matlab

Die „main-Funktion“ beinhaltet alle verwendeten Funktionen, sowie eine über das gesamte Programm laufende „for-Schleife“, mit der die Anzahl der Stunden immer um eins erhöht wird. Am Beginn des Programms wird zuerst der Status der Kraftwerke ermittelt, um bestimmen zu können, ob sie für eine Lastabdeckung zur Verfügung stehen bzw. ausgeschaltet werden können. Da in diesem Modell auch die Anfahrtszeit sowie die Abkühldauer berücksichtigt werden, müssen die Kraftwerke bestimmte Voraussetzungen erfüllen, um überhaupt in die nähere Auswahl zu gelangen.

Es folgen verschiedene „if-Abfragen“, mit denen festgestellt wird, ob die Last in fünf Stunden steigend oder fallend ist und was mit der Last in einer Stunde passiert, also ob sie ansteigt oder sinkt.

In unterschiedlichen „while-Schleifen“ werden die Kraftwerke nach der Merit Order ausgewählt, danach wird ein Kraftwerk bestimmt, dessen Leistung mit der abzudeckenden Last am besten übereinstimmt. Reicht ein Kraftwerk alleine nicht aus, um die zusätzlich benötigte Kapazität abzudecken, wird durch eine weitere Abfrage ermittelt, ob ein weiteres Kraftwerk zur Verfügung steht, welches eingeschaltet werden kann. Ist das nicht der Fall werden, nach der Ermittlung des Füllstands, Pumpspeicherkraftwerke zur Lastabdeckung eingesetzt.

Da die Anfahrtszeit der Kraftwerke berücksichtigt wird, muss bei einer langfristig steigenden Last außerdem die zusätzlich benötigte Kapazität in zwei Stunden abgefragt werden. Diese Zeit wird als die Anfahrtszeit der Braun- und Steinkohlekraftwerke angenommen. Dies ist notwendig, um die benötigte Leistung rechtzeitig bereitzustellen. Auch durch die berücksichtigte Abkühldauer erfüllen jeweils nur die Kraftwerke die Voraussetzung um angefahren werden zu können, deren Abkühldauer bereits verstrichen ist.

In einer weiteren „while-Schleife“ wird der Abschaltvorgang der Kraftwerke berücksichtigt. Hierbei werden die Kraftwerke zuerst nach dem Preis geordnet und schließlich die teuersten zuerst ausgewählt. Als Voraussetzung, um überhaupt ausgeschaltet werden zu können, muss die Mindestbetriebsdauer bereits den Wert Null erreicht haben. Im Anschluss werden die Leistungsgrößen der Kraftwerke mit der nicht mehr benötigten Kapazität verglichen und das Kraftwerk ausgewählt, das diesem Wert am nächsten kommt. Falls kein Kraftwerk ausgeschaltet werden kann, kommen wieder Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz.

3.3 Empirische Skalierung sämtlicher Modellparameter

Es wird die Annahme getroffen, dass Laufwasserkraftwerke sowie Kernkraftwerke als reine Grundlastkraftwerke betrachtet und somit aufgrund von Lastschwankungen weder ein- noch ausgeschaltet werden. Ab dem Jahr 2022 werden keine Kernkraftwerke mehr zur Lastabdeckung eingesetzt.

Wie bereits zuvor erwähnt, werden für eine realistische Modellierung des Kraftwerksbetriebs zusätzlich zur Anfahrzeit auch die Mindestbetriebs- und die Abkühldauer der Kraftwerke berücksichtigt, die den überhöhten Anlagenverschleiß durch häufige Anfahr- und Abstellprozesse vermeiden sollen [3]. Bei der gewählten Anfahrzeit (siehe Tabelle 5) wird nicht von einem Kaltstart ausgegangen, sondern von einem Warm- bzw. Heißstart. Das bedeutet, dass der Neustart bereits in einer kürzeren Zeitdauer möglich ist.

Kraftwerkstyp	Zustand nach Stillstandzeit		Anfahrzeit bis Vollast
Kernkraft	heiß	Nulllast	3h
	kalt		25h
Braun- und Steinkohle	heiß	<8h	2h
	warm	8-50h	3h
	kalt	>50h	5h
Gasturbine	vernachlässigbar		<15min

Tabelle 5: Anfahrzeiten thermischer Kraftwerke [2]

Für Gas- und Dampfkraftwerke (GUD) werden in diesem Modell die Mindestbetriebsdauer mit zwei Stunden sowie die Abkühldauer mit nur einer Stunde festgelegt. Für Braun- und Steinkohlekraftwerke wird, wie in Tabelle 6 ersichtlich ist, jeweils eine Zeitdauer von drei Stunden angenommen.

Kraftwerkstyp	Mindestbetriebsdauer	Abkühldauer
Braun- und Steinkohlekraftwerk	3h	3h
GUD	2h	1h

Tabelle 6: Mindestbetriebsdauer und Ankühldauer thermischer Kraftwerke

Weiters wird angenommen, dass bei einer Laststeigerung die Kraftwerke zuerst nach der Merit Order bestimmt werden und schließlich die Kraftwerke zum Einsatz kommen, deren Kraftwerksleistung der zusätzlich benötigten Leistung möglichst nahe kommt.

Im Matlab-Modell werden zusätzlich auch Ausfälle bzw. Revisionen mitberücksichtigt. Das bedeutet, dass nicht die gesamten in Tabelle 1 dargestellten Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen, da die Kraftwerke nicht das ganze Jahr über ihre volle Leistung liefern.

Bei Laufwasserkraftwerken werden zusätzlich die saisonalen Unterschiede berücksichtigt. Es wird insgesamt eine 67%ige Laufzeit dieser Kraftwerke angenommen, wobei im Winter 60% und im Sommer 100% dieser Kapazität zur Verfügung steht. Für Kernkraftwerke gilt eine Volllaststundenanzahl von 7710, was einer 88%igen Einsatzdauer entspricht.

In Deutschland stehen 7,9 GW an Pumpspeicherleistung zur Verfügung. In Österreich liegt die Kapazität bei 7 GW. Im Modell wird zuerst eine beliebig zur Verfügung stehende Pumpspeicherleistung angenommen. In den Ergebnissen in Kapitel 4 wird jedoch deutlich, dass bereits im Jänner 2020, aber spätestens im Jahr 2030 diese Annahme unrealistisch wird, da die Energieinhalte, die gebraucht werden würden um die benötigte Last abzudecken nicht erreicht werden könnten.

Bei Pumpspeichern gilt außerdem im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken, dass diese nur zur Lastabdeckung verwendet werden können, wenn ihr Füllstand eine weitere Entladung erlaubt. Ist dies nicht der Fall, wird im Modell auf Import verwiesen. Im umgekehrten Fall eines vollen Pumpspeichers wird auf Export der überschüssigen Energie hingewiesen.

3.3.1 Status Quo 2010

Die Basis für die stündliche Stromnachfrage bildet der von der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) veröffentlichte Bruttostromverbrauch für Deutschland im Jahr 2010. Für die Jahre 2020 und 2030 wird dieser Stromverbrauch mittels Hochskalierung angepasst [12].

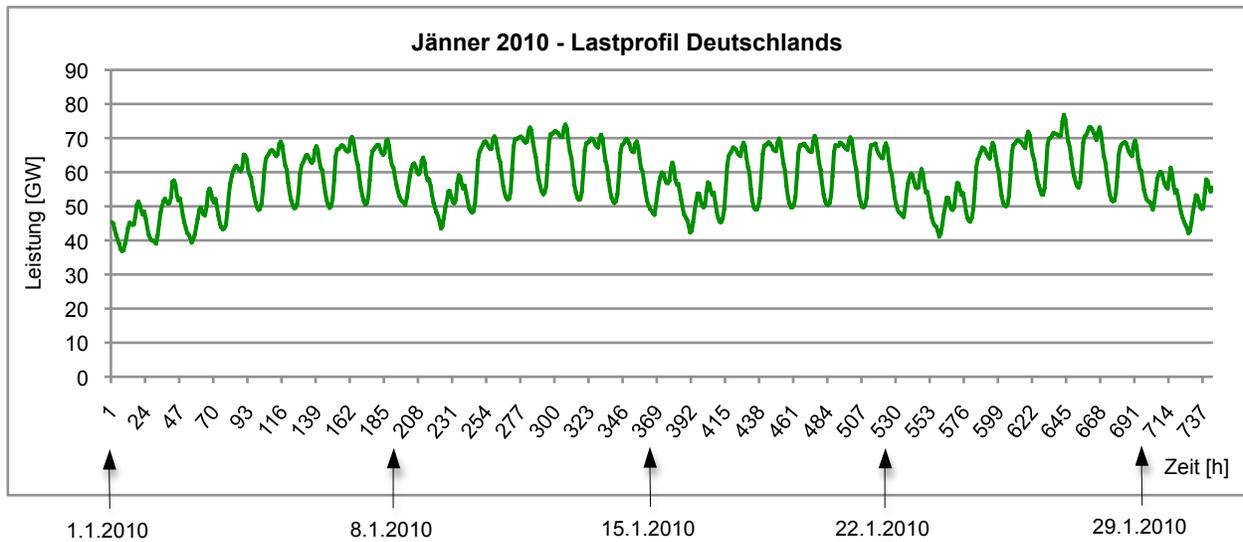


Abbildung 9: Lastprofil Deutschlands, Jänner 2010 [12]

In Deutschland sind die Schwankungen der Stromnachfrage im Wesentlichen durch die Außentemperatur und die Tageslänge geprägt. In den Lastprofilen Deutschlands ist sowohl im Winter (siehe Abbildung 9) als auch im Sommer (siehe Abbildung 10) der unterschiedliche Energieverbrauch zwischen Werktag und Wochenende ersichtlich. Außerdem ist die Mittagsspitze in beiden Abbildungen durch einen erhöhten Energiebedarf gekennzeichnet, die Abendspitze ist jedoch im Winter stärker ausgeprägt als im Sommer, da die Tage im Winter kürzer sind.

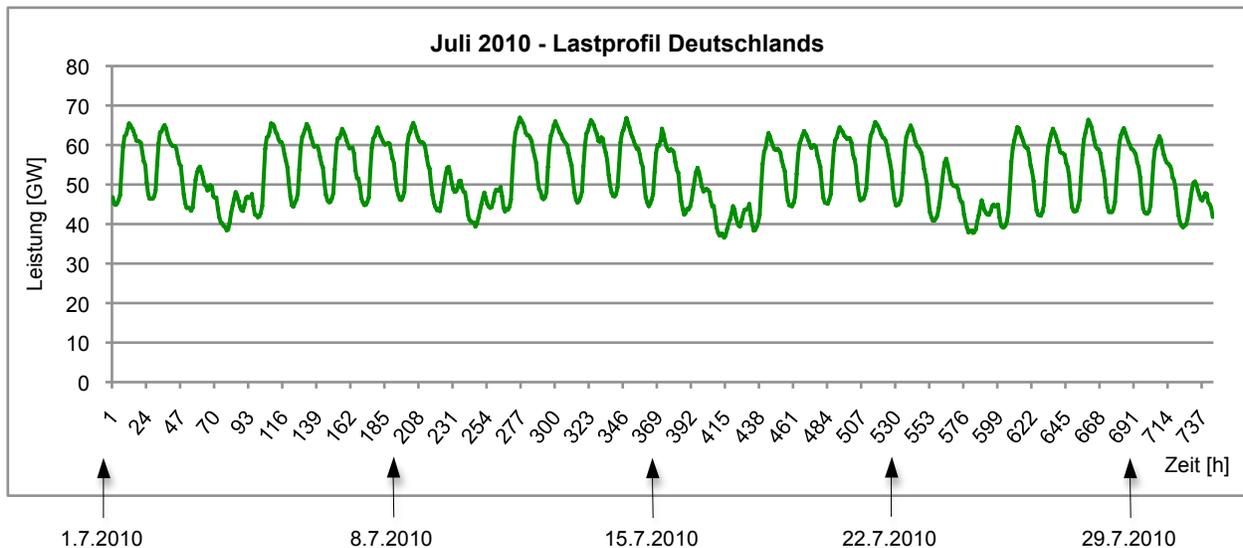


Abbildung 10: Lastprofil Deutschlands, Juli 2010 [12]

3 Methodische Vorgangsweise

Die in Abbildung 11 und in Abbildung 12 dargestellten Verläufe werden als Windprofile Deutschlands für Jänner und Juli verwendet. Windenergieanlagen weisen den höchsten Beitrag aller regenerativen Energieerzeugungsanlagen zur Stromerzeugung auf. Im Jahr 2010 waren in Deutschland etwa 22.000 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 26.000 MW installiert. Das bedeutet, dass Onshore-Anlagen bei normalen Windverhältnissen eine durchschnittliche Einsatzdauer von 2.000 Stunden pro Jahr aufweisen, Offshore-Anlagen können sogar bis zu 4.000 Volllaststunden vorweisen [8].

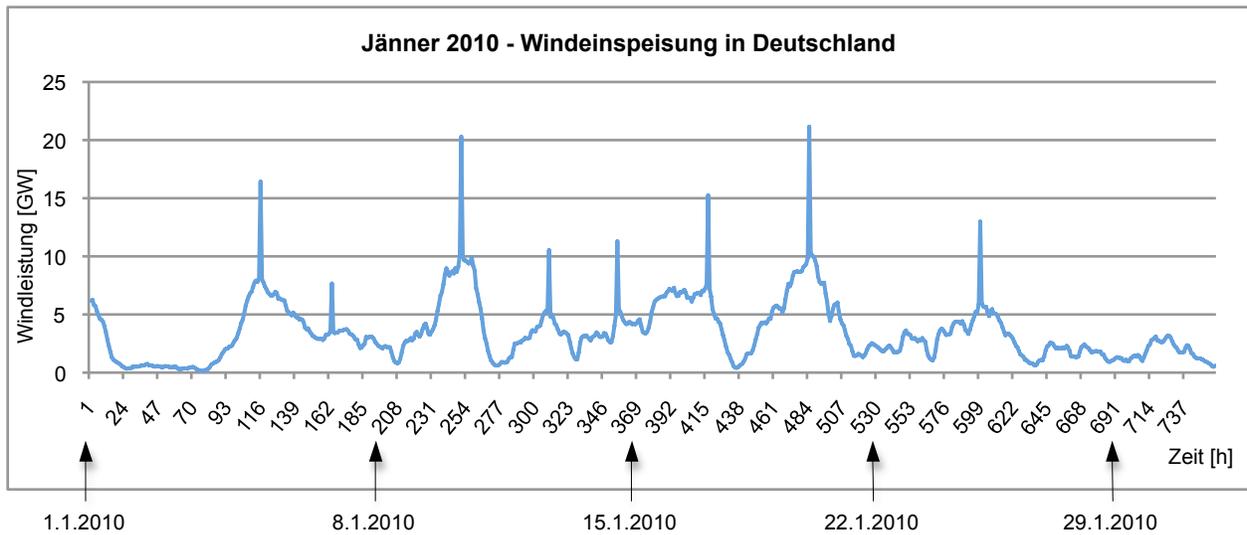


Abbildung 11: Windprofil Deutschlands, Jänner 2010 (Quelle: EEG, TU Wien)

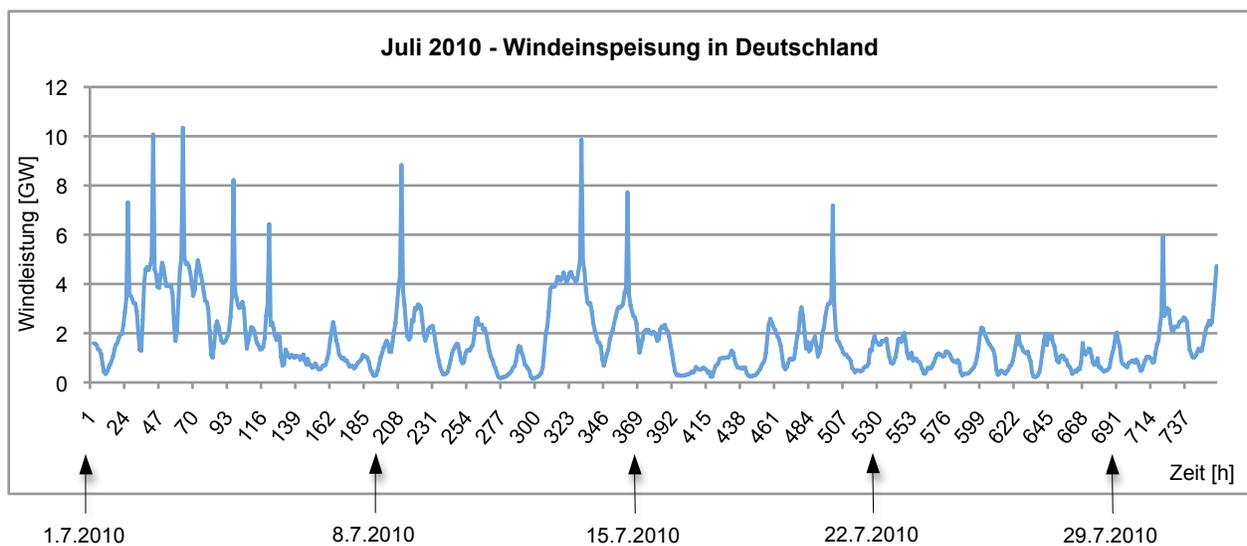


Abbildung 12: Windprofil Deutschlands, Juli 2010 (Quelle: EEG, TU Wien)

3 Methodische Vorgangsweise

Die Last sowie die Residuallast exklusive Wind im Jänner in Deutschland sind in Abbildung 13 dargestellt. Hier wird deutlich, dass durch die Windeinspeisung die Last zu windstarken Zeiten verringert wird. Zusätzlich dazu können Leistungsüberschüsse auftreten, die zur Folge haben, dass die Pumpspeicherkraftwerke Wasser vom Unterbecken ins Oberbecken pumpen können, um somit wieder mehr Kapazität für die Spitzenlastabdeckung zur Verfügung zu haben. Im Juli (siehe Abbildung 14) unterscheidet sich die Residuallast nicht sehr von der Last, da die Windstärken im Sommer niedriger sind als im Winter.

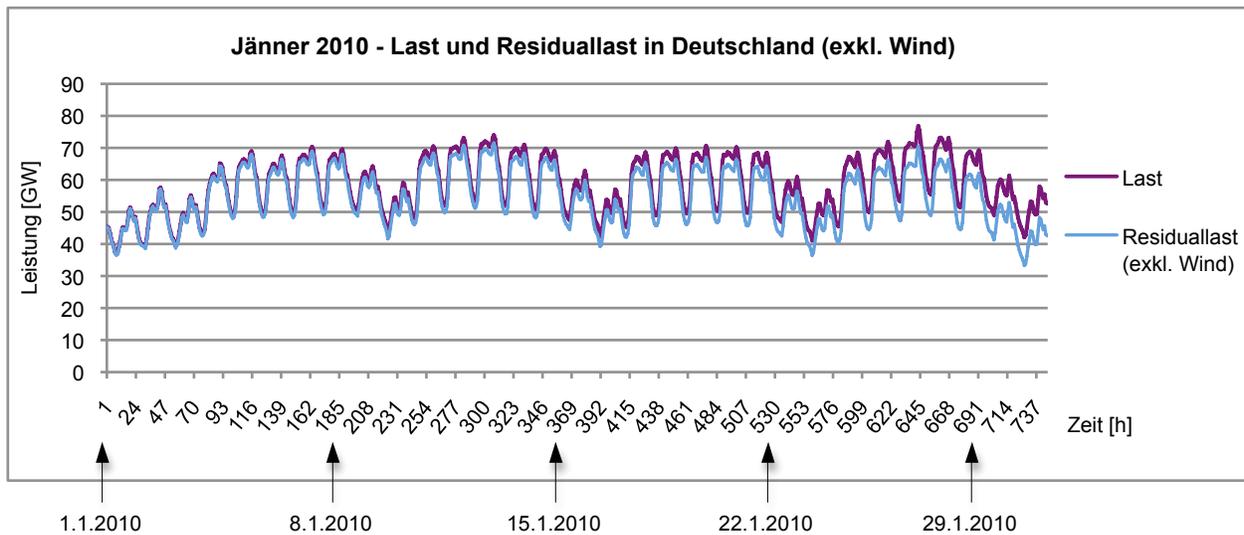


Abbildung 13: Last und Residuallast exklusive Wind, Jänner 2010 (Quelle: EEG, TU Wien)

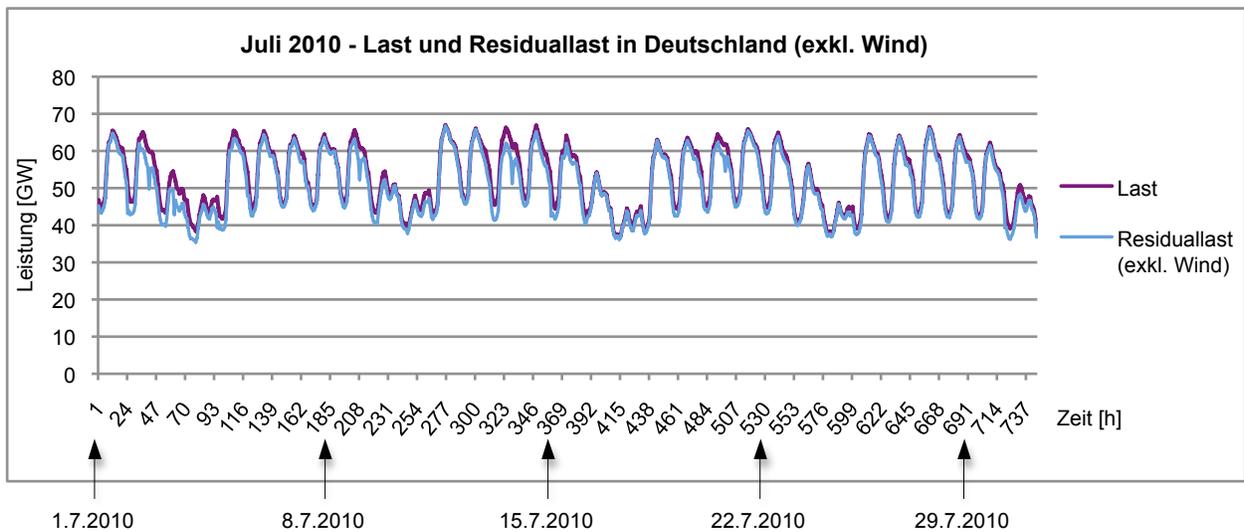


Abbildung 14: Last und Residuallast exklusive Wind, Juli 2010 (Quelle: EEG, TU Wien)

3 Methodische Vorgangsweise

Bei der Energiegewinnung aus erneuerbaren Energien wurden die höchsten Wachstumsraten im Bereich Photovoltaik (PV) erzielt. Allein im Jahr 2008 ist die installierte Kapazität von Photovoltaikanlagen in Deutschland um ca. 48% also auf 5,8 GW angestiegen. Im Jahr 2010 war bereits eine Kapazität von 14,3 GW installiert, für das Jahr 2020 werden 23,2 GW und für das Jahr 2030 bereits 28,4 GW erwartet [27]. In Abbildung 15 und Abbildung 16 ist die Solar-einspeisung für die Monate Jänner und Juli dargestellt. Hier wird deutlich, dass aufgrund der stärkeren Sonneneinstrahlung und der längeren Tage im Sommer die Spitzen mehr als doppelt so groß sind wie im Winter.

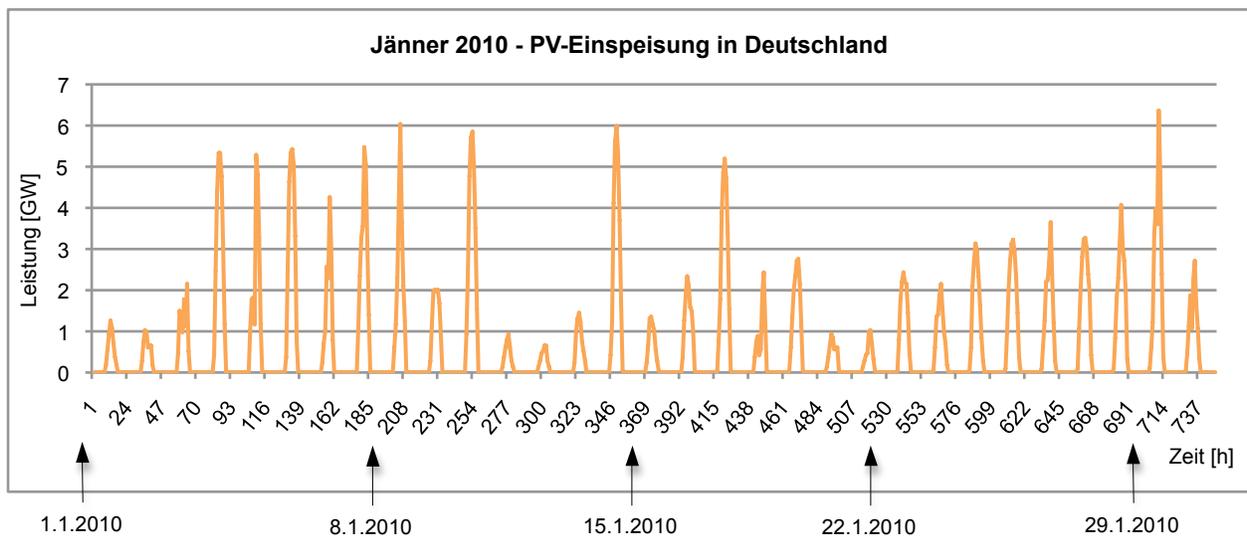


Abbildung 15: PV-Einspeisung in Deutschland, Jänner 2010 (Quelle: EEG, TU Wien)

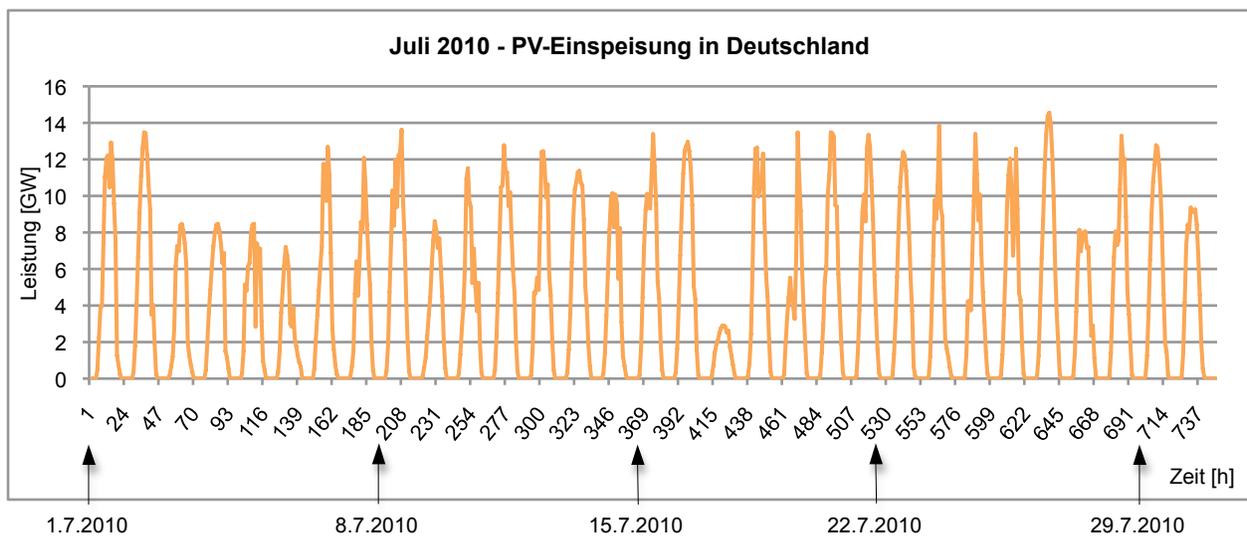


Abbildung 16: PV-Einspeisung in Deutschland, Juli 2010 (Quelle: EEG, TU Wien)

Die Last und die Residuallast exklusive Photovoltaik sind in Abbildung 17 und Abbildung 18 dargestellt. Es wird deutlich, dass durch die Solareinspeisung vor allem die Spitze zu Mittag verringert wird. Im Sommer ist dies deutlich stärker ausgeprägt als im Winter.

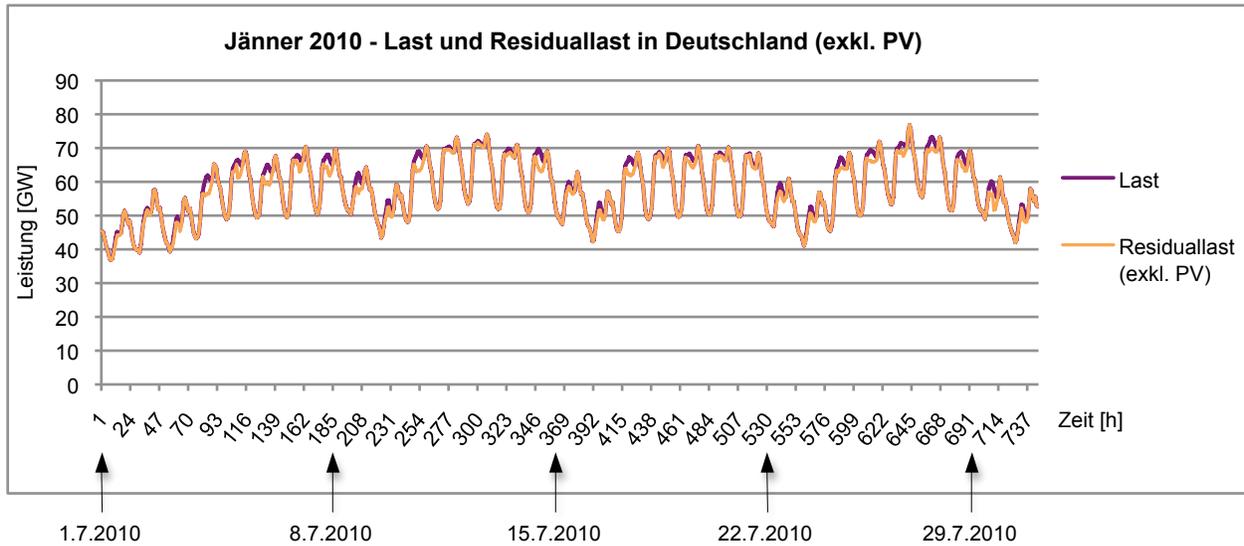


Abbildung 17: Last und Residuallast exklusive PV, Jänner 2010 (Quelle: EEG, TU Wien)

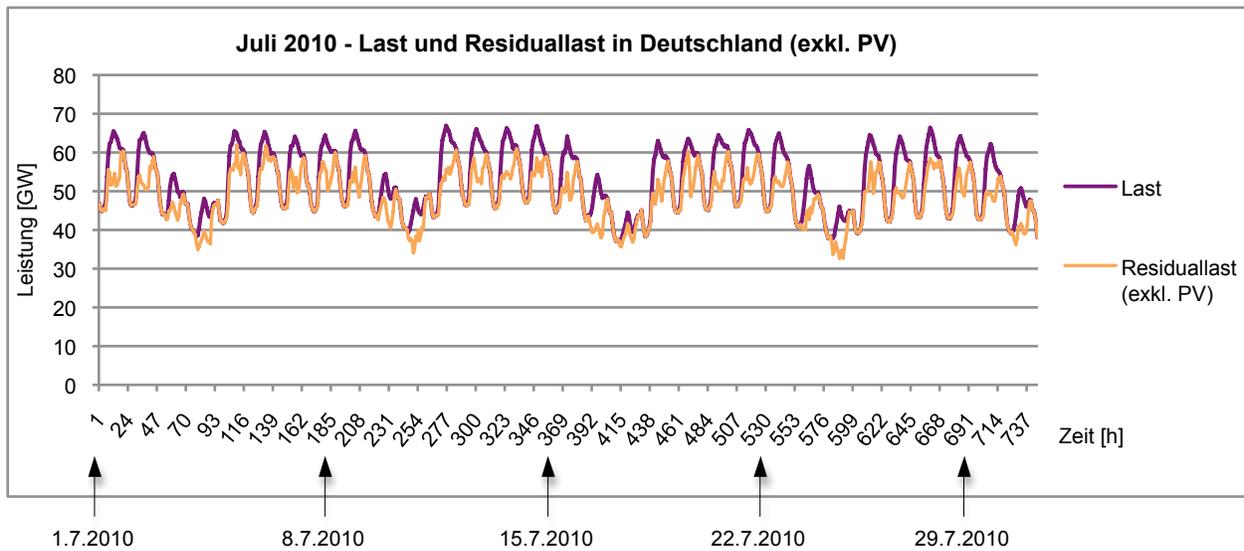


Abbildung 18: Last und Residuallast exklusive PV, Juli 2010 (Quelle: EEG, TU Wien)

Wind und Photovoltaik unterwerfen das Netz starken Schwankungen. Vor allem durch ihre unregelmäßige Produktion muss auch im Falle einer fehlenden Einspeisung genügend Energie zur Lastabdeckung vorhanden sein. Daher und auch aufgrund von Störungen, die nicht nur

durch Ausfälle von Systemkomponenten sondern auch von Übertragungs- oder Verteilnetzen hervorgerufen werden können, muss die Kraftwerkseinsatzplanung für einen schnellen Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage eine positive sowie negative Reservehaltung vorsehen, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten. Da bei einem Ausfall die Leistung ersetzt werden muss, die erzeugt werden sollte, muss immer eine bestimmte Anzahl an Kraftwerken als Reserve vorgehalten werden. Die Reservehaltung muss mindestens so groß sein wie die größte Erzeugungseinheit [6]. Vor allem durch den Beschluss des Kernkraftausstiegs im Jahr 2022 ist es wichtig, die durch diese Kraftwerke nicht mehr erzeugte Energie durch andere Erzeugungseinheiten bereitzustellen. In Deutschland soll ein rascher Ausstieg aus der Kernenergie durch die Bereitstellung österreichischer Kapazitäten gewährleistet werden, sodass vor allem keine Kernkraftwerke als Reserve vorgehalten werden müssen, um die Versorgungssicherheit in kritischen Netzsituationen aufrechtzuerhalten [33]. Ein Ausfall hätte nicht nur Auswirkungen für Deutschland, sondern könnte auch die umliegenden Länder betreffen. Der Aufbau der Regelung ist in drei Stufen unterteilt, also in Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve (Tertiärregelung). In Tabelle 7 ist die laut [9] vorgesehene Regelleistung für die Jahre 2003 und 2015 dargestellt.

	Positive Minutenreserve	Negative Minutenreserve
2003	840 MW	ca. 600 MW
2015	3200 MW	ca. 2100 MW

Tabelle 7: Minutenreserveleistung [9]

Pumpspeicherkraftwerke können innerhalb weniger Sekunden auf einen Regelleistungsabruf reagieren und können sowohl positive als auch negative Regelleistung bereitstellen, vorausgesetzt die Becken der Pumpspeicher sind weder voll noch leer. Bei einer Netzfrequenz kleiner als 50 Hz wird positive Regelleistung, im umgekehrten Fall größerer Frequenz wird negative Regelleistung bereitgestellt [30].

3.3.2 Szenarien der Jahre 2020 und 2030

Die zukünftige Kraftwerksstruktur in Deutschland setzt sich aus den verbleibenden Kapazitäten heutiger Kraftwerke sowie aus den Zubauten zusammen. Entsprechend des Kernkraftausstiegs werden bis zum Jahr 2022 alle Kernkraftwerke vom Netz genommen. Ziel der nachfolgenden Szenarien ist es, unterschiedliche Annahmen bezüglich der Kraftwerkskapazitäten für die Jahre 2020 und 2030 zu treffen, um daraufhin den Einfluss der Pumpspeicher auf den Kraftwerkspark

zu bestimmen. Zusätzlich soll der Kraftwerkseinsatz optimiert werden, um die zur Lastabdeckung benötigten Kraftwerke bestmöglich einzusetzen und zu häufige An- und Abfahrprozesse zu vermeiden. Nach der genaueren Beschreibung der einzelnen Szenarien folgen die Ergebnisse im nächsten Kapitel.

Im ersten Szenario wird die Kraftwerkseinsatzplanung für das Jahr 2020 bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass sich die vorhandene Kraftwerksleistung im diesem Szenario nicht auf das Jahr 2020, sondern auf das Jahr 2015 bezieht, welches, wie in Abbildung 19 dargestellt, den Peak der Sterbelinie⁵ anzeigt. Das bedeutet, dass nur die Kraftwerke berücksichtigt werden, die bis zum Jahr 2015 gebaut werden bzw. bis zu diesem Zeitpunkt in Planung stehen. In diesem Fall entspricht das einer Kapazität von 85,1 GW für thermische Kraftwerke und einer Kapazität von 18,1 GW für Kernkraftwerke. Nach 2015 findet in diesem Szenario kein weiterer Zubau thermischer Kraftwerke statt. Erneuerbare Energien werden aber im prognostizierten Maße weiterentwickelt und ausgebaut. Dabei werden die Wind- und PV-Profile aus dem Jahr 2010 hochskaliert, genauso wie das abzudeckende Lastprofil. Es ist zu beachten, dass aufgrund der Zunahme erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung die Residuallast zwar sinken, ihr Verlauf in Zukunft jedoch an Volatilität zunehmen wird.

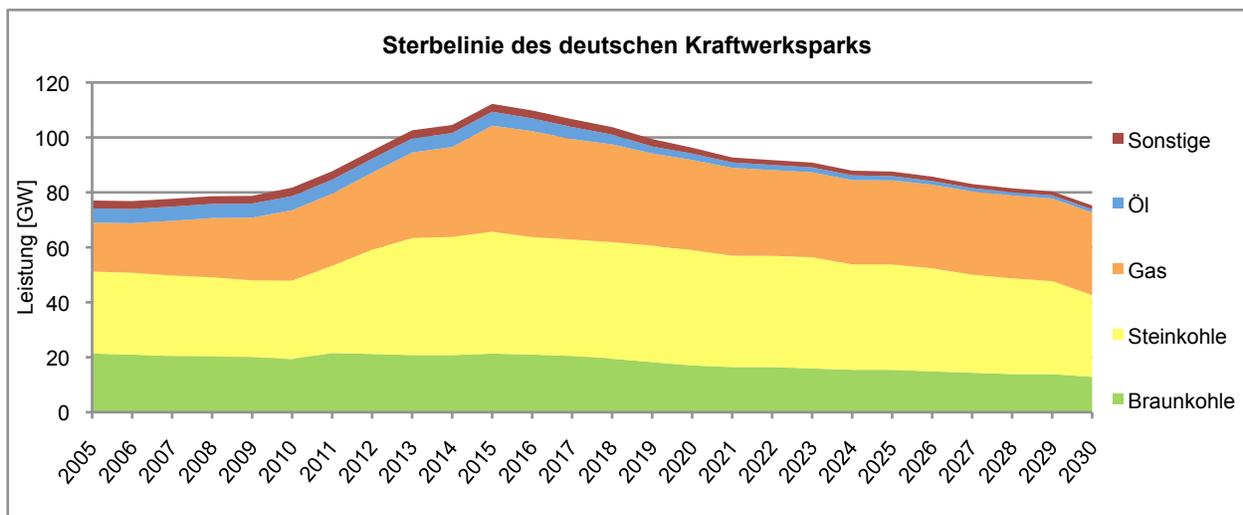


Abbildung 19: Sterbelinie des deutschen Kraftwerksparks (Quelle: EEG, TU Wien)

⁵ Die Sterbelinie des heutigen Kraftwerksbestands beschreibt, wann die heute betriebenen Kraftwerke das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht haben [37].

Im ersten Szenario für das Jahr 2030 wird, wie bereits im Jahr 2020, angenommen, dass die Kapazität der thermischen Kraftwerke nicht mit der für das Jahr 2030 erwarteten, sondern mit der aus dem Jahr 2015 übereinstimmt. In diesem Fall entspricht das einer Kapazität von 85,1 GW für thermische Kraftwerke, wobei von diesem Wert noch die Kraftwerke abgezogen werden, die aufgrund von Revisionen, Wartungen und Ausfällen nicht zur Lastabdeckung beitragen. Daher wird nicht die Gesamtkapazität der Kraftwerke im Modell berücksichtigt, hingegen werden für die Berechnungen 2/3 der Braun- und Steinkohlekraftwerke und rund die Hälfte der GUD-Anlagen herangezogen. Damit wird der Kraftwerkseinsatz für die hochskalierte Last im Jahr 2030 bestimmt.

In einem zweiten Szenario werden die für das Jahr 2030 prognostizierten Kraftwerkskapazitäten verwendet, um die Last abzudecken. Dies entspricht einer prognostizierten thermischen Kraftwerkskapazität in Deutschland von 120,2 GW. Darüber hinaus steigt die aus erneuerbaren Energien gewonnene Leistung im Jahr 2030 von 59,4 GW auf 97,8 GW. Daraus ergibt sich ein volatileres Lastprofil trotz sinkender Residuallast.

4 Ergebnisse der zukünftigen Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland

4.1 Status Quo 2010

Im Folgenden werden die Ergebnisse erläutert, die sich nach den im vorangehenden Kapitel erwähnten Szenarien für die Stromversorgung ergeben. Zuerst wird der Kraftwerkseinsatz für das Jahr 2010 dargestellt.

Die Grundlast wird in Deutschland im Jahr 2010 hauptsächlich mit Kernkraftwerken, Laufwasserkraftwerken sowie Braunkohlekraftwerken abgedeckt. Um genügend Energie für die Mittellast bereitzustellen, werden überwiegend Steinkohlekraftwerke und zum Teil GUD-Anlagen eingesetzt. Zur Spitzenlastabdeckung stehen sowohl GUD-Kraftwerke als auch Pumpspeicher zur Verfügung. Reicht die Pumpspeicherkapazität von 7,9 GW im Jahr 2010 in Deutschland nicht aus, wird zusätzlich dazu Energie aus österreichischen Pumpspeicherkraftwerken importiert.

In Abbildung 20 ist die Residuallast Deutschlands dargestellt, wobei dem Lastprofil die von Windkraftanlagen erzeugte Energie abgezogen wurde. Hierbei ist zu beachten, dass durch die unregelmäßige Energieeinspeisung von Windenergieanlagen, Pumpspeicher vor allem zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt werden, da die Last durch die schnellen Änderungen nicht mehr nur durch thermische Kraftwerke ausgeregelt werden kann. Die benötigte Leistung der Pumpspeicher ergibt sich durch die Differenz der aktivierten Kraftwerksleistung und der Residuallast und ist in allen nachfolgenden Abbildungen durch die um den Nullpunkt wechselnde Linie veranschaulicht, wobei das Turbinieren in der positiven und das Pumpen der Pumpspeicher in der negativen Ebene dargestellt ist.

Zusätzlich dazu sind die vier einzelnen Wochen des Jäners offensichtlich, sowie auch die Wochenenden, die durch einen geringeren Energieverbrauch auffallen, verglichen mit den Werktagen. Außerdem sind die Mittags- und Abendspitzen ersichtlich, die bei starkem Windaufkommen abgeschwächt werden.

In einer Stunde wird eine maximale Pumpspeicherleistung von 10,9 GW zum Turbinieren und maximal 13,1 GW zum Pumpen benötigt. Deutschland selbst kann mit einer Pumpspeicherleistung von 7,9 GW somit nur einen Teil der benötigten Leistung selbst abdecken. Der übrige Teil muss aus dem Ausland bezogen werden, als Beispiel wäre hier Österreich mit einer Pumpspeicherleistung von 7 GW zu nennen.

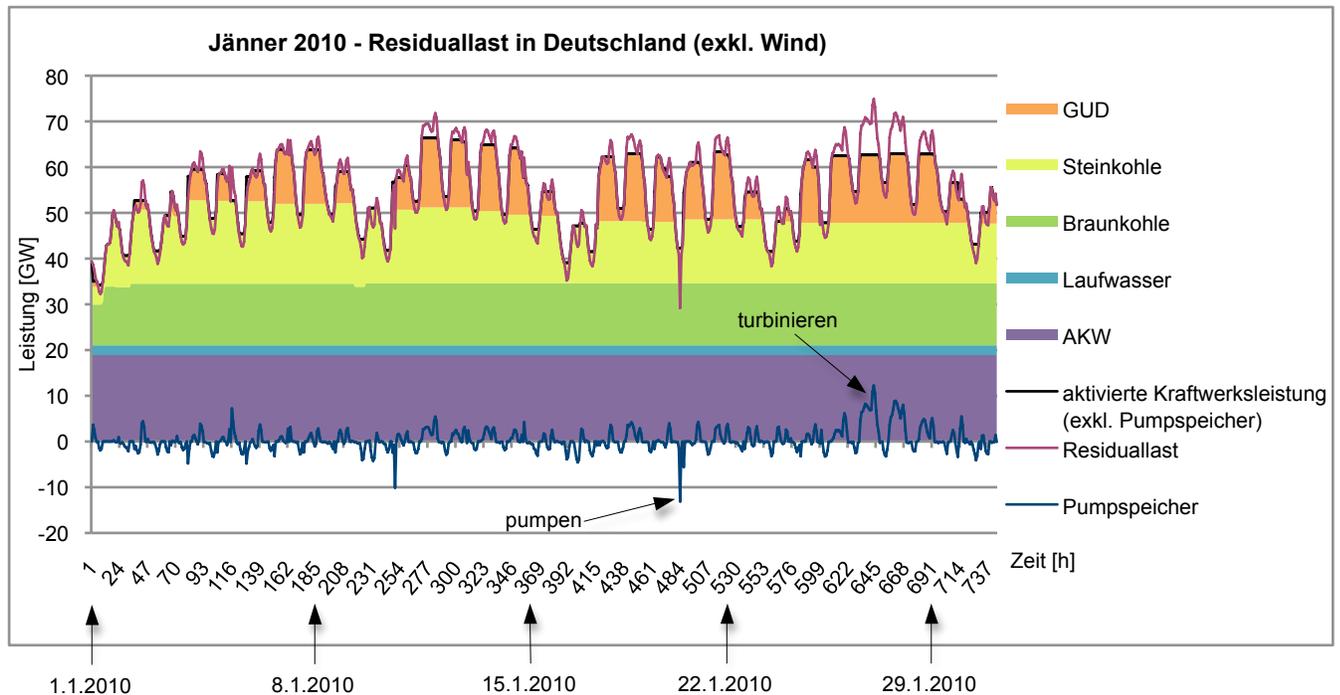


Abbildung 20: Jänner 2010, Residuallast (exkl. Wind)

In Abbildung 21 ist die Residuallast exklusive Photovoltaik dargestellt. Hier ist im Vergleich zur Last in Deutschland (siehe Abbildung 9) der Einbruch der Last zur Mittagszeit zu erkennen, da sich zu diesem Zeitpunkt die Sonne auf ihrem Höchststand befindet und dadurch weniger Energie aus thermischen Kraftwerken benötigt wird.

Im Winter kommen aufgrund der geringen Sonneneinstrahlung Pumpspeicherkraftwerke vermehrt zum Einsatz. Bei viel Windaufkommen kann aber auch immer wieder Wasser vom Unterbecken ins Oberbecken des Pumpspeichers gepumpt werden. In Abbildung 21 wird deutlich, dass eine maximale Pumpspeicherleistung von 14 GW zum Turbinieren und 4,4 GW zum Pumpen von einer Stunde zur nächsten benötigt wird.

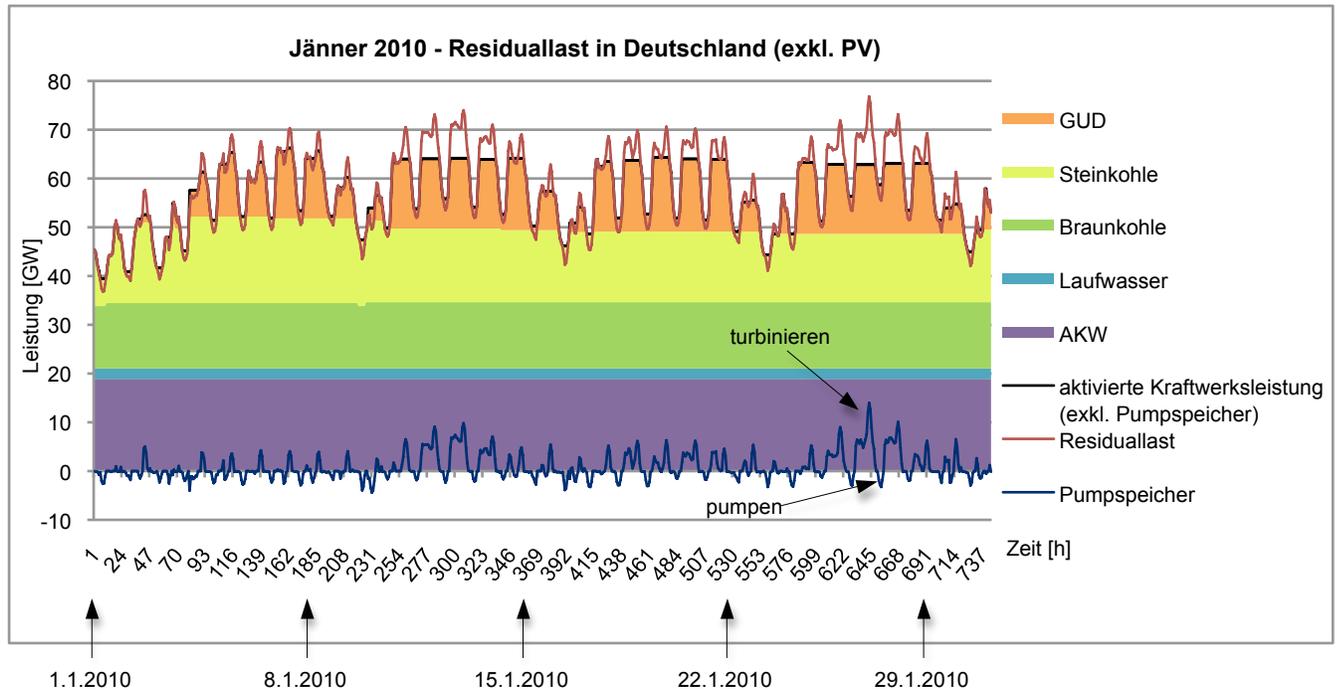


Abbildung 21: Jänner 2010, Residuallast (exkl. PV)

Wenn sowohl Wind- als auch Solarenergie in das Netz eingespeist werden, wird die abzudeckende Residuallast (siehe Abbildung 22) geringer, das bedeutet, dass weniger Energie aus thermischen Kraftwerken geliefert werden muss, um die Grund- und Mittellast abzudecken. Für die Spitzenlast wird hingegen mehr Pumpspeicherkapazität benötigt, da die, sich durch Einspeisung erneuerbarer Energien ergebende, Residuallast ein unregelmäßigeres Profil aufweist.

In dem durch den strichlierten Kreis gekennzeichneten Ausschnitt (siehe Abbildung 22) ist eine Eigenschaft der Kraftwerke ersichtlich, die sich aus deren Dynamik ergibt. Es ist an dieser Stelle der Zeitpunkt markiert, an dem Kraftwerke ausgeschaltet werden, da die Last in sowohl einer Stunde als auch in fünf Stunden fallend ist und diese daher für eine gewisse Zeit nicht mehr gebraucht werden. Ist die Last schließlich wieder sowohl kurz- als auch langfristig steigend, werden diese Kraftwerke wieder eingeschaltet und zur Lastabdeckung verwendet.

In einer Stunde wird eine maximale Pumpspeicherleistung von 11,7 GW zum Turbinieren und maximal 13,5 GW zum Pumpen benötigt. Durch den Einsatz von Wind und PV müssen vermehrt Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt werden. Die Differenz der in Deutschland vorhandenen und der maximal im Jänner von einer Stunde zur nächsten benötigten Pumpspeicherkapazität beträgt 5,6 GW und muss durch Importe gedeckt werden.

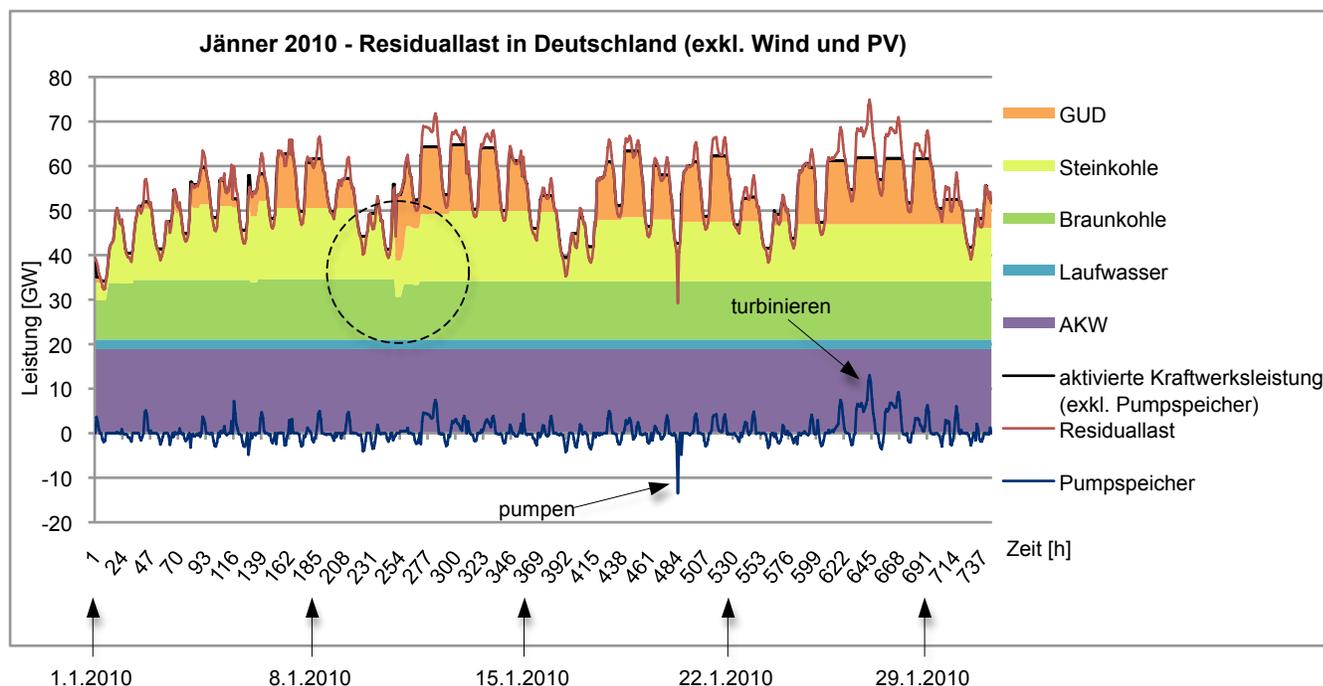


Abbildung 22: Jänner 2010, Residuallast (exkl. Wind und PV)

Im Sommer ergibt sich eine andere Situation als im Winter, da die Windspitzen, wie bereits in Abbildung 12 ersichtlich ist, in etwa halb so groß sind als im Vergleichsmonat Jänner (siehe Abbildung 11). Zusätzlich fällt auf, dass die Abendspitze bei weitem nicht so deutlich auftritt wie im Winter und auch in den Nachtzeiten wird im Sommer weniger Energie gebraucht. Durch die geringe Windeinspeisung verändert sich die Residuallast im Juli (siehe Abbildung 23) nicht sehr im Vergleich zur Last. Pumpspeicher müssen daher aufgrund der geringeren Windstärken nicht so große Kapazitäten aufweisen, um die Spitzenlast abzudecken.

In einer Stunde wird eine maximale Pumpspeicherleistung von 6,7 GW zum Turbinieren und maximal 6,4 GW zum Pumpen benötigt. Das bedeutet, dass Deutschland im Juli bei Einspeisung von Windenergie die benötigte Pumpspeicherleistung selbst aufbringen kann.

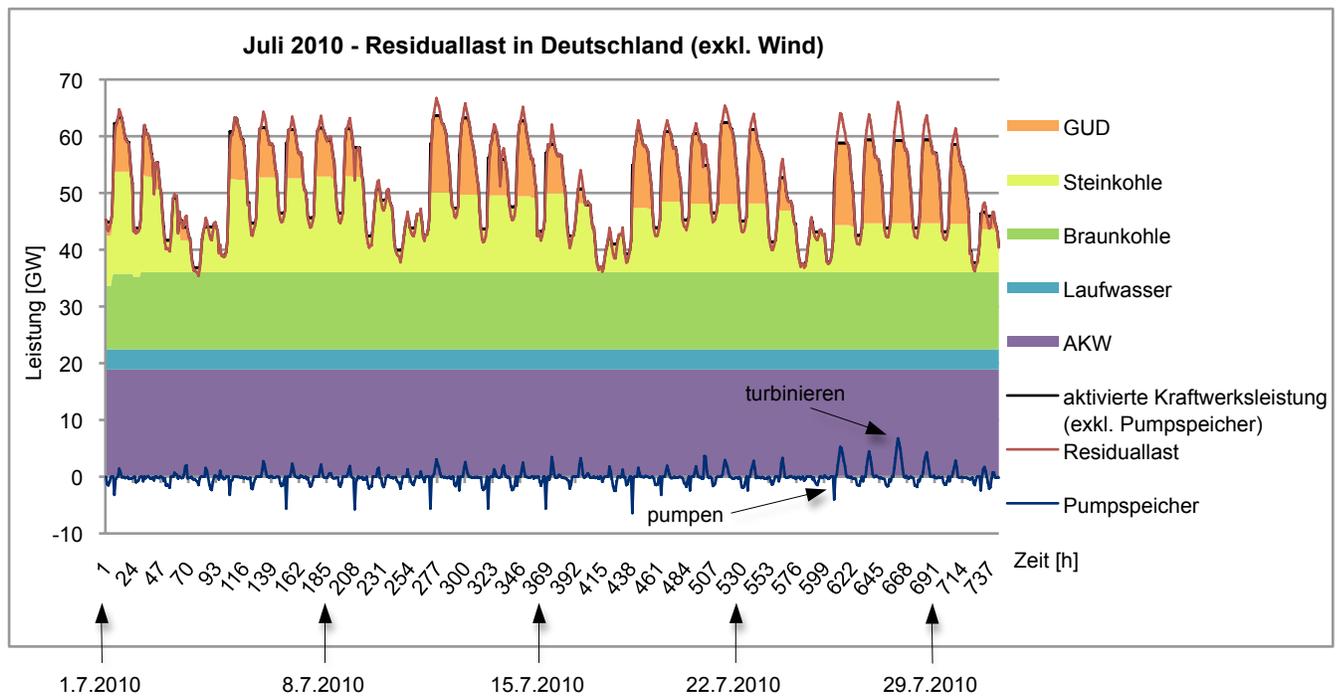


Abbildung 23: Juli 2010, Residuallast (exkl. Wind)

Im Gegensatz zur Windstärke hat die Sonneneinstrahlung im Juli jedoch an Intensität gegenüber dem Vergleichsmonat Jänner gewonnen. Hier wird zwar die Residuallast (siehe Abbildung 24) weit volatiler, sie kann jedoch mit thermischen Kraftwerken abgedeckt werden. In einem geringen Ausmaß kommen auch Pumpspeicher zum Einsatz. In einer Stunde wird eine maximale Pumpspeicherleistung von 6 GW zum Turbinieren und maximal 5,2 GW zum Pumpen benötigt. Im Juli bewirkt die ausreichende Solareinstrahlung, dass die Pumpspeicherkapazitäten Deutschlands für die Versorgung der Spitzenlast genügen, solange die Pumpspeicher nicht über einen längeren Zeitraum nur zum Turbinieren oder zum Pumpen eingesetzt werden.

Die Residuallast exklusive Wind und PV ist in Abbildung 25 dargestellt. Hier wird deutlich, dass die Last mit thermischen Kraftwerken ausreichend abgedeckt werden kann und dass im Jahr 2010 hauptsächlich Gas- und Dampfkraftwerke zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt werden. Pumpspeicherkraftwerke kommen in Situationen zum Einsatz, in denen kurzfristig keine GUDs ein- bzw. ausgeschaltet werden können.

In einer Stunde wird eine maximale Pumpspeicherleistung von 5,9 GW zum Turbinieren und maximal 7,2 GW zum Pumpen benötigt. Auch hier reicht die Kapazität der deutschen Pumpspeicher aus, um die Spitzenlast abzudecken.

4 Ergebnisse der zukünftigen Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland

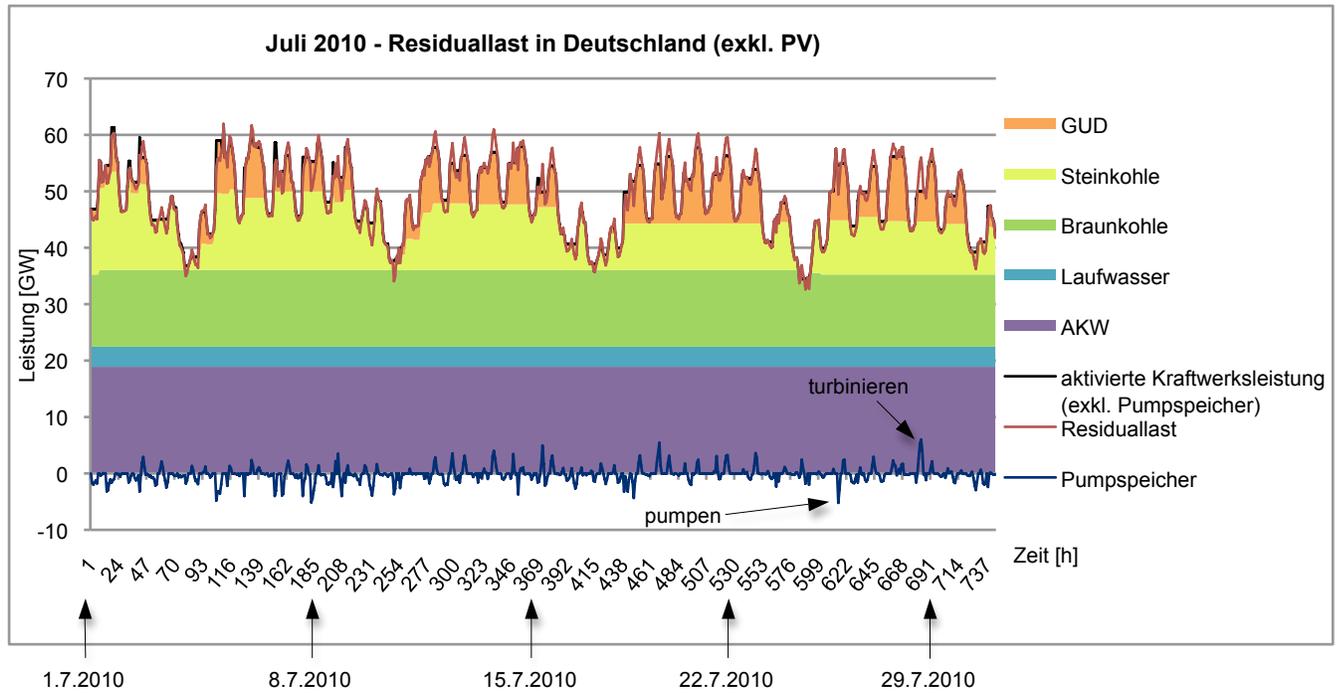


Abbildung 24: Juli 2010, Residuallast (exkl. PV)

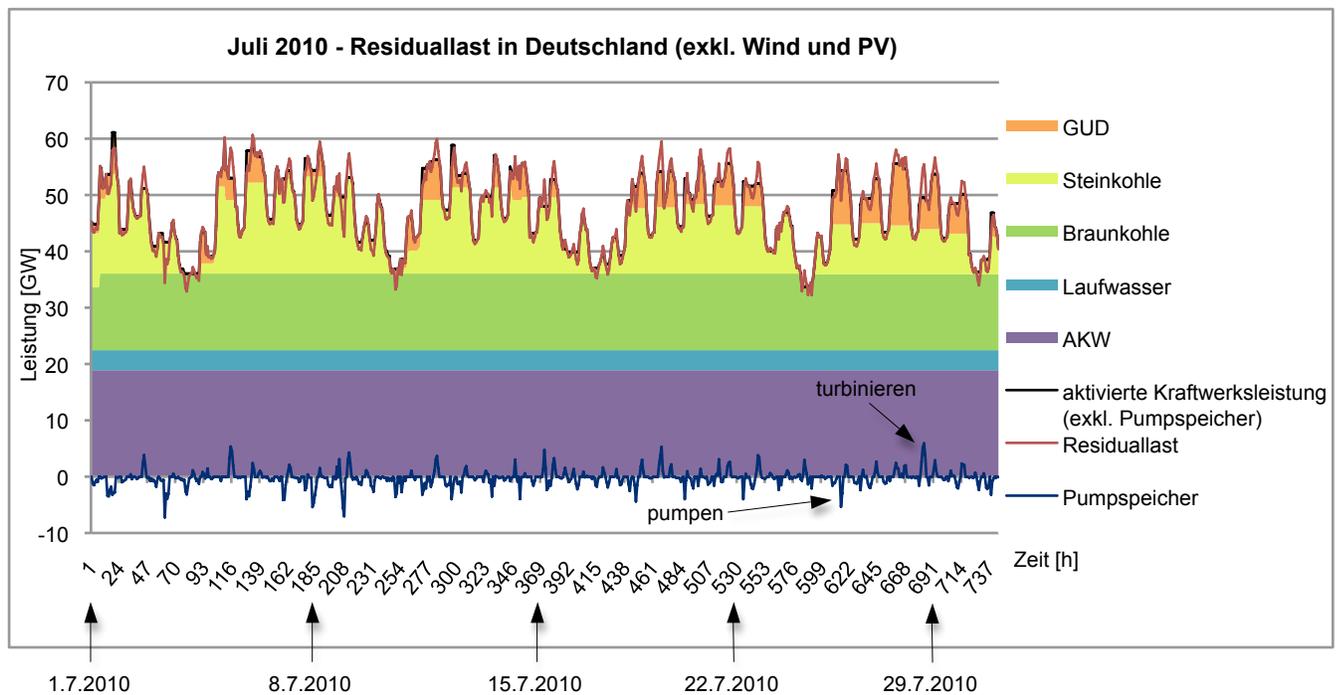


Abbildung 25: Juli 2010, Residuallast (exkl. Wind und PV)

4.2 Szenario 2020

Die im Jahr 2020 in Deutschland prognostizierte Kapazität der Pumpspeicher beträgt 9,3 GW. Wird ein zusätzlicher Anteil an Pumpspeichern benötigt, so muss dieser durch ausländische Pumpspeicherkapazitäten abgedeckt werden.

Die Systematik in diesem Szenario entspricht dem aus dem Jahr 2010, es werden hier aber nur die Abbildungen mit der Residuallast exklusive Wind und Photovoltaik genauer diskutiert. Die Abbildungen der Residuallast exklusive Wind bzw. exklusive PV sind im Anhang zu finden. Zusätzlich sei noch erwähnt, dass die für das Jahr 2020 festgelegten Kraftwerkskapazitäten denen aus dem Jahr 2015 entsprechen und daher angenommen wird, dass kein Kraftwerksneubau in den letzten fünf Jahren stattgefunden hat.

In Abbildung 26 ist die Residuallast exklusive Wind und PV für das Monat Jänner dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass durch die Einspeisung beider erneuerbarer Energien der Pumpspeichereinsatz nicht mit der gleichen Kapazität notwendig ist als beim Einsatz einer der beiden alleine. Es wird bei reiner Windeinspeisung deutlich, dass durch den Ausbaustopp thermischer Kraftwerke trotz des Einsatzes von erneuerbaren Energien größere Spitzen entstehen, die nicht mehr abgedeckt werden können. Hierfür müssen nun Pumpspeicher eingesetzt werden. Bei Einspeisung von Photovoltaik in das Energiesystem können zwar die Mittagsspitzen der Residuallast ein wenig verringert werden, da im Winter die Sonneneinstrahlung aber nicht sehr hoch ist und die thermischen Kraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 85,1 GW (Kernkraftwerke zusätzlich 18,1 GW im Jahr 2015) die Residuallast nicht mehr abdecken können, müssen Pumpspeicher vor allem zum Turbinieren eingesetzt werden. Das bedeutet, dass beim Einsatz von Photovoltaik alleine oft turbinieren muss. Wird jedoch nun auch Wind eingespeist, muss nicht mehr die gleiche Menge turbinieren werden, da im Winter verstärkt Windenergie zum Einsatz kommt, die die Lastspitzen senkt.

Es gibt nun zwei Möglichkeiten, die Residuallast abzudecken:

Einerseits könnten mehr Braun- und Steinkohlekraftwerke gebaut werden, dies würde die Grund- bzw. Mittellast vermehrt abdecken und GUDs könnten für die Spitzenlastabdeckung eingesetzt werden. Der Nachteil dieser Methode ist jedoch die Zunahme der CO₂-Emissionen.

Zusätzlich dazu müssten in weiterer Folge Braun- und Steinkohlekraftwerke flexibler werden, um in Zukunft die immer stärker fluktuierende Last ausreichend abdecken zu können.

Andererseits besteht die Möglichkeit statt eher trägen Kohlekraftwerken flexiblere GUDs zu bauen. Dies hätte zum einen den Vorteil, dass weniger CO₂-Emissionen in die Atmosphäre gelangen und zum anderen, dass durch eine größere Anzahl an GUDs aufgrund ihrer flexiblen Betriebsweise auch in kurzer Zeit die Spitzen abgedeckt werden können. Daraus folgt, dass Pumpspeicher weniger oft zum Einsatz kommen.

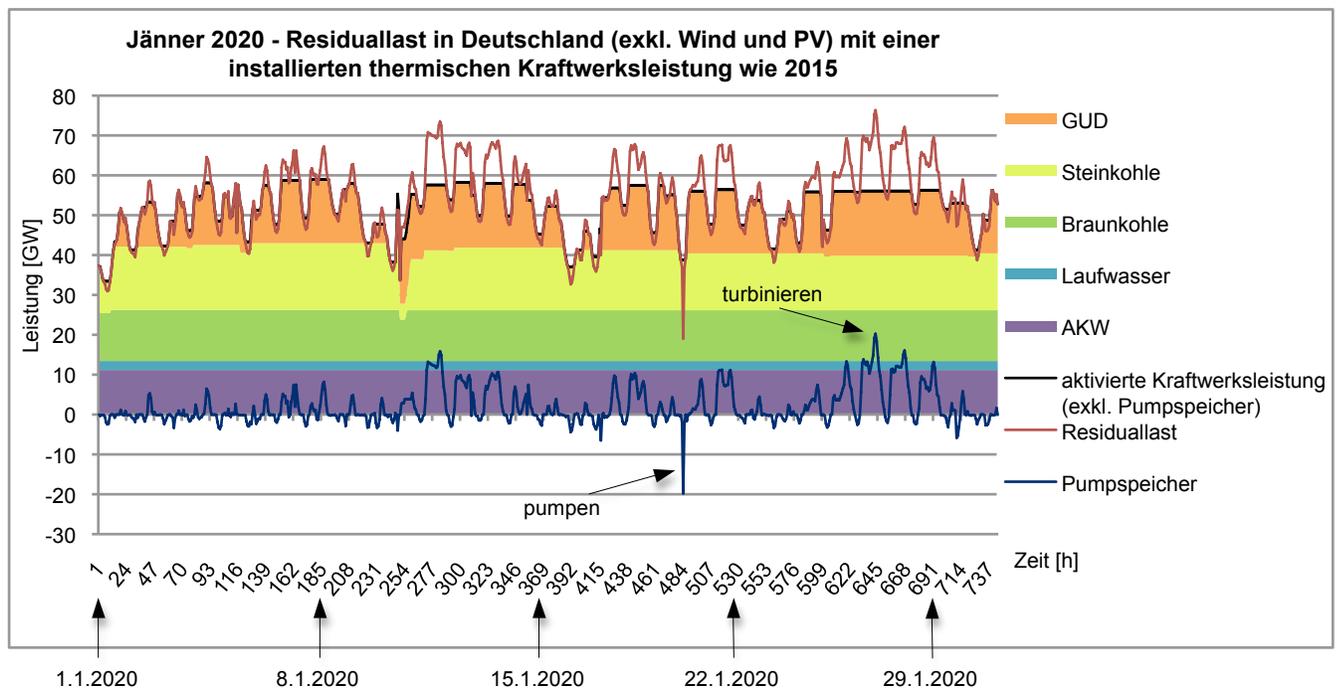


Abbildung 26: Jänner 2020, Residuallast (exkl. Wind und PV) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

Im Juli wirkt sich die Windleistung nicht so sehr auf die Last aus, da die Windstärken im Gegensatz zum Winter schwächer sind. Da aber auch hier die Kraftwerkskapazitäten nicht ausreichen, um die gesamte Residuallast abzudecken, müssen Pumpspeicher eingesetzt werden. Aufgrund des niedrigeren Bedarfs an Energie im Sommer benötigen Pumpspeicherkraftwerke jedoch einen geringeren Energieinhalt als im Winter.

Durch die Einspeisung von Photovoltaik werden die Spitzen zu Mittag deutlich kleiner. In diesem Fall reicht die Kapazität der thermischen Kraftwerke aus und daher wird nicht mehr Pumpspeicherkapazität zur Spitzenlastabdeckung gebraucht als bereits im Jahr 2010. Dadurch wäre für den Sommer 2020 bei der Einspeisung von Photovoltaik nicht unbedingt ein weiterer Ausbau thermischer Kraftwerke vorzusehen.

Wird sowohl die erzeugte Wind- als auch Solarenergie ins Netz (siehe Abbildung 27) eingespeist, kann die Last häufig durch thermische Kraftwerke ausgeregelt werden, aber auch Pumpspeicher kommen bei raschen Laständerungen zum Einsatz.

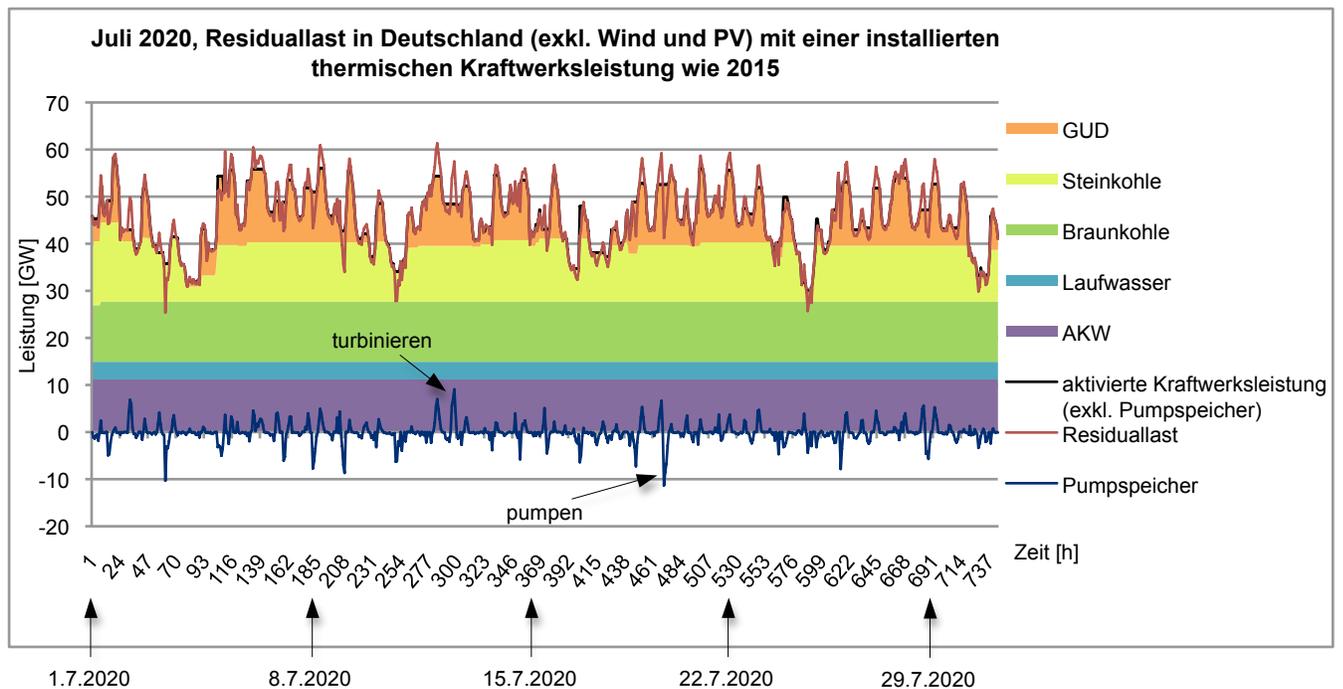


Abbildung 27: Juli 2020, Residuallast (exkl. Wind und PV) mit einer thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

4.3 Szenarien 2030

Im Unterschied zum Jahr 2020 wird in diesen Szenarien zusätzlich angenommen, dass der Ausstieg aus der Kernenergie bereits durchgeführt worden ist und daher keine Kernkraftwerke zur Grundlastabdeckung eingesetzt werden. Die Profile für Wind- und Solarenergie, sowie auch das Lastprofil werden für das Jahr 2030 hochskaliert. Die thermische Kraftwerkskapazität liegt zu diesem Zeitpunkt bei 120,2 GW und mit 9,3 GW ist die prognostizierte Pumpspeicherleistung gleich groß wie im Jahr 2020.

Im ersten Szenario für das Jahr 2030 entspricht die vorhandene Kraftwerksleistung jedoch wieder der aus dem Jahr 2015, wobei die installierte Leistung der thermischen Kraftwerke 85,1 GW beträgt, Kernkraftwerke hier aber nicht mehr berücksichtigt werden. Das bedeutet, dass ab diesem Zeitpunkt keine Investitionsentscheidungen mehr getroffen werden und somit keine neuen Kraftwerke gebaut werden. Zusätzlich dazu wird im Zuge eines Gedankenexperiments eine unendlich hohe Pumpspeicherkapazität angenommen.

Im Jahr 2030 wird deutlich, dass die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten bei weitem nicht ausreichen, um die Residuallast exklusive Wind (siehe Abbildung 28) abzudecken. Pumpspeicher müssten sehr häufig turbinieren, um die zusätzlich benötigten Kapazitäten zu liefern. Das Problem dabei ist, dass die Pumpspeicherkraftwerke einen sehr hohen Energieinhalt besitzen müssten, der in der Realität auch durch einen weiteren Ausbau der Pumpspeicher nicht vorhanden sein wird.

Durch die Einspeisung von Solarenergie werden zwar die Mittagsspitzen abgeflacht, aber aufgrund der zu geringen Kraftwerksleistung müssten Pumpspeicherkraftwerke beinahe durchgehend turbinieren, um die notwendige Residuallast abzudecken (siehe Abbildung 29). Genauso wie im Falle reiner Windeinspeisung können die Pumpspeicher den benötigten Energieinhalt nicht aufbringen, somit könnte nur ein Teil der Residuallast im Jänner abgedeckt werden. Die zusätzlich benötigte Energie müsste importiert werden.

4 Ergebnisse der zukünftigen Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland

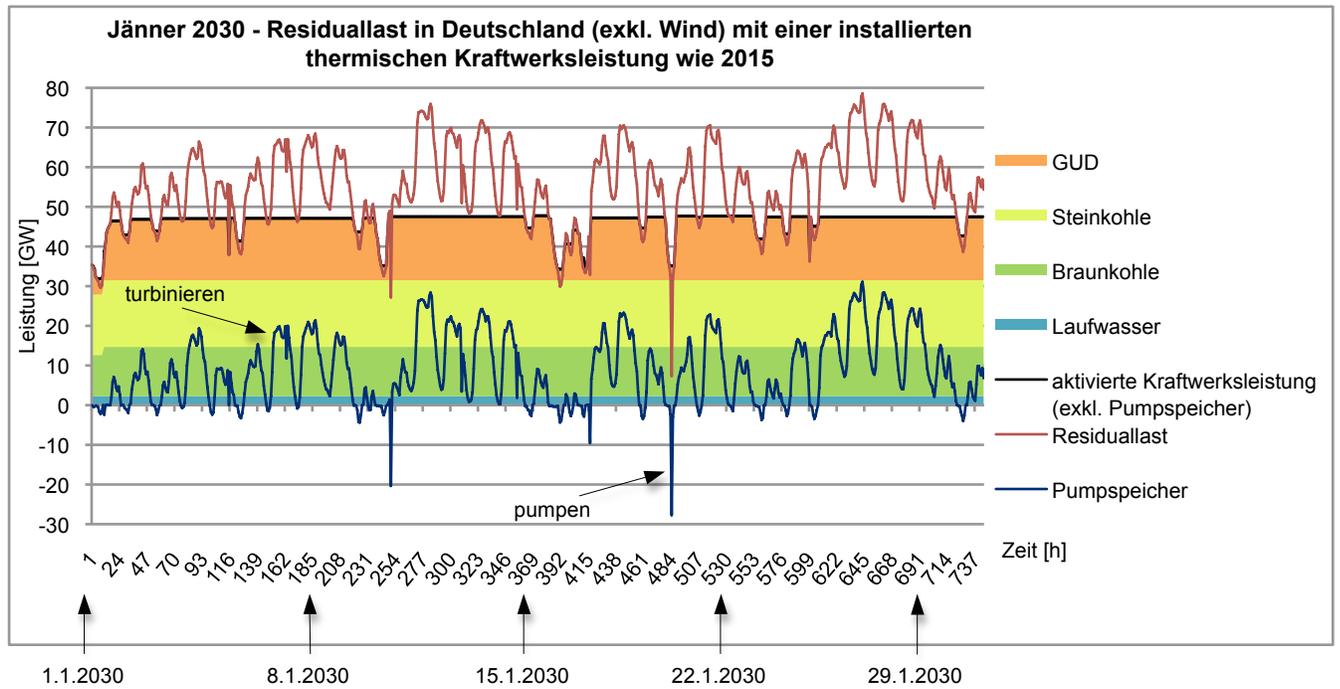


Abbildung 28: Jänner 2030, Residuallast in Deutschland (exkl. Wind) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

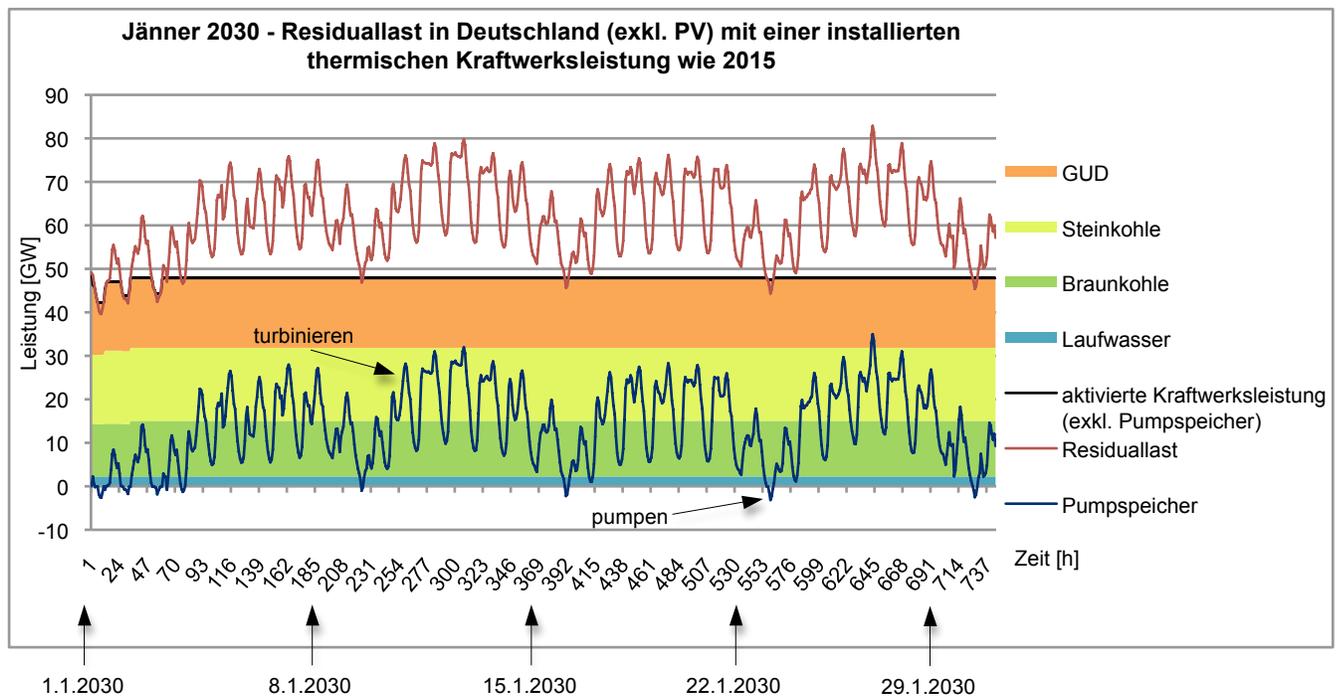


Abbildung 29: Jänner 2030, Residuallast in Deutschland (exkl. PV) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

Wenn sowohl Wind- als auch Solarenergie ins Energieversorgungsnetz eingespeist werden, besitzt die Residuallast zwar insgesamt ein etwas niedrigeres Niveau, sie kann aufgrund der zu geringen Anzahl an Kraftwerken jedoch nur zu einem gewissen Teil abgedeckt werden. Der restliche Teil müsste, wie in Abbildung 30 ersichtlich ist, durch das Turbinieren der Pumpspeicher abgedeckt werden. Aber auch hier würde ein größerer Energiegehalt gebraucht werden, als in Zukunft vorhanden sein wird. Daher ist ein Neubau thermischer Kraftwerke notwendig, um die Energieimporte gering zu halten.

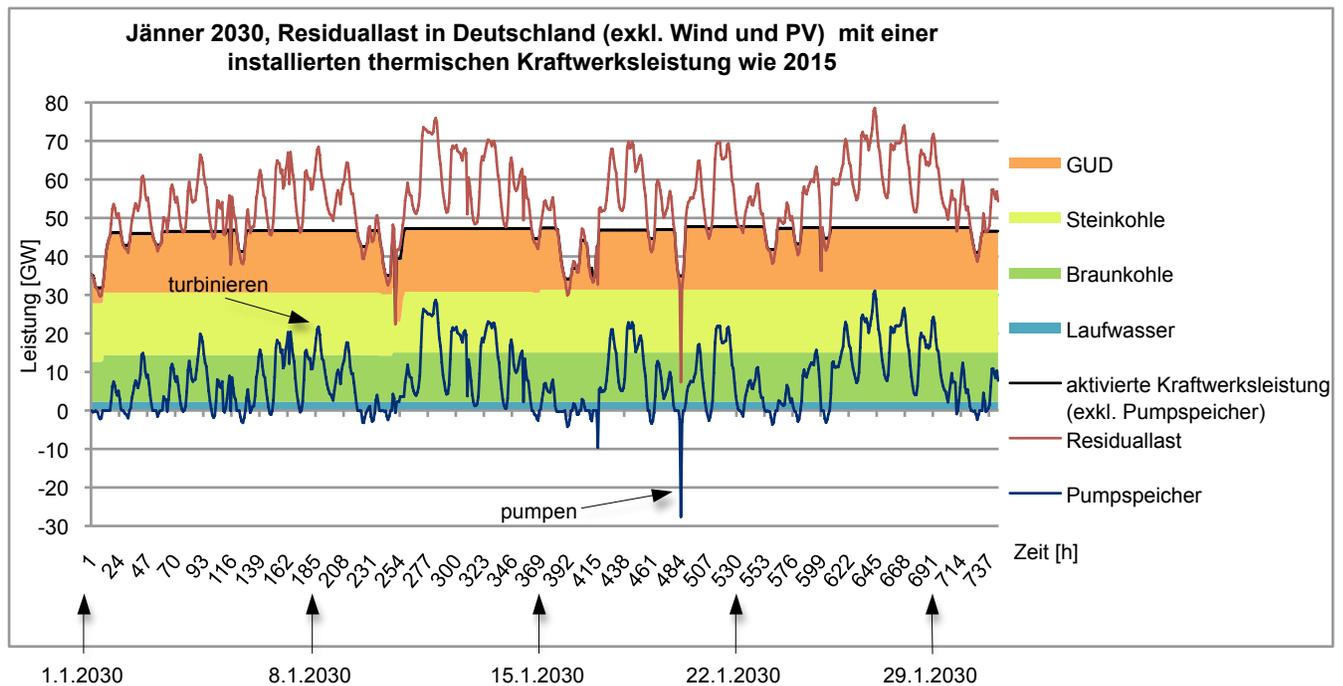


Abbildung 30: Jänner 2030, Residuallast in Deutschland (exkl. Wind und PV) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

Trotz der geringeren Last im Sommer im Vergleich zum Winter und der durch Windenergie reduzierten Last (siehe Abbildung 31), ist die fehlende thermische Kraftwerkskapazität Grund für den hohen Einsatzbedarf der Pumpspeicher. Es ist außerdem ersichtlich, dass sich durch die geringen Windstärken im Sommer die Residuallast exklusive Wind kaum von der Last unterscheidet. Pumpspeicherkraftwerke müssten daher oft turbinieren, um diese Last auszugleichen. Dabei würde auch hier ein unrealistisch großer Energieinhalt gebraucht werden.

4 Ergebnisse der zukünftigen Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland

Mittels Solarenergie (siehe Abbildung 32) können die Spitzen der Last weiter eingedämmt werden. Pumpspeicherkraftwerke besitzen in diesem Fall im Jahr 2030 einen geringeren Anteil an der Energieversorgung als bei reiner Windeinspeisung. Deutschland alleine könnte die Last keineswegs mit ihren eigenen Pumpspeichern abdecken, da bereits die maximale Leistung der Pumpspeicher bei einem Turbinier- bzw. Pumpvorgang verbraucht worden wäre. Trotz der niedrigeren Residuallast durch die Einspeisung von Photovoltaik würde der Energieinhalt der Pumpspeicherkraftwerke insgesamt nicht reichen, um diese Last abzudecken.

In Abbildung 33 ist schließlich die Residuallast exklusive Wind und Photovoltaik dargestellt. Hier ist ersichtlich, dass zwar ein geringerer Bedarf an Pumpspeicherkapazitäten vorhanden ist, als bei der Einspeisung nur einer dieser beiden regenerativen Energien. Trotzdem würde der Energieinhalt der Pumpspeicher auch hier nicht ausreichen, um die Residuallast abzudecken.

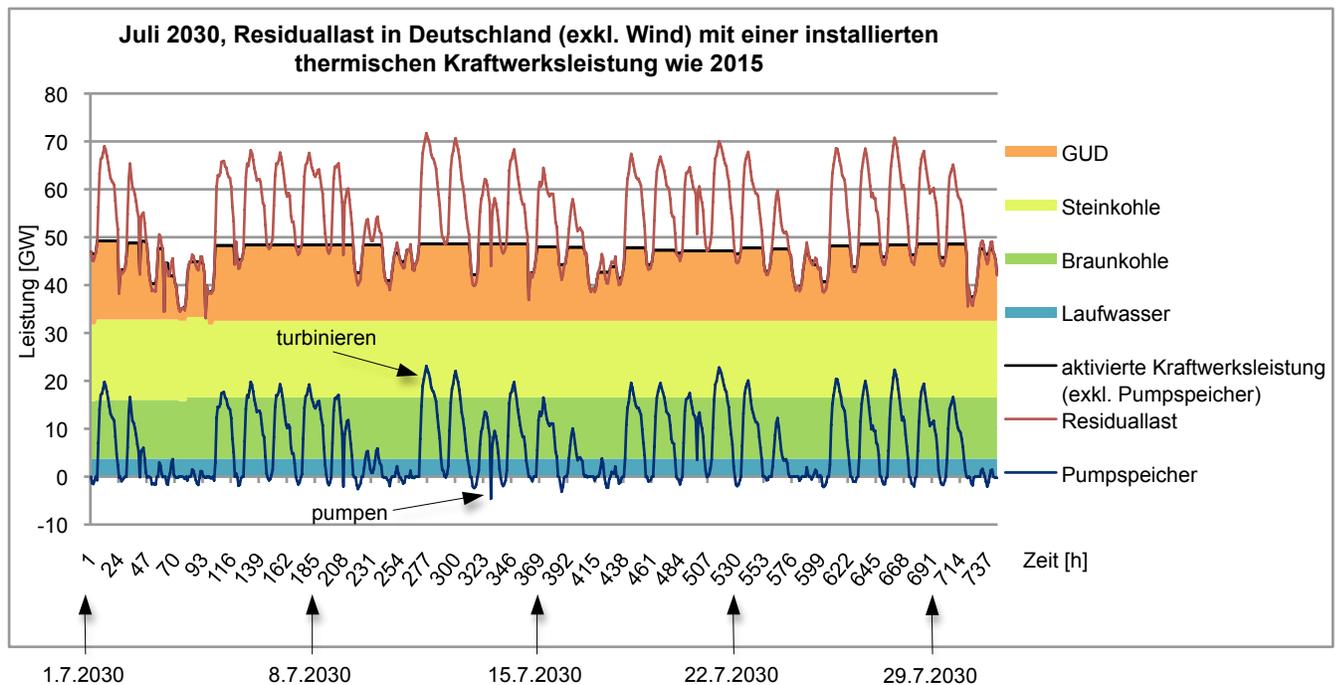


Abbildung 31: Juli 2030, Residuallast in Deutschland (exkl. Wind) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

4 Ergebnisse der zukünftigen Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland

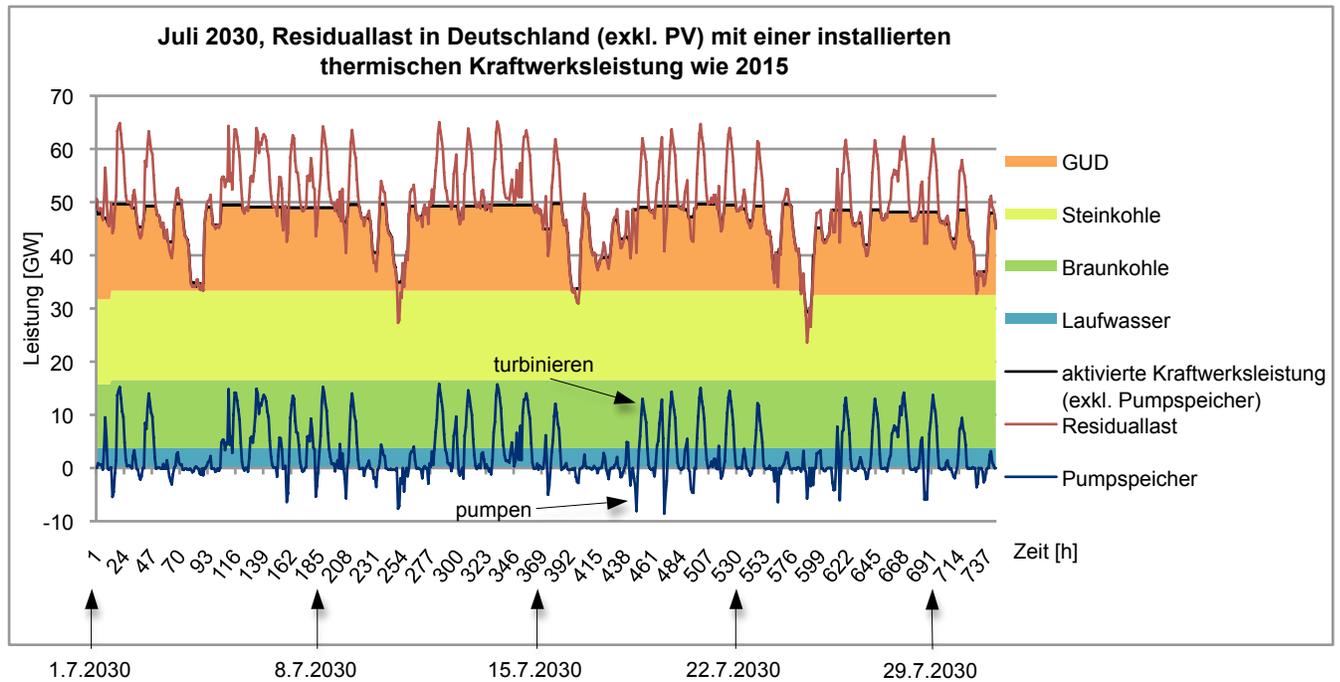


Abbildung 32: Juli 2030, Residuallast in Deutschland (exkl. PV) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

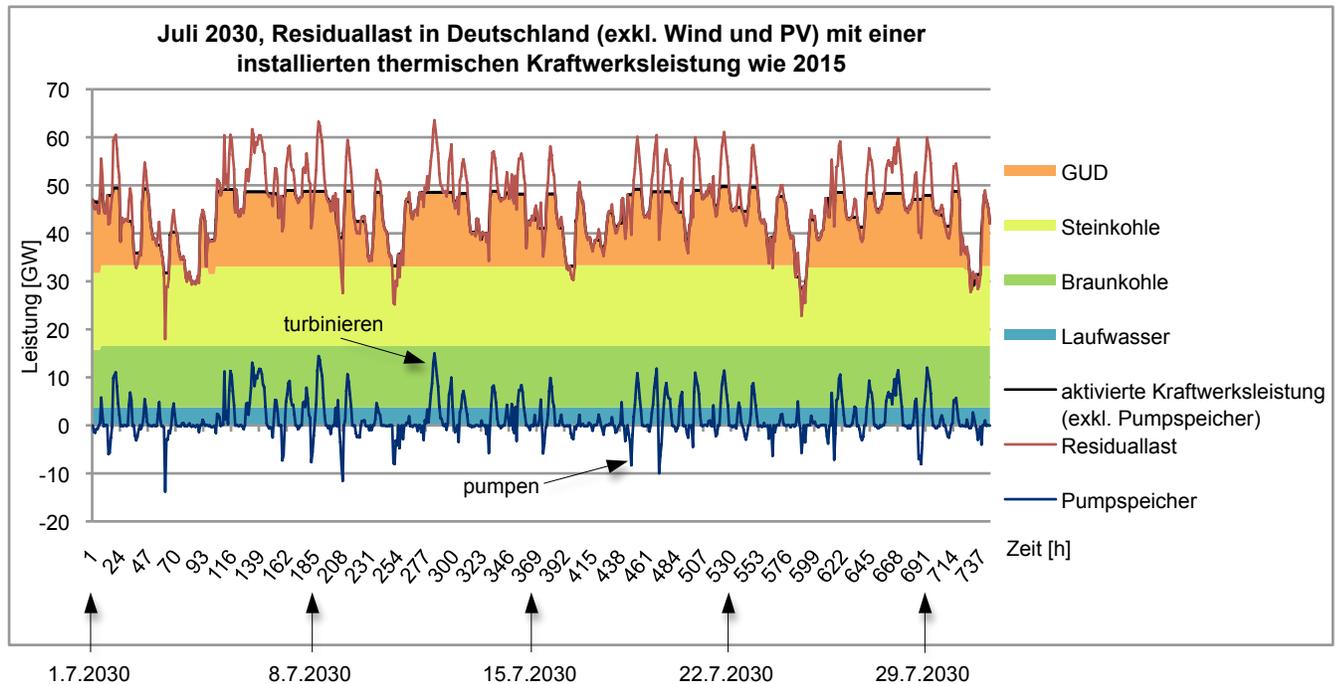


Abbildung 33: Juli 2030, Residuallast in Deutschland (exkl. Wind und PV) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

In einem zweiten Szenario entspricht die vorhandene thermische Kraftwerksleistung der für das Jahr 2030 prognostizierten, die in der Größenordnung von 120 GW liegt (siehe zum Beispiel [36]). Weitere Investitionen in neue Kraftwerke für die Jahre 2015 bis 2030 werden daher berücksichtigt. Daraufhin wird in weiterer Folge die Kraftwerkseinsatzplanung anhand dieser installierten Kapazität ermittelt.

Die Systematik in diesem Szenario entspricht dem aus dem Jahr 2010 es werden hier aber nur die Abbildungen mit der Residuallast exklusive Wind und Photovoltaik genauer diskutiert. Die übrigen Abbildungen, die die Residuallast exklusive Wind bzw. exklusive PV darstellen, befinden sich im Anhang.

Im Jänner 2030 kann die Residuallast exklusive Wind mit der prognostizierten Anzahl an Kraftwerken bis auf wenige Spitzen abgedeckt werden. Im Gegensatz dazu werden bei der Residuallast exklusive Photovoltaik Pumpspeicheranlagen aufgrund der geringeren Sonneneinstrahlung öfter benötigt.

In Abbildung 34 ist die Residuallast exklusive Wind und PV im Jänner 2030 dargestellt. Auch hier ist ersichtlich, dass die Last hauptsächlich durch thermische Kraftwerke abgedeckt werden kann. Weiters wird der größere Einsatz an GUDs deutlich, die mit einer Kapazität von 70 GW (im Jahr 2010 waren es lediglich 23,3 GW) den Großteil der thermischen Kraftwerke im Jahr 2030 darstellen. Die in einer Stunde maximal benötigte Leistung zum Turbinieren liegt bei 15,5 GW, beim Pumpen liegt sie bei 9,7 GW, sollte die größte Spitze mit 27,5 GW nicht berücksichtigt werden. Somit könnte Deutschland beinahe ohne Energieimporte die benötigte Pumpspeicherleistung aufbringen.

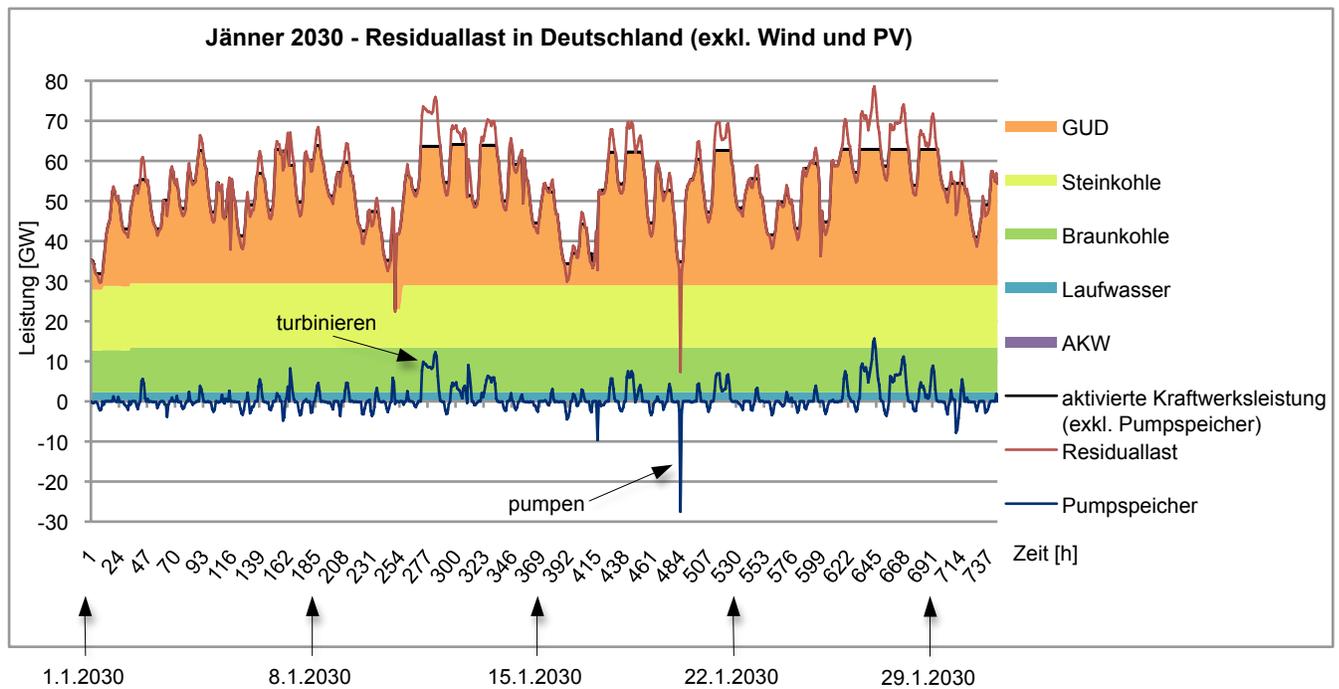


Abbildung 34: Jänner 2030, Residuallast (exkl. Wind und PV)

Im Juli 2030 wird deutlich, dass die Residuallast ein geringeres Niveau besitzt als die vergleichbare Residuallast im Jänner, weshalb im Gegensatz zum Winter eine geringere Pumpspeicherleistung gebraucht wird. Bei der Einspeisung von Windenergie unterscheidet sich im Sommer die Residuallast nicht sehr stark vom eigentlichen Lastprofil. In einer Stunde wird eine maximale Pumpspeicherleistung von 6,4 GW zum Turbinieren und 13,7 GW zum Pumpen gebraucht.

Bei der Einspeisung von Solarenergie werden durch die im Sommer verstärkte Sonneneinstrahlung speziell die Mittagsspitzen verringert, die Residuallast wird aber auch wesentlich volatil. Daher kommen hier vermehrt Pumpspeicher zum Einsatz. Dabei wird eine maximale Pumpspeicherleistung von 9,6 GW zum Turbinieren und 13,96 GW zum Pumpen von einer Stunde zur nächsten gebraucht.

In Abbildung 35 ist die Residuallast exklusive Wind und PV dargestellt. In einer Stunde wird dabei maximal eine Leistung von 9,5 GW zum Turbinieren und 14,1 GW zum Pumpen benötigt. Deutschland kann mit einer Pumpspeicherleistung von 9,3 GW somit mehr als die Hälfte der Spitzenlast selbst abdecken. Der übrige Teil von 4,8 GW muss importiert werden.

4 Ergebnisse der zukünftigen Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland

Im Juli 2030 kann sowohl bei Einspeisung nur einer regenerativen Energie als auch bei Einspeisung von Wind und PV gemeinsam ein großer Teil der Last durch thermische Kraftwerke ausgegelt werden. Pumpspeicherkraftwerke werden für die Spitzen gebraucht, falls die verfügbaren GUDs nicht mehr in der Lage sind diese abzudecken.

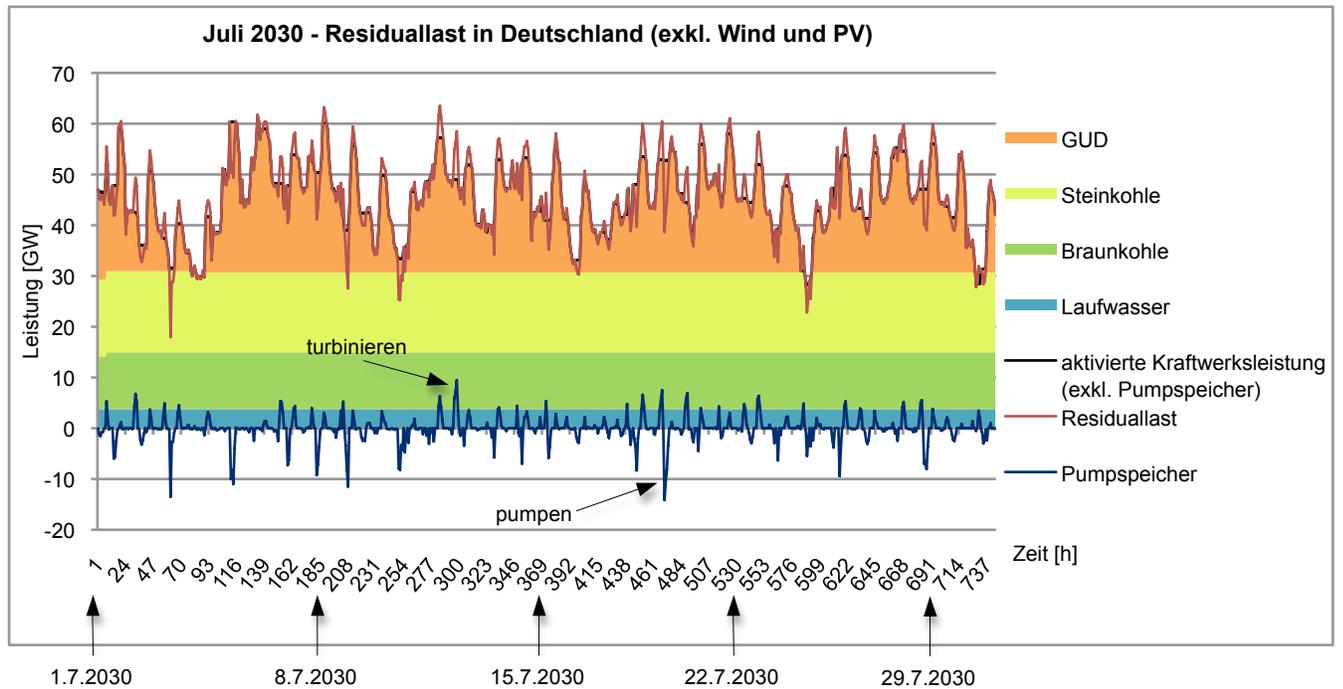


Abbildung 35: Juli 2030, Residuallast (exkl. Wind und PV)

5 Schlussfolgerungen

Die Analysen im Rahmen dieser Arbeit bestätigen, dass mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung und mit zunehmender Einspeisung ins Übertragungsnetz der Bedarf an flexibel einsetzbaren Spitzenlastkraftwerken einerseits und an Energiespeichern andererseits steigt.

Die Nutzungsdauer konventioneller thermischer Kraftwerke wird durch den zukünftig vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energieträgern immer weiter reduziert. Das bedeutet, dass die Volllaststunden der Grundlastkraftwerke kontinuierlich sinken werden. Weiters ist festzustellen, dass der durchgehende Betrieb der konventionellen thermischen Kraftwerke abnehmen wird und die Kraftwerke einem weitaus flexibleren Zeitplan folgen müssen. Der Beitrag der erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung variiert zeitlich sehr stark und ist außerdem saisonalen Schwankungen unterworfen. Es wird deutlich, dass zukünftig Kraftwerke gebaut werden müssen, die flexibler genug sind, um all diesen Anforderungen zu genügen. Außerdem müssen die Übertragungsnetze ausgebaut werden, um die großteils geographisch standortgebundene erneuerbare Stromerzeugung in andere Regionen (innerhalb eines Landes bzw. grenzüberschreitend) zu transportieren, um überregional die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch zunehmende erneuerbare Stromerzeugung kommt es daher zu einer vermehrten Nutzung der Übertragungsnetze, da einerseits die Einspeisung nicht mehr zentral erfolgt und andererseits die stark volatile Einspeisung öfters Energietransfers vorsieht. Zusätzlich dazu sind neue Speicherkapazitäten notwendig, um im Bedarfsfall die zukünftige Spitzenlast abzudecken.

Die Arbeit zeigt deutlich, dass Pumpspeicher zukünftig einen signifikanten Beitrag liefern können, um die deutsche Spitzenlast abzudecken. Pumpspeicherkapazitäten in den Nachbarländern Deutschlands sind jedoch nicht in der Lage langfristig alle notwendigen Kraftwerkskapazitäten in den Jahren 2020 und 2030 zu ersetzen. Dies hat das Gedankenexperiment in dieser Arbeit unter der Annahme des Ausbaustopps thermischer Kraftwerke ab 2015 deutlich gezeigt. Daher ist ein Neubau thermischer Kraftwerke auch in Zukunft notwendig. Dabei werden allerdings vermehrt gasbefeuerte Kraftwerkstechnologien zum Einsatz kommen, die einerseits aufgrund ihrer Flexibilität leichter regelbar und andererseits aufgrund ihrer geringen CO₂-Emissionen gegenüber anderen thermischen Kraftwerken vorzuziehen sind. Zusätzlich dazu wird ein Rückgang typischer Grundlastkraftwerke zu verzeichnen sein. Wichtig zu betonen ist

jedoch, dass thermische Kraftwerke trotz steigender erneuerbarer Stromerzeugung weiterhin eine Rolle in der Abdeckung der Last in Deutschland spielen werden.

Aus den Ergebnissen im Jahr 2030 ist ersichtlich, dass unter der Annahme eines Ausbaustopps thermischer Kraftwerke im Jahr 2015 die Last nur mehr durch einen fiktiv angenommenen Wert an Pumpspeicherkapazität abgedeckt werden könnte. Dieser ausgewiesene Energieinhalt der Pumpspeicherkraftwerke ist jedoch auch zukünftig in der Praxis in diesem Ausmaß nicht realisierbar. Das bedeutet weiters, dass neue thermische Kraftwerke notwendig sind, um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten.

Literaturverzeichnis

- [1] Giesecke Jürgen, Mosonyi Emil – Wasserkraftanlagen
- [2] Swider Derk Jan – Handel an Regelenergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber
- [3] Universität Stuttgart (2009): Matthias Hundt, Rüdiger Barth, Ninghong Sun, Steffen Wissel und Alfred Voß – Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio
- [4] E-Control (Status: 12.09.2011)
<http://e-control.at/de/industrie/strom/strommarkt/ausgleichsenergie>
- [5] Netzfrequenzmessung (Status: 13.09.2011)
<http://www.netzfrequenzmessung.de/>
- [6] Pfaffenberger Wolfgang, Ströbele Wolfgang – Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik
- [7] Netzintegration der Windenergie (Status: 13.09.2011)
http://www.wwindea.org/technology/ch04/de/4_1_1.html
- [8] Heuck Klaus, Dettmann Klaus-Dieter, Detlef Schulz – Elektrische Energieversorgung
- [9] DENA (2008): Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030) – Annegret-Cl. Agricola (Deutsche-Energie-Agentur GmbH)
- [10] DENA (September 2010): Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien (Deutsche Energie Agentur)
- [11] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES):
Energiespeicher, Zukunft meistern – Welche Speicher brauchen wir auf dem Weg zur regenerativen Vollversorgung?
- [12] ENTSO-E (Status: 25.09.2011)
<https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-a-specific-country-for-a-specific-month/>
- [13] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES): Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energie-Branche
- [14] European Commission Energy (Status: 18.10.2011)
http://ec.europa.eu/energy/renewables/targets_en.htm
- [15] National Renewable Action Plan – Germany (Status: 18.10.2011)
http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm

- [16] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (28.09.2010)
- [17] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit – Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2010
- [18] Umweltbundesamt – Klimaschutz in Deutschland: 40%-Senkung der CO₂-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990
- [19] Umweltbundesamt – Atomausstieg und Versorgungssicherheit – Charlotte Loreck
- [20] Verbund (Status: 08.11.2011)
<http://www.verbund.com/cc/de/news-presse/aktuelle-projekte/oesterreich/380-kv-leitung>
- [21] Bundesnetzagentur (April 2011): Auswirkungen des Kraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit
- [22] E-Control: Das 3. Energiemarkt-Liberalisierungspaket – Die europäische Ebene
- [23] Bundesnetzagentur (Juli 2011): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012
- [24] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Februar 2010):
Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem
- [25] Neue Energie (07. 2010): Artikel: Einmal Fjord und zurück
- [26] DENA (Juni 2011): Oberste Priorität für den Ausbau der Stromnetze
- [27] Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (Juni 2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem
- [28] FFE – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. – Merit Order des Kraftwerksparks
- [29] Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung und Fraunhofer Institut für Solare Energieversorgung: Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement
- [30] DENA (November 2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken
- [31] Renewable Energy World (Status: 16.11.2011): Renaissance for Pumped Storage in Europe by Mathias Zuber, One of the principal authors of the pumped-storage market survey by the company ecoprogram GmbH in Cologne
<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/08/renaissance-for-pumped-storage-in-europe>

- [32] Statistisches Bundesamt: BDEW (Status: 18.11.2011)
http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten
- [33] E-Control (Status: 19.11.2011):
<http://www.e-control.at/de/presse/aktuelle-meldungen/bundesnetzagentur>
- [34] Wagner Eberhard – Inwiefern haben Pumpspeicher-Kraftwerke eine Bedeutung für die Sicherheit der Stromversorgung (Status: 21.11.2011)
<http://www.energie-fakten.de/pdf/pumpspeicherkraftwerke.pdf>
- [35] APG (Status: 22.11.2011)
<http://www.apg.at/de/projekte/sanktpeter-simbach>
- [36] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (August 2009):
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland
(Leitszenario 2009), Berlin
- [37] DENA (Februar 2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicher-
werken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien

Anhang 1

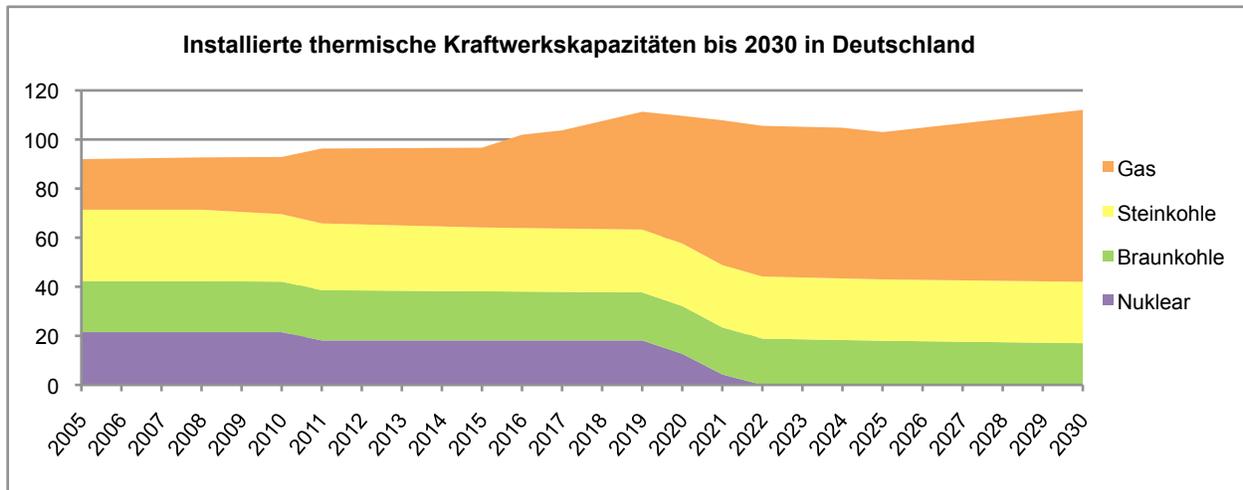


Abbildung A.1: Installierte thermische Kraftwerkskapazitäten bis 2030 in Deutschland (Quelle: EEG, TU Wien)

Kraftwerkstechnologie	Laufzeit ⁶ [Jahre]
GUD-Kraftwerke	40
Gasbefeuerte Dampfkraftwerke	40
Steinkohlekraftwerke	45
Braunkohlekraftwerke	45
Ölkraftwerke	40
Gasturbinen	50

Tabelle A.1: Laufzeit thermischer Kraftwerke [9]

⁶ Die hier angenommenen Laufzeiten entsprechen Durchschnittswerten aus der Praxis und liegen deshalb zum Teil höher als die üblicherweise angegebene technische Lebensdauer [9]

Anhang 1

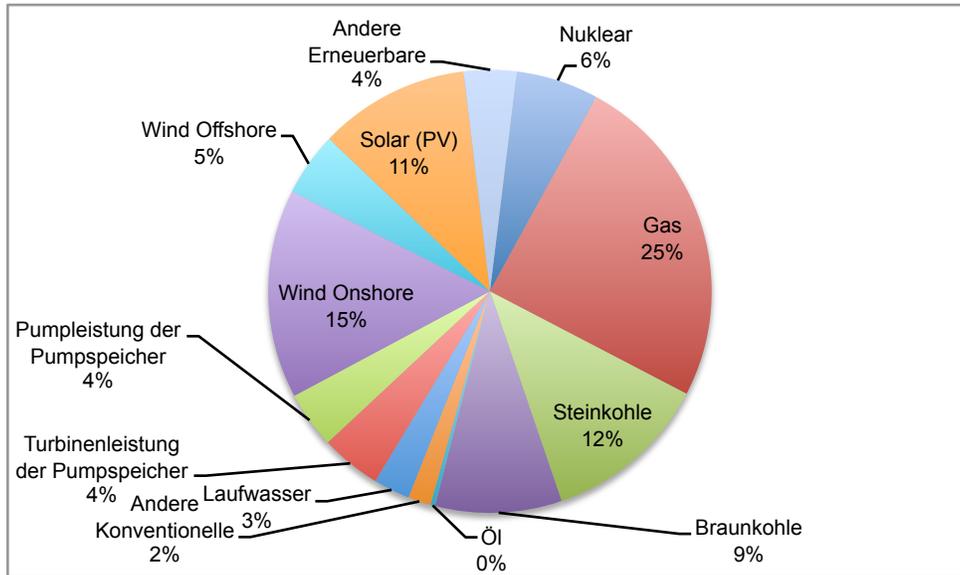


Abbildung A.2 Verteilung der Erzeugungsträger in Deutschland im Jahr 2020 in Prozent [%] (Quelle: EEG, TU Wien)

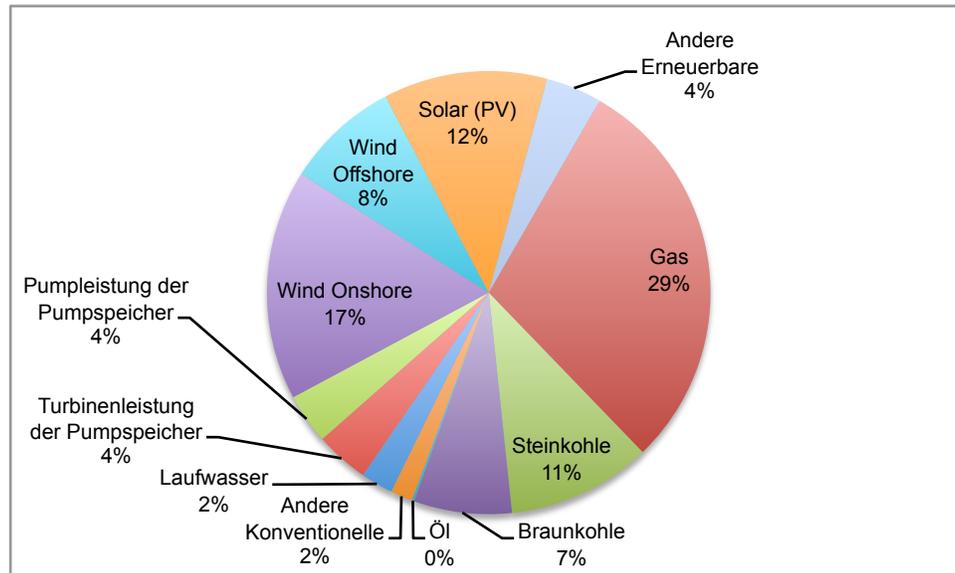


Abbildung A.3: Verteilung der Erzeugungsträger in Deutschland im Jahr 2030 in Prozent [%] (Quelle: EEG, TU Wien)

Anhang 2

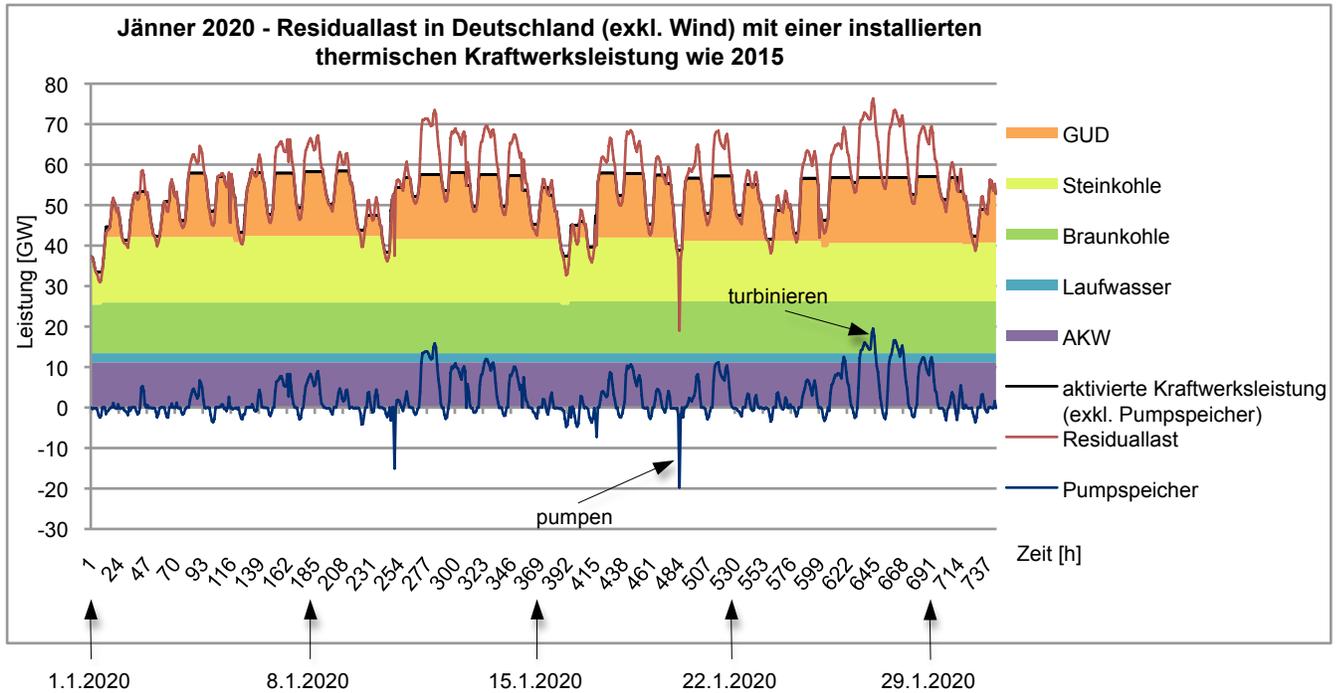


Abbildung A.4: Jänner 2020, Residuallast (exkl. Wind) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

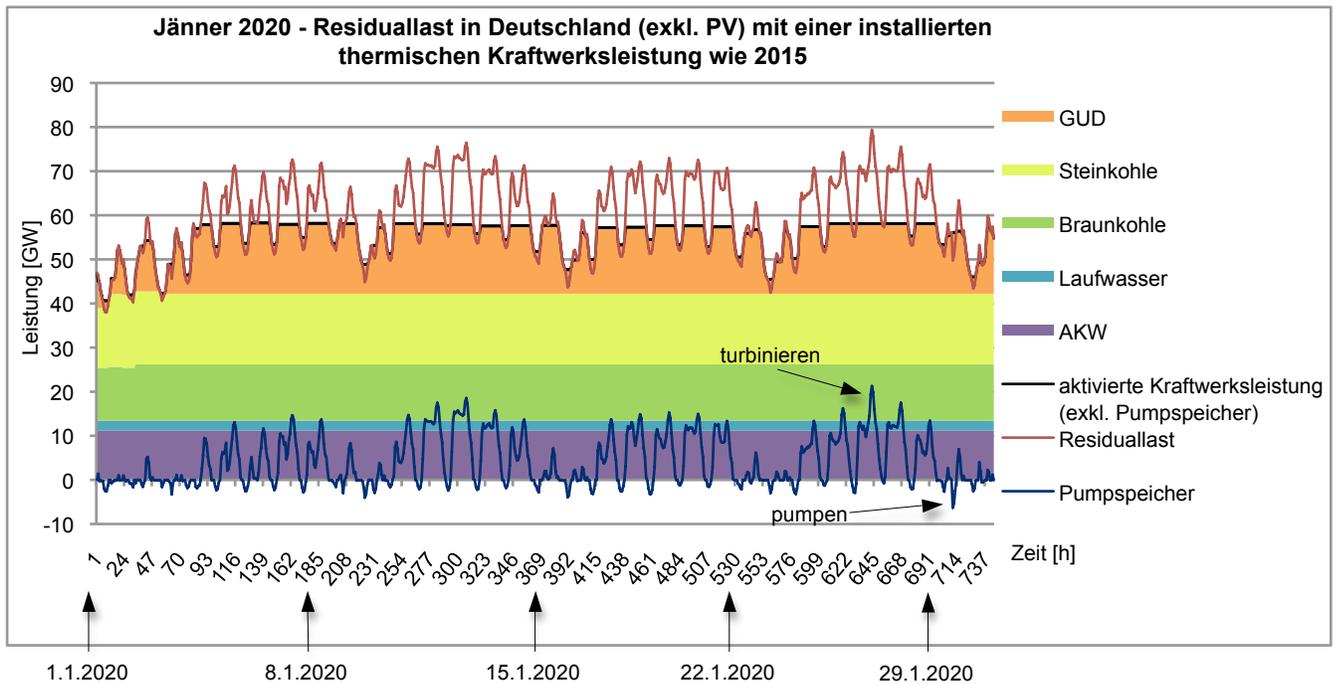


Abbildung A.5: Jänner 2020, Residuallast (exkl. PV) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

Anhang 2

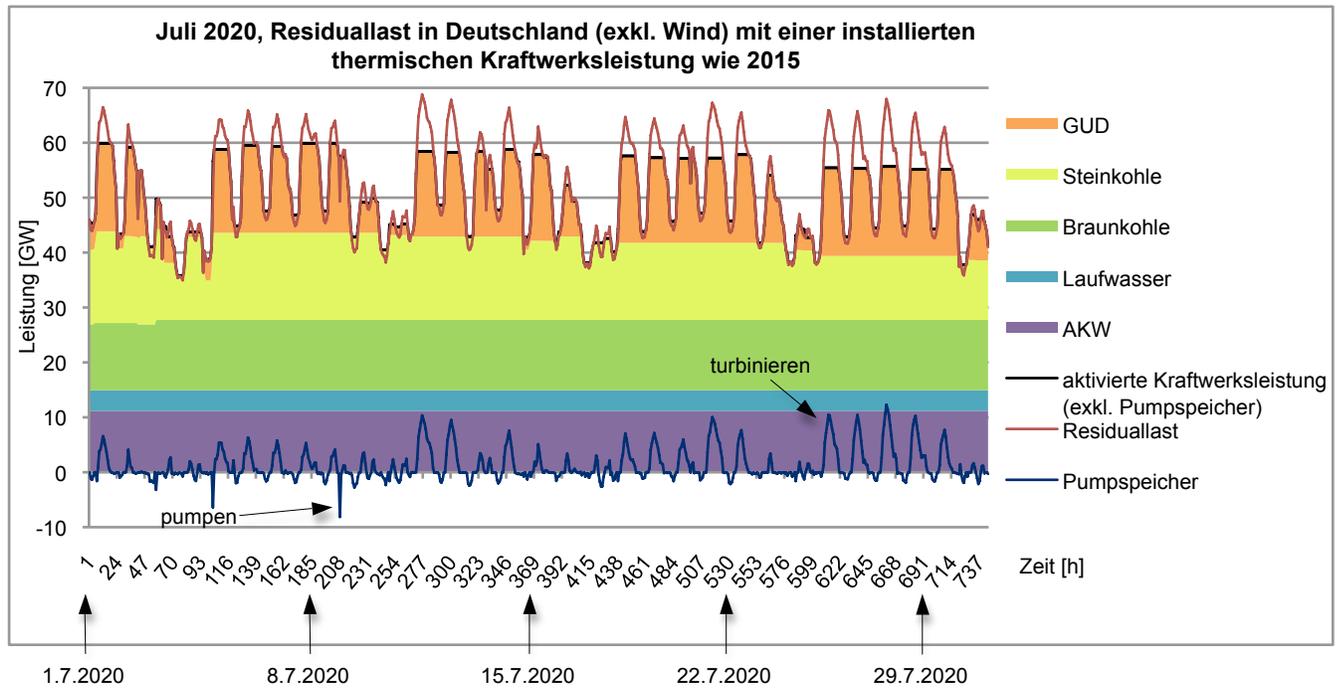


Abbildung A.6: Juli 2020, Residuallast (exkl. Wind) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

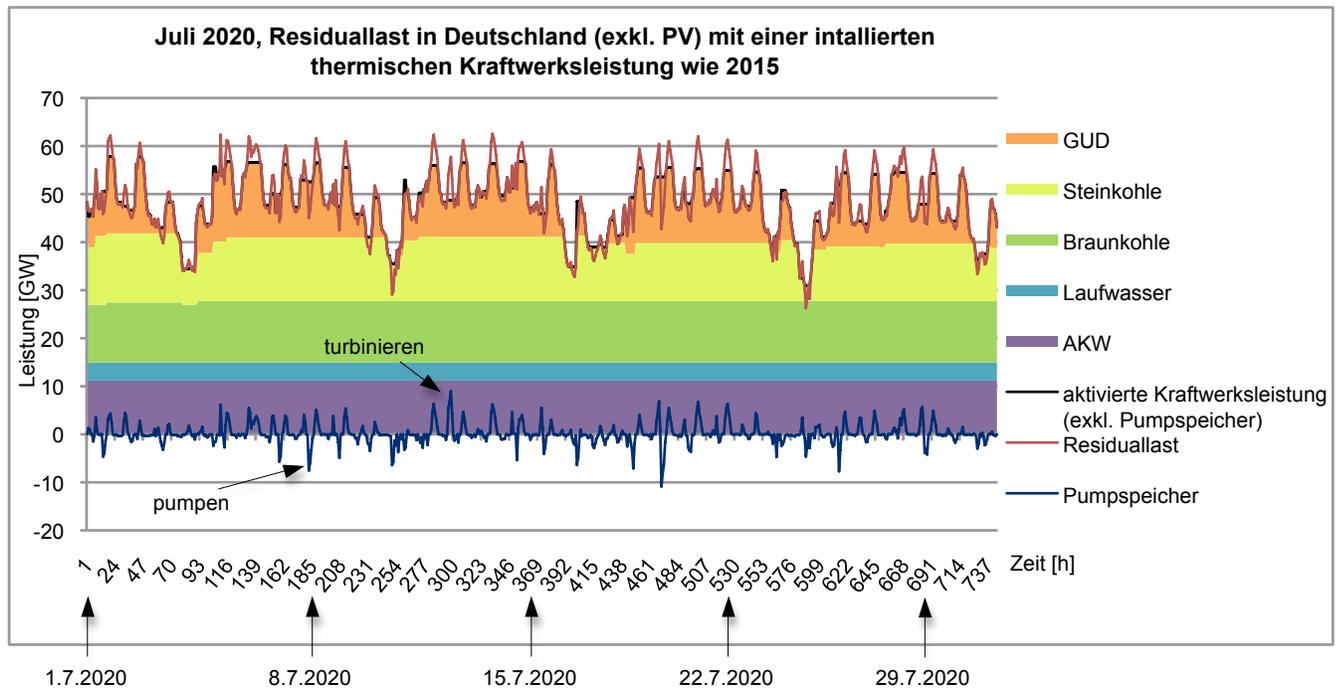


Abbildung A.7: Juli 2020, Residuallast (exkl. PV) mit einer installierten thermischen Kraftwerksleistung wie im Jahr 2015

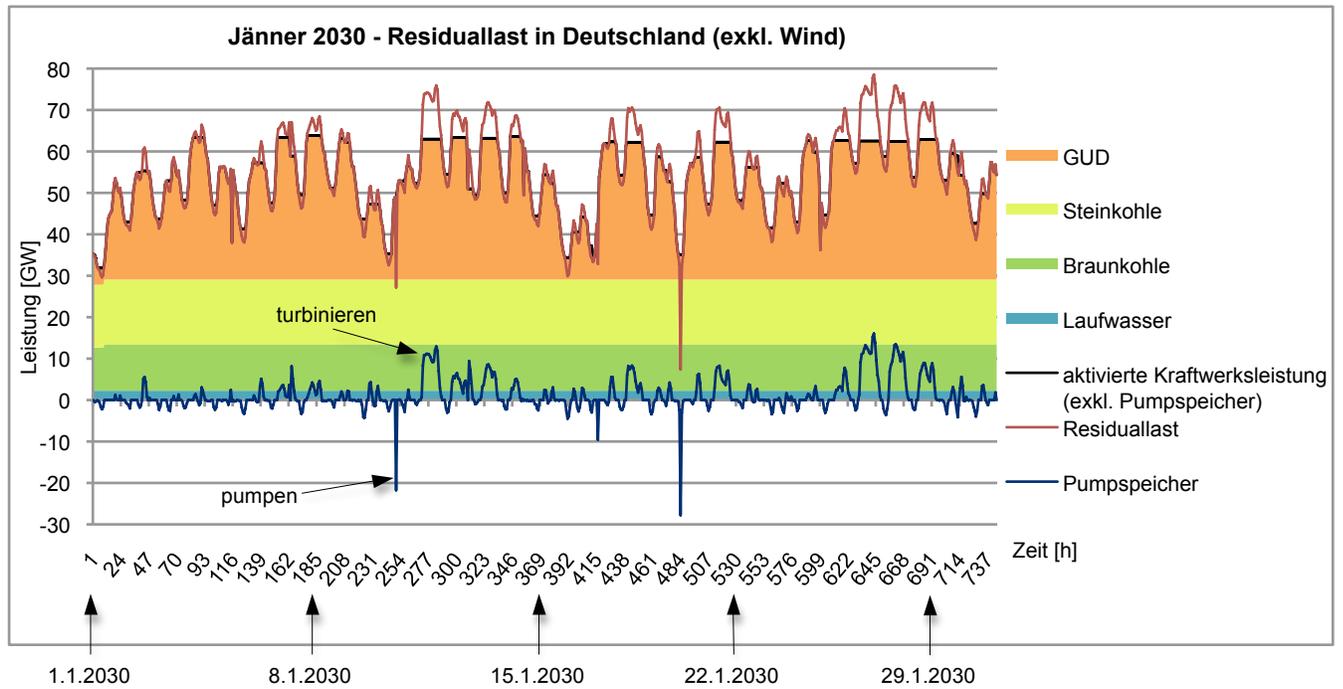


Abbildung A.8: Jänner 2030, Residuallast in Deutschland (exkl. Wind)

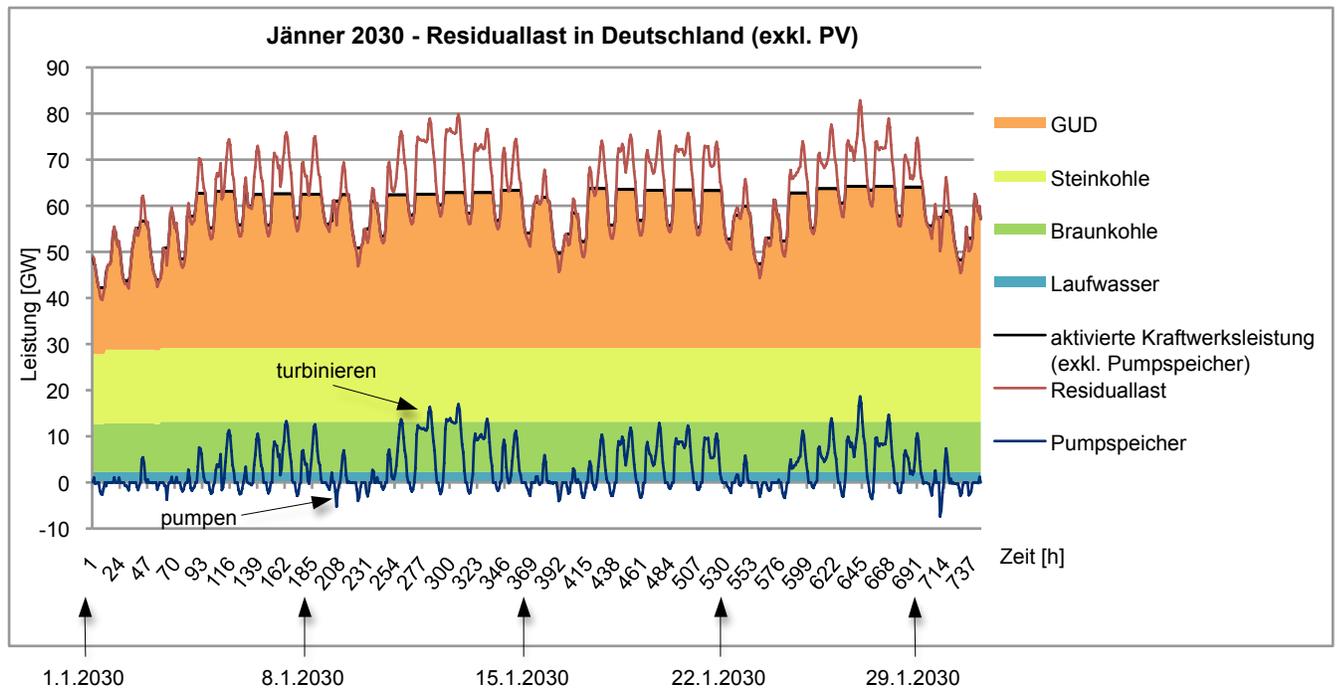


Abbildung A.9: Jänner 2030, Residuallast (exkl. PV)

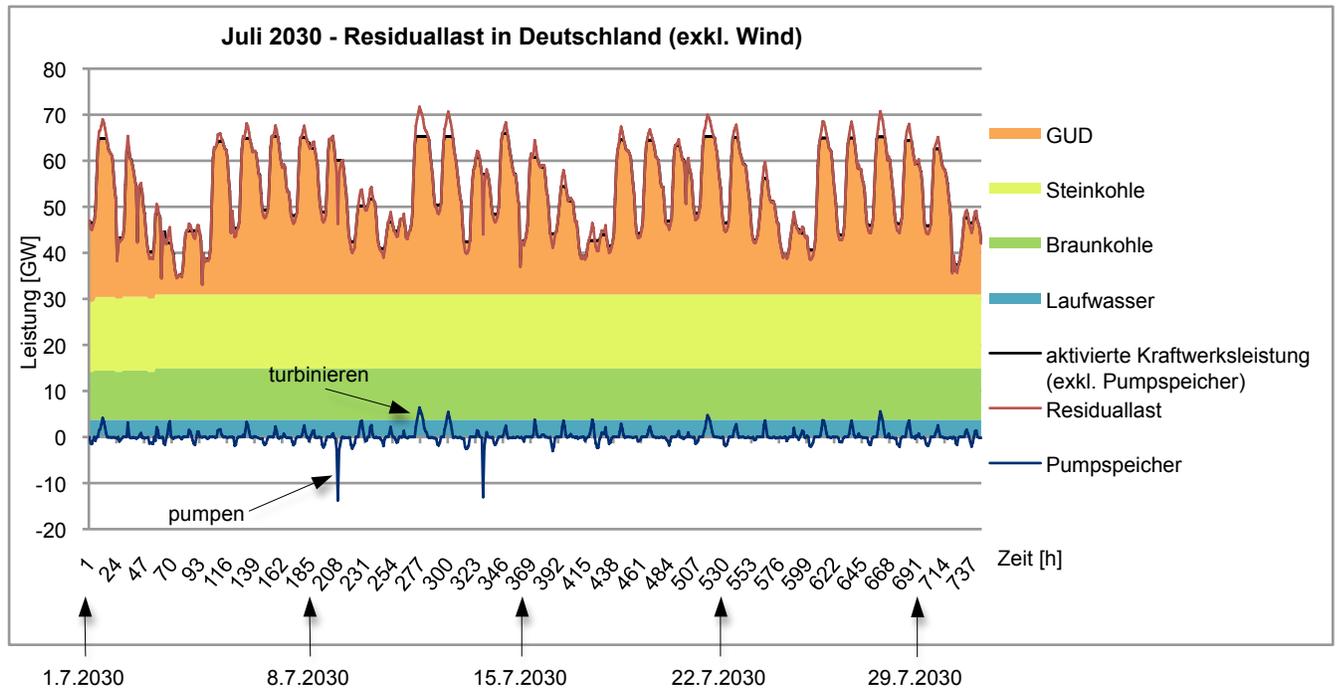


Abbildung A.10: Juli 2030, Residuallast (exkl. Wind)

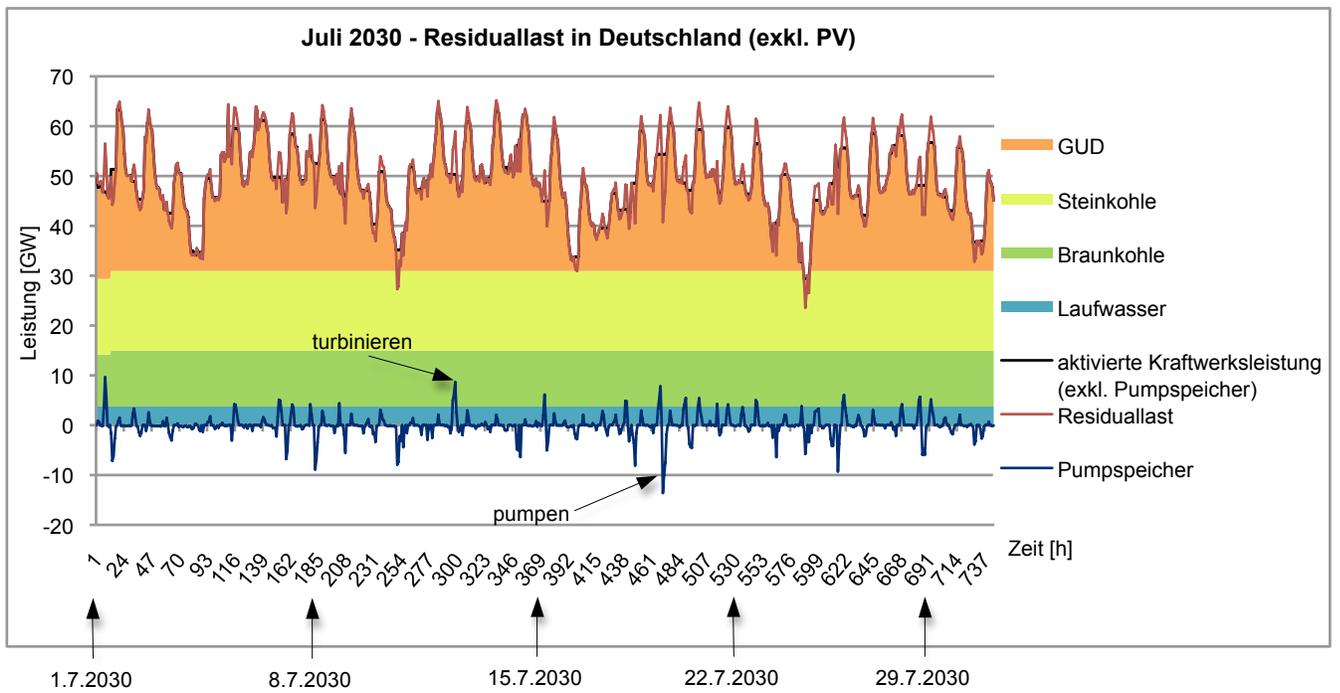


Abbildung A.11: Juli 2030, Residuallast (exkl. PV)