



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN



## **Diplomarbeit**

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

### **Diplom-Ingenieurs**

Im Studiengang Energie-und Automatisierungstechnik an der Technischen Universität Wien

Über das Thema

### **Modellierung von Strommarkterlösen. Entwicklung eines adäquaten modellhaften Abbilds des konventionellen Kraftwerksparks ausgewählter Länder Europas**

eingereicht am Institut  
für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Unter der Anleitung von

Ao. Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Reinhard Haas

und

Senior Scientist. Dipl.-Ing. Dr. techn. Gustav Resch

und

Projektass. Dipl.-Ing. Franziska Bernadette Schöniger

durch

**B. Eng. Marcel Hanke**

## **Danksagung :**

Ein besonderer Dank gilt meiner Familie, die mich während meines Studiums und der Anfertigung dieser Masterarbeit sehr unterstützt und motiviert hat.

Ebenfalls möchte ich mich bei meinen Betreuern für die hilfreichen und konstruktiven Anmerkungen bei der Erstellung dieser Arbeit bedanken.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung</b> .....	1
<b>Abstract</b> .....	2
<b>1. Einleitung</b> .....	3
<b>1.1 Thema und Ziel der Arbeit</b> .....	3
<b>1.2 Motivation</b> .....	4
<b>1.3 Aufbau dieser Arbeit</b> .....	6
<b>2. Theoretischer Hintergrund und Methode</b> .....	7
<b>2.1 Merit Order und Strompreis</b> .....	7
<b>2.2 Methodik und Vorgehensweise</b> .....	12
<b>2.3 Strommarktmodelle in der Literatur und in der konkreten Anwendung</b> .....	13
<b>2.4 Datenbeschaffung und Herkunft (Open Source)</b> .....	14
<b>2.5 Datenvergleich</b> .....	15
<b>3. Entwickelte Klassifizierungsansätze</b> .....	18
<b>3.1 Parameter und Annahmen</b> .....	18
<b>3.2 Aufbau der Klassifizierungen</b> .....	25
<b>3.3 Beschreibung und Erwartungen der Klassifizierungen</b> .....	26
<b>3.3.1 Klassifizierung K1: Klassifizieren nach Energieträgern</b> .....	27
<b>3.3.2 Klassifizierung K2: Aufteilen nach Kraftwerksarten</b> .....	28
<b>3.3.3 Klassifizierung K3: Aufteilung nach Inbetriebnahmedatum (10-Jahres-Schritte)</b> .....	31
<b>3.3.4 Klassifizierung K4: Inbetriebnahmedatum (5-Jahres-Schritte)</b> .....	33
<b>3.3.5 Klassifizierung K5: Klassifizierung basierend kommerziellen Daten</b> .....	35
<b>4. Modellierung und Ergebnisse der Klassifizierungen</b> .....	36
<b>4.1 Das Energiesystemmodell Balmorel</b> .....	36
<b>4.2 Ergebnisse der Klassifizierungen</b> .....	37
<b>4.2.1 Ergebnisse K1</b> .....	37
<b>4.2.2 Ergebnisse K2</b> .....	41
<b>4.2.3 Ergebnisse K3</b> .....	46
<b>4.2.4 Ergebnisse K4 &amp; K5</b> .....	49
<b>4.3 Sensitivitätsanalyse</b> .....	58
<b>4.3.2 Ergebnisse K5.1 Klassifizierung K5 + Availability</b> .....	59
<b>4.3.1 Ergebnisse K5.2 Klassifizierung K5 + Ramping</b> .....	65

<b>4.4</b>	<b>Statische Auswertung der Klassifizierungen</b> .....	68
4.4.1	Statistische Auswertung K1.....	71
4.4.2	Statistische Auswertung K2.....	72
4.4.3	Statistische Auswertung K3.....	72
4.4.4	Statistische Auswertung K4 & K5 .....	73
4.4.5	Statistische Auswertung der Sensitivitätsanalysen .....	75
<b>4.4</b>	<b>Vergleich der Klassifizierungen</b> .....	76
<b>4.5</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	80
<b>5.</b>	<b>Schlussfolgerung</b> .....	82
	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	84
	<b>Internetquellen und Anhang</b> .....	86
	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	90

## Kurzfassung

Die Stromerzeugung in Europa basiert auf konventionellen sowie erneuerbaren Energieträgern. Um die Klimaziele der nächsten Jahre erreichen zu können, ist es essentiell, die Zusammensetzung und Charakteristika der Kraftwerksparks in einer aussagekräftigen Form für Modellierungen und als Entscheidungsgrundlage zu kennen.

Aufgabe dieser Arbeit ist die Entwicklung einer länderübergreifenden Klassifizierung, die es ermöglicht, die minimalen Gesamtsystemkosten des thermisch konventionellen Kraftwerksparks in einem Strommarktmodell für ausgewählte Länder Europas darzustellen. Ziel ist die Preisbildung und die Kraftwerkseinsatzplanung auf den Strommärkten entsprechend einer ökonomischen Gebotsreihung („Merit Order“) mit hinreichender Genauigkeit zu simulieren. Im Fokus stand hierbei die Frage, welcher Detailgrad unter einer Kosten-Nutzen-Abwägung für eine adäquate Abbildung des Kraftwerksparks erforderlich ist.

Im Verlauf dieser Diplomarbeit wurden Klassifizierungen entwickelt, die es ermöglichen, Aussagen über den Kraftwerkspark und die „Merit Order“ eines Landes zu treffen. Es wird gezeigt, wie sich auf Basis von Open Source und kommerziellen Daten, die modellierten stündlichen Strompreise und deren Erzeugungsprofil im Vergleich zu den originalen Preisen verändern. Die mit dem Energiesystemmodell „Balmorel“ durchgeführten Modellierungen wurden für die Länder Spanien, Frankreich und Portugal auf Basis ihrer tatsächlich installierten Kapazitäten des Jahres 2018 durchgeführt.

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass der methodische Ansatz der Klassifizierung grundsätzlich funktioniert und ausreichend ist, um den Kraftwerkspark eines Landes adäquat darzustellen. Es wird ebenfalls gezeigt, dass es große Unterschiede in den Ergebnissen der Länder und in den verschiedenen Wochen und Stunden gibt. Die Resultate der unterschiedlichen Modellierungsläufe wurden sowohl grafisch als auch statistisch verglichen und bewertet. Dabei wurde ersichtlich, dass die Datenherkunft sowie deren Qualität und Quantität mitunter den größten Einflussfaktor auf die Ergebnisse der Modellierung darstellt.

## Abstract

In Europe electricity generation is based on conventional and renewable energy sources. To achieve the climate targets for the next few years, it is essential to know the composition and characteristics of the power plant parks in a meaningful way for modeling and as a basis for decision.

The task of this thesis is the development of a transnational classification, which makes it possible to represent the minimum total system costs of the thermal conventional power plant park in an electricity market model for selected European countries. The aim is to simulate pricing and power plant deployment planning on the electricity markets in accordance with an economic series of bids (“merit order”) with sufficient accuracy. Focus was the question of what level of detail is required after a cost-benefit analysis for an adequate mapping of the power plant.

Throughout this diploma thesis, classifications were developed that make it possible to make statements about the power plant fleet and the “merit order” of a country. It is shown how based on open source and commercial data, the modeled hourly electricity prices and their generation profile change compared to the original prices. The modeling carried out with the energy system model “Balmorel” was made for Spain, France and Portugal on the basis of their actually installed capacities in 2018.

The results proof that the methodical approach to classification works in principle and is sufficient to adequately represent a country's power plant fleet. It is also shown that there are big differences in the results of the countries and in the different weeks and hours. The representation of results of the different modeling runs were compared and evaluated both graphically and statistically. It becomes obvious that source of data as well as its quality and quantity are one the greatest influencing factor on the results of the modeling.

## 1. Einleitung

In den 27 Ländern der Europäischen Union gibt es ungefähr 11.000 Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 3 MW (im Detail: elektrische Nettonennleistung). Von diesen 11.000 Kraftwerken werden ca. 7.000 mit erneuerbaren Energien wie Biomasse, Wind, Wasser und Sonne und ungefähr 4.000 mit fossilen Brennstoffen wie Gas, Kohle, Öl und Uran betrieben.<sup>1</sup> Um die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke und somit den Strompreis für ein einzelnes Land oder sogar länderübergreifend darstellen zu können, ist es notwendig, die verschiedenen Charakteristika der unterschiedlichen Kraftwerke zu kennen.

Die Eigenschaften der Kraftwerksparks der einzelnen Länder in einer qualitativ sowie quantitativ aussagekräftigen Form herauszuarbeiten, aufzubereiten und zu verwerthen ist ein wesentlicher Teil dieser Arbeit.

Interessant hierbei ist, eine Klassifizierung zu erstellen, die einen Kompromiss des Zielkonfliktes zwischen hohem Detailierungsgrad und der damit verbundenen Rechenzeit und Rechenkosten für die Modellierung darstellt (vgl. Poncelet et al, 2016, S.2 ff). Dies soll auf der einen Seite in Form einer aussagekräftigen allgemein anwendbaren Klassifizierung erfolgen, die die Strommarkterlöse der einzelnen Länder bei möglichst geringem Recherche-, Rechen- und Kostenaufwand adäquat modelliert. Auf der anderen Seite sollten die Klassifizierungen und die Modellierungen so weit wie möglich auf Open Source Daten und Software basieren. Das hätte die Vorteile der höheren Glaubwürdigkeit, Legitimität und Transparenz der Ergebnisse (vgl. Beck et al., 2019, S.27).

### 1.1 Thema und Ziel der Arbeit

Das Thema dieser Diplomarbeit ist es, mithilfe eines modellhaften, adäquaten Abbilds des konventionellen Kraftwerksparks eine realitätsnahe Beschreibung des Kraftwerksparks ausgewählter Länder Europas zu erstellen. Damit Strompreise (und Markterlöse) entsprechend modellhaft abgebildet werden können, ist eine sinnvolle Klassifizierung der einzelnen Kraftwerksarten notwendig. Hierfür wurden die verschiedenen Kraftwerke in Bezug auf ihre Eigenschaften und technischen Charakteristika, wie z.B. Kraftwerksart/Wirkungsgrad, untersucht und in Kategorien und Unterkategorien eingeteilt.

---

<sup>1</sup> Vgl. Platts Datenbank 2011

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung einer länderübergreifenden Klassifizierung, die es ermöglicht die minimalen Gesamtsystemkosten des thermisch konventionellen Kraftwerksparks in einem Strommarktmodell darzustellen, um somit die Preisbildung und die Kraftwerkseinsatzplanung „Merit Order“ auf den Strommärkten mit hinreichender Genauigkeit zu simulieren. Verglichen wurden die Modellierungsergebnisse hierbei immer mit den originalen Strompreisen des jeweiligen Landes, um hieraus Rückschlüsse auf die Ergebnisgenauigkeit im Wechselspiel mit der angewandten Klassifizierung zu erlangen.

In Absprache mit dem Institut wurden alle Klassifizierungen für die Länder Frankreich, Spanien und Portugal erstellt, die als Beispielländer innerhalb der Eurozone ausgewählt wurden.

## 1.2 Motivation

*„We're the first generation to feel the impact of climate change; we're the last generation that can do something about it.” We only get one home. We only get one planet. There's no plan B.*

Obama, Barack (2015) Announcing the Clean Power Plan [Rede] [obamawhitehouse.archives.gov](https://obamawhitehouse.archives.gov)<sup>2</sup>

Die Welt befindet sich im Wandel. In den vergangenen Jahren wurden die Thematiken des Klimawandels, der Erderwärmung, der Schutz unseres Planeten sowie die möglichst umweltfreundliche Erzeugung von sauberer Energie immer omnipräsenter. Nicht nur die Medien und anerkannte Institute der Wissenschaft berichten von möglichen Szenarien, welche Auswirkungen der Klimawandel für die Menschheit mit sich bringen wird. Auch ein Teil der Gesellschaft interessiert sich zunehmend für den Klimaschutz. Davon insbesondere betroffen und durch die „Fridays for Future“ Debatte in den medialen Scheinwerfer gerückt, die Jugend sowie junge Erwachsene, also die Zielgruppe der zukünftigen Energiekonsumenten. Diese wird später entscheiden, welche Energie sie beziehen möchte und somit über Gewinn oder Verlust der Firmen und Industrie entscheiden. Neben der äußerst positiven Wirkung auf die Umwelt ist die Auseinandersetzung mit den Präferenzen und Interessen dieser Gruppe daher auch aus dem wirtschaftlichen Blickwinkel unabdingbar und damit prägnanter Bestandteil meiner Motivation dieser Arbeit. Auch die Politik drängt immer heftiger auf die Etablierung von Methoden zur Gewinnung von sauberer Energie. Sie entwirft Klimaschutzpläne und setzt Ziele, um dem Klimawandel entgegenzuwirken.

---

<sup>2</sup> <https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2015/08/03/remarks-president-announcing-clean-power-plan>, aufgerufen am 19.10.2020

Um die Ziele der Klima- und Energiepolitik bis 2030 auf europäischer Ebene oder den Klimaschutzplan Deutschlands bis 2050<sup>3</sup>, beispielsweise durch Steigerung der Nachhaltigkeit, zu verwirklichen ist es wichtig, den aktuellen Bestand an Kraftwerken zu kennen. Hierfür ist unabhängig den Kraftwerkspark der einzelnen Länder adäquat zu beschreiben, um den Strompreis auf Basis der aktuellen Wetter- und Nachfragedaten möglichst genau modellieren zu können. Ebenfalls interessant ist es auch, Aussagen bezüglich des CO<sub>2</sub> Ausstoßes, der laut Klima- und Energiepolitik bis 2030 auf mindestens 40 % der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 gesenkt werden soll, <sup>4</sup> treffen zu können. Hierfür ist es notwendig den aktuellen Status quo des Kraftwerksparks eines Landes zu beschreiben, um Aussagen über den Anteil an erneuerbaren zu konventionellen Erzeugungstechnologien und den damit verbundenen Ausstoß an Treibhausgasen und allgemein der Effizienz des Kraftwerksparks treffen zu können. Des Weiteren muss der Zielkonflikt bezüglich Detaillierungsgrad und Rechenaufwand betrachtet werden. Um den Kraftwerkspark eines Landes genau zu beschreiben wäre es am besten, alle Kraftwerke einzeln mit so vielen Charakteristika wie möglichen zu beschreiben, was aber aufgrund der großen Anzahl an Kraftwerken und der damit verbundenen Recherchezeit unmöglich ist. Um die Ergebnisse als Datengrundlage für Modellierungen und Szenarien nicht nur für die Energiepolitik, sondern auch für Investoren neuer Kraftwerke interessant und nützlich zu machen, ist es unerlässlich, die Stromgestehungskosten und Preisbildung sowie Entwicklung am Strommarkt adäquat darstellen zu können (vgl. Groscurth & Bode, 2009, S.3f).

Das beste Ergebnis sollte eine für möglichst viele Länder nutzbare Klassifizierung sein, die trotz unvollständigen Detaillierungsgrad verlässliche Aussagen über den Kraftwerkspark, die damit modellierten minimalen Gesamtsystemkosten und den daraus abgeleiteten Stromgestehungskosten hervorbringt, was die zentrale Aufgabe dieser Arbeit darstellt.

Zusammenfassend kann man sagen, dass meine persönliche Motivation dieser Arbeit darin liegt, durch Datenerhebung der oben genannten Aspekte einen detaillierten und wissenschaftlichen Überblick über die aktuelle Lage der Kraftwerksparks zu geben. Wünschenswert wäre es, damit möglicherweise einen Beitrag zur Umsetzung der Klimaziele zu erbringen. Als Wirtschaftsingenieur und angehender Diplomingenieur des Studienganges Energie- und Automatisierungstechnik sind mir zugleich auch die Effizienz und die Gewinnoptimierung der Unternehmen wichtig. Durch meine in der nachfolgenden Arbeit dargestellten Erhebungen über den

---

<sup>3</sup> Vgl. <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/#c8419>, aufgerufen am 13.10.2020

<sup>4</sup> Vgl. [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de), aufgerufen am 13.10.2020

Kraftwerkspark, ist es möglich, Aussagen über die modellierten minimalen Gesamtsystemkosten und den daraus abgeleiteten Stromkosten zu treffen, was die zentrale Aufgabe dieser Arbeit darstellt.

### **1.3 Aufbau dieser Arbeit**

Die Diplomarbeit gliedert sich in die folgenden fünf Kapitel.

Im ersten Kapitel wird nach einer Einleitung in das Themengebiet kurz die zugrunde liegende Motivation und das Thema der Diplomarbeit vorgestellt.

Kapitel zwei beschreibt das Themengebiet sowie das Umfeld näher. Es definiert, anhand von vorgegebenen Rahmenbedingungen des Instituts und gemeinsamen Zielvorstellungen, den Ansatzpunkt dieser Arbeit. Des Weiteren wird hier auf die Datenbeschaffung, die Datenaufbereitung und der grundsätzlichen Problematik der Datenqualität eingegangen.

Kapitel drei beschäftigt sich mit den verschiedenen Möglichkeiten der Klassifizierungen. Es wird auf die verschiedenen Variablen, deren Auslegung, Verfügbarkeit und Entwicklung über die letzten Jahrzehnte sowie auf die Erwartungen an die in Kapitel zwei definierten Zielvorstellungen eingegangen.

Im vierten Kapitel werden die Ergebnisse der verschiedenen Klassifizierungen mithilfe des Energiesystemmodells „Balmorel“ vorgestellt und mit den Erwartungen der vorherigen Kapitel verglichen, zusammenfassend analysiert und mit den realen Preisen der einzelnen Länder abgeglichen, um die Ergebnisse zu validieren.

Kapitel fünf schließt mit der Schlussfolgerung, auf Basis der Ergebnisse der Modellierung, die Diplomarbeit ab. Zudem gibt es einen Ausblick für mögliche Erweiterungen und Ansatzpunkte sowie die aus eigener Erfahrung erlangten Erkenntnisse.

## 2. Theoretischer Hintergrund und Methode

In diesem Kapitel wird auf das wissenschaftliche Vorgehen und die Aufgabenstellung genauer eingegangen. Aufbauend auf dem theoretischen Hintergrund werden anhand der bestehenden Energiemodelle in der Literatur der Ansatzpunkt und das Ziel dieser Arbeit exakt definiert. Des Weiteren wird auf die Beschaffung und die Aussagekraft der Daten in Bezug auf Qualität und Verfügbarkeit eingegangen.

### 2.1 Merit Order und Strompreis

Als „Merit Order“ wird im Deutschen die Einsatzreihenfolge der einzelnen Kraftwerke bezeichnet. Die Reihenfolge der einzelnen Kraftwerke bzw. Erzeugungstechnologien wird durch die Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmt. Grenzkosten sind Kosten, die für die letzte produzierte Megawattstunde anfallen (vgl. Bayer, 1985, S. 337). In Abbildung 1 ist vereinfacht eine Merit Order dargestellt. Die Höhe des Strompreises wird durch die teuerste Kraftwerksart, die noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, bestimmt. Mit der Nachfrage und den verfügbaren Kraftwerken wird am sogenannten „Day-Ahead-Markt“ für jede Stunde des folgenden Tages ein einheitlicher Strompreis bestimmt (vgl. Niederhausen & Burkert, 2014, S.743).

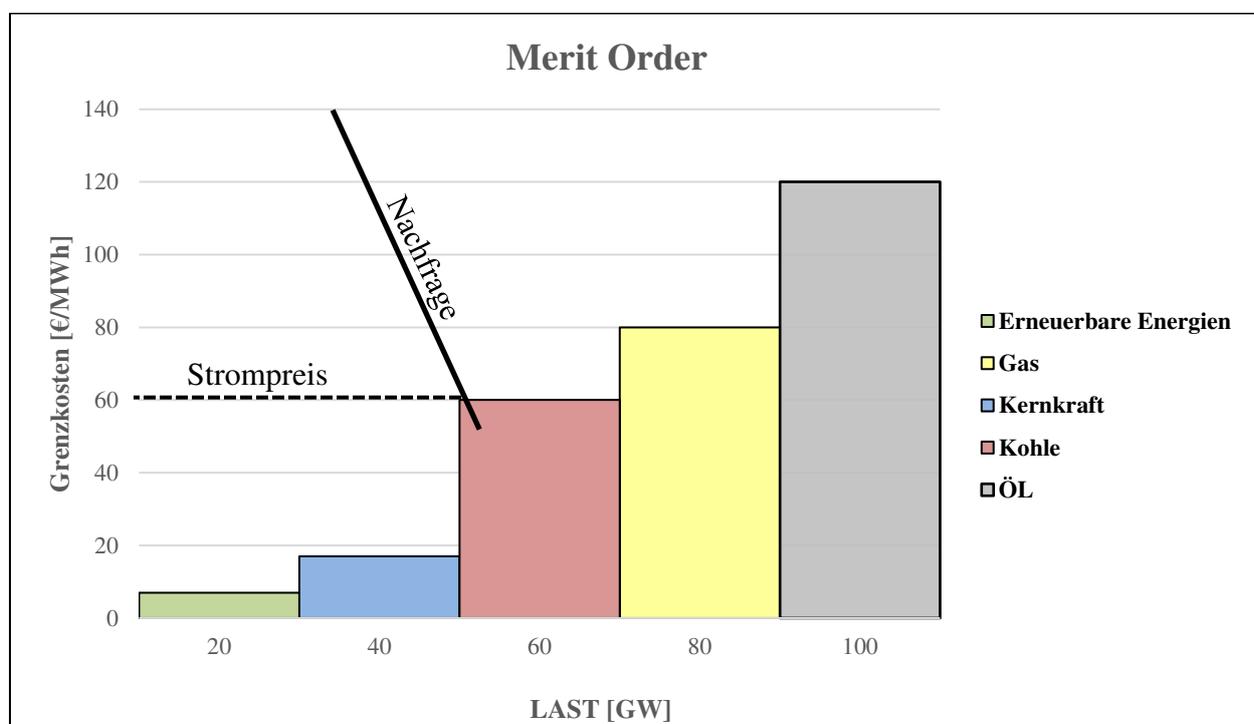


Abbildung 1: Beispiel „Merit Order“

In dem (in Abbildung 1) dargestellten Beispiel wäre Kohle die Erzeugungstechnologie, die noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken. Ein Kohlekraftwerk wäre dann ausschlaggebend für die Ermittlung des Strompreises zu dieser Stunde. Erst ab einer benötigten Last von ungefähr 70 GW (wie in Abbildung 1 dargestellt) müssten Gaskraftwerke dazu geschaltet werden. Damit würden die Grenzkosten auf ungefähr 80€/MWh und simultan auch der Strompreis in dieser Stunde steigen.

In der Grafik Merit Order 2 ist die Entstehung des Strompreises auf Kraftwerksebene dargestellt. Im Vergleich zu Abbildung 1 teilen sich die einzelnen Erzeugungstechnologien in unterschiedliche Kraftwerke auf. Gut erkennbar ist hierbei, dass sich die Grenzkosten so akribischer bestimmen lassen, da sich die erneuerbaren Energien beispielsweise in Wind- und Wasserkraft aufteilen lassen und diese jeweils unterschiedlich hohe Grenzkosten aufweisen. So ergibt sich ein Strompreis von 60 €/MWh in Abbildung 1 und ein Strompreis von ca. 55 €/MWh in Abbildung 2.

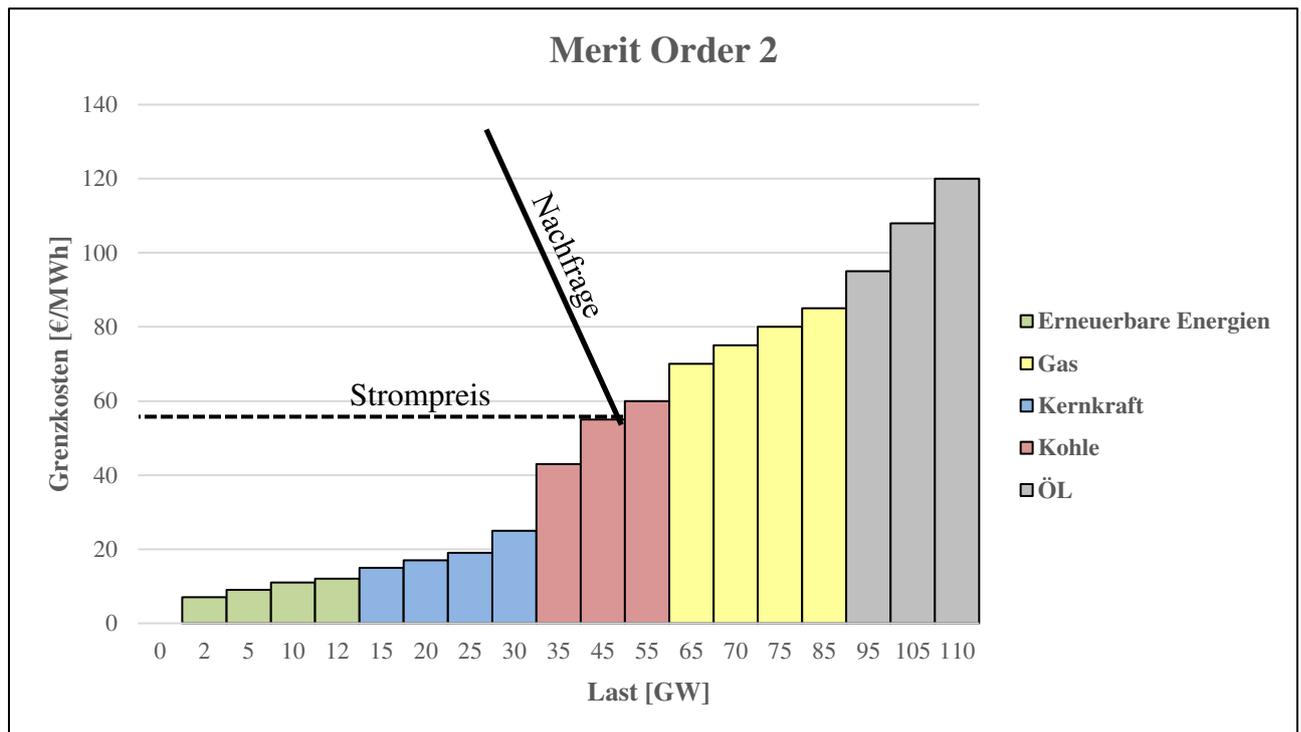


Abbildung 2: Beispiel „Merit Order 2“

Das letzte zur Deckung der Nachfrage zugeschaltete Kraftwerk wird als Grenzkraftwerk bezeichnet. Das Grenzkraftwerk in Abbildung 2 wäre entweder ein Braun- oder ein Steinkohle-

kraftwerk. Alle Kraftwerke links, des in Abbildung 2 dargestellten Kohlekraftwerks, haben geringe Grenzkosten und können somit zu mindestens teilweise ihre Fixkosten decken (vgl. Schwarze, 2012, S.3f).

Der in den Abbildungen 1 und 2 dargestellte Strompreis ist beispielhaft für die stündliche Ermittlung des Strompreises an der Strombörse, entspricht also dem Börsenstrompreis. Diese stündlichen oder zum Teil sogar viertelstündlichen Änderungen des Börsenstrompreises wirken sich auf den Endkunden erst mit langer Verzögerung aus. Der Endkunde zahlt einen einheitlichen Strompreis, den Verbraucherstrompreis, der sich je nach den wirtschaftlichen Erfolgen oder Misserfolgen des Stromanbieters bei der nächsten Tarifierung ändern kann.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Für eine detaillierte Erklärung vergleiche: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strompreis>, aufgerufen am 28.08.2020.

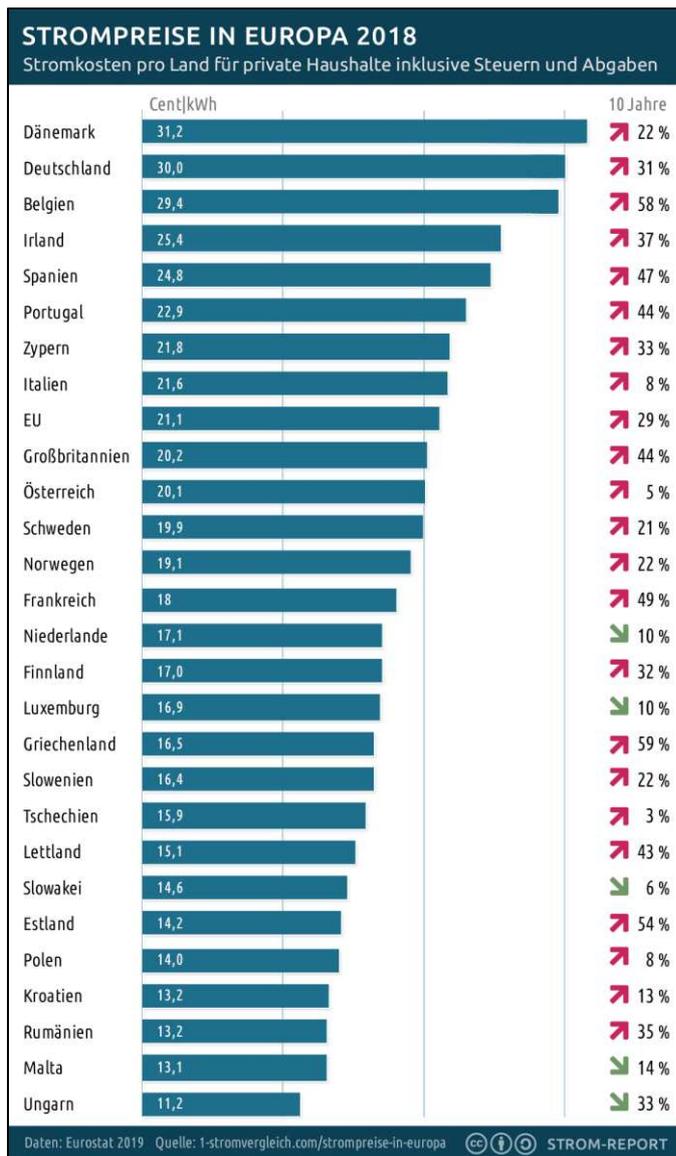


Abbildung 3: Vergleich der Strompreise in Europa 2018 <sup>6</sup>

In Abbildung 3 ist eine Übersicht der Verbraucherstrompreise für private Haushalte in Europa 2018 dargestellt. Gut erkennbar ist, dass Deutschland mit 30 Cent/kWh nach Dänemark den höchsten Strompreis hat. In Ungarn zahlt der Endkunde nur ungefähr 11 Cent/kWh. Frankreich liegt mit 18 Cent/kWh und Österreich mit knapp 20 Cent/kWh in etwa im Mittelfeld. Spanien hat mit einem Strompreis von ca. 25 Cent/kWh den höchsten Strompreis der gewählten Beispielländer.

<sup>6</sup> Vgl. <https://www.solarify.eu/2019/08/11/122-deutschland-zweiter-bei-strompreisen/>, aufgerufen am 28.08.2020.

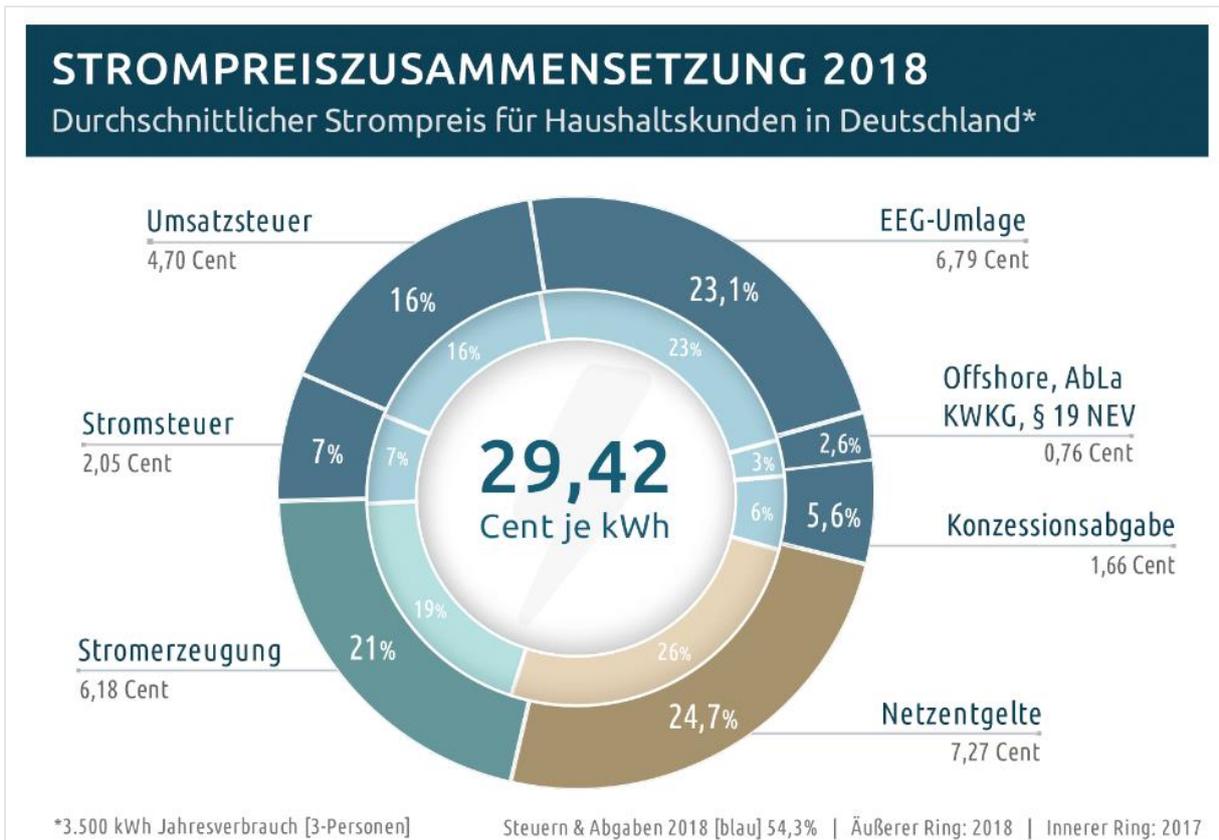


Abbildung 4: Strompreiszusammensetzung in Deutschland 2017 zu 2018 <sup>7</sup>

Um ein besseres Verständnis zu bekommen wie der Börsenstrompreis und der Verbrauchers-trompreis zusammenhängen, ist in Abbildung 4 die Zusammensetzung des Endverbraucher-preises für private Haushalte im Jahr 2017 und 2018 in Deutschland dargestellt. Der innere Kreis zeigt die Strompreiszusammensetzung für das Jahr 2017, der äußere für das Jahr 2018. Gut erkennbar ist, dass die eigentliche Stromerzeugung gerade einmal 20% und mit dem Netz-entgelt ungefähr 45 % der Gesamtkosten ausmacht. Netzentgelte sind vereinfacht die Kosten, die für den Transport des Stroms zum Verbraucher anfallen. Die restlichen 55 % der Kosten entstehen durch Abgaben, Umlagen und Steuern. Die „Erneuerbare-Energien-Umlage“ kurz EEG dient beispielsweise dem Ausbau und der Förderung von erneuerbaren Energien und die „KWK-Umlage“ dient der Förderung der Kraft-Wärme Kopplung. <sup>8</sup>

Aufgrund der in Abbildung 3 dargestellten, zum Teil substantziellen Unterschiede in den Ver-braucherstrompreisen der europäischen Länder und daraus folgend auch deren Zusammenset-zung ist, wenn von Strompreisen gesprochen wird, der Börsenstrompreis gemeint. Der Grund

<sup>7</sup> Vgl. <https://1-stromvergleich.com/download/zusammensetzung-strompreis-2018/>, aufgerufen am 28.08.2020

<sup>8</sup> Für detaillierte Informationen vgl. [5]

dafür ist, dass die Merit Order und damit die Kosten der Stromerzeugung in den Ländern sehr ähnlich und somit modellierbar sind.

## 2.2 Methodik und Vorgehensweise

Als methodischer Ansatz zur Gruppierung der Kraftwerke bzw. Kraftwerksparks wurde die Klassifizierung, also das Gruppieren der Kraftwerke nach ihren Charakteristika gewählt. Unter Klassifizierung versteht man allgemein das Einteilen, Gruppieren, Einstufen oder Systematisieren (vgl. Brock Haus, 2011, S. 483) von Objekten oder Eigenschaften. Die Klassifizierungen wurden vom Allgemeinen zum Detaillierten aufgebaut. Um die Eigenschaften der einzelnen Kraftwerke besser unterteilen und darstellen zu können, wurden zusätzlich zu den Klassifizierungen noch Kategorien und Unterkategorien erstellt. So ist beispielsweise Kohle eine Kategorie mit den Unterkategorien Steinkohle und Braunkohle. Die Kategorien bleiben immer gleich, werden nur mit jeder Klassifizierung in weitere oder andere Unterkategorien aufgeteilt.

Es wird gezeigt, wie konventionelle Kraftwerke generell charakterisiert werden können und welche Eigenschaften sich als Grundlage für eine Klassifizierung verwenden lassen. Auf Basis der vorhandenen und recherchierten Daten wurden verschiedene Vorschläge zur Gruppierung erarbeitet. Bei der Erstellung der Klassifizierungen wurden alle allgemeinen und technischen Charakteristika der Kraftwerke, die in öffentlichen und kostenpflichtigen Datenbanken zur Verfügung stehen, berücksichtigt. Als allgemeine Eigenschaften wurden beispielsweise das Baujahr und die Art des Kraftwerkes z.B. Atomkraft- oder Kohlekraftwerk bezeichnet. Unter technischen Merkmalen wurde die Art des Reaktors, sprich Siede- oder Druckwasserreaktor bei Kernkraft oder der Wirkungsgrad des jeweiligen Kraftwerks, betrachtet.

Um die Tauglichkeit der Klassifizierungen in Bezug auf den Kraftwerkseinsatz und den damit verbundenen Strompreis zu überprüfen, werden, mithilfe der Modellierungssoftware Balmorel, die Auswirkungen der Verfeinerung des modelhaften Abbilds des Kraftwerksparks auf die modellierte Strompreisbildung gezeigt. Anschließend werden die Ergebnisse mit den originalen Preisen des modellierten Jahres 2018 grafisch und statistisch bewertet und in Relation zueinander gesetzt.

## 2.3 Strommarktmodelle in der Literatur und in der konkreten Anwendung

In der Strommarktmodellierung geht es darum, den Strompreis so nah wie möglich am Kosten-Nutzen-Optimum für ein bestimmtes Land oder eine Region zu modellieren. Um den Stromsektor zu beschreiben, werden dafür die Kraftwerke des zu betrachtenden Landes zu Modelltechnologien aggregiert. Aus den angebotenen Modelltechnologien können dann stündliche Angebotswerte modelliert werden, die die Grenzkosten für die Stromerzeugung repräsentieren. Das Strommarktmodell beschreibt damit den Wettbewerb der einzelnen Energieerzeugungstechnologien auf dem Strommarkt in dem jeweiligen Land (vgl. Müller & Bihn, 2002, S.28).

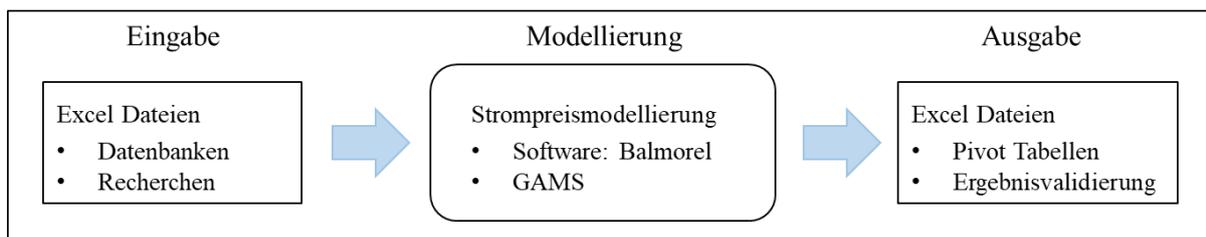


Abbildung 5: Umsetzung der Kraftwerksklassifizierung

In Abbildung 5 ist die Umsetzung der Kraftwerksklassifizierung approximativ dargestellt. Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Beschaffung und Aufbereitung der Daten für die Eingabe, auf deren Basis die Klassifizierungen und im Anschluss die Modellierungen durchgeführt wurden. Hierfür wurden mehrere Datenbanken miteinander abgeglichen und relevante Eigenschaften und Parameter recherchiert, um die benötigten Excel-Listen für die Eingabe bereitzustellen. Die Modellierungen wurden mithilfe des Energiesystemmodells Balmorel durchgeführt. Die ebenfalls auf Excel basierenden Ergebnisse der Modellierungsläufe wurden im Anschluss auf Aussagekraft sowie Richtigkeit geprüft und validiert.

Bei dem Modell handelt es sich um ein Optimierungsmodell. Es werden die Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen minimiert. Zu den Gesamtsystemkosten zählen die Energieerzeugungskosten inklusive der Verluste durch Speicherungen oder Übertragungs- und Verteilnetze, zu den Nebenbedingungen z.B. die Emissionsbeschränkung und betrieblichen Beschränkungen (z.B. Ramping Constraints) (vgl. Wiese et al., 2018, S.29). Im Balmorel-Modell wird außerdem für jede Region und jedes Zeitsegment des Jahres ein Strompreis berechnet. Dieser Preis entspricht den Grenzkosten der Stromproduzenten für die Erzeugung der Grenzproduktionseinheit. Die Grenzkosten beinhalten die Brennstoffkosten, die Brennstoff- und Emissionssteuern und die variablen Betriebs- und Wartungskosten.

In Balmorel ist der Strompreis die duale Variable der Stromnachfragegleichung, d.h. die Kosten, die für die nächste MWh Strom anfallen würden. Dieser Wert steht im Gleichgewicht mit der marginalen Zahlungsbereitschaft für Großhandelsstrom.<sup>9</sup> Im weiteren Verlauf dieser Arbeit und insbesondere für die Auswertung der Ergebnisse in Kapitel vier, wird dieser Preis, in den Ausgabe Dateien der Modellierungen als „El prices“ benannt, zum Vergleich der realen Strompreise zu den modellierten Strompreisen herangezogen.

## 2.4 Datenbeschaffung und Herkunft (Open Source)

Das gesamte Forschungsumfeld rund um die „Energy Economics Group“ kurz EEG, entwickelt sich in Richtung Open Source. Der Grund hierfür liegt, an der mit frei zugänglichen Datenbanken und Codes, steigenden Glaubwürdigkeit und Reproduzierbarkeit der getroffenen Aussagen bezüglich energiepolitischer Fragen oder Entwicklungen. Ziel ist die Bündelung von Ressourcen bei der Datenrecherche und Qualitätssicherung durch das transparente Arbeiten mit gemeinsamer Daten- und/oder Codestruktur über verschiedene Forschungsgruppen und Institutionen hinweg. Ein weiteres Ziel des Open Source Gedankens ist es, die Beantwortung wesentlicher Fragen gemeinschaftlich und nachvollziehbar zu gestalten und durch offen zugängliche Daten und Tools als Grundlage für weitere Forschungsarbeit oder andere gesellschaftliche Prozesse zur Verfügung zu stellen.<sup>10</sup>

Deswegen wurde für die Basisdaten die Open Source Plattform „Open power System data“, kurz OPSD<sup>11</sup> gewählt. Bei der OPSD handelt es sich um eine Datenbank, die den Großteil der konventionellen Kraftwerke vieler Länder Europas beinhaltet und als Excel Datei heruntergeladen werden kann.

Die Daten für die installierte Gesamtkapazität des jeweiligen Landes wurden von der Homepage „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ kurz ENTSO-E entnommen.<sup>12</sup> Hierbei handelt es sich um einen Zusammenschluss verschiedener Übertragungsnetzbetreiber in ganz Europa. Die ENTSO-E Homepage gibt an wie viel Gesamtkapazität in einem Land in einem bestimmten Jahr installiert war und auf welche Energieträger, sowohl konventionelle als auch erneuerbare, sich die Kapazität aufteilt. Diese Werte galten immer als

---

<sup>9</sup> Vgl. [https://www.ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2020/06/Balmorel\\_UserGuide.pdf](https://www.ea-energianalyse.dk/wp-content/uploads/2020/06/Balmorel_UserGuide.pdf), S.29, aufgerufen am 14.10.2020

<sup>10</sup> Vgl. <https://www.openmod-initiative.org/manifesto.html>, aufgerufen am 20.10.2020

<sup>11</sup> Vgl. [https://data.open-power-system-data.org/conventional\\_power\\_plants/2018-12-20](https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2018-12-20), aufgerufen am 16.04.2020

<sup>12</sup> Vgl. <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>, aufgerufen am 23.08.2020

Referenzwerte für die Klassifizierungen und die späteren Testläufe in Balmorel. Als Basisjahr wurde immer das Jahr 2018 gewählt.

Für die spezifischen Kosten und den maximal möglichen Wirkungsgrad einer Erzeugungstechnologie wurde auf eine Studie zur Energiewende zugegriffen. Die Studie mit dem Namen „Advanced System Studies for Energy Transition“ kurz ASSET ist ein von der EU finanziertes Projekt, um Studien zur Unterstützung der Politikgestaltung und Entwicklung des europäischen Energiesystems bereitzustellen. Ziel war es, repräsentative Annahmen und Daten über die Entwicklung von Technologien, sowohl in Bezug auf Leistung als auch in Bezug auf Kosten für die Erstellung von Modellierungsszenarien, zu liefern. Um die Repräsentativität und die Qualität der Technologieannahmen zu gewährleisten, wurden diverse Experten und renommierte Branchen-Vertreter befragt.<sup>13</sup>

Die Studie wurde zusammen mit den Betreuern dieser Verschriftlichung ausgewählt und für aussagekräftig und realistisch befunden. Auf Basis dieser Studie beruht ein Großteil der folgenden Berechnungen und Annahmen.

## 2.5 Datenvergleich

Tabelle1 zeigt ein Beispiel für Datensätze einzelner Kraftwerke und wie sie zusammengestellt wurden. Alle schwarz markierten Daten stammen aus der OPSD Liste.

---

<sup>13</sup> Vgl. [https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2019/07/2018\\_06\\_27\\_technology\\_pathways\\_-\\_finalreport-main2.pdf](https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2019/07/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreport-main2.pdf) S.2-5, aufgerufen am 29.08.2020

Name	Company	city	Country	Capacity [MW]	Energy_source	Commissioned	Type	Reaktor type	Efficiency
ARRUBAL GRUPO 1	CONTOUR GLOBAL LA RIOJA, S.L.	Arrubal	ES	394,64	Natural gas	2005	CC		0,55
ARRUBAL GRUPO 2	CONTOUR GLOBAL LA RIOJA, S.L.	Arrubal	ES	390,06	Natural gas	2005	CC		0,55
CORDEMAIS 4	ELECTRICITE DE FRANCE SA (EDF)	CORDEMAIS	FR	580	Hard coal	1983	ST		0,35
CORDEMAIS 5	ELECTRICITE DE FRANCE SA (EDF)	CORDEMAIS	FR	580	Hard coal	1984	ST		0,35
CHINON 1	ELECTRICITE DE FRANCE SA (EDF)	CHINON	FR	905	Nuclear	1982	ST	Pressure	0,32
CHINON 2	ELECTRICITE DE FRANCE SA (EDF)	CHINON	FR	905	Nuclear	1983	ST	Pressure	0,32
TRILLO	IBERDROLA GENERACION NUCLEAR, S.A.U.	Trillo	ES	1003,41	Nuclear	1988	ST	Boiling	0,33

Tabelle 1: Datenvergleich

Um den Strompreis realitätsnah zu modellieren, waren weitere Charakteristika der einzelnen Kraftwerke wie beispielsweise Baujahr und Kraftwerkstyp wichtig, damit der Wirkungsgrad und die Kosten der Stromerzeugung besser abgeschätzt werden konnten.

Zusätzlich sind in der OPSD Liste nicht alle Länder mit ihren Kraftwerksparks vorhanden. So fehlt beispielsweise Portugal, was eines der gewählten Beispielländer ist. Ein weiterer Punkt ist, dass die Open Source Daten leider keinen Wind- und Solarenergie Anteil beinhalten. Dieser wird jedoch, trotz der Tatsache, dass nur der konventionelle Kraftwerkspark abgebildet werden soll, benötigt, um die Merit Order und damit den Strompreis adäquat zu modellieren.

Aufgrund der aufgeführten Punkte war es notwendig, auch auf die kostenpflichtige Datenbank „Platts“ zuzugreifen. Bei der Platts Datenbank handelt es sich ebenfalls um eine auf Excel basierende Liste der Kraftwerke Europas. Die Informationen sind jedoch hochwertiger und vollständiger. In der Platts Liste (in Tabelle 1 blau markiert) ist auch die Art der Gaskraftwerke, beispielsweise CC für Combined Cycle oder GT für Gas Turbine, hinterlegt. Die Platts Liste stammt aus dem Jahr 2011, ist daher nicht auf dem neusten Stand, beinhaltet aber alle konventionellen sowie auch die erneuerbaren Energieträger. Die Platts Liste wurde vom Institut zur Verfügung gestellt und befindet sich im Anhang (vgl. [1]).

Auf Basis der vorhandenen Daten aus den beiden Listen wurden zusätzliche Charakteristika der Kraftwerke, wie beispielsweise der Reaktortechnik, durch Internet Recherche hinzugefügt. Alle

im Internet recherchierten Daten sind grün gekennzeichnet. Es handelt sich also um eine Kombination aus Open Source Quellen (OPSD, Internet Recherchen und der ENTSO-E Homepage) sowie der kostenpflichtigen Datenbank (Platts) und Datenbanken des Instituts. Die Excel Liste des Instituts beinhaltet die Veränderung des Wirkungsgrades der einzelnen Technologien über die Jahrzehnte und ist in Tabelle 1 orange markiert.<sup>14</sup> Der Wirkungsgrad wurde auf Basis der Excel Liste des Instituts und der Asset Tabelle<sup>15</sup> bestimmt und nimmt somit maximal den in der Asset Tabelle abgebildeten Wert von 2020 an. Auf die genaue Aufbereitung und Erweiterung der Daten wird im Kapitel 3 bei der jeweiligen Klassifizierung und den dazu gehörigen Kategorien näher eingegangen.

---

<sup>14</sup> Vgl. Excel Tabelle im Anhang: *Approximation of conventional efficiencies (TUW-EEG).xls*

<sup>15</sup> Vgl. [13]

### **3. Entwickelte Klassifizierungsansätze**

In diesem Kapitel wird die Entstehung der einzelnen Klassifizierungen, basierend auf den im Kapitel 1 und 2 erwähnten Aspekten und Zielvorstellungen, erklärt. Des Weiteren werden die einzelnen Variablen und Parameter sowie die Erwartungen an die Ergebnisse der Modellierungen beschrieben.

#### **3.1 Parameter und Annahmen**

Um den Strompreis in Balmorel zu modellieren war es notwendig, neben der Art der Kraftwerke und deren Leistung auch noch weitere Parameter, wie beispielsweise die Kosten, den Wirkungsgrad oder die Wetterdaten, einzugeben. Weil diese Informationen nicht vollständig zur Verfügung stehen, wurden zum Teil Annahmen aus anderen Quellen oder Mittelwerte aus bestehenden Balmorel Datensätzen verwendet. Da ungefähr 60 einzelne Tabellenblätter mit Daten befüllt werden mussten und das den Rahmen dieser Diplomarbeit überschritten hätte, wurden im Zuge dieser Arbeit nur die Nummern 15, 16, 33, 41-43 und 51 - 53 befüllt. Für die anderen Annahmen konnten auf bestehende Szenariorechnungen des Instituts zurückgegriffen werden. Die folgenden Abbildungen geben einen groben Überblick über die Entstehung und Erstellung der notwendigen Daten und Parameter.

<b>Klassifizierung 3 Spanien</b>		<b>2018</b>
1.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1970_1979	437
2.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1980_1989	980
3.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1990_1999	0
4.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2000_2009	0
5.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2010_2019	0
6.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1970_1979	0
7.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989	5700
8.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1990_1999	0
9.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2000_2009	0
10.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2010_2019	0
11.	K3_Oil	715
12.	K3_Gas_1_CC_CND_1990_1999	0
13.	K3_Gas_2_CC_CND_2000_2009	0
14.	K3_Gas_3_CC_CND_2010_2019	0
15.	K3_Gas_4_CC_EXT_1990_1999	0
16.	K3_Gas_5_CC_EXT_2000_2009	21900
17.	K3_Gas_6_CC_EXT_2010_2019	3100
18.	K3_Gas_7_GT_CND_1990_1999	1800
19.	K3_Gas_8_GT_CND_2000_2009	2800
20.	K3_Gas_9_GT_CND_2010_2019	0
21.	K3_GAS_10_ST_EXT_1970_1979	700
22.	K3_GAS_11_ST_EXT_1980_1989	0
23.	K3_GAS_12_ST_EXT_1990_1999	0
24.	K3_GAS_13_ST_EXT_2000_2009	383
25.	K3_GAS_14_ST_EXT_2010_2019	0
26.	K3_Coal_1_EXT_1960_1969	297
27.	K3_Coal_2_EXT_1970_1979	3000
28.	K3_Coal_3_EXT_1980_1989	5600
29.	K3_Coal_4_EXT_1990_1999	614
30.	K3_Coal_5_EXT_2000_2009	24
31.	K3_Coal_6_EXT_2010_2019	0
32.	K3_Wind_1_Onshore	22834
33.	K3_Hydro_1_Pumped_storage	5645
34.	K3_Hydro_2_Run_of_river	1156
35.	K3_Hydro_3_Water_reservoir	13480
36.	K3_PV_1_central	2736
37.	K3_PV_2_decentral	3986
38.	K3_Biomass_EXT	782
39.	K3_Waste_EXT	661
40.		
41.	<b>Summe [MW]</b>	<b>99330</b>

Tabelle 2: Datenblatt 15: Beispiel der Leistungsaufteilung für K3 Spanien

Tabelle 2 zeigt anhand der dritten Klassifizierung Spaniens ein Beispiel des Datenblatts 15, für die Aufteilung der installierten Kapazitäten auf die einzelnen Energieträger in MW. Die Summe der installierten Kapazitäten bleibt für jedes Land bei jeder Klassifizierung identisch und basiert (wie in Kapitel 2.4 erklärt) auf den Angaben der ENTSO-E Homepage.

Da es hier hauptsächlich um die Gruppierung der konventionellen Kraftwerke geht, bleiben die Zeilen 32-39, die die installierten Kapazitäten der erneuerbaren Energien darstellen, in jeder Klassifizierung konstant. Es wird nur nach zentraler und dezentraler Solarenergie, on- und off-shore bei Windkraftanlagen und der Art der Wasserkraftwerke unterschieden.

Die Zeilen 1-31 beschreiben die Verteilung der installierten Kapazitäten für die konventionellen Energieträger. Diese Verteilung ist in jeder Klassifizierung unterschiedlich und basiert auf den vorhandenen Daten und den getroffenen Annahmen. Lediglich die Summe der installierten Kapazität je Energieträger bleibt konstant und basiert ebenfalls auf den Daten der ENTSO-E Homepage. Erkennbar ist, dass die Kraftwerke hier in 10 Jahresschritten, basierend auf Ihrem Baujahr, kategorisiert wurden, aber auch die Kraftwerkstechnik eine Rolle spielt.

Die Aufteilung der Kraftwerke in einzelne Unterkategorien in 10 Jahresritte und ab Klassifizierung 4 in 5 Jahresritte, erfolgte prozentual und basiert teilweise auf Annahmen. Aufgrund der in Kapitel 2.4 beschriebenen Problematik mit der Datenqualität, war es notwendig, die in der OPSD Liste fehlenden Jahreszahlen der Inbetriebnahme zu ergänzen. In diesem Zuge wurden die Jahreszahlen auf Jahresritte prozentual aufgeteilt. Es besteht also kein Unterschied zwischen dem Jahr 1998 und 1999, weil es im gleichen 5 Jahreszeitraum liegt und der Wirkungsgrad identisch ist. Die Übertragung der Jahreszahlen aus der Platts Liste erfolgte geschätzt, da es zum Teil vorhandene Kraftwerke mit Jahreszahl in der OPSD Liste gab, die die laut Platts Liste installierte Kapazität in diesen 5 Jahreszeiträumen bereits überschritten. Auf die gleiche Art wurden den Kraftwerken die unterschiedlichen Technologien zugeordnet.

Das heißt, wenn in der Platts Liste circa 80% aller installierten Gaskraftwerke CC Kraftwerke sind, dann ist dieses Verhältnis auch so in die OPSD Liste übertragen worden. Wenn von diesen 80% beispielsweise 50% in den Jahren 2005-2009 in Betrieb genommen wurden, wurde dieses Verhältnis ebenfalls ungefähr übernommen. Diese Werte wurden dann, auf die laut ENTSO-E Homepage installierten Kapazitäten, prozentual verteilt. Die Verteilung und prozentuale Berechnung der unterschiedlichen Quellen, bezüglich der Aufteilungen der Technologien bei den Gaskraftwerken, ist in der Excel Liste im Anhang zu finden.<sup>16</sup>

Die Unterschiede zwischen den beiden Listen bezüglich der installierten Kapazitäten und abweichenden Jahreszahlen können mit hoher Wahrscheinlichkeit auf das unterschiedliche Erscheinungsjahr der einzelnen Listen zurückgeführt werden. Bei der Platts Liste wurden bei den Filtern die Einstellung operative, geplante und bereits im Aufbau befindende Kraftwerke ausgewählt. Da die OPSD Liste aus dem für die Modellierung gewählten Jahr 2018 und die Platts Liste aus dem Jahr 2011 stammt, kann es sein, dass ein geplantes Kraftwerk nicht gebaut oder

---

<sup>16</sup> Vgl. Excel Tabelle im Anhang: *OPSD\_Liste\_erweitert\_Jahreszahlen\_Wirkungsgrad\_Technologie\_&Kapazitätenzuordnung\_Kraftwerkstechnologien\_Final.xlsx*

ein operatives stillgelegt wurde. Ebenfalls kann ein sich 2011 im Bau befindenes Kraftwerk nicht rechtzeitig oder gar nicht in Betrieb genommen worden sein.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Klassifizierung 3 Spanien	Generation type	Fuel type	Cv-value for CHP-Ext	Cb-value for CHP	Fuel efficiency	CH4-factor (mg/MJ)	NOx-factor (mg/MJ)	Degree of desulphuring	Investment cost (MMoney/MW)(default value)	Annual operating and maintenance costs (kMoney/MW)(default value)	Variable operating and maintenance costs (Money/MWh)(default value)
2	Unterkategorien	GDTYPE	GDFUEL	GDCV	GDCB	GDFE	GDCH4	GDNOX	GDDES02	GDINVCOST0	GDOMFCOST0	GDOMVCOST0
3	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1970_1979	GCND	NUCLEAR	0	0	0,32	0	0	0	5,3	142,5	7,6
4	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1970_1979	GCND	NUCLEAR	0	0	0,31	0	0	0	5,3	142,5	7,6
5	K3_Oil	GCND	FUELOIL	0	0	0,35	0	0	0	1,2	20,7	2,76
6	K3_Gas_1_CC_CND_1990_1999	GCND	NATGAS	0	0	0,53	1,64	19,43	0,97	0,72	16,13	2,48
7	K3_Gas_4_CC_EXT_1990_1999	GEXT	NATGAS	0,1212	1,274	0,53	1,5	20	0,97	0,72	16,13	2,48
8	K3_Gas_9_GT_CND_2010_2019	GCND	NATGAS	0	0	0,34	1,64	19,43	0,97	0,8	15,75	3,6
9	K3_GAS_13_ST_EXT_2000_2009	GEXT	NATGAS	0,1212	1,274	0,35	1,5	20	0,97	1,2	20,7	2,76
10	K3_Coal_6_EXT_2010_2019	GEXT	COAL	0,15	0,75	0,38	1,5	38	0,97	1,6	25,6	2,4
11	K3_Wind_1_Onshore	GWND	WIND	0	0	1	0	0	0	0,966	23,42	2,45

Tabelle 3: Datenblatt 16: Modellierungsdaten für Balmorel Teil 1

Tabelle 3 zeigt Teil 1 des Datenblatts 16 aus der Klassifizierung 3 für Spanien. In Spalte A ist immer die Klassifizierung mit den jeweiligen Unterkategorien abgebildet. Spalte B beschreibt die Art der Energieerzeugung, wobei zwischen GCND für Condensing und GEXT für Extraction unterschieden wird. Condensing steht für reine Stromerzeugung, bei Extraction kann zwischen der Erzeugung von nur Strom sowie Strom und Wärme gewechselt werden. Spalte C gibt den Energieträger an mit dem das Kraftwerk läuft.

Die Werte CV in Spalte D und CB Wert in Spalte E legen fest, in welchem Verhältnis Strom und/oder Wärme erzeugt werden können.

Grüne Werte bedeuten, dass es sich um Mittelwerte ausgewählter Zeilen bereits vorhandener Daten aus Balmorel handelt. Graue Werte geben den Mittelwert vorhandener Balmorel Daten an. Die Wirkungsgrade der einzelnen Kraftwerke sind in Spalte F hinterlegt und basieren auf den in Abschnitt 2.4 erwähnten Quellen. In Spalte G ist der Methanfaktor (CH4) und in Spalte H der Stickstoffoxid Faktor (NOx) jeweils in mg/MJ angegeben. Diese Werte spielen nur bei Gas und Kohle eine Rolle, deswegen werden sie bei allen anderen Kraftwerken mit 0 bewertet.

Die lila markierte Spalte gibt den Grad der Entschwefelung an und wurde bei allen Klassifizierungen und Unterkategorien, mit Ausnahme der Kohlekraft, auf 0 gesetzt, da es bei allen anderen bestehenden Datensätzen in Balmorel keinen Wert bei einer relevanten Erzeugungstechnologie gibt.

Spalte J gibt die Investitionskosten der jeweiligen Energieträger an. Da es nicht möglich ist, die Investitionskosten der verschiedenen Technologien länderübergreifend für alle Dekaden zu ermitteln, wurden diese für jede Erzeugungstechnologie als konstant angenommen und nur die fixen und variablen Kosten in den Spalten K und L auf die Unterkategorie und Technologie angepasst.

Um die fixen und variablen Kosten anzupassen, wurden als Referenz die Werte des Jahres 2020 aus dem Asset Dokument für 2018 stellvertretend angenommen.<sup>17</sup>

Die Kostensteigerung für die vergangenen Jahre wurde auf Basis der Entwicklung des Wirkungsgrads von 1960 – 2020 abgeleitet. Wenn zum Beispiel der Wirkungsgrad in den letzten 30 Jahren um 20 % gestiegen ist (0,5 auf 0,6), sind die fixen und variablen Kosten in dieser Zeit auch um 20 % gesunken. Es wird daher davon ausgegangen, dass mit der Steigerung des Wirkungsgrades auch die Kosten sinken.

Die Werte für die Wirkungsgradentwicklung der letzten Dekaden wurde aus der Tabelle vom Institut entnommen und so angepasst, dass sie maximal den Wert des Wirkungsgrades, der in dem Asset Dokument für das Jahr 2020 angegeben ist, annehmen.

Die Berechnungen der fixen und variablen Kosten für Klassifizierung 3 wurden in 10 Jahresschritten, für die Klassifizierungen 4 und 5 sowie die Validierungsläufe in 5 Jahresschritten berechnet.

Alle Berechnungen für die einzelnen Kraftwerke und Technologien befinden sich im Anhang in der Excel Tabelle „Asset technology cost assumption and availability final“.<sup>18</sup>

---

<sup>17</sup> Vgl. [13]

<sup>18</sup> Vgl. Excel Tabelle im Anhang: *Asset technology cost assumption and availability final.xlsx*

	A	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
<b>1</b>	<b>Klassifizierung 3 Spanien</b>	Economic lifetime (years)	Standard size of unit type (MW)	Unit commitment: minimum production (share of nominal capacity)	Unit commitment: startup cost (Money)	Unit commitment: shutdown cost (Money)	Unit commitment: minimum down time (hours)	Unit commitment: minimum up time (hours)	Unit commitment: ramp-up limit (% of capacity/h)	Unit commitment: ramp-down limit (% of capacity/h)	
<b>2</b>	Unterkategorien	GDLIFETIM	GDUUNIT SIZE	GDUUGMIN	GDUUCOST	GDUUCD COST	GDUUCTMIN	GDUUCTMIN	GDUCRAMPU	GDU CRAMPD	GDTECHGROUP
<b>3</b>	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1970_1979	30	760	0,4	58,4	58,4	24	3	0,6	0,6	STEAMTURBINE_SUBCRITICAL
<b>4</b>	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1970_1979	30	1080	0,4	58,4	58,4	24	3	0,6	0,6	STEAMTURBINE_SUBCRITICAL
<b>5</b>	K3_Oil	20	255	0,4	29,2	29,2	2	1	1,8	1,8	STEAMTURBINE_SUBCRITICAL
<b>6</b>	K3_Gas_1_CC_CND_1990_1999	20	400	0,3	29,2	29,2	1	1	1,8	1,8	COMBINEDCYCLE
<b>7</b>	K3_Gas_4_CC_EXT_1990_1999	20	400	0,3	29,2	29,2	1	1	1,8	1,8	COMBINEDCYCLE
<b>8</b>	K3_Gas_9_GT_CND_2010_2019	20	480	0,3	29,2	29,2	1	1	1,8	1,8	GASTURBINE
<b>9</b>	K3_GAS_13_ST_EXT_2000_2009	20	215	0,4	29,2	29,2	2	1	1,8	1,8	STEAMTURBINE_SUBCRITICAL
<b>10</b>	K3_Coal_6_EXT_2010_2019	20	375	0,25	36,5	36,5	3	2	0,9	0,9	STEAMTURBINE_SUBCRITICAL
<b>11</b>	K3_Wind_1_Onshore	20	3								WINDTURBINE_ONSHORE

Tabelle 4: Datenblatt 16: Modellierungsdaten für Balmorel Teil 2

Tabelle 4 zeigt Teil 2 von Datenblatt 16, dass für jede Klassifizierung und die dazugehörigen Unterkategorien ausgefüllt werden musste.

Spalte M gibt die durchschnittliche Lebensdauer eines Kraftwerks aus wirtschaftlicher Sicht an. Das bedeutet, dass ein Kraftwerk durchaus länger im Betrieb sein kann. Die Jahre geben lediglich an, bis wann sich ein Kraftwerk amortisiert hat. Diese Werte basieren alle auf den Werten für Kraftwerke aus Österreich.

Spalte N gibt die durchschnittliche Leistung der Kraftwerke in MW an. Diese Werte sind in allen Klassifizierungen - außer in K1 - identisch und teilen sich lediglich mit steigender weiter auf Klassifizierung.

Die Werte für K1 sind entweder Mittelwerte oder Annahmen. So wurde beispielsweise der Mittelwert aller Siede- und Druckwasserreaktoren von Frankreich und Spanien stellvertretend für die Kategorie Kernkraft gewählt und der Wert von „Combined Cycle“ (CC) Gaskraftwerken stellvertretend für alle Gaskraftwerke, da sowohl in Spanien als auch in Frankreich CC Kraftwerke den größten Anteil an der Erzeugung haben.

Für Öl-, Gas- und Kohlekraftwerke wurden geschätzte Kraftwerksgrößen gewählt, da sich die Kraftwerksgrößen sowohl in den verwendeten Datenbanken als auch im bestehenden Datensatz in Balmorel sehr unterscheiden. So gibt es beispielsweise Öl- oder Gas- Kraftwerke, die deutlich unter 1 MW Leistung liegen, aber auch Kraftwerke mit teilweise mehreren hundert MW oder sogar mehr als 1 GW.

Die Spalten O bis V beschreiben die Kosten sowie Ein- bzw. Abschaltzeiten der Kraftwerke. Diese Daten werden für die Sensitivitätsanalyse Ramping benötigt und sind allesamt Mittelwerte aus dem bestehenden Balmorel Datensatz.

Es gibt deutlich mehr Dateneingabe Felder in Tabellenblatt 16 als in Tabelle 3 und 4 abgebildet sind, da nur die relevanten dargestellt werden. Um zum Beispiel die in Tabelle 4 dargestellten Kosten und Zeiten in die Modellierung mit einzubeziehen, müsste man im originalen Datenblatt in Spalte AJ bei jeder Kategorie und Unterkategorie, die berücksichtigt werden soll, eine 1 eintragen. Weil es sich nur um einen Ausschnitt handelt, muss bei gewünschter Berücksichtigung oder Veränderung einzelner Daten auf die Bezeichnung der einzelnen Datenfelder Zeile 2 geachtet werden, da sich die Spaltenbezeichnung zu den originalen Dateneingabe Feldern unterscheidet.

Die Datenblätter 41 und 42 geben die wöchentlichen Niederschlagsmengen für die Wasserrservoires und die Laufwasserkraftwerke an und basieren auf den tatsächlichen Daten der einzelnen Erzeugungstechnologien der ENTSO-E Homepage.<sup>19</sup> Um die Daten in Balmorel eingeben zu können, mussten die stündlichen Niederschlagsmengen auf MW pro Wochen zusammengefasst werden.

Die Datenblätter 43 und 53 geben die stündlichen Erzeugungsprofile von Solar- und Windenergie an. Bei den verwendeten Daten handelt es sich jeweils um die vorhergesagten Daten des nächsten Tages „day ahead forecast Value“, da ebenso wie an der Strombörse der stündliche Preis für den nächsten Tag, im Englischen und auf der ENTSO-E Homepage als „Day ahead Price“ bezeichnet, modelliert wurde. Die Daten der Erzeugungsprognosen von Wind und Solarenergie sind ebenfalls auf der ENTSO-E Homepage verfügbar.<sup>20</sup> Bei den Vorhersagedaten für Wind und Solarenergie fehlen teilweise Daten. Um einen fehlerfreien Modellierungslauf durchführen zu können, wurden die fehlenden oder unvollständigen Vorhersagedaten deswegen mit den tatsächlichen Daten (auf der ENTSO-E Homepage als „Actual aggregated“ bezeichnet) aufgefüllt. Bei Portugal haben ca. 20 % der Werte gefehlt. Aus diesem Grund wurden sowohl für Wind als auch für Solarenergie die tatsächlichen Daten verwendet. Die vorgenommenen Änderungen an den stündlichen Erzeugungsprofilen befinden sich mit farblichen Markierungen im Anhang.<sup>21</sup>

<sup>19</sup> <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show> aufgerufen am 25.08.2020

<sup>20</sup> <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/dayAheadGenerationForecastWindAndSolar/show> aufgerufen am 29.11.2019

<sup>21</sup> Für die genauen Werte der Datenblätter 41-43 & 51 und deren Berechnung vgl. Excel Liste im Anhang: *Stündliche\_Erzeugung\_Erneuerbare\_Energien\_Umrechnung\_FR\_ES\_POR.xlsx*

In Tabellenblatt 33 der Excel Eingabedatei wurde die jährliche Stromnachfrage im öffentlichen Stromnetz der einzelnen Länder ab- oder zuzüglich ihrer Im- bzw. Exporte eingetragen. Dieser Wert wurde mit 0,968 multipliziert, um die Übertragungsverluste mit zu berücksichtigen. In Tabellenblatt 53 ist die stündliche Produktion ebenfalls mit der Verrechnung der Im- bzw. Exporte für jedes der drei Beispielländer abgebildet. Die Werte für die Gesamtproduktion und die Im- und Exporte wurden ebenfalls von der ENTSO-E Homepage<sup>22</sup> entnommen. Die Verrechnung der Werte befindet sich in einer Excel Liste im Anhang.<sup>23</sup>

Auf diese Weise wurden für jede der 8736 Stunden pro Jahr Erzeugungsmengen gegliedert nach Energieträger eingegeben. Balmorel rechnet mit 8736 Laststunden pro Jahr. Diese ergeben sich durch 52 Wochen im Jahr, 7 Tage pro Woche, à 24 Stunden.

Die in Tabelle 3 und 4 gezeigten sowie die anderen beschriebenen Datenblätter befinden sich für jede Klassifizierung ebenfalls im Anhang. Aufgrund der Tatsache, dass sich die Datenblätter der unterschiedlichen Klassifizierungen für die jeweiligen Länder nicht unterscheiden, wurde auf die Darstellung der einzelnen Datenblätter verzichtet. Die verwendeten Ausgangsdaten und Quellen befinden sich in den jeweiligen Kommentaren der einzelnen Felder in der Excel Liste „Data\_Input\_Tool\_PT\_FR\_ES\_K5\_Final“<sup>24</sup> sowie in jeder einzelnen Klassifizierung im Anhang.

In Tabellenblatt 52 wurde ein, von Seiten des Instituts bereitgestelltes, Fernwärme Nachfrageprofil eingegeben.

### 3.2 Aufbau der Klassifizierungen

Um die Kraftwerksparks der verschiedenen Länder anhand ihrer Charakteristika und Eigenschaften möglichst detailgetreu, zugleich aber auch allgemein einsetzbar einzuordnen, wurden zu jeder Klassifizierung Kategorien und Unterkategorien angelegt. Abbildung 6 zeigt den prinzipiellen, schematischen Aufbau der Klassifizierungen und dass sich jeder Kraftwerkspark grundsätzlich in konventionelle und erneuerbare Energieträger aufteilen lässt. Alle Erzeugungstechnologien, die auf konventionellen Energieträgern beruhen sind in Abbildung 6 braun und alle erneuerbaren Energieträger grün markiert. Die gestrichelten Rahmen zeigen die Kategorien

<sup>22</sup> Vgl. <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show> aufgerufen am 07.09.2020

<sup>23</sup> Für die genaue Berechnung der stündlichen & Jährlichen Produktion vgl. Excel Liste im Anhang: *Export\_Import\_balance.xlsx*

<sup>24</sup> Für die genauen Input Daten für die Modellierung vgl. Excel Liste im Anhang: *Data\_Input\_Tool\_PT\_FR\_ES\_K5\_Final.xlsm*

und Unterkategorien der einzelnen Klassifizierungen, wobei diese immer aufeinander aufbauen. Das bedeutet, dass es zum Beispiel in Klassifizierung K1 eine Kategorie für Wind gibt und in K2 für diese Kategorie noch die Unterkategorien für on- und offshore Windkraftanlagen angelegt sind. Jedes farblich markierte Kästchen unterhalb der Felder konventionelle und erneuerbare Energieträger, entspricht demnach einer Kategorie bzw. Unterkategorie. Da sich diese Arbeit hauptsächlich mit der Abbildung des konventionellen Kraftwerksparks beschäftigt, sind die erneuerbaren Energieträger nur für die Vollständigkeit sowie zur adäquaten Modellierung mit aufgenommen und wurden ab K2 nicht weiter unterteilt.

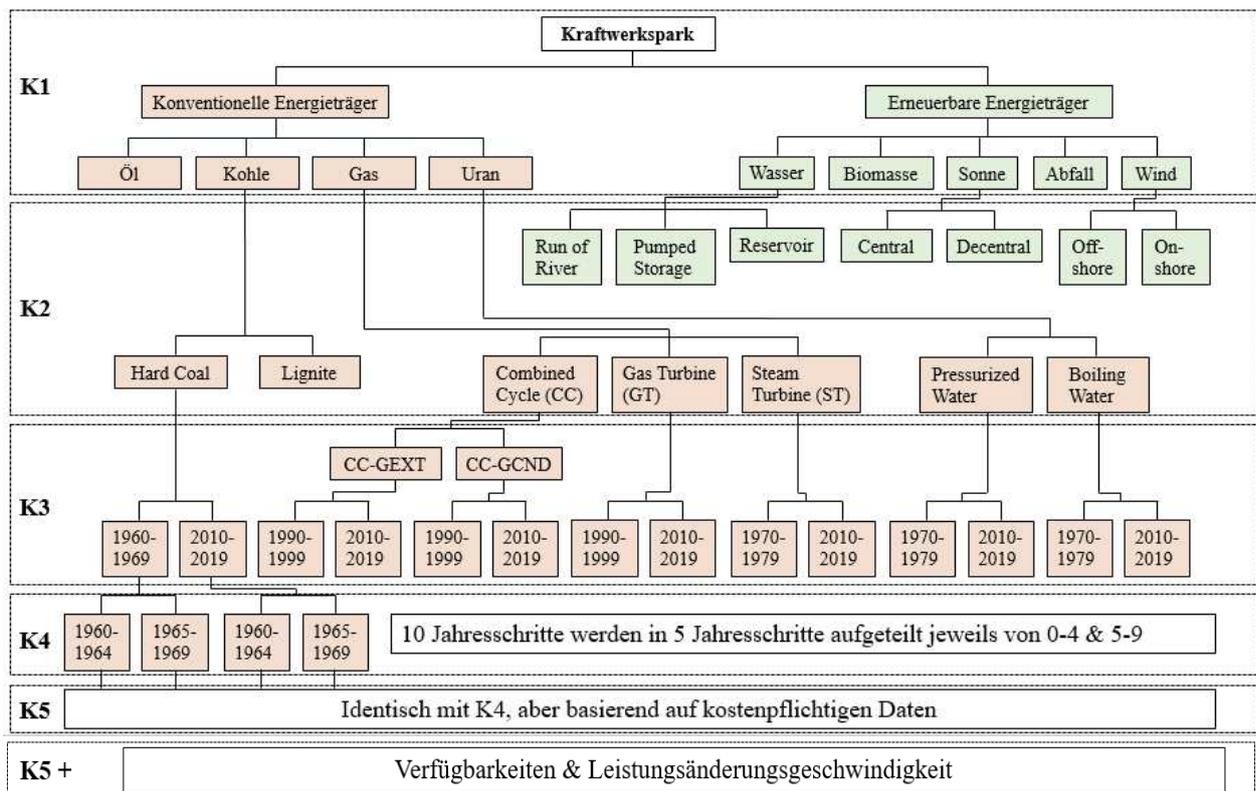


Abbildung 6: Aufbau der Klassifizierungen.

Abbildung 6 veranschaulicht außerdem, dass mit steigender Nummerierung immer mehr Charakteristika und Details in die Klassifizierung mit aufgenommen wurden.

### 3.3 Beschreibung und Erwartungen der Klassifizierungen

Zu erwarten ist, dass sich mit zunehmenden Detaillierungsgrad das Modellierungsergebnis immer mehr in Richtung der originalen Strompreise entwickelt. Zu den in Abbildung 6 bereits erkennbaren Charakteristika kommen noch weitere, wie beispielsweise die kraftwerksspezifischen Kosten oder der Wirkungsgrad, die hier aufgrund der Übersichtlichkeit nicht mit abgebildet wurden und dann detailliert in den folgenden Kapiteln erläutert werden.

Die Klassifizierung K5 + Verfügbarkeiten und Leistungsänderungsgeschwindigkeit dienen der Validierung der Ergebnisse und basieren auf der Klassifizierung K5. Hierzu wurden neben den bereits erwähnten Charakteristika wie Baujahr und Wirkungsgrad noch weitere technische Merkmale und Eigenschaften wie die Verfügbarkeit und die Leistungsänderungsgeschwindigkeit hinzugefügt.

### 3.3.1 Klassifizierung K1: Klassifizieren nach Energieträgern

Für eine bessere Verständlichkeit der folgenden Punkte und Unterpunkte wird das Wort Klassifizierungen im Folgenden durch „K“ ersetzt. Damit ist im weiteren Verlauf dieser Arbeit mit K1 die erste Klassifizierung und mit K2 die zweite Klassifizierung usw. gemeint. In den folgenden Tabellen ist die Verteilung der installierten Kapazitäten für die Beispielländer gegenübergestellt.

Die in Tabelle 4 und 5 gezeigten Datenblätter befinden sich für jede Klassifizierung im Anhang. Auf die Darstellung der einzelnen Datenblätter für die verschiedenen Länder und Klassifizierungen wurde verzichtet.

Klassifizierung K1						
Spanien 2018		Frankreich 2018		Portugal 2018		
1.	K1_Nuclear	7117	K1_Nuclear	63130	K1_Nuclear	0
2.	K1_Oil	715	K1_Oil	6263	K1_Oil	0
3.	K1_Coal	9535	K1_Coal	3972	K1_Coal	1756
4.	K1_Gas	30683	K1_Gas	11812	K1_Gas	4621
5.	K1_Hydro	20281	K1_Hydro	24820	K1_Hydro	7169
6.	K1_Wind	22834	K1_Wind	12518	K1_Wind	5073
7.	K1_Solar	6722	K1_Solar	7170	K1_Solar	272
8.	K1_Biomass	743	K1_Biomass	2255	K1_Biomass	634
9.	K1_Waste	700	K1_Waste	0	K1_Waste	0
	<b>Summe [MW]</b>	<b>99330</b>	<b>Summe [MW]</b>	<b>131940</b>	<b>Summe [MW]</b>	<b>19525</b>

Tabelle 5: Klassifizierung K1

In Tabelle 5 ist K1 für die drei gewählten Beispiel Länder Spanien, Frankreich und Portugal basierend auf K1 aus Abbildung 5 grafisch dargestellt. K1 stellt die einfachste Möglichkeit den Kraftwerkspark eines Landes darzustellen dar. Es wird nur nach den unterschiedlichen konventionellen und erneuerbaren Energieträgern klassifiziert. Die installierten Kapazitäten der ein-

zelenen Energieträger basieren auf den Werten der ENTSO-E Homepage des jeweiligen Landes und weichen nur bei Spanien, von dem auf der Homepage in Summe genannten Wert, ab. Der Grund dafür wird in K2 erklärt.

Sind auf der ENTSO-E Homepage mehr als eine Technologie für einen Energieträger vorhanden, zum Beispiel für Wasser, wurde die größte Technologie in diesem Fall „Hydro Water Reservoir“ (Wasserreservoir) stellvertretend für Wasserkraft komplett angenommen. Die installierten Kapazitäten der anderen auf Wasserkraft basierenden Technologien wurden addiert. Die auf der ENTSO-E Homepage aufgeführten Posten „Other“ und „Other renewable“ wurden bei Frankreich und Portugal zur installierten Kapazität von Biomasse addiert und in Spanien auf „Biomass“ und „Waste“ aufgeteilt. Da es dabei immer nur um wenige MW ging, wurde die Verteilung so gewählt, dass glatte Werte entstanden.

Eine so grobe Unterteilung dient lediglich als Beispiel, das eine so einfache Klassifizierung des Kraftwerksparks nicht ausreicht, um den Strompreis auch nur annähernd realitätsnah darzustellen, was in den Ergebnissen in Kapitel 4 ersichtlich ist.

### **3.3.2 Klassifizierung K2: Aufteilen nach Kraftwerksarten**

In K2 wird der Kraftwerkspark um die unterschiedlichen Technologien der einzelnen Energieträger erweitert. So lassen sich Kohlekraftwerke in Braun- und Steinkohlekraftwerke, in den unterschiedlichen Klassifizierungen als „Lignite“ und „Hard Coal“ bezeichnet, unterteilen. Kernkraftwerke werden in die Unterkategorien Druckwasserreaktor, in Tabelle 6 als „Pressurized water reactor“ und als Siedewasserreaktoren in Tabelle 6 als „Boiling water reactor“, gruppiert. Die Kategorie Gaskraftwerke wurde in die Unterkategorien CC für „combined Cycle“, GT für „Gas Turbine“ und ST für „Steam Turbine“ unterteilt.

Die erneuerbaren Energieträger wurden ebenfalls in die einzelnen Technologien gruppiert. So lassen sich Wasserkraftwerke in die 3 Unterkategorien Laufwasserkraftwerke in Tabelle 6 als „Run of river“, Pumpspeicherkraftwerke und Speicherkraftwerke in den Klassifizierungen als „Pumped storage“ und „Water reservoir“ aufteilen. Windkraft wurde in on- und offshore Anlagen und die Solarenergie in zentrale und dezentrale Erzeugung unterteilt.

Klassifizierung K2						
Spanien 2018		Frankreich 2018		Portugal 2018		
1.	K2_Nuclear_1_Boiling_water_reactor	1417	K2_Nuclear_1_Boiling_water_reactor	0	K2_Nuclear_1_Boiling_water_reactor	0
2.	K2_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor	5700	K2_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor	63130	K2_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor	0
3.	K2_Oil	715	K2_Oil	6263	K2_Oil	0
4.	K2_Gas_1_CC_EXT	25000	K2_Gas_1_CC_EXT	5700	K2_Gas_1_CC_EXT	4340
5.	K2_Gas_2_GT_C_CND	4600	K2_Gas_2_GT_C_CND	4912	K2_Gas_2_GT_C_CND	0
6.	K2_GAS_3_ST_EXT	1083	K2_GAS_3_ST_EXT	1200	K2_GAS_3_ST_EXT	281
7.	K2_Coal	9535	K2_Coal	3972	K2_Coal	1756
8.	K2_Wind_1_Onshore	22834	K2_Wind_1_Onshore	12518	K2_Wind_1_Onshore	5073
9.	K2_Hydro_1_Pumped_storage	5645	K2_Hydro_1_Pumped_storage	5020	K2_Hydro_1_Pumped_storage	2820
10.	K2_Hydro_2_Run_of_river	1156	K2_Hydro_2_Run_of_river	11222	K2_Hydro_2_Run_of_river	2834
11.	K2_Hydro_3_Water_reservoir	13480	K2_Hydro_3_Water_reservoir	8578	K2_Hydro_3_Water_reservoir	1515
12.	K2_PV_1_central	2736	K2_PV_1_central	4740	K2_PV_1_central	112
13.	K2_PV_2_decentral	3986	K2_PV_2_decentral	2430	K2_PV_2_decentral	160
14.	K2_Biomass_EXT	782	K2_Biomass_EXT	1840	K2_Biomass_EXT	634
15.	K2_Waste_EXT	661	K2_Waste_EXT	415	K2_Waste_EXT	0
	<b>Summe [MW]</b>	<b>99330</b>	<b>Summe [MW]</b>	<b>131940</b>	<b>Summe [MW]</b>	<b>19525</b>

Tabelle 6: Klassifizierung K2

Die Aufteilung der Energieträger auf die verschiedenen Technologien ermöglicht es, die Kosten der Energieerzeugung spezifischer anzugeben sowie auch den Wirkungsgrad der unterschiedlichen Kraftwerke genauer zu bestimmen. So geht der Wirkungsgrad für die Unterkategorie GT „Gas Turbine“ bis ungefähr  $\eta = 0,34$ , bei ST „Steam Turbine“ bis  $\eta = 0,35$  und bei CC „Combined Cycle“ bis  $\eta = 0,57$ .

Wie in K1 erwähnt, weicht die Summe der installierten Leistung bei Spanien von dem auf der ENTSO-E Homepage genannten Summe ab, da bei Spanien die installierte Kapazität der Pumpspeicher Kraftwerke in der installierten Kapazität der Wasserreservoirs inkludiert ist.<sup>25</sup>

Aus diesem Grund mussten von den **104975 MW**, die laut ENTSOE installiert sind, die **5645 MW** der Pumpspeicherkraftwerke von der Leistung der Wasserreservoirs abgezogen werden. Daraus ergibt sich die Summe, die in den Tabellen 5-9 abgebildet wurde, wie folgt:

$$104975 \text{ MW} - 5645 \text{ MW} = 99330 \text{ MW}$$

In Abbildung 6 „Aufbau der Klassifizierungen“ wird die Kategorie Kohle in die Unterkategorien „Hard Coal“ und „Lignite“ aufgeteilt. Da es aber weder in Spanien noch in Frankreich oder Portugal produzierende Braunkohlekraftwerke gibt, wurde die Unterkategorie „Lignite“ weggelassen. Die Werte für „Coal“ stehen also in allen Klassifizierungen stellvertretend für Steinkohlekraftwerke.

<sup>25</sup> Vgl [12]

Die Kategorie Wind wird in die Unterkategorien „Onshore“ und „Offshore“ aufgeteilt. Da es ebenfalls keine produzierenden offshore Anlagen für die betrachtenden Länder gibt, wurde diese Unterkategorie ebenfalls weggelassen.

Für Frankreich wurde ab K2 eine Kategorie „Waste“ eingefügt. Laut ENTSO-E Homepage gibt es hier keine Daten. Da aber anders als bei Portugal hier keine 0 steht und es in Frankreich stromproduzierende Müllverbrennungsanlagen gibt<sup>26</sup>, wurden ab K2 die laut der ENTSO-E Homepage installierten Kapazitäten von „Others“ und „Marine“ von in Summe 415 MW für die installierte Kapazität der Kategorie „Waste“ verwendet.

Erwartungstechnisch sollte K2 bessere Ergebnisse liefern als K1, da hier bereits nach den einzelnen Erzeugungstechnologien innerhalb des Energieträgers kategorisiert wurde, was zu einer genaueren Modellierung des Strompreises im Vergleich zu K1 führen sollte.

---

<sup>26</sup> Vgl. <https://eu-recycling.com/Archive/10791>, aufgerufen am 08.10.2020

### 3.3.3 Klassifizierung K3: Aufteilung nach Inbetriebnahmedatum (10-Jahres-Schritte)

Klassifizierung K3					
Spanien 2018		Frankreich 2018		Portugal 2018	
1.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1970_1979	437	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1970_1979	0	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1970_1979
2.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1980_1989	980	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1980_1989	0	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1980_1989
3.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1990_1999	0	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1990_1999	0	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1990_1999
4.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2000_2009	0	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2000_2009	0	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2000_2009
5.	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2010_2019	0	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2010_2019	0	K3_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2010_2019
6.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1970_1979	0	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1970_1979	5340	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1970_1979
7.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989	5700	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989	43920	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989
8.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1990_1999	0	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1990_1999	10875	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1990_1999
9.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2000_2009	0	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2000_2009	2995	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2000_2009
10.	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2010_2019	0	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2010_2019	0	K3_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2010_2019
11.	K3_Oil	715	K3_Oil	6263	K3_Oil
12.	K3_Gas_1_CC_CND_1990_1999	0	K3_Gas_1_CC_CND_1990_1999	0	K3_Gas_1_CC_CND_1990_1999
13.	K3_Gas_2_CC_CND_2000_2009	0	K3_Gas_2_CC_CND_2000_2009	0	K3_Gas_2_CC_CND_2000_2009
14.	K3_Gas_3_CC_CND_2010_2019	0	K3_Gas_3_CC_CND_2010_2019	0	K3_Gas_3_CC_CND_2010_2019
15.	K3_Gas_4_CC_EXT_1990_1999	0	K3_Gas_4_CC_EXT_1990_1999	0	K3_Gas_4_CC_EXT_1990_1999
16.	K3_Gas_5_CC_EXT_2000_2009	21983	K3_Gas_5_CC_EXT_2000_2009	5800	K3_Gas_5_CC_EXT_2000_2009
17.	K3_Gas_6_CC_EXT_2010_2019	3100	K3_Gas_6_CC_EXT_2010_2019	0	K3_Gas_6_CC_EXT_2010_2019
18.	K3_Gas_7_GT_CND_1990_1999	1800	K3_Gas_7_GT_CND_1990_1999	0	K3_Gas_7_GT_CND_1990_1999
19.	K3_Gas_8_GT_CND_2000_2009	2800	K3_Gas_8_GT_CND_2000_2009	2000	K3_Gas_8_GT_CND_2000_2009
20.	K3_Gas_9_GT_CND_2010_2019	0	K3_Gas_9_GT_CND_2010_2019	3012	K3_Gas_9_GT_CND_2010_2019
21.	K3_GAS_10_ST_EXT_1970_1979	700	K3_GAS_10_ST_EXT_1970_1979	0	K3_GAS_10_ST_EXT_1970_1979
22.	K3_GAS_11_ST_EXT_1980_1989	0	K3_GAS_11_ST_EXT_1980_1989	0	K3_GAS_11_ST_EXT_1980_1989
23.	K3_GAS_12_ST_EXT_1990_1999	0	K3_GAS_12_ST_EXT_1990_1999	1000	K3_GAS_12_ST_EXT_1990_1999
24.	K3_GAS_13_ST_EXT_2000_2009	300	K3_GAS_13_ST_EXT_2000_2009	0	K3_GAS_13_ST_EXT_2000_2009
25.	K3_GAS_14_ST_EXT_2010_2019	0	K3_GAS_14_ST_EXT_2010_2019	0	K3_GAS_14_ST_EXT_2010_2019
26.	K3_Coal_1_EXT_1960_1969	297	K3_Coal_1_EXT_1960_1969	0	K3_Coal_1_EXT_1960_1969
27.	K3_Coal_2_EXT_1970_1979	3000	K3_Coal_2_EXT_1970_1979	0	K3_Coal_2_EXT_1970_1979
28.	K3_Coal_3_EXT_1980_1989	5600	K3_Coal_3_EXT_1980_1989	3972	K3_Coal_3_EXT_1980_1989
29.	K3_Coal_4_EXT_1990_1999	614	K3_Coal_4_EXT_1990_1999	0	K3_Coal_4_EXT_1990_1999
30.	K3_Coal_5_EXT_2000_2009	24	K3_Coal_5_EXT_2000_2009	0	K3_Coal_5_EXT_2000_2009
31.	K3_Coal_6_EXT_2010_2019	0	K3_Coal_6_EXT_2010_2019	0	K3_Coal_6_EXT_2010_2019
32.	K3_Wind_1_Onshore	22834	K3_Wind_1_Onshore	12518	K3_Wind_1_Onshore
33.	K3_Hydro_1_Pumped_storage	5645	K3_Hydro_1_Pumped_storage	5020	K3_Hydro_1_Pumped_storage
34.	K3_Hydro_2_Run_of_river	1156	K3_Hydro_2_Run_of_river	11222	K3_Hydro_2_Run_of_river
35.	K3_Hydro_3_Water_reservoir	13480	K3_Hydro_3_Water_reservoir	8578	K3_Hydro_3_Water_reservoir
36.	K3_PV_1_central	2736	K3_PV_1_central	4740	K3_PV_1_central
37.	K3_PV_2_decentral	3986	K3_PV_2_decentral	2430	K3_PV_2_decentral
38.	K3_Biomass_EXT	782	K3_Biomass_EXT	1840	K3_Biomass_EXT
39.	K3_Waste_EXT	661	K3_Waste_EXT	415	K3_Waste_EXT
	<b>Summe [MW]</b>	<b>99330</b>	<b>Summe [MW]</b>	<b>131940</b>	<b>Summe [MW]</b>
					<b>19525</b>

Tabelle 7: Klassifizierung K3

Tabelle 7 zeigt K3 und die Aufteilung der installierten Kapazitäten pro Land. Um die unterschiedlichen Kraftwerke genauer gruppieren zu können, wurden die „Combined Cycle“ (CC) Gaskraftwerke (wie in Abbildung 5 dargestellt) in die Unterkategorien „Extraction“ und „Condensing“ unterteilt. Dadurch ergibt sich speziell in Frankreich die Möglichkeit, die installierten Kapazitäten der Gaskraftwerke auch für die nötige Wärmeproduktion einzusetzen. Zusätzlich

zu der Unterteilung der Gaskraftwerke wurden für die Kategorien Gas-, Kohle- und Kernkraft Dekaden eingeführt. Auf diese Weise ist es möglich, die Kraftwerke anhand ihrer Kosten (wie in Abschnitt 3.1 erklärt) besser einzuordnen. Hierfür wurden auf Basis der zur Verfügung stehenden und recherchierten Daten für die Inbetriebnahme, die installierten Kraftwerke in die einzelnen Unterkategorien eingeordnet. Für die Dekaden wurde ab 1950 immer ein Jahrzehnt genommen.

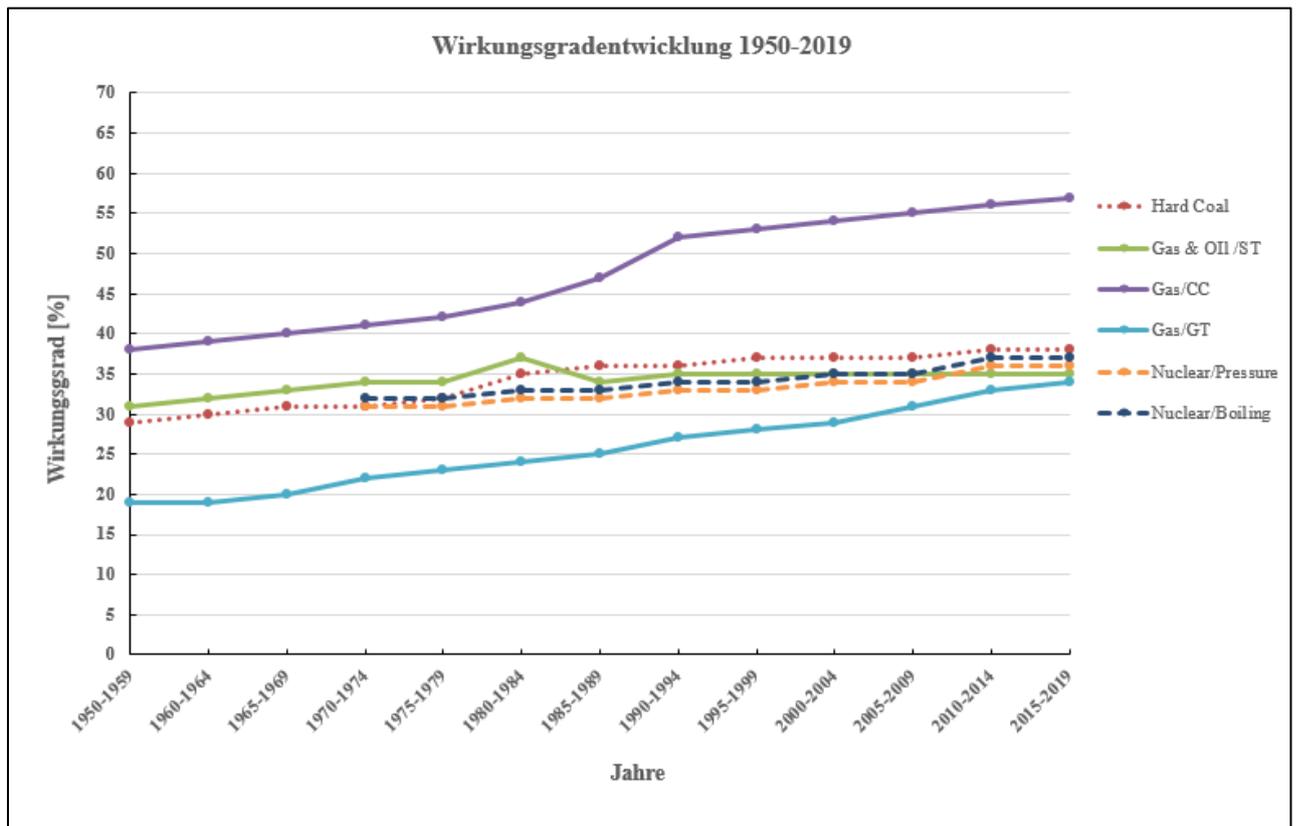


Abbildung 7: Wirkungsgradentwicklung 1950-2019

Der Vorteil, der sich aus dieser weiteren Gruppierung ergibt, ist in Abbildung 7, als Wirkungsgradentwicklung von 1950 bis 2019, grafisch dargestellt. Es ist gut erkennbar, dass sich der Wirkungsgrad für alle Erzeugungstechnologien über die Jahrzehnte verbessert hat, was in Verbindung mit der eben beschriebenen Anpassung der Kosten zu einer deutlichen Verbesserung der Strompreismodellierung führen sollte.

Die gestrichelten Linien im unteren Abschnitt von Abbildung 7 zeigen die Wirkungsgradentwicklung von Druck (dunkelblau) - und Siedewasserreaktoren (orange) ab 1970. Da es keine aktiven Kernkraftwerke vor 1970 gab, wurde der Wirkungsgrad erst ab 1970

angenommen und auf Basis des heutigen Wirkungsgrades von Kernkraftwerken rückwirkend bis 1970 angenähert.<sup>27</sup>

Die gepunktete Linie in Abbildung 7 zeigt die Entwicklung des Wirkungsgrades von Steinkohlekraftwerken seit 1950. Wie bereits in Kapitel 3.3.2 erläutert, sind für die gewählten Länder nur Steinkohlekraftwerke von Bedeutung.

Auch bei den Gaskraftwerken, in Abbildung 7 als durchgezogene Linie eingezeichnet, lässt sich eine Steigerung der Effizienz über die Jahrzehnte erkennen. Hellblau zeigt die Verbesserung von Gasturbinen (GT), grün die für Gas und ebenfalls mit Öl laufenden Dampfturbinen (ST) und lila stellt die Verbesserung der Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (CC) dar. Speziell bei den Kombikraftwerken ist eine deutliche Steigerung des Wirkungsgrades von ungefähr  $\eta = 0,38 - 0,57$  in dem Zeitraum von 1950-2019 zu beobachten.

Für Ölkraftwerke wurden keine Unterkategorien auf Dekaden Ebene angelegt, da sie in Spanien nicht einmal 1% der gesamten installierten Kapazität ausmachen. In Portugal gibt es keine produzierenden Ölkraftwerke und in Frankreich machen sie circa 5 % der gesamten installierten Kapazität aus.

Durch die Einführung der zusätzlichen Unterkategorien, für den Zeitraum der Inbetriebnahme der Kraftwerke und der damit verbundenen Steigerung des Wirkungsgrades und Anpassung der Kosten, ist eine deutlich besseres Ergebnis der Strompreismodellierung zu erwarten als in den Klassifizierungen K1 und K2.

### **3.3.4 Klassifizierung K4: Inbetriebnahmedatum (5-Jahres-Schritte)**

In Tabelle 8 ist die Aufteilung der installierten Kapazitäten für K4 dargestellt. Zusätzlich zu K3 wurden hier (wie in Abbildung 6 dargestellt) die Kraftwerke statt in 10 Jahresblöcken in 5 Jahresblöcke mit dem Effekt die fixen und variablen Kosten noch präziser angeben zu können, gruppiert. Ziel ist es, den Strompreis damit noch genauer modellieren zu können. Da sich wie bei den lila gekennzeichneten Gaskraftwerken in Abbildung 7, der Wirkungsgrad innerhalb von 10 Jahren schon um circa 3-5 % verbessern kann und damit ein Zeitraum von 5 Jahren zu einer realitätsnäheren Modellierung führen sollte.

---

<sup>27</sup> Vgl. <https://de.wikipedia.org/wiki/Siedewasserreaktor>, aufgerufen am 17.06.2020

Klassifizierung K4 & K5													
Spanien 2018			K4	K5	Frankreich 2018			K4	K5	Portugal 2018		K4	K5
1.	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1_970_1979		437	437	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1_970_1979		0	0	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1_970_1979		0	0	
2.	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1_980_1989		980	980	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1_980_1989		0	0	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1_980_1989		0	0	
3.	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1_990_1999		0	0	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1_990_1999		0	0	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1_990_1999		0	0	
4.	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2_000_2009		0	0	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2_000_2009		0	0	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2_000_2009		0	0	
5.	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2_010_2019		0	0	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2_010_2019		0	0	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_2_010_2019		0	0	
6.	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1970_1979		0	0	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1970_1979	5340	5340		K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1970_1979		0	0	
7.	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989		5700	5700	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989	43920	43920		K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989		0	0	
8.	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1990_1999		0	0	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1990_1999	10875	10875		K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1990_1999		0	0	
9.	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2000_2009		0	0	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2000_2009	2995	2995		K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2000_2009		0	0	
10.	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2010_2019		0	0	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2010_2019	0	0		K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_2010_2019		0	0	
11.	K4_Oil		715	715	K4_Oil	6263	6263		K4_Oil		0	0	
12.	K4_Gas_1_CC_CND_1990_1994		0	0	K4_Gas_1_CC_CND_1990_1994	0	0		K4_Gas_1_CC_CND_1990_1994		0	0	
13.	K4_Gas_2_CC_CND_1995_1999		0	0	K4_Gas_2_CC_CND_1995_1999	0	0		K4_Gas_2_CC_CND_1995_1999		0	0	
14.	K4_Gas_3_CC_CND_2000_2004		0	0	K4_Gas_3_CC_CND_2000_2004	0	0		K4_Gas_3_CC_CND_2000_2004		0	0	
15.	K4_Gas_4_CC_CND_2005_2009		0	0	K4_Gas_4_CC_CND_2005_2009	0	0		K4_Gas_4_CC_CND_2005_2009		0	0	
16.	K4_Gas_5_CC_CND_2010_2014		0	0	K4_Gas_5_CC_CND_2010_2014	0	0		K4_Gas_5_CC_CND_2010_2014		0	0	
17.	K4_Gas_6_CC_CND_2015_2019		0	0	K4_Gas_6_CC_CND_2015_2019	0	0		K4_Gas_6_CC_CND_2015_2019		0	0	
18.	K4_Gas_7_CC_EXT_1990_1994		0	0	K4_Gas_7_CC_EXT_1990_1994	0	0		K4_Gas_7_CC_EXT_1990_1994		0	0	
19.	K4_Gas_8_CC_EXT_1995_1999		0	0	K4_Gas_8_CC_EXT_1995_1999	0	0		K4_Gas_8_CC_EXT_1995_1999	1050	1050		
20.	K4_Gas_9_CC_EXT_2000_2004	6300		6400	K4_Gas_9_CC_EXT_2000_2004	0	160		K4_Gas_9_CC_EXT_2000_2004	808	808		
21.	K4_Gas_10_CC_EXT_2005_2009	16000		15583	K4_Gas_10_CC_EXT_2005_2009	1912	4143		K4_Gas_10_CC_EXT_2005_2009	960	960		
22.	K4_Gas_11_CC_EXT_2010_2014	3000		2800	K4_Gas_11_CC_EXT_2010_2014	2510	0		K4_Gas_11_CC_EXT_2010_2014	1720	1720		
23.	K4_Gas_12_CC_EXT_2015_2019	140		0	K4_Gas_12_CC_EXT_2015_2019	830	0		K4_Gas_12_CC_EXT_2015_2019	0	0		
24.	K4_Gas_13_GT_CND_1990_1994	700		275	K4_Gas_13_GT_CND_1990_1994	0	550		K4_Gas_13_GT_CND_1990_1994	0	0		
25.	K4_Gas_14_GT_CND_1995_1999	1200		307	K4_Gas_14_GT_CND_1995_1999	0	455		K4_Gas_14_GT_CND_1995_1999	0	0		
26.	K4_Gas_15_GT_CND_2000_2004	900		1614	K4_Gas_15_GT_CND_2000_2004	1230	1550		K4_Gas_15_GT_CND_2000_2004	0	0		
27.	K4_Gas_16_GT_CND_2005_2009	1300		2678	K4_Gas_16_GT_CND_2005_2009	1680	2898		K4_Gas_16_GT_CND_2005_2009	83	83		
28.	K4_Gas_17_GT_CND_2010_2014	0		0	K4_Gas_17_GT_CND_2010_2014	1550	0		K4_Gas_17_GT_CND_2010_2014	0	0		
29.	K4_Gas_18_GT_CND_2015_2019	0		0	K4_Gas_18_GT_CND_2015_2019	1100	0		K4_Gas_18_GT_CND_2015_2019	0	0		
30.	K4_GAS_19_ST_EXT_1970_1974	250		700	K4_GAS_19_ST_EXT_1970_1974	0	40		K4_GAS_19_ST_EXT_1970_1974	0	0		
31.	K4_GAS_20_ST_EXT_1975_1979	543		0	K4_GAS_20_ST_EXT_1975_1979	0	45		K4_GAS_20_ST_EXT_1975_1979	0	0		
32.	K4_GAS_21_ST_EXT_1980_1984	0		0	K4_GAS_21_ST_EXT_1980_1984	0	110		K4_GAS_21_ST_EXT_1980_1984	0	0		
33.	K4_GAS_22_ST_EXT_1985_1989	0		0	K4_GAS_22_ST_EXT_1985_1989	0	60		K4_GAS_22_ST_EXT_1985_1989	0	0		
34.	K4_GAS_23_ST_EXT_1990_1994	0		76	K4_GAS_23_ST_EXT_1990_1994	0	250		K4_GAS_23_ST_EXT_1990_1994	0	0		
35.	K4_GAS_24_ST_EXT_1995_1999	0		80	K4_GAS_24_ST_EXT_1995_1999	1000	800		K4_GAS_24_ST_EXT_1995_1999	0	0		
36.	K4_GAS_25_ST_EXT_2000_2004	350		164	K4_GAS_25_ST_EXT_2000_2004	0	751		K4_GAS_25_ST_EXT_2000_2004	0	0		
37.	K4_GAS_26_ST_EXT_2005_2009	0		6	K4_GAS_26_ST_EXT_2005_2009	0	0		K4_GAS_26_ST_EXT_2005_2009	0	0		
38.	K4_GAS_27_ST_EXT_2010_2014	0		0	K4_GAS_27_ST_EXT_2010_2014	0	0		K4_GAS_27_ST_EXT_2010_2014	0	0		
39.	K4_GAS_28_ST_EXT_2015_2019	0		0	K4_GAS_28_ST_EXT_2015_2019	0	0		K4_GAS_28_ST_EXT_2015_2019	0	0		
40.	K4_Coal_1_EXT_1960_1964	140		356	K4_Coal_1_EXT_1960_1964	0	230		K4_Coal_1_EXT_1960_1964	0	0		
41.	K4_Coal_2_EXT_1965_1969	150		941	K4_Coal_2_EXT_1965_1969	0	1000		K4_Coal_2_EXT_1965_1969	0	0		
42.	K4_Coal_3_EXT_1970_1974	900		1200	K4_Coal_3_EXT_1970_1974	0	1050		K4_Coal_3_EXT_1970_1974	0	0		
43.	K4_Coal_4_EXT_1975_1979	2105		1800	K4_Coal_4_EXT_1975_1979	0	0		K4_Coal_4_EXT_1975_1979	0	0		
44.	K4_Coal_5_EXT_1980_1984	4500		3050	K4_Coal_5_EXT_1980_1984	3972	1495		K4_Coal_5_EXT_1980_1984	0	0		
45.	K4_Coal_6_EXT_1985_1989	1100		1550	K4_Coal_6_EXT_1985_1989	0	0		K4_Coal_6_EXT_1985_1989	800	800		
46.	K4_Coal_7_EXT_1990_1994	60		138	K4_Coal_7_EXT_1990_1994	0	75		K4_Coal_7_EXT_1990_1994	426	426		
47.	K4_Coal_8_EXT_1995_1999	550		500	K4_Coal_8_EXT_1995_1999	0	122		K4_Coal_8_EXT_1995_1999	0	0		
48.	K4_Coal_9_EXT_2000_2004	0		0	K4_Coal_9_EXT_2000_2004	0	0		K4_Coal_9_EXT_2000_2004	0	0		
49.	K4_Coal_10_EXT_2005_2009	0		0	K4_Coal_10_EXT_2005_2009	0	0		K4_Coal_10_EXT_2005_2009	0	0		
50.	K4_Coal_11_EXT_2010_2014	30		0	K4_Coal_11_EXT_2010_2014	0	0		K4_Coal_11_EXT_2010_2014	0	0		
51.	K4_Coal_12_EXT_2015_2019	0		0	K4_Coal_12_EXT_2015_2019	0	0		K4_Coal_12_EXT_2015_2019	530	530		
52.	K4_Wind_1_Onshore	22834		22834	K4_Wind_1_Onshore	12518	12518		K4_Wind_1_Onshore	5073	5073		
53.	K4_Hydro_1_Pumped_storage	5645		5645	K4_Hydro_1_Pumped_storage	5020	5020		K4_Hydro_1_Pumped_storage	2820	2820		
54.	K4_Hydro_2_Run_of_river	1156		1156	K4_Hydro_2_Run_of_river	11222	11222		K4_Hydro_2_Run_of_river	2834	2834		
55.	K4_Hydro_3_Water_reservoir	13480		13480	K4_Hydro_3_Water_reservoir	8578	8578		K4_Hydro_3_Water_reservoir	1515	1515		
56.	K4_PV_1_central	2736		2736	K4_PV_1_central	4740	4740		K4_PV_1_central	112	112		
57.	K4_PV_2_decentral	3986		3986	K4_PV_2_decentral	2430	2430		K4_PV_2_decentral	160	160		
58.	K4_Biomass_EXT	782		782	K4_Biomass_EXT	1840	1840		K4_Biomass_EXT	634	634		
59.	K4_Waste_EXT	661		661	K4_Waste_EXT	415	415		K4_Waste_EXT	0	0		
	<b>Summe [MW]</b>	<b>99330</b>	<b>99330</b>	<b>Summe [MW]</b>	<b>131940</b>	<b>131940</b>	<b>Summe [MW]</b>	<b>19525</b>	<b>19525</b>				

Tabelle 8: Klassifizierung K4 & K5

### 3.3.5 Klassifizierung K5: Klassifizierung basierend kommerziellen Daten

In Tabelle 8 ist ebenfalls K5 dargestellt. Der Unterschied zu K4 besteht darin, dass die hier verwendeten Daten und somit die Aufteilung der installierten Kapazitäten rein auf den Daten der kommerziellen Platts Datenbank und somit nicht auf Open Source Daten basieren.

Die Daten wurden ebenfalls auf die laut ENTSO-E Homepage installierten Kapazitäten angepasst. K5 sollte demnach nochmal eine kleine Verbesserung aufgrund der besseren Datenqualität darstellen, da im Vergleich zu K4 die Übertragung der Daten von der ausführlicheren aber zugleich auch deutlich älteren Platts Liste zur OPSD Liste weggefallen ist. Die blaue Spalte in Tabelle 8 zeigt den Unterschied zu K4 an und ist für Portugal identisch. Portugal ist in K4 identisch mit K5, da in der Open Source OPSD Datenbank Portugal nicht vorhanden ist.

Zu erwarten ist, dass K5 die besten Modellierungsergebnisse im Vergleich zu den originalen Strompreisen liefern wird.

Wenn Tabellenblatt 15 der einzelnen Klassifizierungen betrachtet wird fällt auf, dass sich die installierte Gesamtkapazität von den Werten der ENTSO-E Homepage und in den Tabellenblättern 5 – 8 abgebildeten Werten unterscheidet. Das liegt daran, dass auf der ENTSO-E Homepage die Leistung für Pumpspeicherkraftwerke angegeben ist, Balmorel aber die Kapazität benötigt. Deswegen wurden die jeweiligen Werte für Pumpspeicherkraftwerke in jeder Klassifizierung mit 10 multipliziert. Dabei handelt es sich um einen durchschnittlichen Wert aus Balmorel. Er bedeutet dass dieses Werk 10 Stunden bei Vollast laufen könnte, bevor der Speicher leer ist.

## 4. Modellierung und Ergebnisse der Klassifizierungen

In diesem Kapitel werden die Klassifizierungen mit der Modellierungssoftware Balmorel simuliert. Hierbei wurden jeweils für die Länder Frankreich, Portugal und Spanien die installierten Gesamtkapazitäten laut der ENTSO-E Homepage als Referenzwert für das zu betrachtende Jahr 2018 gewählt.

### 4.1 Das Energiesystemmodell Balmorel

Balmorel ist eine auf GAMS basierende Open Source Modellierungssoftware für die Analyse des Strom- und Kraft-Wärme-Kopplungssektors in einem internationalen Rahmen und kann kostenlos erworben werden<sup>28</sup>. Balmorel wurde bereits für diverse Analysen im Bereich Versorgungssicherheit, der Entwicklung von Windenergie oder Entwicklung internationaler Strommärkte verwendet.<sup>29</sup> Es ist ein Modell eines linearen Energiesystems, welches Investitionen, den Betrieb von Kraftwerken, Speichern und Übertragungsleitungen (unter Berücksichtigung etwaiger Kosten) für ein definiertes geografisches Gebiet optimiert. Es ermöglicht die Simulation von Szenarien, in denen Angebot und Nachfrage nach Wärme und Strom unter Berücksichtigung exogener Erzeugungsprofile, Im- und Export von Kraftwerkskapazitäten bei einer zeitlichen Auflösung bis zu einer Stunde erstellt werden können (vgl. Fedato et al. 2019, S.5209).

Durch die bereits bestehende Verwendung von Balmorel innerhalb des Instituts und die Möglichkeit Strommärkte und Preise zu modellieren, wurde die Software für alle Modellierungen verwendet.

Auf Basis der Liefer- und Nachfragebeziehung (in Form von Im- und Exporten), wird für jedes Land und jede Stunde ein Strompreis berechnet. Der modellierte Strompreis entspricht den Grenzkosten der Technologie, die die nächste Einheit der Stromnachfrage decken würde (vgl. Kapitel 2.4) und nicht dem Kraftwerk, das tatsächlich die letzte Einheit deckt. Daraus resultiert, dass zum Teil noch verfügbare Kapazitäten vorhanden wären, aber aufgrund des ebenfalls benötigten Wärmebedarfs, bereits teurere Technologien hinzugeschaltet wurden. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels wird noch näher auf diesen Punkt eingegangen. Die genaue Zusammenstellung und Herkunft der Daten wurde in Kapitel drei erläutert.

---

<sup>28</sup> Für detaillierte Informationen vgl. <http://www.balmorel.com/index.php/the-balmorel-concept>, aufgerufen am 29.05.2020

<sup>29</sup> Für detaillierte Informationen vgl. <http://www.balmorel.com/>, aufgerufen am 29.05.2020

## 4.2 Ergebnisse der Klassifizierungen

In diesem Kapitel sind die Ergebnisse der Modellierungen mit Balmorel für die in Kapitel drei beschriebenen Klassifizierungen K1-K5.2 abgebildet. Die Resultate der Modellierung werden in einer Excel Datei ausgegeben. Um die Ergebnisse der einzelnen Klassifizierungen vergleichen und auf ihre Aussagekraft überprüfen zu können, wurde neben der grafischen Aufbereitung auch eine statistische Auswertung vorgenommen.

### 4.2.1 Ergebnisse K1

Im Folgenden werden Ausschnitte der Ergebnisse der ersten Klassifizierung gezeigt. In Balmorel steht S für Season und bedeutet Woche. T steht für Term und ist die Bezeichnung für eine Stunde. Da die folgenden Darstellungen auf den Ergebnissen der Modellierungen bestehen, wurde die Bezeichnung für Wochen S und Stunden T beibehalten.

In Abbildung 8 ist der Energiemix für Spanien für das erste halbe Jahr von 2018, also die Wochen S01-S26 dargestellt. Die Abbildung zeigt auf der einen Seite, dass sich die Wochen untereinander in Bezug auf die verwendeten Technologien sehr wenig unterscheiden und auf der anderen Seite, dass sich bei genauerer Betrachtung die Wochenenden der einzelnen Wochen durch den geringeren Energieverbrauch von den Wochentagen unterscheiden lassen. Um die Unterschiede besser erkennen zu können, wurden deswegen nur einzelne Wochen und nicht das komplette Jahr oder Quartale dargestellt.

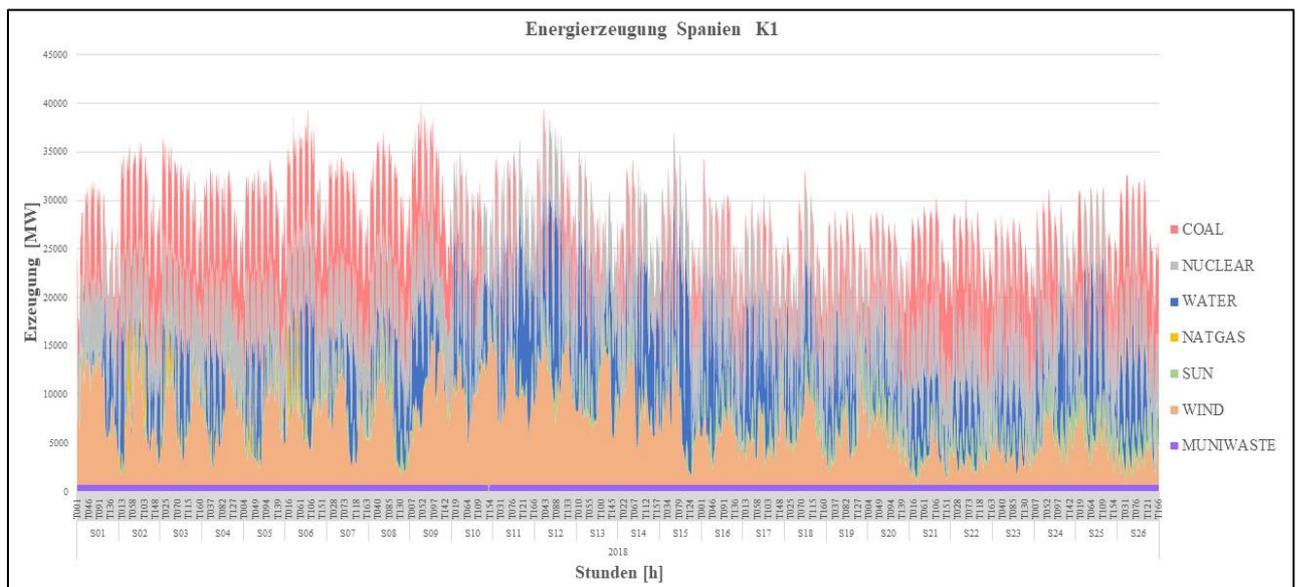


Abbildung 8: Energiemix Spanien K1 für die Woche S01 bis S26

Für die kommenden Darstellungen der Ergebnisse wurden zufällig zwei Wochen ausgewählt, die mit Absicht nicht direkt beieinander liegen, um auch den Unterschied der verschiedenen Monate und Jahreszeiten zu verdeutlichen. PV Anlagen empfangen beispielsweise, bedingt durch den Einstrahlungswinkel und die erhöhte Sonnenscheindauer, mehr Sonnenenergie Ende April, als beispielsweise im Januar oder Februar. Für die grafische Darstellung der Ergebnisse wurden die Wochen S06 und S16 gewählt.

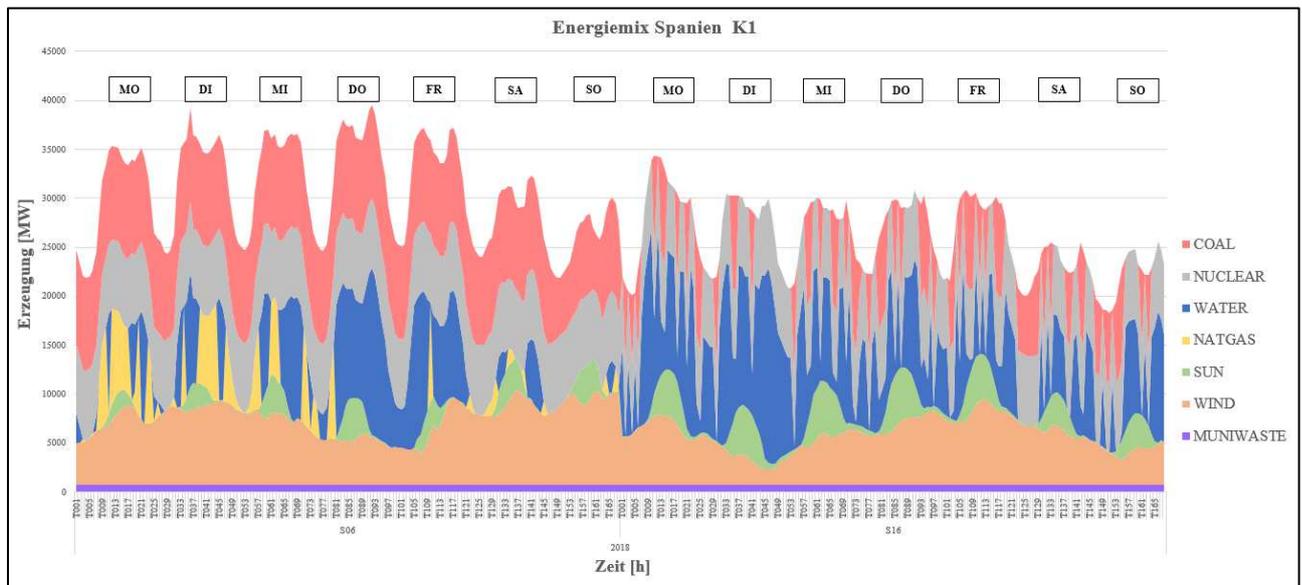


Abbildung 9: Energimix Spanien K1 für die Wochen S06 & S16

Abbildung 9 zeigt den Energimix der ersten Klassifizierung K1 von Spanien für die Wochen S06 und S16. Der Energimix basiert auf den modellierten Daten von Balmorel und zeigt, wie für jede der 168 Stunden pro Woche die Nachfrage gedeckt wird. Wie in Abbildung 9 erkennbar, wurden sieben der neun in Tabelle 5 dargestellten Technologien zur Deckung der Nachfrage genutzt. Nur Biomasse und Öl wurden nicht verwendet. Die grünen Spitzen zeigen die tagsüber generierte Solarenergie, orange kennzeichnet die sowohl tagsüber als auch nachts generierte Windenergie. Ebenfalls ersichtlich ist, dass es jeweils fünf Tage gibt, an denen mehr Energie erzeugt wird, gefolgt von zwei Tagen, an denen weniger Energie erzeugt wird. Das liegt (wie im oberen Teil der Abbildung dargestellt) an den unterschiedlichen Wochentagen. Unter der Woche wird aufgrund der laufenden Industrie mehr Energie benötigt und deswegen auch produziert als am Samstag und Sonntag. Deswegen sind die Spitzenwerte am Wochenende etwas geringer.

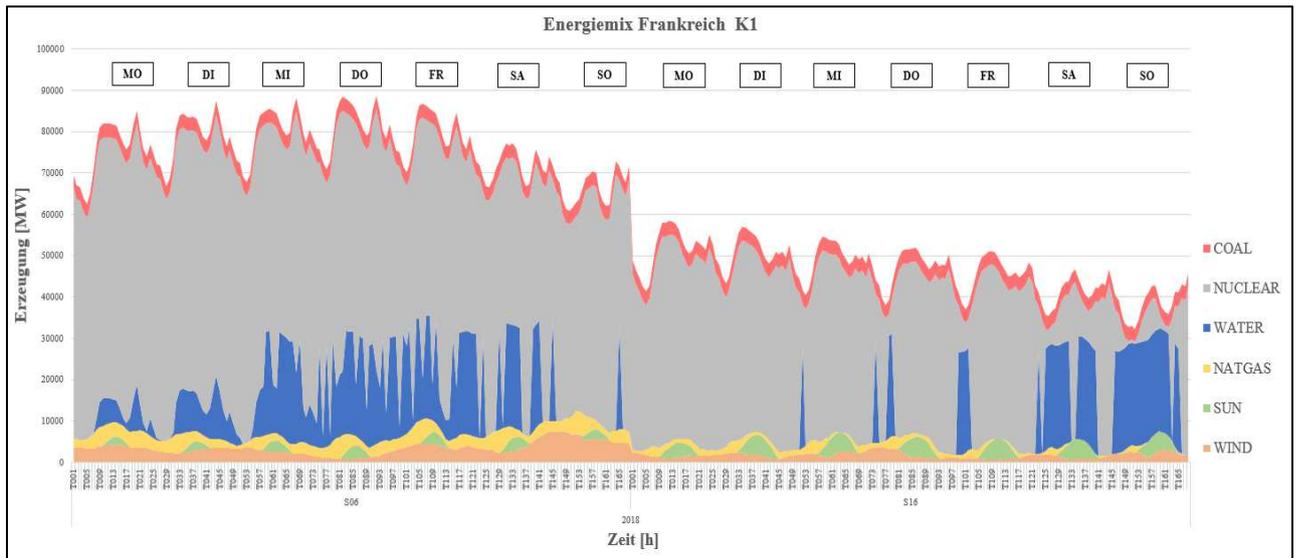


Abbildung 10: Energimix Frankreich K1 für die Woche S06 & S16

Abbildung 10 zeigt den Energimix Frankreichs und Abbildung 11 ist das Pendant für Portugal ebenfalls für die Wochen S06 und S16. In beiden Abbildungen ist wieder der Unterschied in der Erzeugung zwischen den Wochentagen und dem Wochenende zu erkennen. Sowohl in Frankreich als auch in Portugal ist sichtbar, dass die Windenergie praktisch durchgehend Energie erzeugt und auch die Solarenergie zwischen ca. 8-19 Uhr Strom produziert. In dem Energimix von Frankreich wird deutlich, dass Frankreich sehr stark von der Kernkraft abhängig ist, hier grau markiert. Knapp die Hälfte von Frankreichs installierter Gesamtkapazität beruht auf Kernkraft.

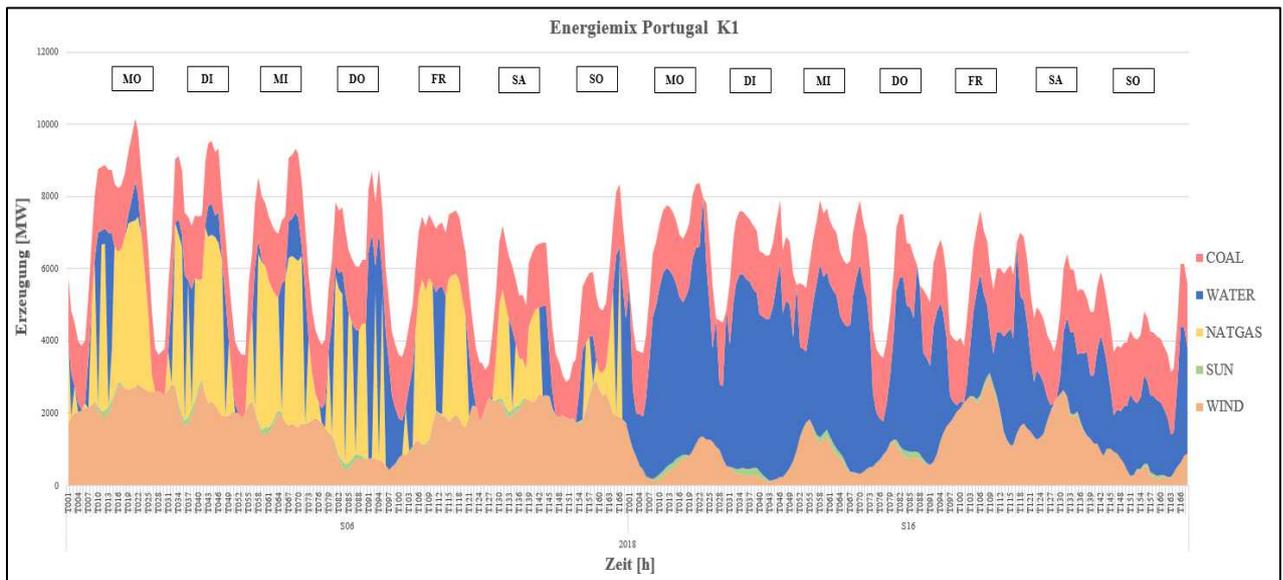


Abbildung 11: Energimix Portugal K1 für die Woche S06 & S16

In allen drei Abbildungen sieht man für die Wasserkraft spitzen, die dem einzelnen Tagesverlauf sehr ähnlich sind. Das hat damit zu tun, dass in K1 das Wasserreservoir stellvertretend für die gesamte Wasserkraft angenommen wurde. Da Speicherkraftwerke ihre Erzeugung (unter Begrenzung der minimalen und maximalen Speicherstände) regeln können, eignet sich diese Erzeugungstechnologie hervorragend zur Deckung der Spitzenlast in Stromnetzen (vgl. Zahoransky et al., 2015, S. 252). Sie werden deswegen bei Bedarf zu- oder abgeschaltet.

Im Energiemix für Portugal ist im Vergleich zu Frankreich und Spanien keine Kernkraft enthalten, da Portugal keine Nuklearkraft zur Energieerzeugung nutzt.

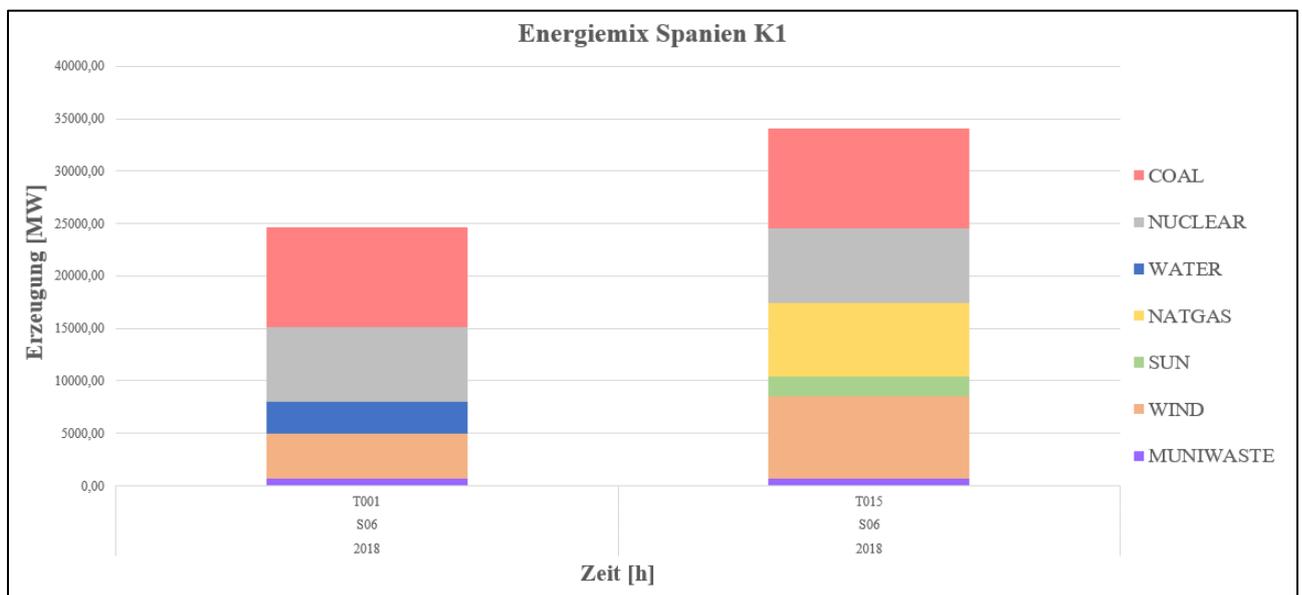


Abbildung 12: Energiemix von Spanien K1 für die Stunden 1 und 15 der Woche S06

In Abbildung 12 ist die Zusammensetzung der verschiedenen Erzeugungstechnologien für die Stunden, T1 und T15 der Woche S06 von Spanien zu sehen. Anhand der farblichen Aufteilung ist zu erkennen, wie hoch der jeweilige Anteil der einzelnen Erzeugungstechnologien an der Energieproduktion ist.

ModelYear	Season	Term	MUNIWASTE	WIND	SUN	NATGAS	WATER	NUCLEAR	COAL	Gesamtergebnis
2018	S06	T001	<b>700,00</b>	4310,93	9,99	0,00	3018,25	<b>7117,00</b>	<b>9535,00</b>	24691,17
2018	S06	T015	<b>700,00</b>	7855,75	1873,82	6998,80		<b>7117,00</b>	<b>9535,00</b>	34080,37

Tabelle 9: Anteil der einzelnen Technologien [MW] von Abbildung 12

In Tabelle 9 ist die genaue Aufteilung der Stunden T1 und T15 dargestellt. Die fett markierten Werte bedeuten, dass für diese Erzeugungstechnologie die maximal zur Verfügung stehende

installierte Kapazität verwendet wurde. Das Gesamtergebnis ist die Summe aus allen Energiequellen und deckt die (auf Datenblatt 51 eingegebene) stündliche Nachfrage. „Muniwaste“ ist der Rohstoff für die Müllverbrennungsanlagen. Spanien nutzt diese mit voller Auslastung zur Energiegewinnung. Die dauerhafte Verwendung dieser Anlagen erweist sich aufgrund der stetigen Verfügbarkeit von Müll als realistisch.

Die einzelnen Energiemixe vermitteln das Bild, dass ein Kohlekraftwerk (hier rot markiert) in den dargestellten Wochen als Grenzkraftwerk fungiert. Das entspricht aber nicht der Realität, wie in den kommenden Ergebnissen der anderen Klassifizierungen gezeigt wird. Die Erzeugung der einzelnen Kraftwerke wird hier aggregiert dargestellt, um die vorgegebene Nachfrage zu decken und stellt nicht die Merit Order da.<sup>30</sup>

## 4.2.2 Ergebnisse K2

Im diesem Kapitel werden die Ergebnisse der zweiten Klassifizierung beschrieben.

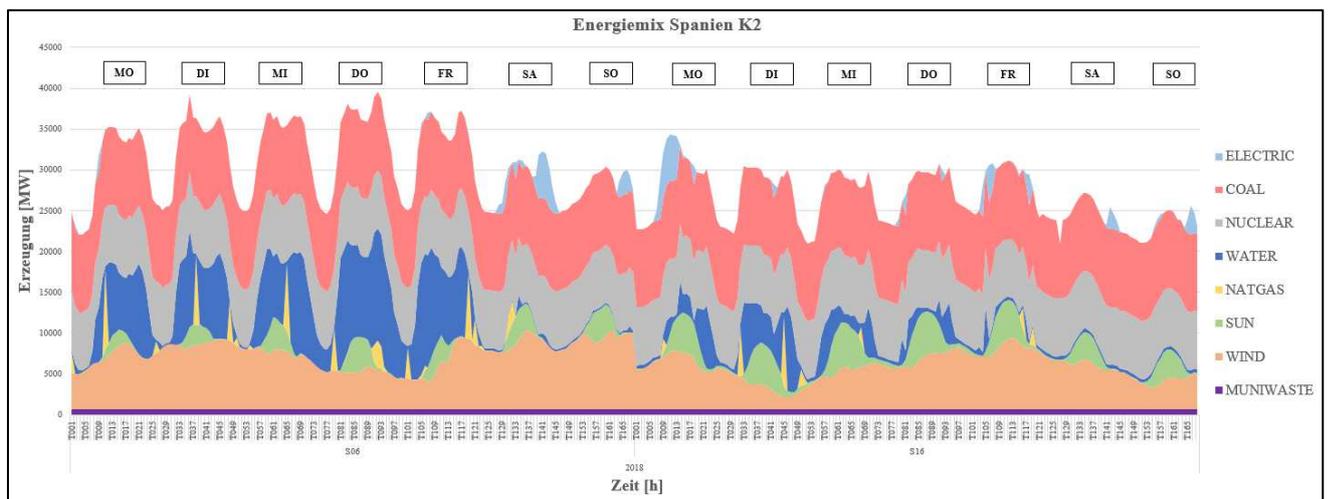


Abbildung 13: Energiemix Spanien K2 für die Woche S06 & S16

Abbildung 13 zeigt den Energiemix Spaniens der zweiten Klassifizierung für die Wochen S06 und S16. Im Vergleich zur Zusammensetzung des Energiemixes von K1 in Abbildung 9 fällt auf, dass in K2 weniger Gaskraftwerke zur Bereitstellung der Nachfrage verwendet wurden. Statt Gas- wurden in Woche S06 mehr Wasserkraftwerke, Wasserreservoirs oder Laufwasserkraftwerke (in allen Abbildungen immer blau markiert), verwendet. In Woche S16 laufen die Wasserkraftwerke ebenfalls, erzeugen kontinuierlich jedoch nicht so viel Energie und mit weniger Spitzen im Vergleich zu K1.

<sup>30</sup> Detaillierte Ergebnisse von K1 in Excel Datei im Anhang: Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K1\_final.xlsx

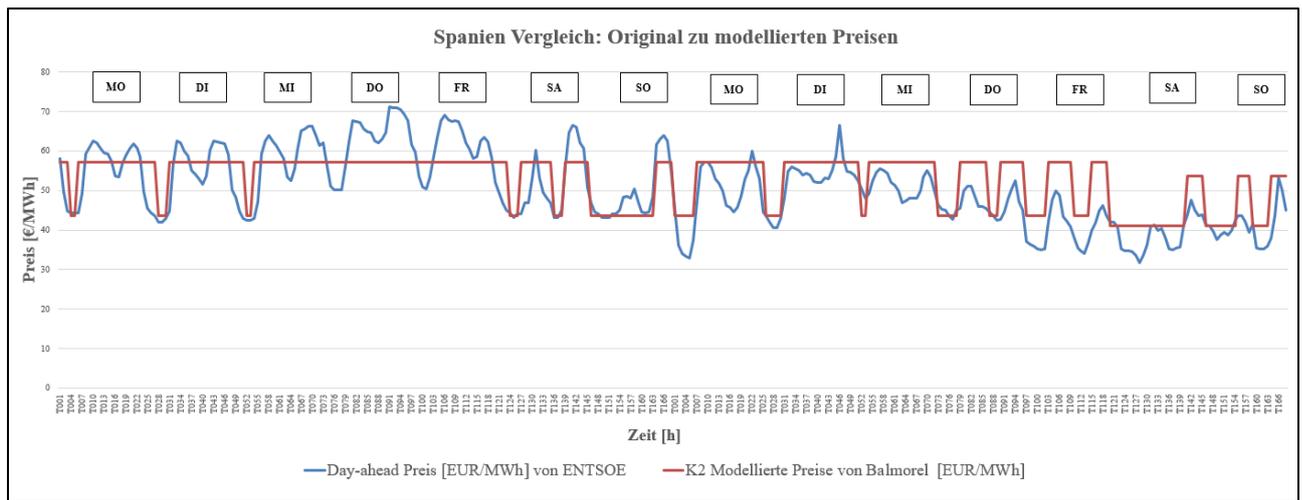


Abbildung 14: Strompreisvergleich der realen Strompreise mit von K2 modellierten Preisen der Woche S06 & S16

Abbildung 14 zeigt den Vergleich der originalen Strompreise mit den von Balmorel modellierten Preisen der Wochen S06 und S16 des Jahres 2018. Anhand der realen Strompreise (in Abbildung 14 blau markiert) sieht man, dass das Profil der originalen Strompreise dem in Abbildung 13 dargestellten Erzeugungsprofil für die einzelnen Tage entspricht. Es sind wie im Erzeugungsprofil die einzelnen Tagesabläufe mit ihren Hochs und Tiefs erkennbar. Die rote Linie in Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse der Modellierung an. Es ist erkennbar, dass die Preise in Woche S06 im Durchschnitt relativ nah an den realen Preisen liegen. In Woche S16 befinden sich die Ergebnisse im Durchschnitt leicht darüber. Des Weiteren werden die Feinheiten der blauen Kurve nur bedingt durch die Modellierung wiedergegeben, was beides auf die noch sehr grobe Klassifizierung zurückzuführen ist.

Die Darstellungen der Energiezusammensetzungen sind Teile der Ausgabedatei von Balmorel und zeigen nur den verwendeten Rohstoff, in diesem Fall Wasser, an. In K1 wurde stellvertretend das Wasserreservoir, aufgrund des hohen prozentualen Anteils an der installierten Gesamtkapazität, für alle Wasserkraftwerke angenommen. In K2 wurde (wie in Tabelle 6 ersichtlich) zwischen den einzelnen Kraftwerkstypen unterschieden, erkennbar an den hellblauen Spitzen für Pumpspeicherkraftwerke. Diese Kraftwerke (in den Legenden als Electric bezeichnet) laufen selbstverständlich auch mit Wasser, können aber ebenfalls durch das Umschalten, von Turbinen- in den Pumpenbetrieb, Wasser wieder in die Quelle hochpumpen. Dies kann von Kraftwerksbetreibern in Schwachlastzeiten genutzt werden, um zu viel produzierte Energie zu verwenden oder um Schwankungen in der Netzfrequenz zu regulieren (vgl. Giesecke & Msonyi, 2009, S. 675f).

Da es sich hierbei allerdings um eine Erzeugungsgrafik handelt, produzieren diese Kraftwerke hier auch Strom und laufen nicht im Pumpenbetrieb.

Infolgedessen ist es in den gezeigten Abbildungen nicht ersichtlich, welches Kraftwerk innerhalb des verwendeten Rohstoffs genau die Last bereitgestellt hat. Auf diese Thematik wird anhand anderer Diagramme in den weiteren Klassifizierungen näher eingegangen.

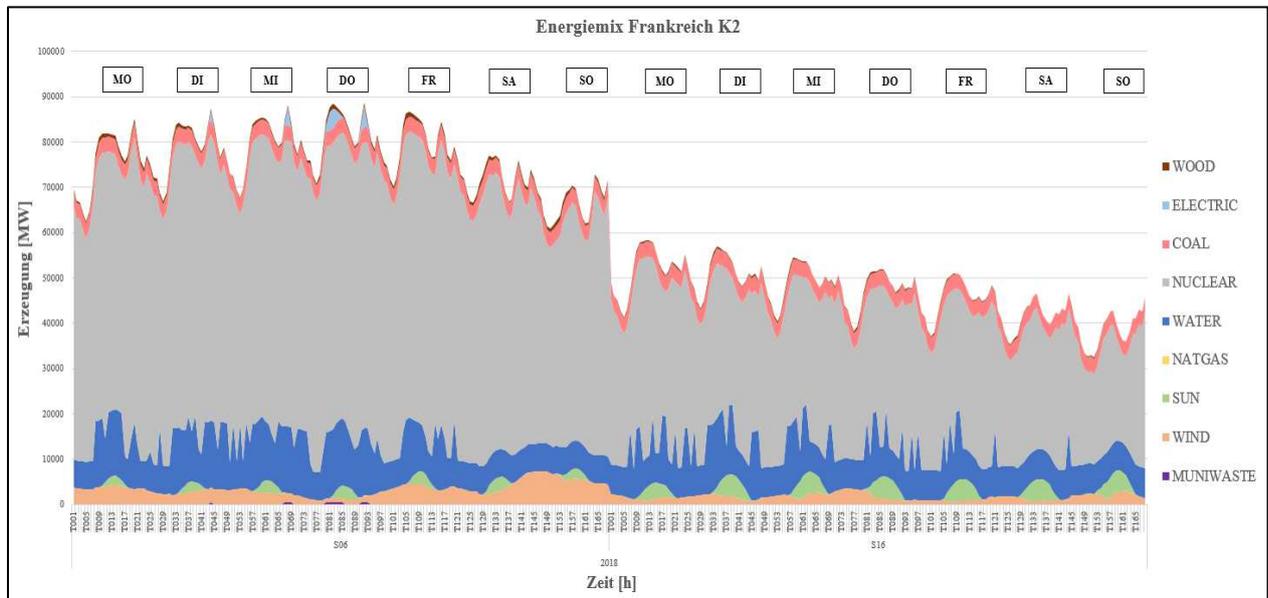


Abbildung 15: Energimix Frankreich K2 für die Woche S06 & S16

Abbildung 15 zeigt die Veränderung des Energimixes Frankreichs gegenüber K1. Im direkten Vergleich fällt auf, dass Gas zwar in der Legende auftaucht, es aber nicht wie bei K1 dauerhaft produziert. Bei genauer Betrachtung der analog zu Tabelle 9 vorhanden stündlichen Zusammensetzung der Energieerzeugung fällt auf, dass Gas nur in Stunde 92 der Woche S06 an der Lastproduktion beteiligt war.<sup>31</sup> Die Produktion wurde hier ebenfalls durch die Wasserkraft ersetzt, die hier im Gegensatz zu K1 kontinuierlich verwendet wurde und nicht nur zur Deckung der Spitzenlast diente. In Woche S06 ist an den Tagen Dienstag, Mittwoch und Donnerstag erkennbar, dass auch hier Pumpspeicherkraftwerke zusätzlich zu den lila markierten Müllverbrennungsanlagen zur Stromerzeugung in Betrieb waren. Zu den mit K1 identischen Anteilen der Solar- und Windenergie kommt noch die Verwendung der erneuerbaren Energie Biomasse (in der Abbildung 15 braun markiert und aufgrund des gewählten Rohstoffs Holz mit WOOD gekennzeichnet) hinzu.

<sup>31</sup> Detaillierte Ergebnisse von K2 in Excel Datei im Anhang: Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K2\_final.xlsm

Die Verwendung von Biomassekraftwerken in Frankreich hat zum einen mit dem besseren Kosten-Leistungsverhältnis zu tun, da in K1 Biogas und ab K2 Holz verwendet wurde, was billigere variable Kosten aufweist. Zum anderen wurden ab K2 die Biomassekraftwerke vom Erzeugungstyp „Condensing“ auf „Extraction“ gesetzt. Das hat den Vorteil, dass diese Kraftwerke auch für die Wärmeerzeugung genutzt werden können und somit aufgrund ihrer geringeren Gesamtkosten die unter anderem für die Wärmeerzeugung in K1 verwendeten Gaskraftwerke ersetzen. Der Verlauf der Solar- und Windenergie ist identisch mit K1, da exogen vorgegeben.

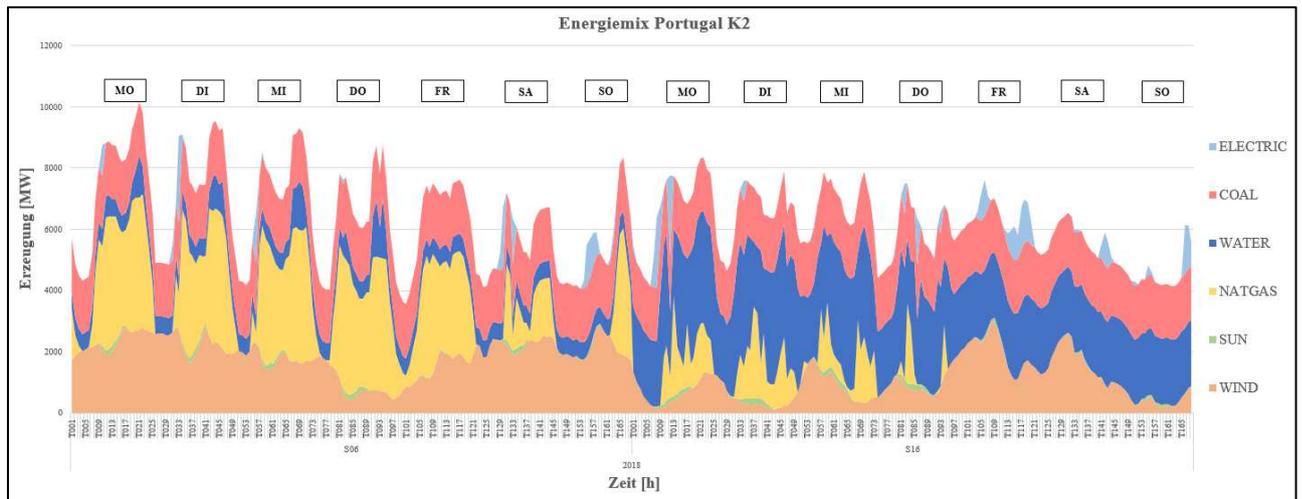


Abbildung 16: Energimix Portugal K2 für die Woche S06 & S16

Der Energimix von K2 für Portugal ist in Abbildung 16 dargestellt. Erkennbar ist, dass im Vergleich zu K1 Gas nicht nur in Woche S06 sondern auch in Woche S16 einen Teil der Energieerzeugung übernimmt. Die Verwendung der Speicher- und Laufwasserkraftwerke ist etwas geringer. Auch hier sieht man ähnlich zu Spanien und Frankreich, anhand der hellblauen Spitzen, die Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken. In Woche S06 ist die Erzeugung durch Sonne und Wind auch hier durch das exogene Vorgabeprofil identisch.

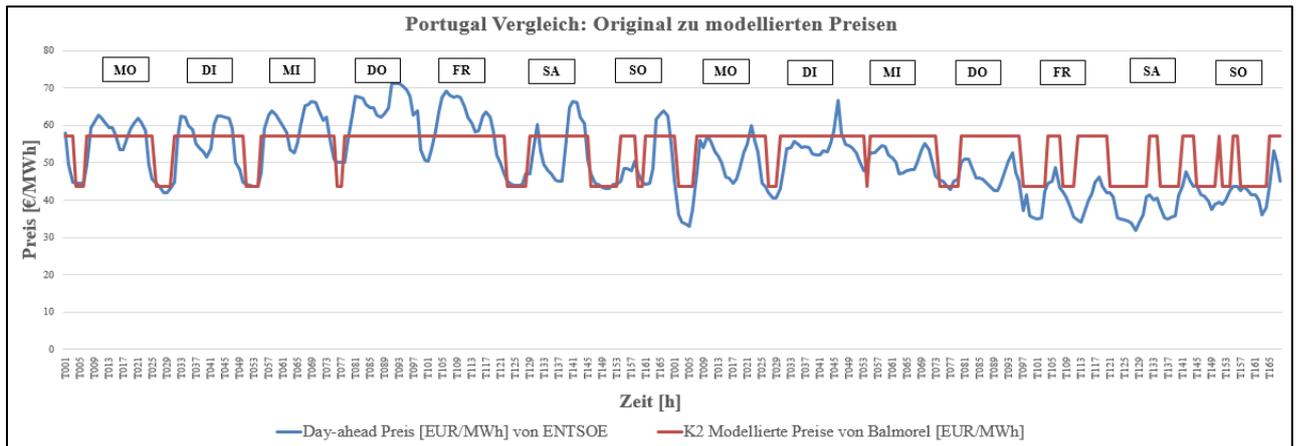


Abbildung 17: Strompreisvergleich der realen Strompreise mit den von K2 modellierten Preisen der Woche S06 & S16

Abbildung 17 zeigt den Vergleich der originalen Strompreise mit den von Balmorel modellierten Preisen der Wochen S06 und S16 des Jahres 2018 für Portugal. Es fällt auf, dass das Profil der originalen Preise sehr ähnlich zu den spanischen Preisen des gleichen Zeitraums ist. Das liegt daran, dass die spanischen und portugiesischen realen Strompreise in sehr vielen Stunden des Jahres identisch sind.<sup>32</sup> In den beiden gewählten Wochen unterscheiden sie sich nur in wenigen Stunden um einige Euro- bzw. Cent-Beträge. Im Vergleich zu den modellierten spanischen Preisen ist das Profil der einzelnen Tage in Woche S06 besser durch die Modellierung dargestellt als in Spanien.

Die folgende Grafik zeigt die Erzeugung in TWh, für alle drei Länder auf Basis der Modellierung von K2. In Tabelle 10 ist die dazugehörige Verteilung auf die einzelnen Technologien dargestellt. Gut erkennbar ist, dass Spanien und Frankreich nur sehr wenig Gaskraftwerke für die Erzeugung der Last verwenden. In Frankreich ist das auf die Verwendung der Kernkraft zurück zu führen, die in Frankreich ca. 75 % der gesamten Jahresnachfrage deckt.

<sup>32</sup> Vgl. <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show?>, aufgerufen am 13.01.2020

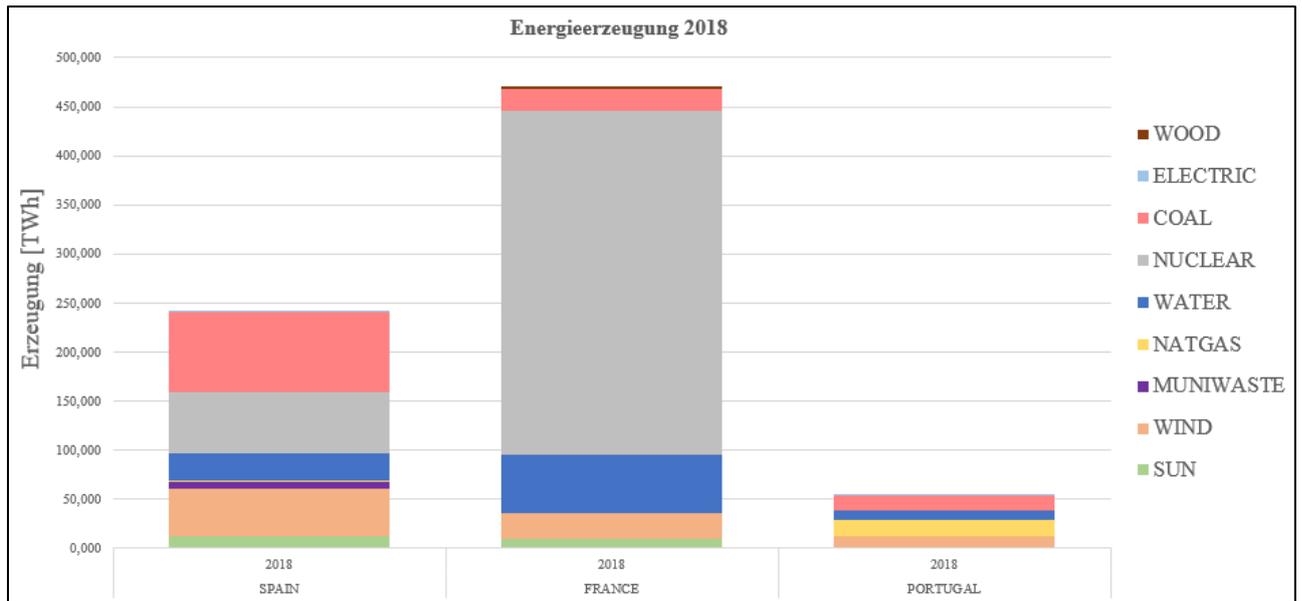


Abbildung 18: Energiemix Frankreich/Spanien/Portugal K2 2018

Die erneuerbaren Energien Sonne, Wind und Wasser tragen in allen 3 Ländern ebenfalls zur Energiegewinnung bei. In Frankreich haben sie neben der Kernkraft den größten Anteil mit über 20 %. In Spanien und Portugal stellen die erneuerbaren Energien mehr als ein Drittel der benötigten Energiemenge bereit. Kohlekraftwerke decken in Frankreich die restlichen Prozent ab. In Spanien hingegen deckt die Kohlekraft den größten Teil der Erzeugung ab. In Portugal stellen Gas- und Kohlekraftwerke über die Hälfte der Energie bereit.

	Model-			MUNI-									Gesamt- ergebnis
	Year	Season	Term	SUN	WIND	WASTE	NATGAS	WATER	NUCLEAR	COAL	ELECTRIC	WOOD	
SPAIN	2018	all	all	12,22	49,12	5,79	1,57	27,81	62,34	81,41	2,55		242,81
FRANCE	2018	all	all	9,39	25,94	0,02	0,08	60,49	350,40	21,94	0,10	2,33	470,69
PORTUGAL	2018	all	all	0,39	12,35		15,56	10,30		15,16	1,11		54,87

Tabelle 10: Anteil der einzelnen Technologien von Abbildung 18

### 4.2.3 Ergebnisse K3

Die folgenden Darstellungen zeigen die Ergebnisse der dritten Klassifizierung. Im Gegensatz zu K2 wurden die einzelnen Kategorien hier noch in weitere Unterkategorien (wie in Tabelle 7 dargestellt) mit dem Ziel aufgeteilt, innerhalb der einzelnen Erzeugungstechnologien die Kraftwerke besser in die Merit Order einordnen zu können.

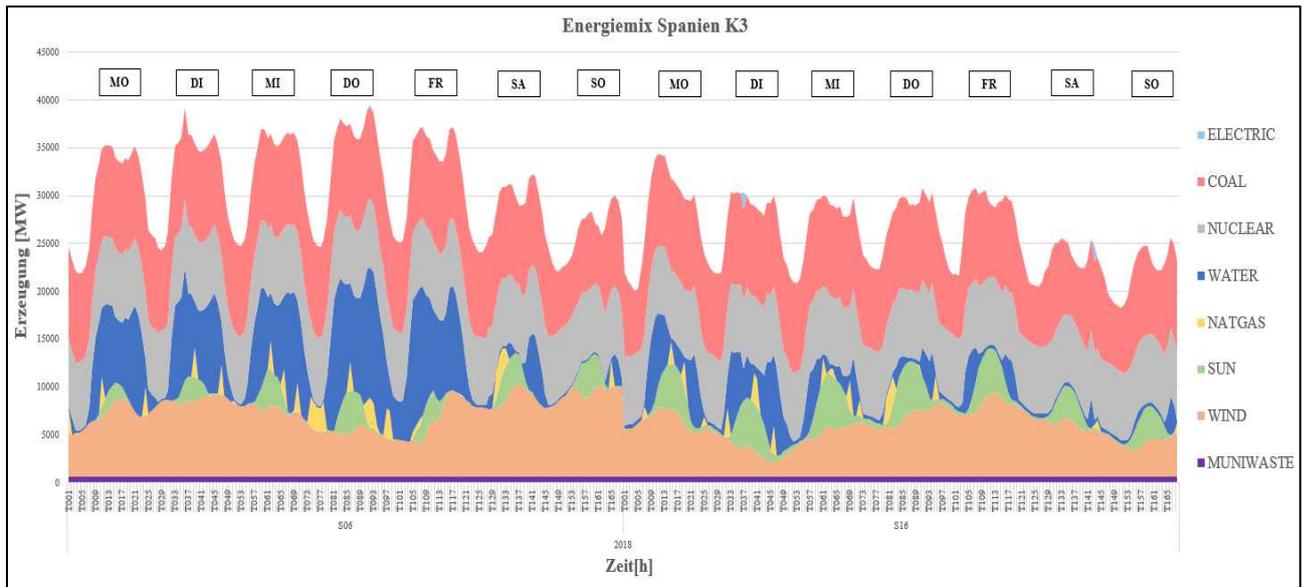


Abbildung 19: Energimix Spanien K3 für die Woche S06 & S16

Abbildung 19 zeigt die Zusammensetzung der bereitgestellten Last für die Wochen S06 und S16 von Spanien auf Basis von K3. Zu erkennen ist, dass im Vergleich zu K2 etwas mehr Gaskraftwerke an der Deckung der Nachfrage beteiligt sind.<sup>33</sup> Das liegt an der Differenzierung der einzelnen Kraftwerkstypen nach ihrem Baujahr. Dadurch ist es möglich, die Gaskraftwerke innerhalb der Kraftwerkstechnologie also CC, GT oder ST zu unterscheiden. So sollte ein beispielsweise 2012 gebautes CC Gaskraftwerk, aufgrund des besseren Wirkungsgrads der verbauten Turbinen und der damit verbundenen niedrigeren Kosten wirtschaftlicher laufen, als ein 1990 in Betrieb genommenes CC Kraftwerk.

Der Verlauf sowohl der erneuerbaren Energien als auch von Kohle und Kernkraft ist sehr ähnlich zu K2. Die Erzeugung durch Solar- und Windenergie ist aufgrund der exogenen Vorgabe identisch.

<sup>33</sup> Detaillierte Ergebnisse von K3 in Excel Datei im Anhang: Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K3\_final.xlsm

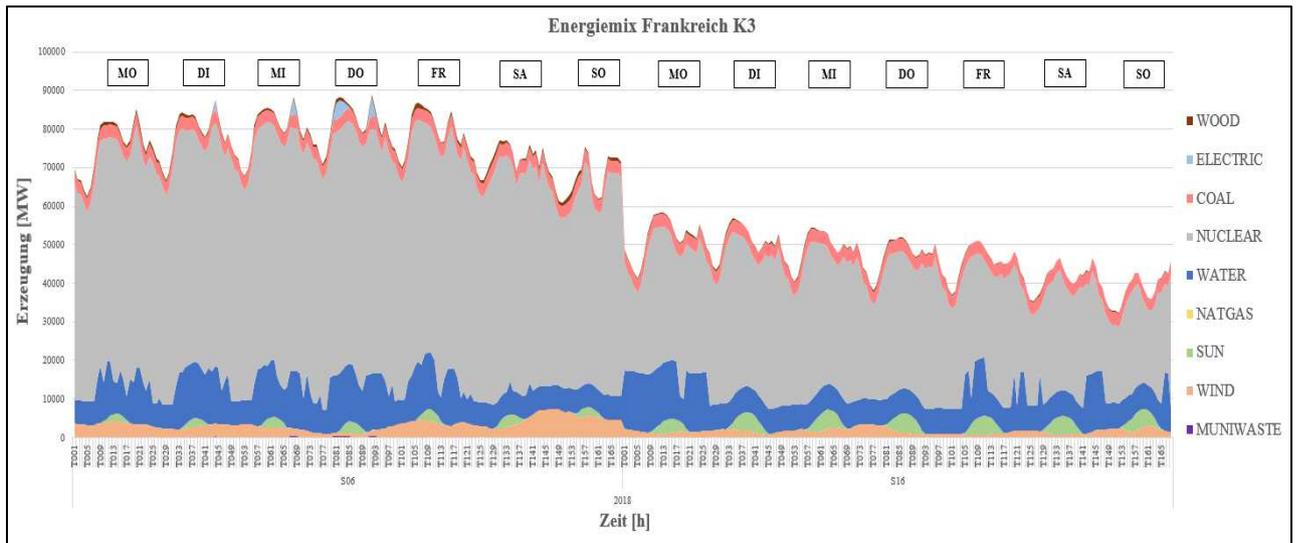


Abbildung 20: Energimix Frankreich K3 für die Woche S06 & S16

Abbildung 20 zeigt den Energimix auf Basis von K3 für Frankreich. Die Ergebnisse sind annähernd identisch zu denen von K2. Lediglich das Profil der Wasserkraft hat sich leicht verändert. Die Gründe dafür liegen wahrscheinlich immer noch darin, dass immer noch ein großer Teil des Energiemixes aus Kernkraft besteht. Auf diesen Punkt wird in K4 und K5 weiter eingegangen.

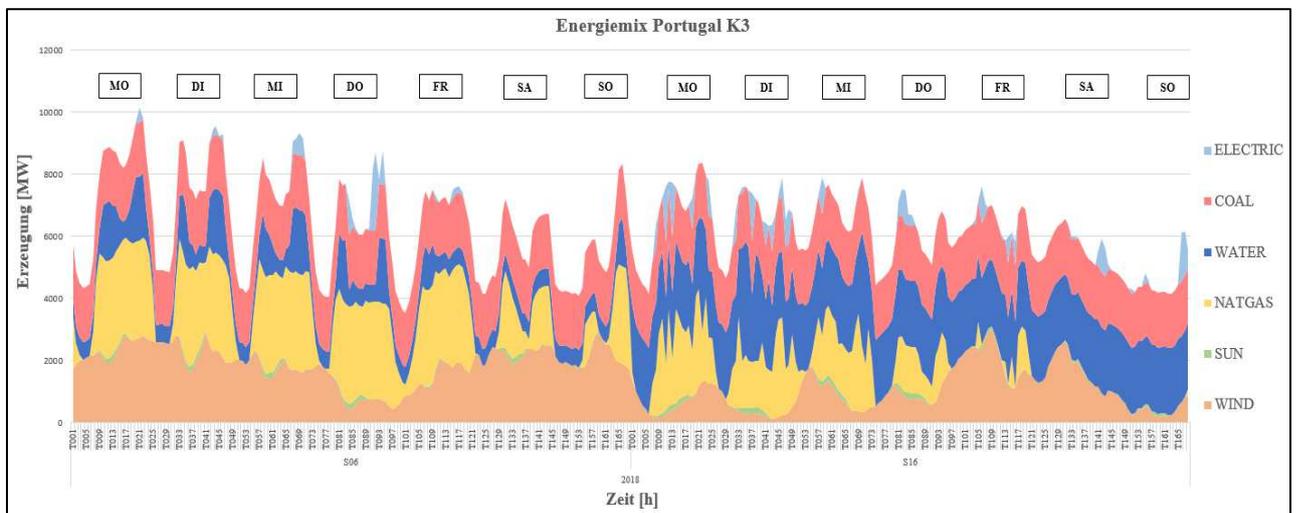


Abbildung 21. Energimix Portugal K3 für die Woche S06 & S16

In Abbildung 21 ist der Energimix von Portugal für K3 dargestellt. Im Vergleich zu K2 fällt auf, dass durch die Aufteilung der Kraftwerke auf die Baujahre und die damit verbunden, zum Teil niedrigeren Kosten, mehr Gaskraftwerke an der Erzeugung beteiligt sind. Die Erzeugung durch Wasserkraft minimierte sich in K3. Die Erzeugung durch Kohle ist identisch. Die Profile

für Wind und Sonne sind aus demselben Grund wie bei Spanien und Frankreich für K3 identisch zu K2.

Dass sich in allen drei Ländern die Profile für die Ausnutzung der Wind- und Solarenergie in allen bisher betrachteten Klassifizierungen nicht verändert haben liegt daran, dass (wie in Abbildung 5 dargestellt) die Solar- und Windenergie ab K2 nicht weiter kategorisiert wurde. Des Weiteren verändern sich die (in den Datenblättern 43 und 53 eingegebenen) Erzeugungsprognosen für Solar- und Windenergie für die unterschiedlichen Klassifizierungen nicht. Es sind exogene Erzeugungsprofile für die Wind- und Solarenergie sowie für die Laufwasserkraftwerke vorgegeben, weswegen sie sich auch in den kommenden Klassifizierungen nicht verändern werden. Aus diesem Grund wird in den Ergebnissen der weiteren Klassifizierungen nicht weiter auf die Erzeugung durch Wind, Sonne und Laufwasserkraftwerke eingegangen.

#### **4.2.4 Ergebnisse K4 & K5**

In folgendem Abschnitt werden die Ergebnisse von K4 und K5 dargestellt und miteinander verglichen. Ab K4 werden die Kraftwerke in 5 Jahresschritte bezüglich ihrer Inbetriebnahme zusammengefasst. In K5 sind die Kraftwerke ebenfalls in 5 Jahresschritte kategorisiert, allerdings wurden die Daten direkt der kostenpflichtigen Platts Datenbank entnommen. Der Vorteil von K5 gegenüber K4 liegt in der besseren Datenqualität, da die Daten aus der Platts Datenbank nur auf die laut ENTSO-E Homepage installierten Gesamtkapazitäten angepasst wurden und somit der (in Kapitel 3.1 beschriebene) zusätzliche Schritt der Datenübertragung auf die OPSD Liste entfallen ist. Um die Unterschiede besser beurteilen und miteinander vergleichen zu können, werden die Ergebnisse von K4 und K5 in einem Kapitel dargestellt.

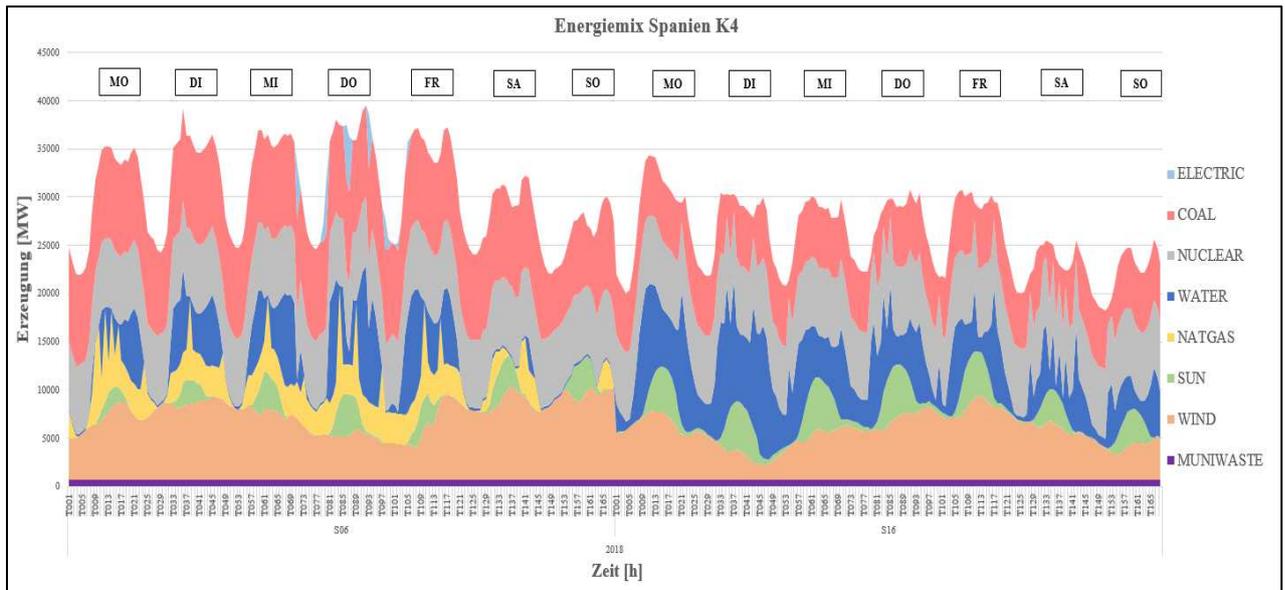


Abbildung 22: Energimix Spanien K4 für die Woche S06 & S16

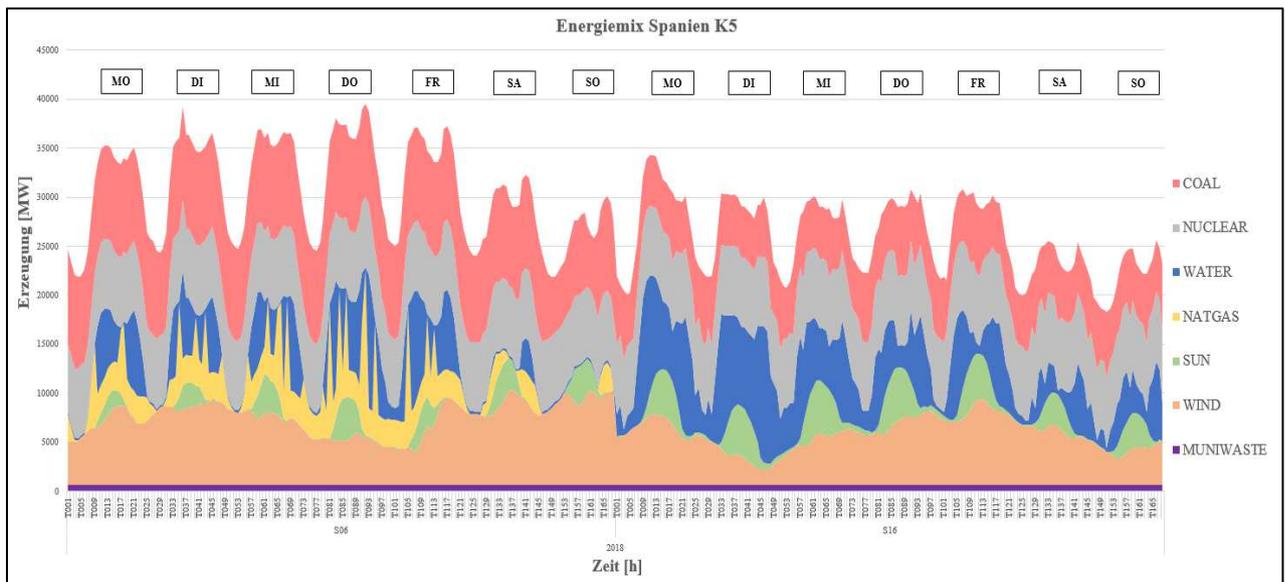


Abbildung 23: Energimix Spanien K5 für die Woche S06 & S16

In Abbildung 22 sind die Ergebnisse der Wochen S06 und S16 für K4 und in Abbildung 23 die für K5 zu sehen. Die erneuerbaren Energien Wind und Sonne sind wie in den vorherigen Klassifizierungen identisch, ebenso wie die Verwendung der Kohlekraftwerke. Die Ausnutzung der Kern- und Wasserkraftwerke sieht bis auf wenige Ausnahmen ebenfalls identisch aus. In K4 werden im Gegensatz zu K5 in einzelnen Stunden noch die hellblau markierten Pumpspeicherkraftwerke zur Energieerzeugung genutzt.

Ein großer Unterschied besteht bei der Ausnutzung der Gaskraftwerke. Die sind sowohl in K4 als auch in K5 in Woche S06 dauerhaft im Einsatz und werden in K5 noch häufiger als in K4,

erkennbar an den Spitzen, für die Spitzenlast einiger Stunden verwendet. Daran lässt sich der Unterschied in der weiteren Unterteilung der Kraftwerke von K3 zu K4 gut erkennen, da Gaskraftwerke (wie in Abbildung 19 ersichtlich) nur vereinzelt für die Deckung der Nachfrage in K3 verwendet wurden.

Abbildung 24 zeigt, welche Kraftwerke jeder Unterkategorie für die Stunden T18 - T20 der Woche S06 produziert haben. Es fällt auf, dass fast alle Kohlekraftwerke produzieren. Bei den Gaskraftwerken produzieren nur die CC Werke 10 und 11. Bei der Kernkraft produzieren in allen drei Stunden die gleichen Kraftwerke, hier aufgrund der Länge der Namen nicht erkennbar. Es sind die in Tabelle 8 notierten Siedewasserreaktoren 1970-1979 und 1980-1989 und die Druckwasserreaktoren die zwischen 1980-1989 gebaut wurden.

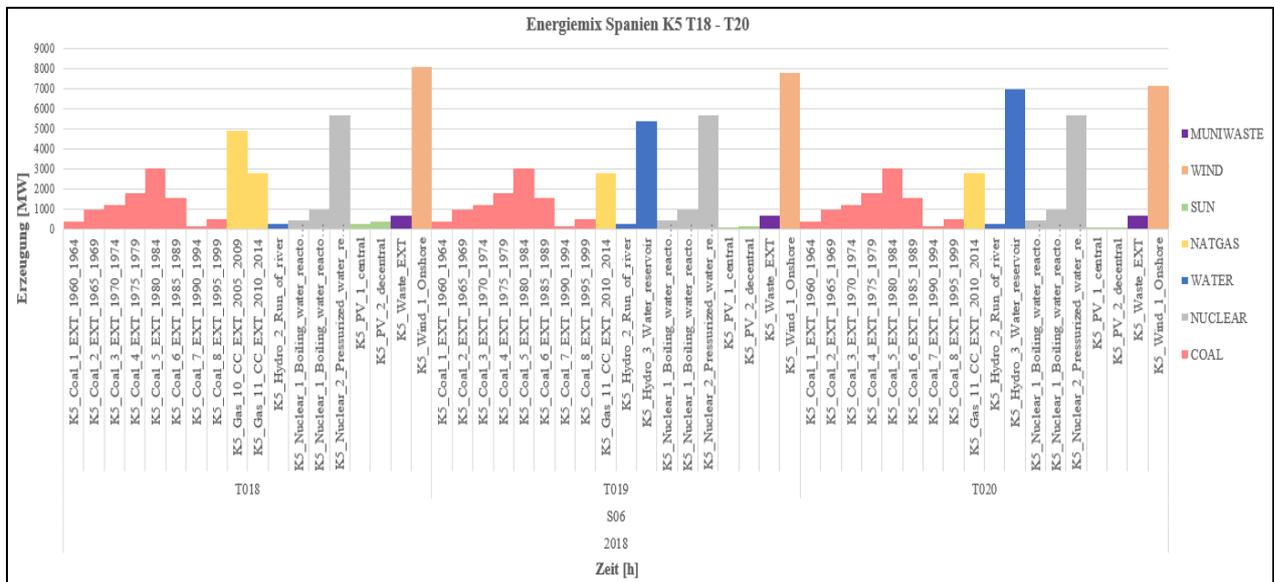


Abbildung 24: Energimix Spanien K5 für die Woche S06 T18-T20

Warum trotz des schlechteren Wirkungsgrades und der damit verbundenen höheren Kosten auch in den 60er und 70er Jahren gebaute Kohlekraftwerke für die Deckung der Nachfrage verwendet wurden, liegt an der (in Tabelle 8 dargestellten) verfügbaren installierten Gesamtkapazität. Tabelle 11 zeigt die Technologiezusammensetzung für K4 der Stunde T18 und Tabelle 12 für K5.

Technologiezusammensetzung Spanien K4 S06 T18										
Season	Term	Technology	MUNIWASTE	WIND	SUN	NATGAS	WATER	NUCLEAR	COAL	Gesamtergebnis
S06	T018	K4_Coal_1_EXT_1960_1964							140,00	140,00
S06	T018	K4_Coal_2_EXT_1965_1969							150,00	150,00
S06	T018	K4_Coal_3_EXT_1970_1974							900,00	900,00
S06	T018	K4_Coal_4_EXT_1975_1979							2105,00	2105,00
S06	T018	K4_Coal_5_EXT_1980_1984							4500,00	4500,00
S06	T018	K4_Coal_6_EXT_1985_1989							1100,00	1100,00
S06	T018	K4_Coal_7_EXT_1990_1994							60,00	60,00
S06	T018	K4_Coal_8_EXT_1995_1999							550,00	550,00
S06	T018	K4_Coal_11_EXT_2010_2014							30,00	30,00
S06	T018	K4_Gas_11_CC_EXT_2010_2014				3000,00				3000,00
S06	T018	K4_Gas_12_CC_EXT_2015_2019				140,00				140,00
S06	T018	K4_Hydro_2_Run_of_river					229,69			229,69
S06	T018	K4_Hydro_3_Water_reservoir					4555,94			4555,94
S06	T018	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1970_1979						437,00		437,00
S06	T018	K4_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1980_1989						980,00		980,00
S06	T018	K4_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989						5700,00		5700,00
S06	T018	K4_PV_1_central			253,41					253,41
S06	T018	K4_PV_2_decentral			369,19					369,19
S06	T018	K4_Waste_EXT	661,00							661,00
S06	T018	K4_Wind_1_Onshore		8099,47						8099,47
									Summe	33960,70

Tabelle 11: Technologiezusammensetzung Spanien K4 für die Woche S06 T18

Unter dem jeweiligen Rohstoff steht die für die Deckung der Last produzierte Energie in MW für jede Kategorie der Klassifizierungen. Gut erkennbar ist, dass sowohl in Tabelle 11 als auch in Tabelle 12 alle Kapazitäten der Kohlekraftwerke, ebenso wie die der Kernkraftwerke, fett markiert sind. Die Ursache hierfür liegt in der in Tabelle 8 dargestellten Verteilung der verfügbaren installierten Kapazitäten. Fett markiert bedeutet, dass die installierte Gesamtkapazität zu 100 % ausgenutzt ist.

Technologiezusammensetzung Spanien K5 S06 T18										
Season	Term	Technology	MUNIWASTE	WIND	SUN	NATGAS	WATER	NUCLEAR	COAL	Gesamtergebnis
S06	T018	K5_Coal_1_EXT_1960_1964							356,00	356,00
S06	T018	K5_Coal_2_EXT_1965_1969							941,00	941,00
S06	T018	K5_Coal_3_EXT_1970_1974							1200,00	1200,00
S06	T018	K5_Coal_4_EXT_1975_1979							1800,00	1800,00
S06	T018	K5_Coal_5_EXT_1980_1984							3050,00	3050,00
S06	T018	K5_Coal_6_EXT_1985_1989							1550,00	1550,00
S06	T018	K5_Coal_7_EXT_1990_1994							138,00	138,00
S06	T018	K5_Coal_8_EXT_1995_1999							500,00	500,00
S06	T018	K5_Gas_10_CC_EXT_2005_2009				4895,94				4895,94
S06	T018	K5_Gas_11_CC_EXT_2010_2014				2800,00				2800,00
S06	T018	K5_Hydro_2_Run_of_river					229,69			229,69
S06	T018	K5_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1970_1979						437,00		437,00
S06	T018	K5_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1980_1989						980,00		980,00
S06	T018	K5_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989						5700,00		5700,00
S06	T018	K5_PV_1_central			253,41					253,41
S06	T018	K5_PV_2_decentral			369,19					369,19
S06	T018	K5_Waste_EXT	661,00							661,00
S06	T018	K5_Wind_1_Onshore		8099,47						8099,47
									Summe	33960,70

Tabelle 12: Technologiezusammensetzung Spanien K5 für die Woche S06 T18

Würden zum Beispiel 5000 MW installierte Kapazität bei dem Kohlekraftwerk Nr. 8 zur Verfügung stehen und nicht nur 500 MW wie in Tabelle 12, würde Balmorel das bei voller Auslastung fahren. Ausschlaggebend dafür wäre, der bessere Wirkungsgrad und die damit verbundenen niedrigeren Kosten, die somit das beste Preis-Leistungs-Verhältnis der zur Verfügung stehenden Kohlekraftwerke darstellen würden. Am Beispiel der Gaskraftwerke in Tabelle 12 ist ersichtlich, dass zuerst die Kapazität des besten zur Verfügung stehenden Gaskraftwerks genutzt wurde und dann der noch benötigte Rest, durch das zweitbeste Gaskraftwerk bereitgestellt wurde. Die Summe der in dieser Stunde zur Verfügung gestellten Energie ist in beiden Klassifizierungen identisch und entspricht der exogen vorgegebenen Nachfrage zuzüglich der Netz- und Speicherverluste.

Anhand der Energiemixe und der zugehörigen Technologiezusammensetzung lässt sich gut erkennen, wie sich Änderungen in der installierten Kapazität in der Verwendung der Kraftwerke widerspiegeln.

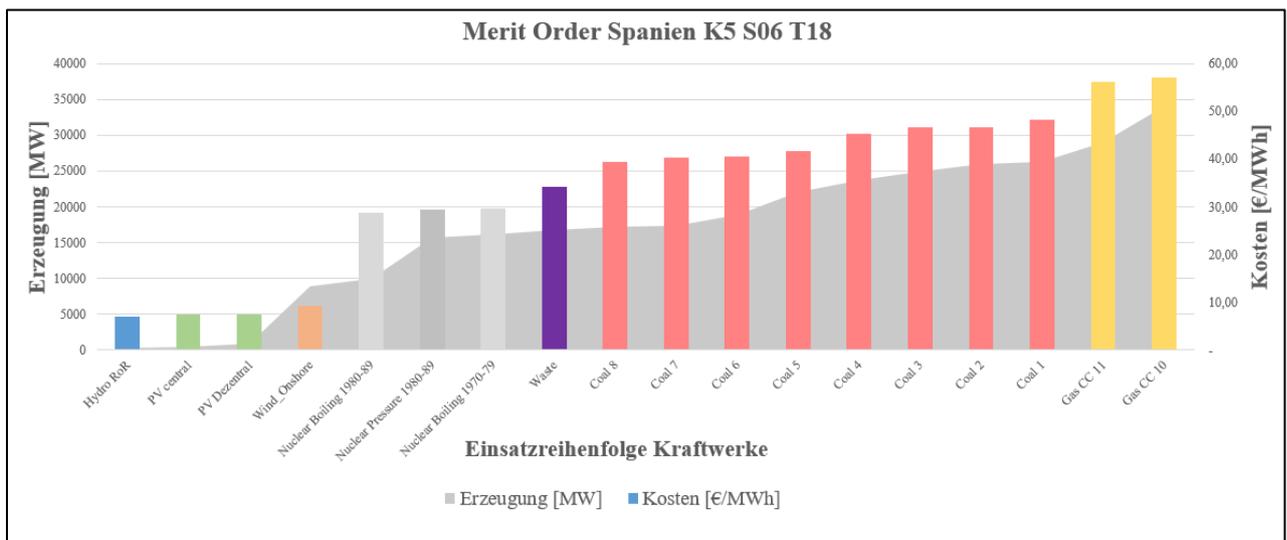


Abbildung 25: Merit Order Spanien auf Basis der Modellierungsergebnisse von K5 S06 T18

In Abbildung 25 ist auf Basis der Modellierung von K5, Woche S06, Stunde T18 die aktuelle Merit Order zu sehen. Die linke y-Achse gibt die Menge der Erzeugung der jeweiligen Unterkategorien des Kraftwerksparks, basierend auf der in grau dargestellten aggregierten Erzeugung zu dieser Stunde, an. Die rechte y-Achse beschreibt die dabei entstandenen Kosten. Es ist deutlich erkennbar, dass so lange Kraftwerke mit jeweils höheren Kosten hinzugeschaltet werden bis die Erzeugung die Nachfrage, von ca. 34 GW zu dieser Stunde deckt. Die Darstellung zeigt die in Abbildung 2 erwähnte Aufteilung der Kosten auf Kraftwerksebene für diese eine Stunde. Zu dieser Stunde lag der reelle Strompreis in Spanien bei 56,93 €/MWh, der von Balmorel

modellierter Strompreis lag bei 57.09 €/MWh.<sup>34</sup> In Abbildung 25 ist zu erkennen, dass das preisetzende Kraftwerk in dieser Stunde ein Gaskraftwerk war und dass mit dem modellierten Preis ein sehr genaues (nur um wenige Cent abweichendes) Ergebnis erzielt wurde.

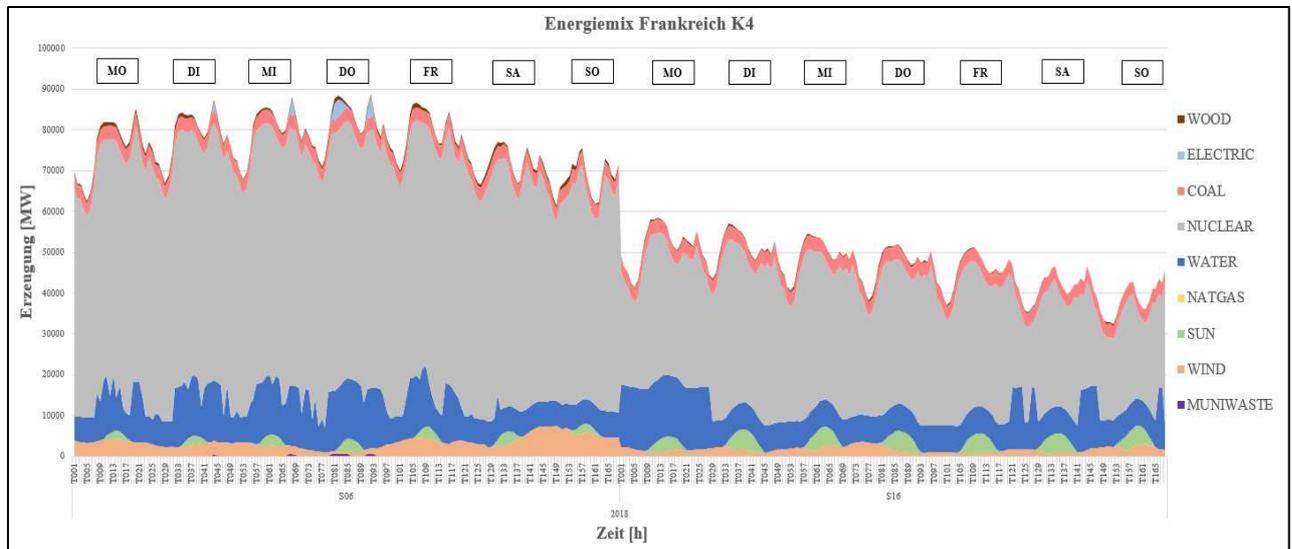


Abbildung 26: Energimix Frankreich K4 für die Woche S06 & S16

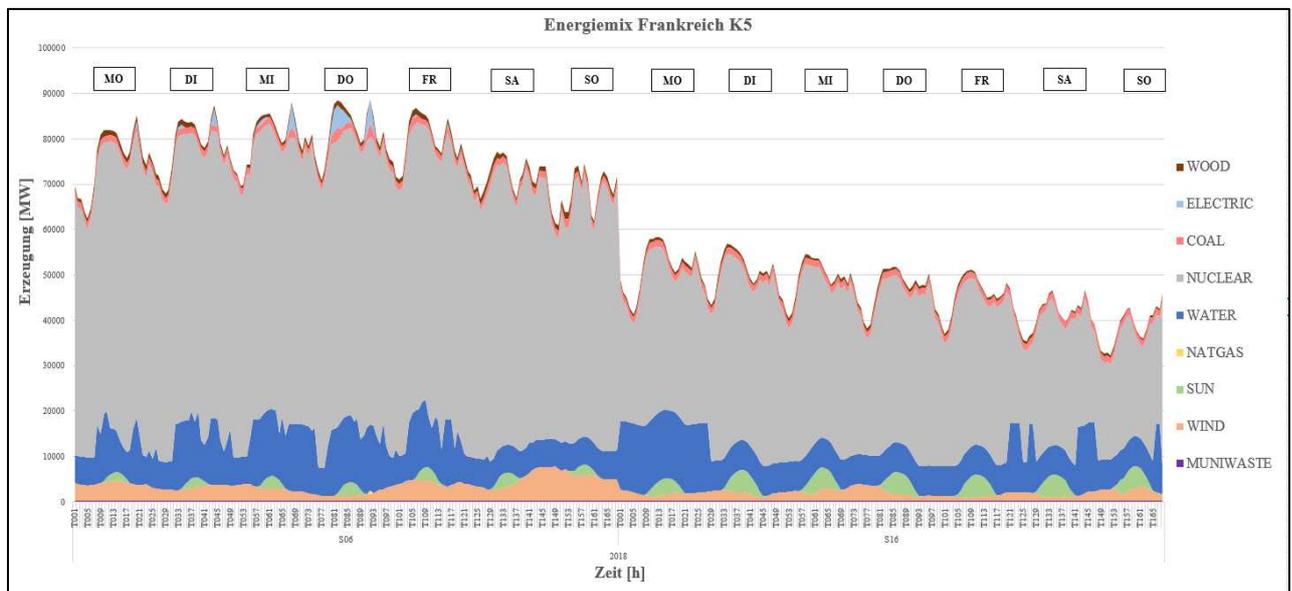


Abbildung 27: Energimix Frankreich K5 für die Woche S06 & S16

Die Abbildung 26 zeigt den Energimix von K4 für Frankreich. Im Vergleich zu K5 (dargestellt in Abbildung 27) fällt auf, dass weniger Kohle zur Deckung der Nachfrage verwendet wurde, sich die Profile der beiden Klassifizierungen ansonsten aber sehr ähneln. Anhand der stetigen

<sup>34</sup> Für die detaillierte Berechnung wird auf die Excel Liste im Anhang verwiesen: *Merit Order.xlsx*

Verwendung von Müllverbrennungsanlagen in K5, lässt sich hier eine Verbesserung der Modellierungsergebnisse im Vergleich zu K4 und allen anderen Klassifizierungen erkennen. Die Verwendung der Wasserkraft, ausgenommen Laufwasserkraftwerke, erfolgt in Woche S06 dynamisch. Je nachdem wie viel Energie zur optimalen Deckung der Nachfrage nach Verwendung der anderen Energieträger noch benötigt wird, bleibt aber die Summe des Anteils an der Gesamtproduktion konstant. Der Anteil der durch Pumpspeicherkraftwerke erzeugten Energie verdoppelt sich annähernd von K4 zu K5. Durch die deutlich höheren Anteile an der Erzeugung durch Pumpspeicherkraftwerke, Müllverbrennungsanlagen und Biomassekraftwerke lässt sich der Rückgang in der Verwendung der Kohle im Vergleich von K4 zu K5 erklären, zumal die zuletzt genannten Kraftwerke ebenfalls für die Deckung der Wärmenachfrage verwendet werden können.

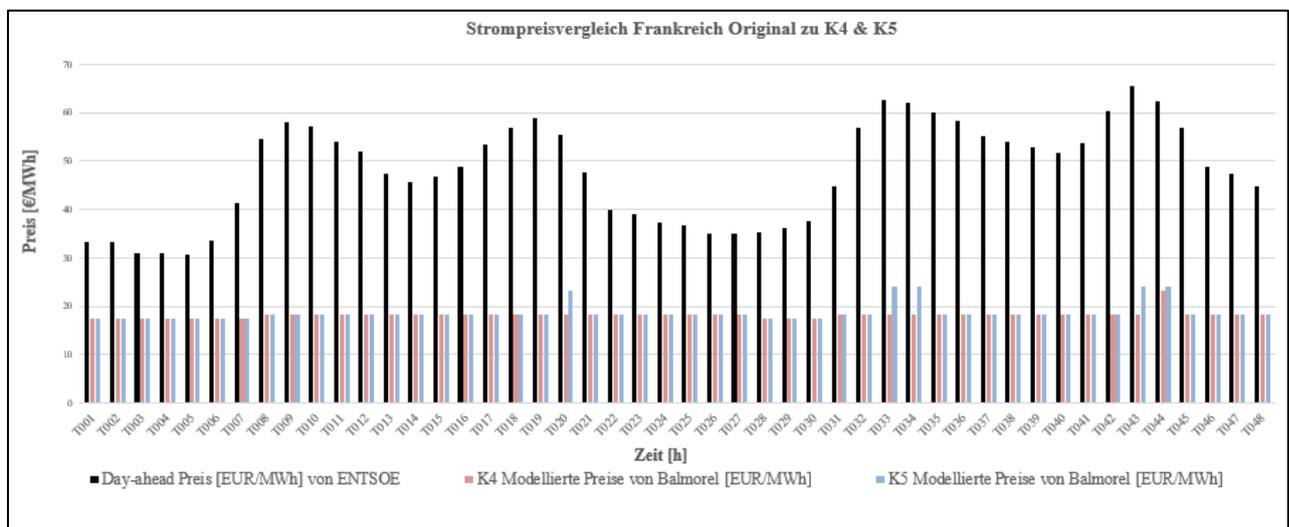


Abbildung 28: Strompreisvergleich Frankreich Original zu K4 & K5 S06 T01-T48

Abbildung 28 zeigt den Vergleich der originalen Strompreise, in der Grafik schwarz eingezeichnet, zu den modellierten Strompreisen von K4 in rot und K5 in blau der ersten 48 Stunden der Woche S06. Zu erkennen ist, dass sowohl K4 als auch K5 immer unter den tatsächlichen Preisen liegen.

Der Versuch den modellierten Preis über eine Merit Order und somit das Preis setzende Grenzkraftwerk (ähnlich der Abbildung 25 bei Spanien) darzustellen, scheitert aufgrund der schlechten Ergebnisse der Modellierungen. Das hat in Frankreich mit dem unter 4.1 erwähnten Wärmebedarf zu tun, der neben der Stromnachfrage auch gedeckt werden muss. Balmorel modelliert den Strompreis auf Basis des Grenzkraftwerks, das noch benötigt wird, um die Stromnach-

frage möglichst kostengünstig zu decken. Da bei Frankreich ca. 50% der installierten Gesamtkapazität durch Kernkraftwerke abgedeckt werden, diese aber keine Wärme produzieren, müssen zusätzlich Kohle- oder Gaskraftwerke für die Deckung des Wärmebedarfs zugeschaltet werden, obwohl noch verfügbare Kapazitäten bei der Kernkraft vorhanden wären. Dies führt dazu, dass der modellierte Strompreis in Frankreich in den meisten Stunden durch einen Energiemix gedeckt wird, der durch die notwendige Deckung des Wärmebedarfs bestimmt wurde und somit das preissetzende Grenzkraftwerk nicht bestimmt werden kann. Daraus ergeben sich, in Verbindung mit der Deckung der Wärmenachfrage deutlich niedrigere modellierte Preise im Vergleich zu den Originalen. An den Ergebnissen lässt sich gut erkennen, dass in K5 zumindest in einigen Stunden ein höherer Strompreis modelliert wird, die Ergebnisse die originalen Strompreise aber nicht gut abbilden.

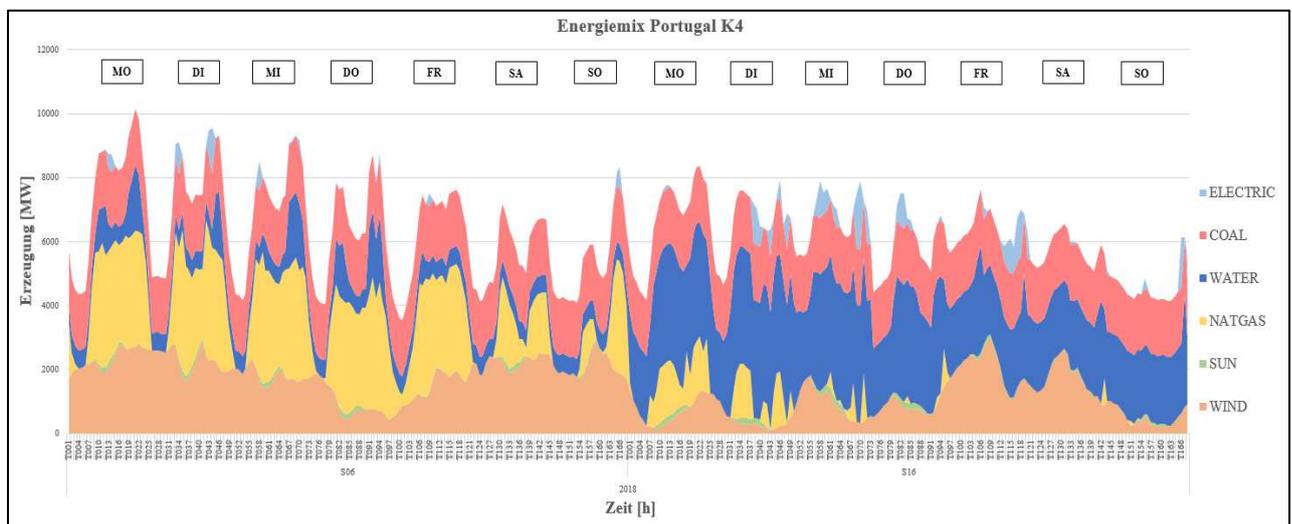


Abbildung 29: Energimix Portugal K4 für die Woche S06 & S16

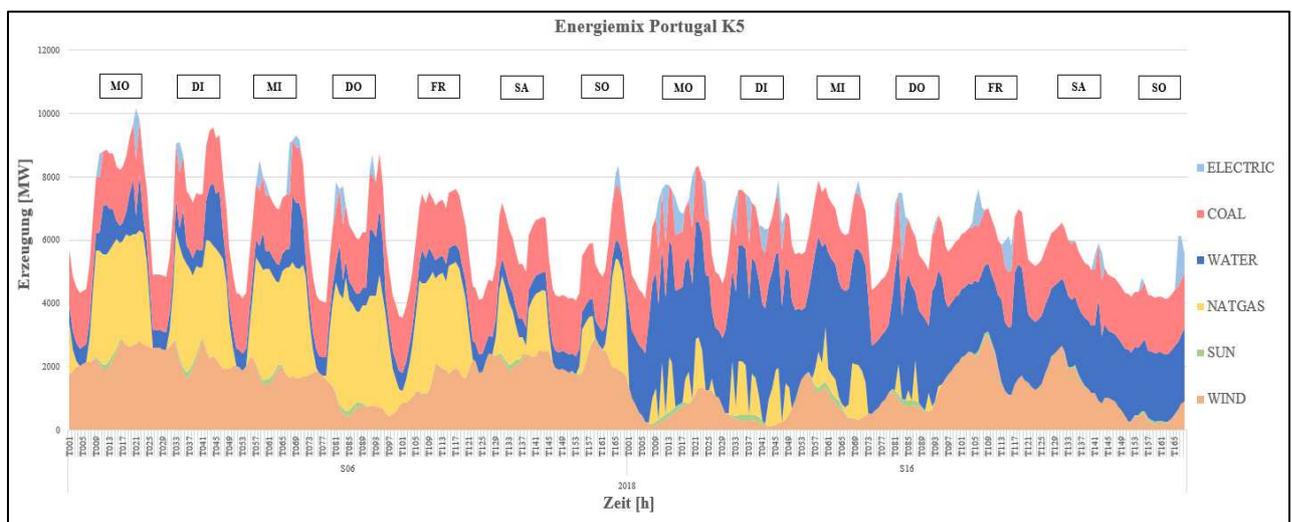


Abbildung 30: Energimix Portugal K5 für die Woche S06 & S16

Die Abbildungen 29 und 30 zeigen die Modellierungsergebnisse von Portugal für K4 und K5. Es werden ebenfalls die Wochen S06 und S16 abgebildet. Beim Vergleich der beiden Abbildungen fällt auf, dass die Woche S06 bis auf kleine Unterschiede in der Verwendung der Gas- und Wasserkraftwerke identisch sind. Am Anfang von Woche S16 sind deutliche Unterschiede in der Zusammensetzung des Energiemixes zu erkennen, obwohl bei Portugal aufgrund der fehlenden Daten in der OPSD Datenbank kein Unterschied zwischen K4 und K5 in den installierten Kapazitäten besteht. Dass es trotz der gleichen Datenausgangslage zu unterschiedlichen Ergebnissen kommt, liegt daran, dass es mehr als eine optimale Lösung bei gleichbleibenden Gesamtsystemkosten gibt.

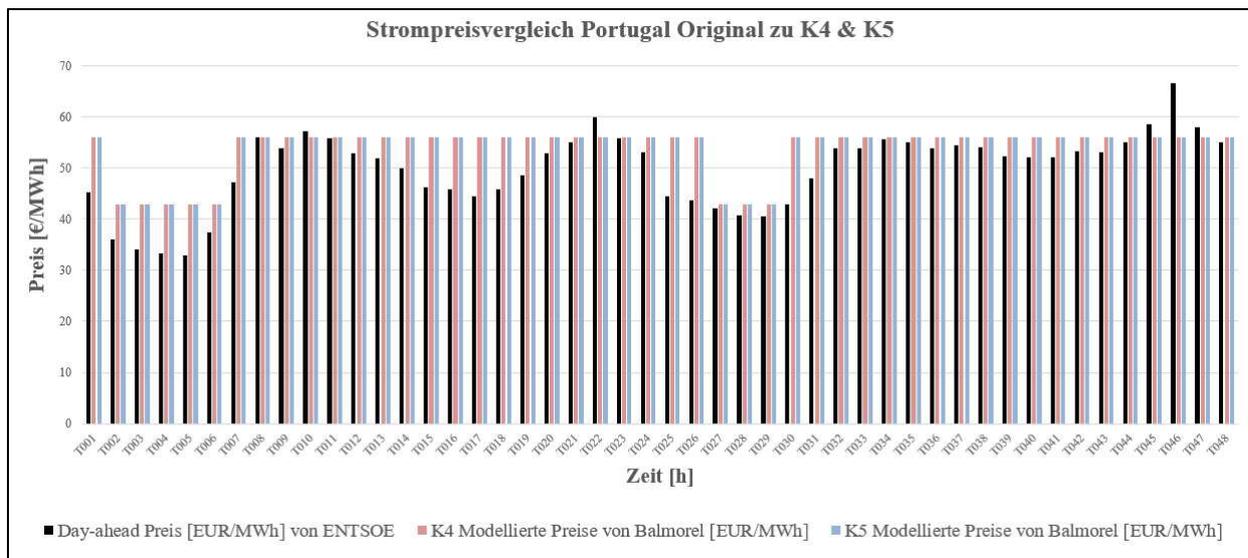


Abbildung 31: Strompreisvergleich Portugal Original zu K4 & K5 S16 T01-T48

In Abbildung 31 ist neben den schwarzen originalen Strompreisen der ersten 48 Stunden der Woche S16 der modellierte Strompreis von K4 rot und der von K5 blau dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass die modellierten Preise trotz der unterschiedlichen Zusammensetzung der Energiemixe identisch sind. Die Preise sind für jede der 8736 modellierten Stunden der beiden Klassifizierungen K4 und K5 identisch.<sup>35 36</sup>

Was bei den modellierten Preisen im Vergleich zu den von Frankreich auffällt ist, dass die Unterschiede zwischen den originalen und den modellierten Preisen nicht so groß sind und dass sie über und unter den originalen Preisen liegen. Dies legt nahe, dass die Klassifizierungen den Energiemix von Portugal adäquat abbilden.

<sup>35</sup> Detaillierte Ergebnisse von K4 in Excel Datei im Anhang: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K4\_final.xlsm*

<sup>36</sup> Detaillierte Ergebnisse von K5 in Excel Datei im Anhang: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K5\_final.xlsm*

Sowohl bei den modellierten Strompreisen Frankreichs als auch bei denen Portugals ist erkennbar, dass die modellierten Preise entweder größer oder kleiner sind und es nicht zu den zum Teil stündlichen Änderungen wie bei den originalen Strompreisen kommt

### 4.3 Sensitivitätsanalyse

Um die Ergebnisse der fünf Klassifizierungen zu validieren, wurden im Zuge einer Sensitivitätsanalyse zwei weitere kraftwerksspezifische Charakteristika auf der Basis von K5 aufgenommen. Die beiden damit entstandenen weiteren Klassifizierungen werden als K5.1 und K5.2 bezeichnet und nicht als K6 und K7, da sie keine Unterteilung in weitere Kategorien oder zusätzliche Daten enthalten.

In K5.1 wird die Verfügbarkeit (in Balmorel und den angehängten Dateien als Availability bezeichnet) der einzelnen Kraftwerke in die Strompreismodellierung mit einbezogen. Die Verfügbarkeit beschreibt die prozentuale Einsatzfähigkeit der Kraftwerke. Diese kann z. B. durch Wartungs- und Reparaturarbeiten von den in den Klassifizierungen K1-K5 angenommenen 100% abweichen kann. In Tabelle 13 sind die angenommenen Verfügbarkeiten abgebildet. Hierfür wurden in K5 alle Kategorien mit den in Tabelle 13 unter Verfügbarkeit entsprechendem Faktor multipliziert und damit die installierten Kapazitäten verringert. Die Werte für die Verfügbarkeit wurden für Kohle- und Gaskraftwerke recherchiert. Die anderen Verfügbarkeiten wurden nach Rücksprache des Instituts wie in Tabelle 13 dargestellt angenommen. Bei der Kernkraft wurde für Spanien eine Verfügbarkeit von 0,74 und für Frankreich von 0,85 angegeben, da eine Modellierung in Frankreich aufgrund des hohen Anteils der Kernkraft an der installierten Gesamtkapazität bei einer Reduzierung von 26 % nicht möglich gewesen wäre.

K5.2 beschreibt die Leistungsänderungsgeschwindigkeit der Kraftwerke. Da Kraftwerke wie am Beispiel der Speicherseen und Pumpspeicherkraftwerke (in Unterpunkt 4.2.1 erläutert) unterschiedliche Hoch bzw. Anfahrtszeiten haben, wird in Klassifizierung K5.2 die Leistungsänderungsgeschwindigkeit (in Balmorel nach dem englischen Wort Ramping bezeichnet) in die Modellierung mit einbezogen. Dies führt dazu, dass zum Beispiel ein Kohlekraftwerk abweichend von den Klassifizierungen K1-K5.1 nicht bei Bedarf hoch und runtergefahren werden kann, um die Nachfrage einer Stunde mit hohem Bedarf zu decken. Die Zeiten, die ein Kraftwerk benötigt, um seine Leistung zu regulieren oder zu steigern, sind in Tabellenblatt 16 der

Eingabedaten eingetragen und basieren auf Mittelwerten bestehender Balmorel Werte. Auf Basis dieser Daten (in Tabelle 4 ab Spalte O gekennzeichnet) berücksichtigt Balmorel nun beim Modellieren die Kosten und Zeiten für das Hoch- und Runterfahren.

Das Ziel bei den beiden Sensitivitätsanalysen ist festzustellen, wie sich die Ergebnisse bei Veränderungen verhalten und schlussendlich die Ergebnisse der bestehenden Klassifizierungen durch das Eingeben weiterer Charakteristika weiter zu verbessern.

Energieträger	Kraftwerkstechnologie	Availability/Verfügbarkeit
Gas	CC	0,78
Gas	GT	0,87
Gas	ST	0,83
Oil	ST	0,83
Coal	ST	0,85
Nuclear	Pressure	0,74/0,85
Nuclear	Boiling	0,74/0,85
Biomasse/Waste	ST	0,85
Wasser/Wind/Sonne		0,95

Tabelle 13: Verwendete Verfügbarkeiten der einzelnen Kraftwerke <sup>37 38</sup>

### 4.3.2 Ergebnisse K5.1 Klassifizierung K5 + Availability

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierung unter Berücksichtigung der Verfügbarkeiten der einzelnen Kraftwerke dargestellt. Die Verfügbarkeiten wurden auf K5 angewendet, da bei allen Beispielländern K5 die besten Resultate erzielte.

<sup>37</sup> Für die Verfügbarkeiten von Kohle- und Gaskraftwerken vgl. [https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2018/SR19-30\\_WS/Vortrag\\_Then.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2018/SR19-30_WS/Vortrag_Then.pdf?__blob=publicationFile) S.16 f, aufgerufen am 03.10. 2020

<sup>38</sup> Für detaillierte Informationen vgl. [18]

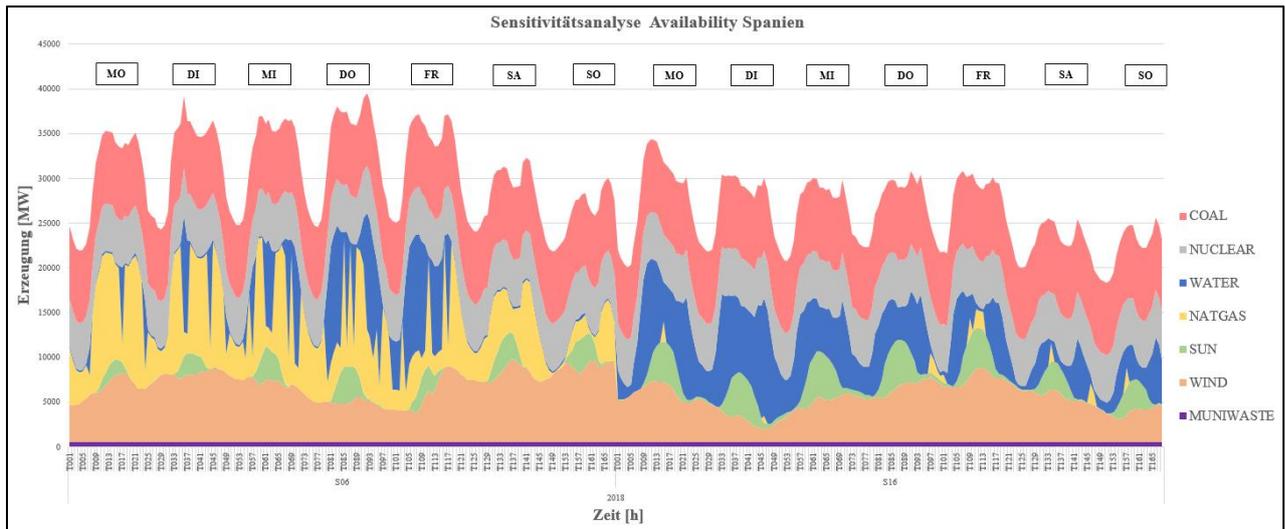


Abbildung 32: Sensitivitätsanalyse Availability Spanien für die Woche S06 & S16

Abbildung 32 zeigt, dass im Vergleich zu K4 und K5 auch in Woche S06 mehr Gaskraftwerke im Energiemix für die Deckung der Nachfrage verwendet wurden und diese auch in Woche S16 zum Einsatz kommen. Die durch den Verfügbarkeitsfaktor reduzierte Gesamtkapazität sowohl der erneuerbaren als auch der konventionellen Energieträger wurde durch Kohlekraft und in Woche S16 zusätzlich noch durch die Verwendung von Gaskraftwerken ausgeglichen. Bei genauer Betrachtung der einzelnen Stunden ist ersichtlich, dass die Kohlekraftwerke bis auf wenige Ausnahmen auf Vollast laufen. Die Profile der anderen Energieträger ähneln sehr denen von K5.

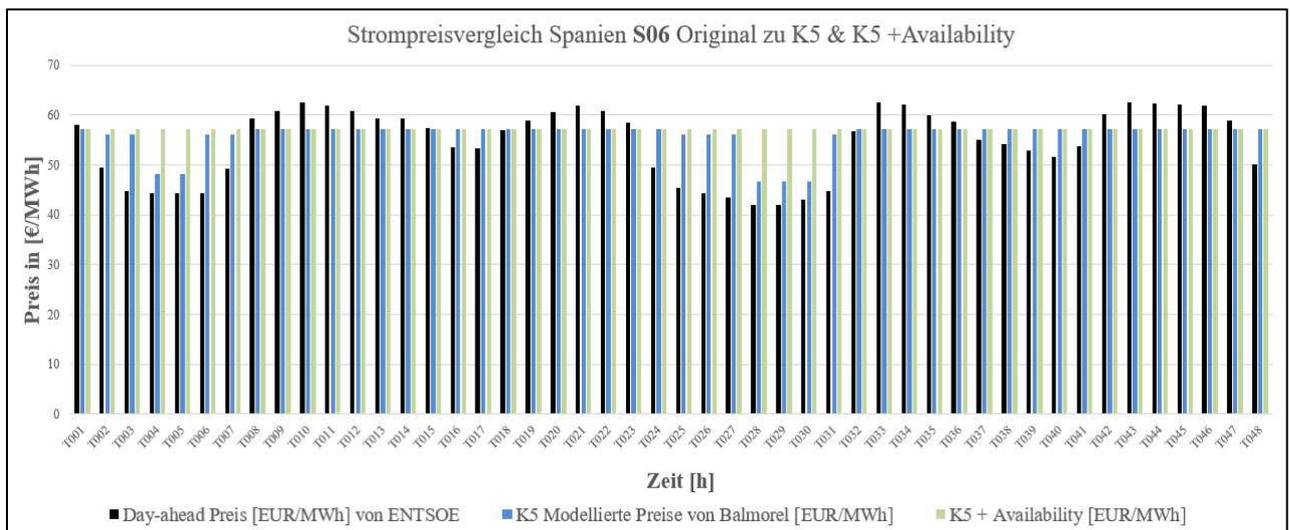


Abbildung 33: Strompreisvergleich Spanien Original zu K5 & K5 + Availability S06 T01-T48

Abbildung 33 zeigt den originalen Strompreis in schwarz verglichen mit dem modellierten Preis in blau für K5 und in grün für Availability. Die modellierten Preise für Availability liegen

für den betrachteten Zeitraum der ersten 48 Stunden von Woche S06 konstant bei ca. 57,09 €/MWh. Da sich der Verlauf der modellierten Preise von K5 näher an dem Profil der original Preise bewegt, ist in dem betrachteten Zeitraum T01-T96 der Woche S06 keine Verbesserung durch das Einfügen der Kraftwerksverfügbarkeit zu erkennen. Ob das Ergebnis von K5 durch die zusätzliche Charakteristika Availability die modellierten Preise auf das gesamte betrachtete Jahr 2018 verbessert, wird die statistische Auswertung im folgenden Kapitel zeigen.

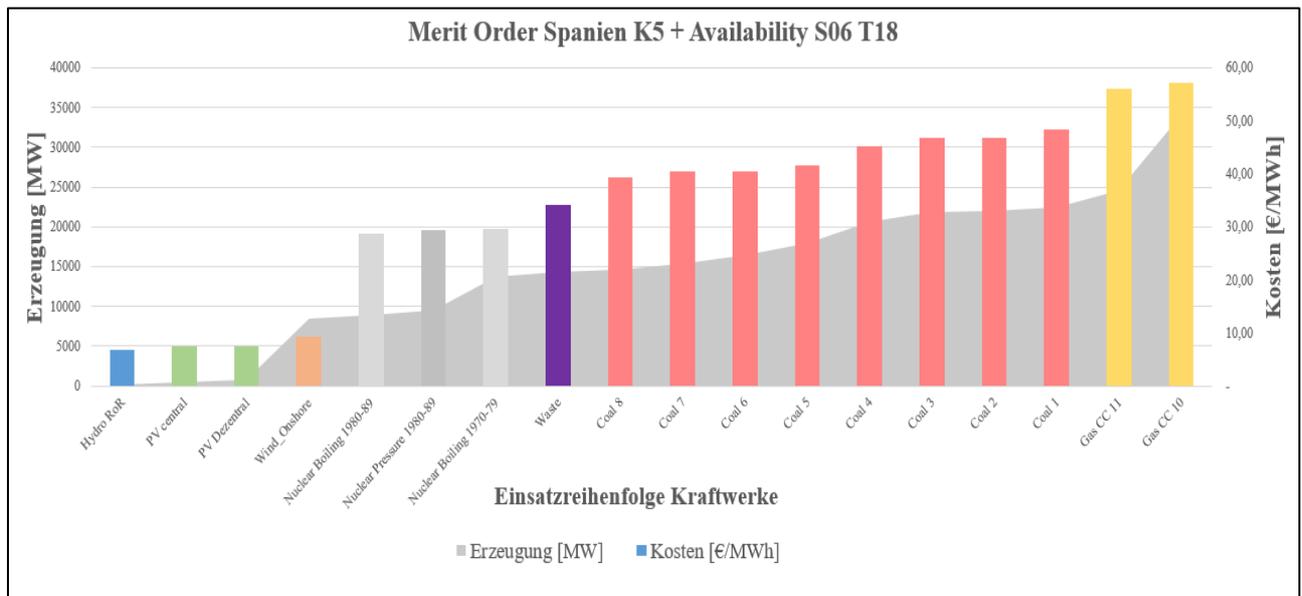


Abbildung 34: Merit Order Spanien auf Basis der Modellierungsergebnisse von K5 S06 T18

In Abbildung 34 ist die Merit Order für die Woche S06 Stunde T18 auf Basis der Klassifizierung K5 + Availability abgebildet. Es ist erkennbar, dass die Erzeugung durch die Verkleinerung der Kapazitäten am Anfang flacher verläuft, als in der Merit Order auf Basis von K5 in Abbildung 25. In Tabelle 14 ist analog zu Tabelle 12 die Technologiezusammensetzung der Stunde abgebildet. Die Zusammensetzung der Merit Order und damit auch das preissetzende Kraftwerk ist in beiden Fällen mit einem modellierten Preis von 57,09 €/MWh ein Gaskraftwerk. In der Summe der Erzeugungen dieses Kraftwerks fällt auf, dass es im Vergleich zu Tabelle 12 fast doppelt so viel produziert hat, erkennbar am steileren Anstieg der Erzeugung der Unterkategorie Gas CC 11 hin zu dem Gaskraftwerk CC 10. Dieses ist trotz des Einsatzes der Verfügbarkeit immer noch nicht voll ausgelastet und setzt somit ebenfalls wie in K5 den Preis zu dieser Stunde als Grenzkraftwerk fest.

Technologiezusammensetzung Spanien K5 + Availability S06 T18										
Season	Term	Technology	MUNIWASTE	WIND	SUN	NATGAS	WATER	NUCLEAR	COAL	Gesamtergebnis
S06	T018	K5_Coal_1_EXT_1960_1964							302,6	302,6
S06	T018	K5_Coal_2_EXT_1965_1969							799,85	799,85
S06	T018	K5_Coal_3_EXT_1970_1974							1020	1020
S06	T018	K5_Coal_4_EXT_1975_1979							1530	1530
S06	T018	K5_Coal_5_EXT_1980_1984							2592,5	2592,5
S06	T018	K5_Coal_6_EXT_1985_1989							1317,5	1317,5
S06	T018	K5_Coal_7_EXT_1990_1994							117,3	117,3
S06	T018	K5_Coal_8_EXT_1995_1999							425	425
S06	T018	K5_Gas_10_CC_EXT_2005_2009				9339,3448				9339,344765
S06	T018	K5_Gas_11_CC_EXT_2010_2014				2184				2184
S06	T018	K5_Hydro_2_Run_of_river					218,2074			218,2074398
S06	T018	K5_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1970_1979						323,38		323,38
S06	T018	K5_Nuclear_1_Boiling_water_reactor_1980_1989						725,2		725,2
S06	T018	K5_Nuclear_2_Pressurized_water_reactor_1980_1989						4218		4218
S06	T018	K5_PV_1_central			240,7					240,7437372
S06	T018	K5_PV_2_decentral			350,7					350,7326522
S06	T018	K5_Waste_EXT	561,85							561,85
S06	T018	K5_Wind_1_Onshore		7694,49						7694,492776
									Summe	33960,70

Tabelle 14: Technologiezusammensetzung Spanien K5 + Availability für die Woche S06 T18

Abbildung 35 zeigt, dass in Frankreich im Vergleich zu K5 deutlich mehr Gaskraftwerke an der Energieerzeugung beteiligt sind und dass in den Stunden T82 und T92 sogar Ölkraftwerke am Energiemix beteiligt sind, um die hohe Nachfrage in diesen Stunden zu decken. Dass bei K5.1 zum ersten Mal auch Ölkraftwerke zur Erzeugung zugeschaltet werden, ist auf die Verringerung der installierten Gesamtkapazität zurück zu führen.

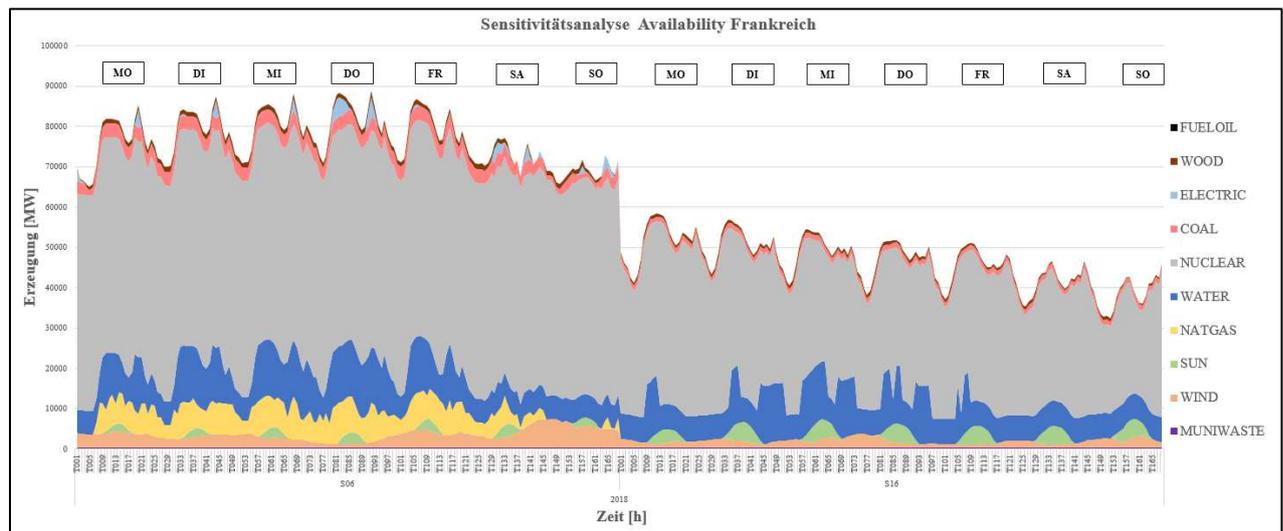


Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse Availability Frankreich für die Woche S06 & S16

Abbildung 36 zeigt wie sich die Preismodellierung gegenüber K5 verändert hat. Im Gegensatz zu K5 liegt der modellierte Preis fast immer über den originalen Preisen. Deutlich erkennbar ist, dass speziell in den ersten Stunden der Woche S06 die modellierten Preise schon sehr nah

an den tatsächlichen Preisen liegen. Ähnlich zu K5 wird auch das Profil mit seinen Höhen und Tiefen immer besser abgebildet. Durch das Einfügen der Verfügbarkeiten und die dadurch angepassten niedrigeren Kapazitäten laufen die Kernkraftwerke auf Vollast. Dadurch werden vermehrt Gaskraftwerke für die Deckung der Nachfrage verwendet, welche auch in den Stunden mit 100 €/MWh oder darüber preissetzend sind. Da die Preise ungefähr um den gleichen Faktor zu hoch wie die Preise in K5 zu niedrig modelliert sind, wird erst die statistische Auswertung im nächsten Kapitel zeigen, ob sich das Ergebnis durch die Kraftwerksverfügbarkeit verbessert hat.

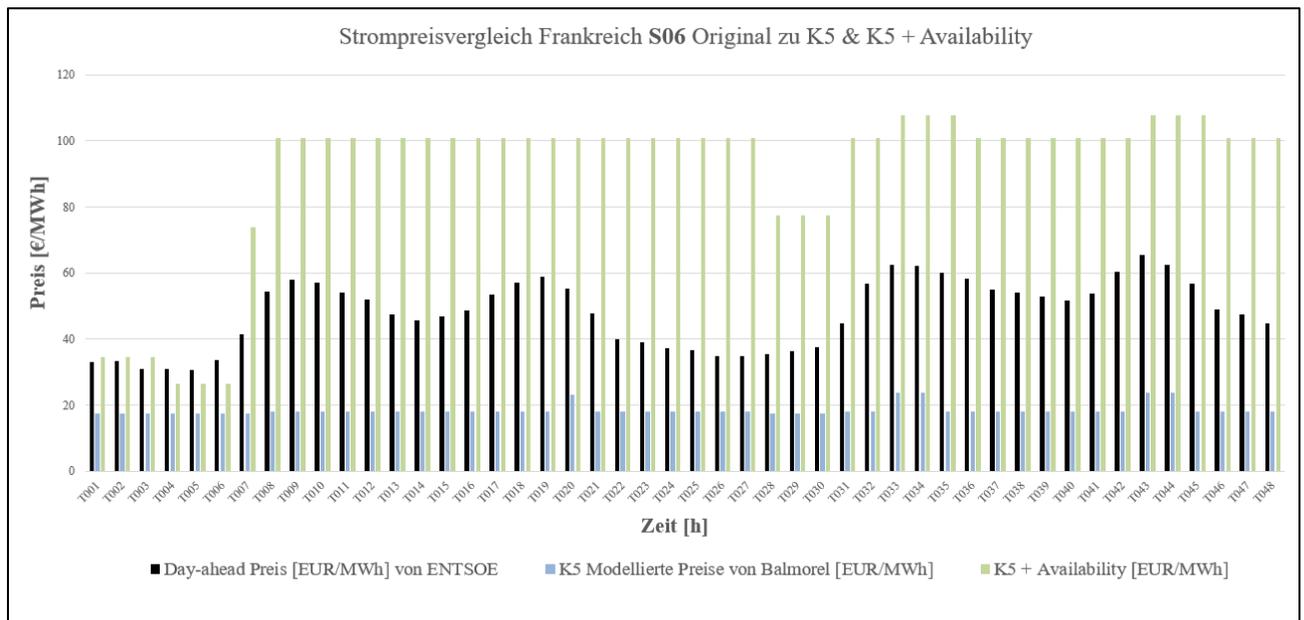


Abbildung 36: Strompreisvergleich Spanien Original zu K5 & K5 + Availability S06 T01-T48

In Grafik 37 ist das Ergebnis der Sensitivitätsanalyse Availability für die Wochen S06 und S16 am Beispiel Portugal dargestellt. Genauso wie bei den Ergebnissen für Spanien und Frankreich wird auch bei Portugal mehr Energie durch Gaskraftwerke erzeugt, da weniger verfügbare Kapazität durch Kohlekraftwerke zur Verfügung steht. Die anderen Technologien haben einen ähnlichen Verlauf wie bei K4 und K5.

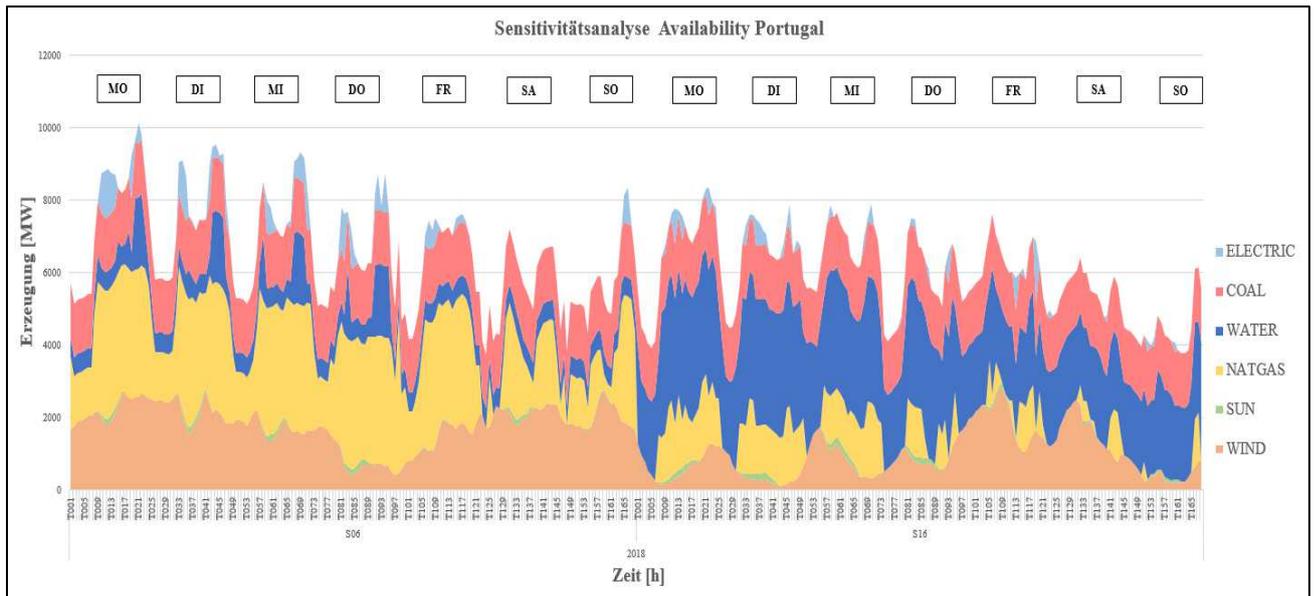


Abbildung 37: Sensitivitätsanalyse Availability Frankreich für die Woche S06 & S16

In Abbildung 38 sind die original Preise verglichen mit denen von K5 und Availability dargestellt. Die modellierten Preise mit Berücksichtigung der Kraftwerksverfügbarkeit liegen immer über denen von K5. Das liegt an der Tatsache, dass durch die Verringerung der günstiger produzierenden Kohlekraftwerke mehr teurere und damit preissetzende Gaskraftwerke an der Erzeugung beteiligt sind. Es handelt sich in den meisten Stunden nur um wenige Euro. Ob jetzt die Ergebnisse näher an den originalen Preisen liegen, wird die statistische Auswertung im nächsten Kapitel zeigen.<sup>39</sup>

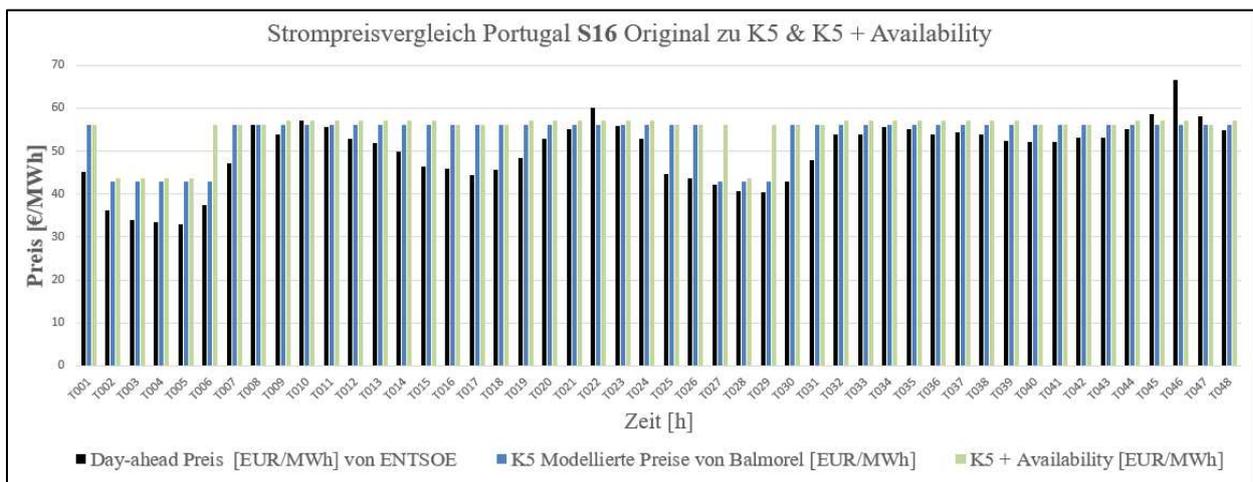


Abbildung 38: Strompreisvergleich Portugal Original zu K5 & K5 + Availability S16 T01-T48

<sup>39</sup> Detaillierte Ergebnisse von K5.1 in Excel Datei im Anhang: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K5.1\_Sensivitaetsanalyse\_Availability\_final.xlsx*

### 4.3.1 Ergebnisse K5.2 Klassifizierung K5 + Ramping

In den folgenden Abbildungen sind die Auswirkungen der Leistungsänderungsgeschwindigkeit der einzelnen Kraftwerke für Spanien der Wochen S06 und S16 abgebildet. Der Unterschied von K5 + Ramping zu den anderen Klassifizierungen ist die Art der Optimierung. K1 - K5.1 können mit der linearen Programmierung kurz LP (die häufigste Art der Modellierung existierender Energiemodelle) gelöst werden. Mit der linearen Programmierung können beispielsweise keine ökonomischen Skaleneffekte oder Blockbetrieb von Kraftwerken modelliert werden (vgl. Nakicenovic & Haas, 2010, Kap. 7.6). Mit der Klassifizierung K5 + Ramping wird jedoch ein Blockbetrieb in Form von beispielsweise Hoch- und Runterfahrzeiten eingefügt. Das führt dazu, dass im Gegensatz zu den anderen Klassifizierungen, Kraftwerke nicht nach Belieben hoch und runter gefahren werden können, sondern das Start- und Runterfahrzeiten berücksichtigt werden müssen. Dies hat zur Folge, dass sich die Optimierung von der linearen in eine gemischt ganzzahlige Programmierung kurz MIP, nach dem englischen Begriff „Mixed Integer Programming“ ändert.

Die Problematik hierbei ist, dass deutlich mehr Rechenkapazität benötigt wird, um eine optimale Lösung zu finden. Dies führte dazu, dass keines der drei Länder für das komplette Jahr 2018 modelliert werden konnte. Bei Portugal waren alle Versuche nicht lösbar, bei Frankreich gab es das gleiche Problem oder es wurde die Modellierung von Seiten Balmorel abgebrochen. Der Versuch, nur Teile des Jahres in Form von wenigen Wochen zu lösen, führte nur bei Spanien zu einem Ergebnis. Im Folgenden werden die Ergebnisse von K5 + Ramping für Spanien erläutert.

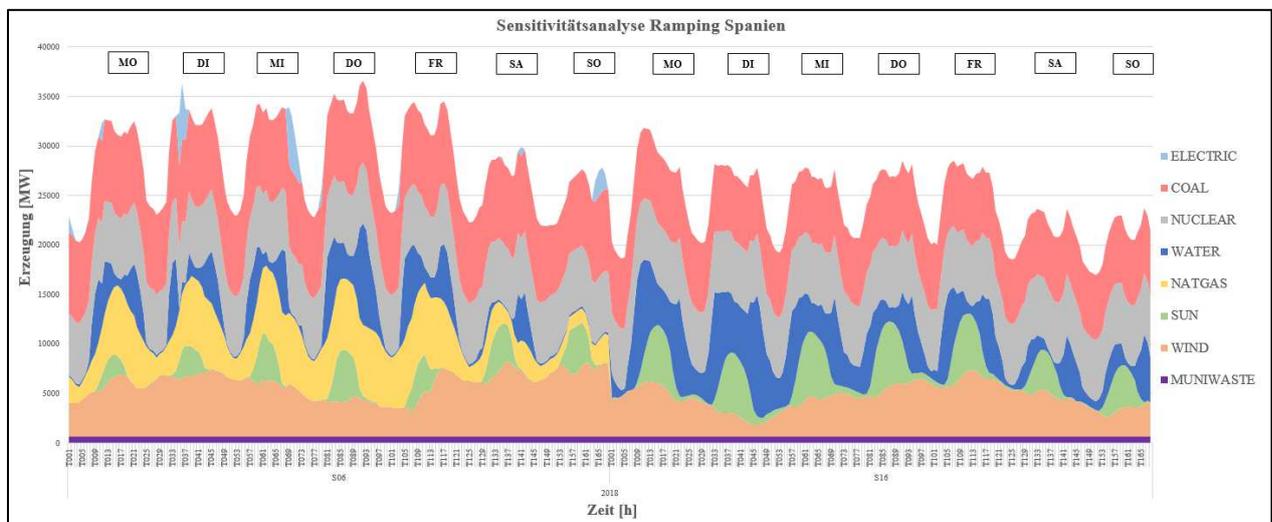


Abbildung 39: Sensitivitätsanalyse Ramping Spanien für die Woche S06 & S16

Abbildung 39 zeigt, dass im Vergleich zu K5 deutlich mehr Gaskraftwerke in Woche S06 an der Erzeugung beteiligt waren und diese im Vergleich zu K5 und K5 + Availability kontinuierlich und nicht nur als Spitzenlastkraftwerke für einzelne Stunden liefen. In Woche S16 wurden genau wie in K5 keine Gaskraftwerke für die Erzeugung verwendet, was auf die im Durchschnitt niedrigere Nachfrage zurückzuführen ist, da diese noch mit Kohlekraftwerken gedeckt werden kann. Im Vergleich zu K5 und K5 + Availability ist ersichtlich, dass es im gesamten Profil deutlich weniger Spitzen gibt, was auf den Blockbetrieb der Kraftwerke zurück zu führen ist.

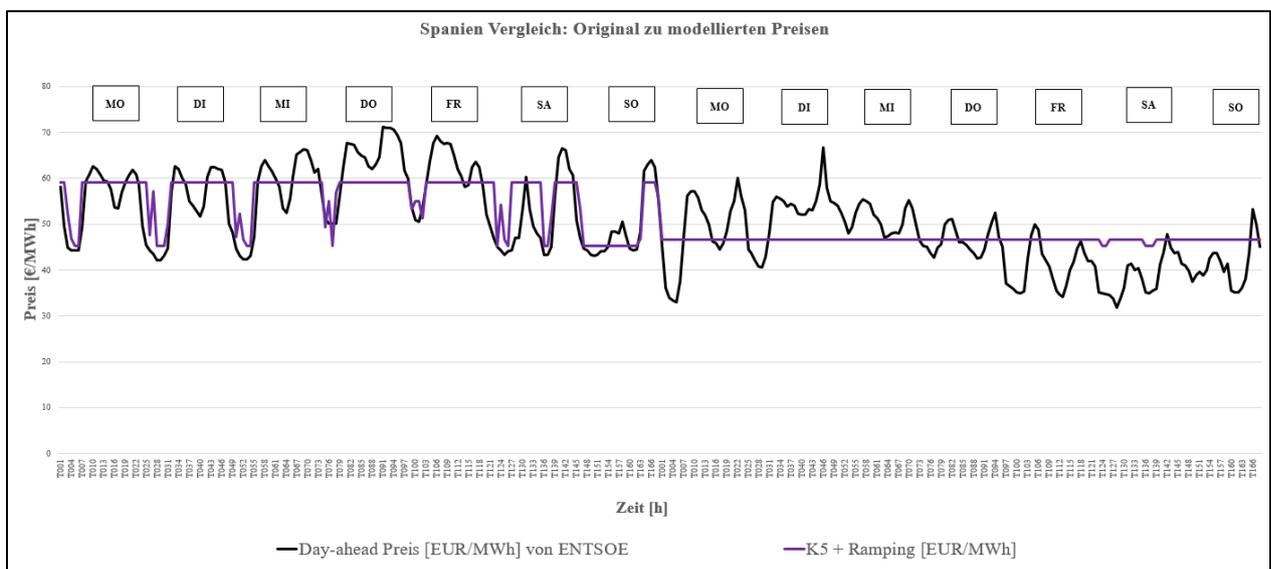


Abbildung 40: Strompreisvergleich der realen Strompreise mit den von K5 + Ramping modellierten Preisen der Woche S06 & S16

Abbildung 40 zeigt den Verlauf der realen Strompreise zu den modellierten von K5 + Ramping. In Woche S06 werden die Feinheiten des Profils bis auf die Hochs sehr gut wiedergegeben. In Woche S16 wird das Profil durch die Modellierung gar nicht wiedergegeben, da in der gesamten Woche ein Kohlekraftwerk preissetzend ist. Warum der Preis in der ersten Woche so gut und in der zweiten Woche so schlecht dargestellt wird, könnte unter anderem an den beschriebenen Modellierungsschwierigkeiten liegen.

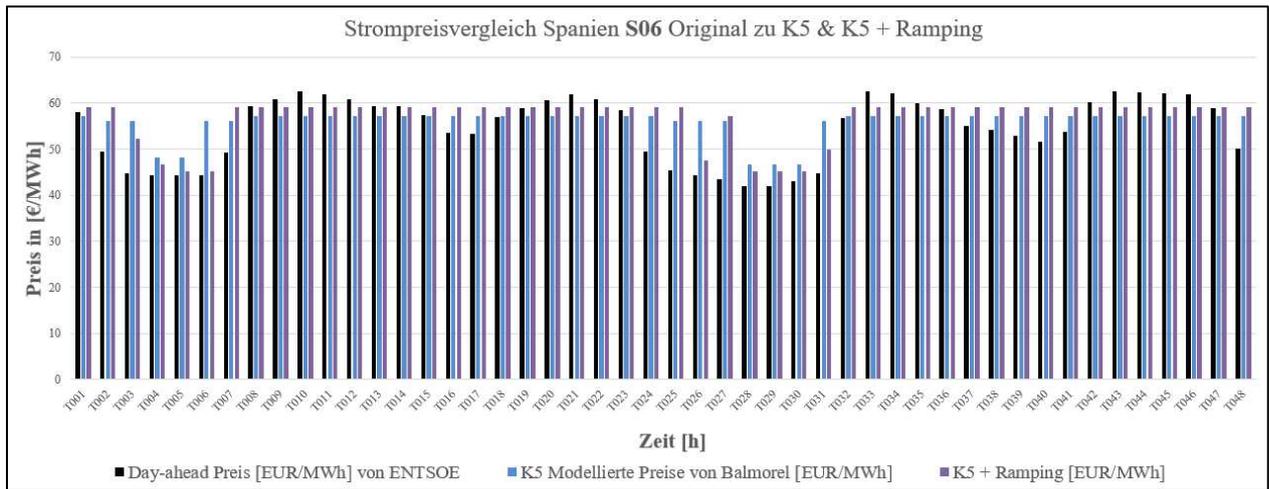


Abbildung 41: Strompreisvergleich Spanien Original zu K5 & K5 + Ramping S06 T01-T48

Abbildung 41 zeigt den originalen Strompreis in schwarz, verglichen mit dem modellierten Preisen in blau für K5 und in lila für K5 + Ramping. Erkennbar ist, dass das Profil der modellierten Preise in den ersten 48 Stunden der Woche S06 sehr nahe am originalen Verlauf ist, die durch das Ramping modellierten Preise das Profil aber besser abbilden. Ebenfalls ersichtlich ist, dass die hohen Preise weniger detailliert dargestellt werden als die niedrigeren.

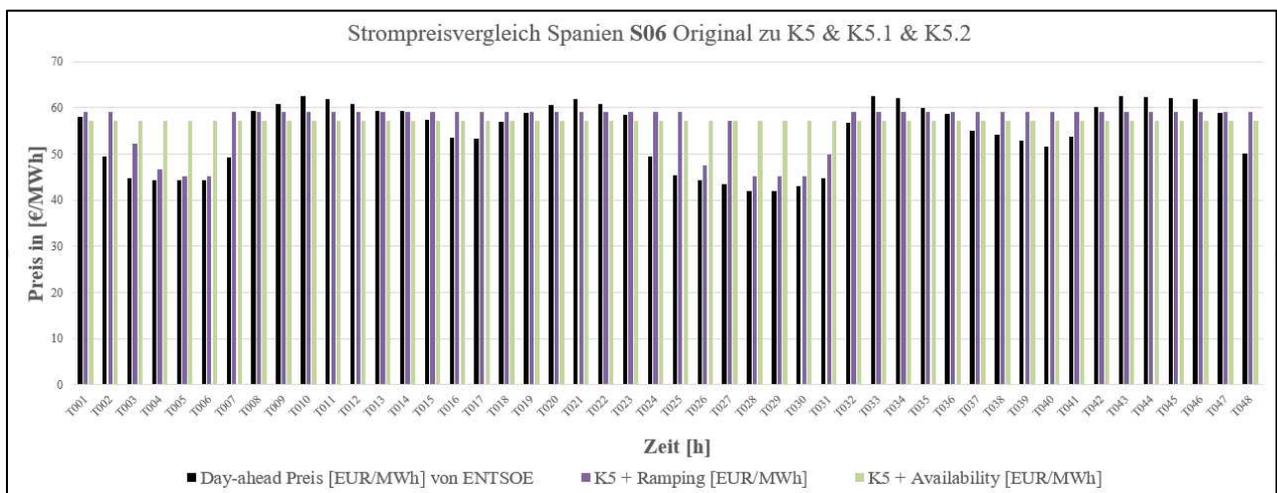


Abbildung 42: Strompreisvergleich Spanien Original zu K5 & K5.1 & K5.2 S16 T01-T48

Abbildung 42 zeigt den Vergleich der originalen Strompreise in schwarz, verglichen mit den modellierten Preisen der Sensitivitätsanalysen. Die Darstellung zeigt deutlich, dass das Profil der originalen Preise durch das lila gekennzeichnete Ergebnis des Rampings besser dargestellt wird als durch die grün markierten Ergebnisse durch Availability.<sup>40</sup>

<sup>40</sup> Detaillierte Ergebnisse von K5.1 in Excel Datei im Anhang: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K5.2\_Sensivitaetsanalyse\_Ramping\_final.xlsx*

#### 4.4 Statische Auswertung der Klassifizierungen

Um die Ergebnisse und die Aussagekraft der unterschiedlichen Modellierungen auch untereinander besser vergleichen zu können sind im folgenden Kapitel die Ergebnisse der statistischen Auswertung dargestellt. Hierfür wurden die Mittelwerte der originalen und modellierten Preise bestimmt. Als statistisches Maß wurde der RMSEP Wert und zusätzlich noch die gewichtete und prozentuale Abweichung gewählt.

Die Formel für den RMSEP Wert im Englischen auch als „root mean square error on prediction“ kurz RMSEP bezeichnet ist wie folgt definiert:

$$\text{RMSEP} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \tilde{y})^2} \quad (1)$$

Der RMSEP Wert wird gebildet, in dem man die quadratische Differenz aus dem originalen Strompreis  $y_i$  und dem modellierten Strompreis  $\tilde{y}$  für jede Stunde des Jahres bildet und aufsummiert. Das Ergebnis wird dann durch die Grundgesamtheit in unserem Fall durch die Anzahl der Stunden  $n$  pro Jahr dividiert. Der Wert ist ein Maß für die Güte eines Modells. Ein Wert von Null würde bedeuten, dass der modellierte Strompreis exakt dem originalen Strompreis entspricht. Ist der RMSEP-Wert klein, liegen die modellierten Werte nahe an der Realität, was auf eine gute Modellierung hindeutet. Liegen die Werte weit entfernt von den ursprünglichen Preisen, ist der RMSEP-Wert dementsprechend hoch.<sup>41</sup>

Die Formel für die gewichtete Abweichung, hier als  $\mu$  bezeichnet, ist definiert als:

$$\mu = \frac{(y_i - \tilde{y}) * k_h}{k_{\text{gesamt}}} \quad (2)$$

Die gewichtete Abweichung  $\mu$  ist die absolute Abweichung des modellierten, stündlichen Strompreises  $\tilde{y}$  vom original Strompreis  $y_i$ , multipliziert mit der Erzeugung in dieser Stunde  $k_h$  und dividiert durch die Erzeugung  $k_{\text{ges}}$  des ganzen Jahres.

<sup>41</sup> Vgl. <https://towardsdatascience.com/ways-to-evaluate-regression-models-77a3ff45ba70>, aufgerufen am 15.10.2020

Auf diese Weise wurde für jedes Land ein Wert pro Klassifizierung für die gewichtete Abweichung und den RMSEP-Wert erstellt. Es wurden zusätzlich noch Quartals- und wöchentliche Werte sowohl für den RMSEP-Wert als auch für die gewichtete Abweichung erstellt, um kürzere Zeiträume genauer betrachten zu können.

Zusätzlich zum RMSEP-Wert und der gewichteten Abweichung werden für ausgewählte Zeiträume die prozentualen Abweichungen vom durchschnittlichen originalen Strompreis für jede modellierte Stunde errechnet. Diese wurden nach folgender Formel berechnet

$$\Delta = \frac{\text{Modellierter Strompreis}}{\text{Original Strompreis}} * 100\% \quad (3)$$

100 % bedeuten also, dass der modellierte Strompreis exakt dem originalen Strompreis entspricht. Ein Wert größer 100 % bedeutet, dass der modellierte Wert über dem Originalen liegt und ein Wert unter 100% zeigt, dass der modellierte Preis kleiner als der Originale ist. Da es sich hierbei um die stündliche Abweichung handelt, sind diese Werte nicht Teil der statistischen Auswertung in der folgenden Tabelle, sondern befinden sich in den Anhängen.<sup>42 43 44</sup>

Tabelle 15 zeigt die statistische Auswertung der Ergebnisse der Klassifizierung K1 - K5.2. Für alle gewählten Beispielländer sind die Mittelwerte der originalen und der modellierten Strompreise, der RMSEP-Wert und die gewichtete Abweichung  $\gamma$  für das komplette Jahr 2018 und die beiden Wochen S06 und S16, dargestellt. Die letzte Spalte Tendenz zur Klassifizierung davor (in Tabelle 15) zeigt, ob sich die Klassifizierung gegenüber der vorherigen verbessert hat. Die erste Spalte MSm zeigt, ob sich der Mittelwert der modellierten zu den realen Strompreisen verbessert hat, wobei MSm die Abkürzung für „Mittelwert Strompreis modelliert“ darstellt. Die anderen beiden Spalten bewerten die Tendenz des RMSEP-Werts und der gewichteten Abweichung  $\gamma$  zur Klassifizierung davor.

Grün steht für eine Verbesserung der Klassifizierung gegenüber der vorherigen, rot stellt eine Verschlechterung dar. Grau bedeutet die Ergebnisse sind identisch und x heißt, es konnte keine Aussage getroffen werden oder im Fall von K1, es gibt keine vorherige Klassifizierung.

<sup>42</sup>Alle Berechnungen der statistischen Auswertung für Spanien befinden sich in der Excel Datei im Anhang: *Statistische Auswertung Spanien.xlsx*

<sup>43</sup>Alle Berechnungen der statistischen Auswertung für Frankreich befinden sich in der Excel Datei im Anhang: *Statistische Auswertung Frankreich.xlsx*

<sup>44</sup>Alle Berechnungen der statistischen Auswertung für Portugal befinden sich in der Excel Datei im Anhang: *Statistische Auswertung Portugal.xlsx*

Klassifizierung	Land	Jahr (Y) Woche (S)	Mittelwert original Strompreis [€/MWh]	Mittelwert Strompreis modelliert [€/MWh]	RMSEP [€/MWh]	gewichtete Abweichung $\gamma$ [€/MWh]	Tendenz zur Klassifizierung davor		
							MSSm	RMSEP	$\gamma$
K1	Spanien	Y 2018	57,28	56,15	<b>16,25</b>	<b>-0,69</b>	x	x	x
		S 06	55,66	71,59	19,61	15,94	x	x	x
		S 16	45,33	40,08	8,87	-5,88	x	x	x
	Frankreich	Y 2018	50,18	16,64	38,29	-34,88	x	x	x
		S 06	46,29	16,64	31,25	-30,52	x	x	x
		S 16	35,96	16,64	23,34	-20,83	x	x	x
	Portugal	Y 2018	57,44	69,13	<b>18,79</b>	<b>11,67</b>	x	x	x
		S 06	55,75	73,82	20,80	18,05	x	x	x
		S 16	45,39	40,08	8,75	-6,49	x	x	x
K2	Spanien	Y 2018	57,28	53,01	<b>10,85</b>	<b>-4,37</b>			
		S 06	55,66	54,64	6,67	-1,65			
		S 16	45,33	50,88	7,35	5,65			
	Frankreich	Y 2018	50,18	17,09	<b>37,81</b>	<b>-34,32</b>			
		S 06	46,29	17,49	30,49	-29,58			
		S 16	35,96	16,93	23,09	-20,53			
	Portugal	Y 2018	57,44	54,72	<b>10,65</b>	<b>-2,79</b>			
		S 06	55,75	54,72	6,60	-1,73			
		S 16	45,39	52,33	8,94	6,80			
K3	Spanien	Y 2018	57,28	52,25	<b>11,45</b>	<b>-5,27</b>			
		S 06	55,66	53,21	7,15	-3,19			
		S 16	45,33	51,09	7,43	5,16			
	Frankreich	Y 2018	50,18	17,72	<b>37,24</b>	<b>-33,68</b>			
		S 06	46,29	18,5	29,49	-28,54			
		S 16	35,96	17,54	22,59	-19,92			
	Portugal	Y 2018	57,44	54,38	<b>10,42</b>	<b>-3,02</b>			
		S 06	55,75	54,33	6,19	-2,09			
		S 16	45,39	51,37	7,98	5,94			
K4	Spanien	Y 2018	57,28	50,55	<b>11,71</b>	<b>-7,00</b>			
		S 06	55,66	54,73	6,48	-1,60			
		S 16	45,33	41,59	8,07	-4,37			
	Frankreich	Y 2018	50,18	17,72	<b>37,24</b>	<b>-33,68</b>			
		S 06	46,29	18,48	29,49	-28,53			
		S 16	35,96	17,54	22,59	-19,92			
	Portugal	Y 2018	57,44	54,64	<b>9,83</b>	<b>-2,78</b>			
		S 06	55,75	55,46	5,78	-0,89			
		S 16	45,39	51,4	8,22	5,89			
K5	Spanien	Y 2018	57,28	51,35	<b>11,26</b>	<b>-6,24</b>			
		S 06	55,66	54,98	6,52	-1,39			
		S 16	45,33	45,28	7,15	-0,69			
	Frankreich	Y 2018	50,18	17,76	<b>37,19</b>	<b>-33,62</b>			
		S 06	46,29	19,07	28,77	-27,88			
		S 16	35,96	17,54	22,59	-19,92			
	Portugal	Y 2018	57,44	54,64	<b>9,83</b>	<b>-2,79</b>			
		S 06	55,75	55,46	5,78	-0,89			
		S 16	45,39	51,4	8,22	5,89			
K5 + Availa- bility	Spanien	Y 2018	57,28	55,55	<b>10,99</b>	<b>-2,31</b>			
		S 06	55,66	56,97	8,36	0,24			
		S 16	45,33	56	12,80	10,06			
	Frankreich	Y 2018	50,18	24,31	<b>34,35</b>	<b>-24,40</b>			
		S 06	46,29	85,77	45,31	40,62			
		S 16	35,96	17,54	22,54	-19,92			
	Portugal	Y 2018	57,44	60,52	<b>10,47</b>	<b>3,82</b>			
		S 06	55,75	63,63	10,04	8,11			
		S 16	45,39	53,25	9,86	6,32			
K5 + Ramping	Spanien	Y 2018	57,28	x	x	x	x	x	x
		S 06	55,66	55,82	5,78	-0,34			
		S 16	45,33	46,65	7,22	0,69			
	Frankreich	Y 2018	50,18	x	x	x	x	x	x
		S 06	46,29	x	x	x	x	x	x
		S 16	35,96	x	x	x	x	x	x
	Portugal	Y 2018	57,44	x	x	x	x	x	x
		S 06	55,75	x	x	x	x	x	x
		S 16	45,39	x	x	x	x	x	x

Tabelle 15: Statistische Auswertung der Klassifizierungen

#### 4.4.1 Statistische Auswertung K1

In den folgenden Kapiteln wird auf die in Tabelle 15 dargestellten Werte beginnend mit K1 eingegangen. Der RMSEP-Wert für das komplette Jahr 2018 in Spanien beträgt ca. 16,25 €/MWh, wobei sich die Werte für die Woche S06 mit 19,61 €/MWh und Woche S16 mit 8,87 €/MWh sehr stark unterscheiden. Ein sehr ähnliches Bild zeigt sich für Portugal und Frankreich.

Die gewichtete Abweichung für das komplette Jahr sieht bei Spanien mit einem Wert -0,69 €/MWh sehr gut aus. Wie aber die Wochen S06 mit +15,95 €/MWh und S16 mit -5,88 €/MWh zeigen, gibt es hier innerhalb der einzelnen Wochen sehr große Unterschiede. An diesen großen Werten, die im Fall von Portugal sogar noch extremer ausfallen, sieht man, dass es teilweise schon realitätsnahe Ergebnisse gibt, die mit weiteren Charakteristika verbessert werden können.

Der RMSEP-Wert mit knapp 38,29 €/MWh und die gewichtete Abweichung mit -34,88 €/MWh für Frankreich zeigen, dass die modellierten Strompreise sehr weit entfernt von den realen Preisen liegen.

In den Werten der prozentualen Abweichung  $\Delta$  im Anhang kommt es speziell in den ersten Stunden des Betrachtungszeitraums in Frankreich zu negativen Abweichungen, da es in Frankreich teilweise negative Strompreise laut ENTSO-E Homepage gab. Ein negativer originaler Strompreis bedeutet, dass zu diesen Stunden Strom produziert wurde, obwohl keiner benötigt wurde. Das führt dazu, dass der Empfänger sogar bezahlt wird, wenn er den Strom abnimmt. Dieser spezielle Fall tritt nur ein, wenn es für den produzierenden Kraftwerkspark billiger ist, den Verlust in Kauf zu nehmen als die Produktion zu verringern oder sogar ganze Kraftwerke runter zu fahren.

Obwohl K1 die einfachste Art ist, den Kraftwerkspark eines Landes darzustellen, zeigen die Ergebnisse, dass trotz der zum Teil erheblichen Diskrepanzen in der statistischen Auswertung, die Modellierung des Strompreises für Spanien und Portugal funktioniert. Auf die genaue Bedeutung und Aussagekraft der statistischen Auswertung wird in den folgenden Klassifizierungen noch weiter eingegangen.

#### 4.4.2 Statistische Auswertung K2

Wenn man sich nun die Ergebnisse der zweiten Klassifizierung ansieht, fällt sofort auf, dass sich die Werte für Spanien gegenüber K1 verbessert haben, der RMSEP-Wert ist mit 10,85 €/MWh beträchtlich niedriger als in der Klassifizierung zuvor. Das Modell bildet die Wirklichkeit besser ab als K1. Generell gilt, je kleiner der RMSEP-Wert, desto besser das Ergebnis.

Diese Aussage wird nicht durch die gewichtete Abweichung des kompletten Zeitraums 2018 bestätigt, die im Vergleich zu K1 mit -4,37 €/MWh deutlich schlechter ausfällt als in der vorherigen Klassifizierung. Bei der gewichteten Abweichung muss allerdings darauf geachtet werden, dass sich positive und negative Abweichung bei annähernd gleicher Produktion durch das Vorzeichen aufheben. Wenn man also bei gleicher Produktion abwechselnd jede Stunde + 20 € oder - 20 € neben dem originalen Strompreis liegen würde, wäre die gewichtete Abweichung in Summe 0 €/MWh. In den Ergebnissen für  $\gamma$  der Woche S06 von K2 sieht man eine deutliche Verbesserung von +15,94 €/MWh in K1 auf -1,65 €/MWh in K2. Die Mittelwerte der modellierten Strompreise zu den realen haben sich für die Wochen S06 und S16 ebenfalls verbessert, weswegen bei K2 gegenüber K1 eine positive Tendenz zu erkennen ist.

Bei den Resultaten von Frankreich lässt sich eine leichte Verbesserung von K2 gegenüber K1 feststellen. Obwohl der Wert für den RMSEP-Wert mit 37,81 €/MWh für das ganze Jahr immer noch sehr schlecht ist, ist auch erkennbar, dass sich trotz des allgemein zu niedrig modellierten Strompreises die Werte in die richtige Richtung bewegen. Die gewichtete Abweichung zeigt sowohl für den kompletten Zeitraum als auch für die Wochen S06 und S16 eine leichte Verbesserung. Anhand der Mittelwerte ist diese Tendenz ebenfalls zu erkennen.

In den Ergebnissen von Portugal lässt sich eine klare Verbesserung der Werte erkennen, was auch durch die grün gekennzeichneten Felder in der Tendenz zu sehen ist. Die Werte der Woche S16 fallen im direkten Vergleich mit K1 etwas schlechter aus.

#### 4.4.3 Statistische Auswertung K3

Tabelle 15 zeigt anhand aller Werte, dass sich die Ergebnisse bei der Modellierung von K2 auf K3 für Spanien verschlechtert haben. Es handelt sich sowohl bei den Mittelwerten als auch bei der gewichteten Abweichung und den RMSEP-Wert nur um geringe Veränderungen, die jedoch in ihrer Gesamtheit eine negative Entwicklung hinsichtlich K2 darstellen.

Die Werte für Frankreich zeigen ein ähnliches Bild wie die Ergebnisse von K2. Die modellierten Preise sind immer noch sehr weit entfernt von den originalen Preisen, jedoch lässt sich im Gegensatz zu Spanien eine leichte Verbesserung zur vorherigen Klassifizierung ablesen.

Bei Portugal sind alle drei Werte für den RMSEP-Wert kleiner als in K2. Dies spricht dafür, dass sich die Güte und damit die Qualität der Modellierung tendenziell verbessert haben. Die Mittelwerte der modellierten Strompreise haben sich genauso wie die gewichtete Abweichung mit Ausnahme von  $\gamma$  für S16 jedoch geringfügig verschlechtert. Das kann unter anderem auf die im vorherigen Kapitel beschriebene gegenseitige Aufhebung der  $\gamma$  Werte zurückgeführt werden.

#### 4.4.4 Statistische Auswertung K4 & K5

In diesem Abschnitt werden analog zu Kapitel 4.2.4 die Ergebnisse der statistischen Auswertung von K4 und K5 gemeinsam dargestellt und interpretiert.

Die Ergebnisse von Spanien zeigen für den MSm-Wert, den RMSEP-Wert und die gewichtete Abweichung  $\gamma$  schlechtere Ergebnisse an. Im Gegensatz dazu zeigt die Statistik der Woche S06 aber auch eine Verbesserung aller Werte zur vorherigen Klassifizierung. Ein ähnliches Bild mit Ausnahme des RMSEP-Wertes ist auch für die Woche S16 zu beobachten. In beiden Wochen haben sich sowohl der Mittelwert des modellierten Strompreises als auch die gewichtete Abweichung in K4 nicht nur tendenziell gegenüber K3 verbessert, sondern sind die besten Werte aller bisher betrachteten Klassifizierungen.

In K5 ist eine weitere Verbesserung der Werte für Spanien zu beobachten. Der RMSEP-Wert ist gegenüber K4 mit 11,26 €/MWh ebenso wie der MSm-Wert mit 51,35 €/MWh besser als der von K4. Mit Ausnahme des RMSEP-Wertes für die Woche S06, der sich von 6,48 €/MWh auf 6,52 €/MWh leicht verschlechtert hat, zeigt K5 die besten Ergebnisse aller bisherigen Klassifizierungen. Der Mittelwert der modellierten Strompreise liegt in beiden Wochen nur wenige Cent neben dem Mittelwert der realen Preise. Die gewichtete Abweichung zeigt, dass die Preise im Durchschnitt -1,39 €/MWh in Woche S06 und -0,69 €/MWh in Woche S16 neben den realen Preisen liegen.

Die Ergebnisse von K4 und K5 in Spanien zeigen, dass sich die modellierten Daten sehr nahe an den originalen Preisen bewegen und das von K4 zu K5 aufgrund der detaillierten und realitätsnäheren Daten ein adäquateres Ergebnis erzielt werden kann.

Die Ergebnisse von Frankreich haben sich, wie an den grauen Feldern in der Bewertung der Tendenz dargestellt, gegenüber denen von K3 nicht verändert. Der Grund hierfür liegt an dem Energiemix von Frankreich und am Unterschied der Klassifizierungen von K3 zu K4. In den Tabellen 7 und 8 ist ersichtlich, dass von K3 auf K4 nur Kohle- und Gaskraftwerke auf 5 Jahresschritte zusammengefasst werden. Das liegt daran, dass Frankreich ein Großteil seiner Energie durch Kernkraft erzeugt und Gaskraftwerke wie in den Abbildungen der Klassifizierungen K4 und K5 kaum verwendet werden. Ein weiterer Grund ist, dass es in Summe nicht so viele Kernkraftwerke gibt, wie Gas- und Kohlekraftwerke und zusätzlich keine so signifikante Änderung in der Effizienzsteigerung der Kernkraftwerke im Vergleich zu den anderen beiden Kraftwerkstypen zu beobachten war. Deswegen erfolgte keine Aufteilung in 5 Jahresschritte. Die genannten Aspekte ergaben, zusätzlich zu der Tatsache, dass sich auch bei K4 die gesamte installierte Kapazität der Kohlekraftwerke auf nur eine Unterkategorie aufteilt, keine Veränderung von K3 zu K4.

K5 zeigt eine leichte Verbesserung der Gesamtwerte und der Woche S06, wobei die Werte in Summe immer noch sehr weit entfernt von den realen Preisen liegen. Die Woche S16 zeigte keine Veränderung.

Bei Portugal ergibt die Berechnung des RMSEP-Werts mit 9,83 €/MWh das beste Ergebnis aller bisherigen Klassifizierungen. Die Werte für  $\gamma$  sind ebenfalls für alle drei berechneten Fälle die mit der geringsten Abweichung. Die gewichtete Abweichung für 2018 liegt mit -2,78 €/MWh ebenso wie der Mittelwert der modellierten Strompreise sehr nahe am realen Durchschnittspreis des Betrachtungszeitraums.

Wie bereits beschrieben, gibt es in Portugal keinen Unterschied von K4 zu K5. Aus diesem Grund sind die Felder der Tendenz grau markiert und die Ergebnisse sind identisch mit denen von K4.

Es ist deutlich zu erkennen, dass K5 im Vergleich zu K4 nochmals detailliertere Ergebnisse liefert, was auf die Datenqualität zurück zu führen ist. Frankreich wird in K5 zwar auch am besten von allen Klassifizierungen dargestellt, die Ergebnisse zeigen aber ebenfalls deutlich, dass der französische Kraftwerkspark nicht annähernd adäquat abgebildet wird.

#### 4.4.5 Statistische Auswertung der Sensitivitätsanalysen

Die statistische Auswertung der durchgeführten Sensitivitätsanalysen wird im folgenden Kapitel interpretiert.

Die Werte für Spanien zeigen für das komplette Jahr 2018 eine Verbesserung aller drei Werte bei der Modellierung mit Kraftwerksverfügbarkeit an. Der RMSEP-Wert zeigt mit 10,99 €/MWh ein nur leicht schlechteres Ergebnis als der bisher beste Wert von 10,85 €/MWh bei K2. Die Güte des Modelles wurde demnach im Vergleich zu K5 nochmals erhöht, was sich auch in der gewichteten Abweichung mit im Durchschnitt -2,31 €/MWh unter dem originalen Preis widerspiegelt. Die Werte der Woche S16 haben sich allesamt signifikant verschlechtert.

Aufgrund der in Kapitel 4.3.1 beschriebenen Schwierigkeiten bei der Modellierung können bei der statistischen Auswertung der Sensitivitätsanalyse des Rampings nur die Wochen S06 und S16, nicht aber das komplette Jahr von Spanien betrachtet werden. Es ist zu sehen, dass in Woche S06 die besten Ergebnisse aller Klassifizierungen modelliert wurden und dass in Woche S16 die Werte gegenüber K5 sich zwar leicht verschlechtert haben, aber immer noch sehr nahe an den realen Preisen liegen.

Die Ergebnisse für K5 + Availability zeigen für Frankreich eine signifikante Verbesserung zu den Ergebnissen von K5. Der RMSEP-Wert liegt mit 34,35 €/MWh immer noch sehr weit vom Original entfernt, stellt in Summe durch die Minimierung des RMSEP-Wertes um ca. 3€/MWh den besten Wert aller Klassifizierungen dar. Die gewichtete Abweichung zeigt genauso wie der MSm-Wert, dass der modellierte Strompreis ca. 24 €/MWh unter den durchschnittlichen originalen Preisen liegt. Die Werte der Woche S06 zeigen mit viel zu hoch modellierten Werten genau das Gegenteil der Gesamtwerte an. Mit einem RSMEP-Wert von 45,31 €/MWh und einer gewichteten Abweichung von durchschnittlich 40,62 €/MWh über den realen Preisen, ist hier der schlechteste Wert aller Klassifizierungen zu erkennen. Die schlechten Werte der Woche S06 sind auf die Verringerung der Gesamtkapazität und den dadurch notwendigen Einsatz von z.B. Ölkraftwerken zur Deckung der Last zu erklären. Die Werte der Modellierung für die Woche S16 sind wiederum wieder deutlich zu niedrig und annähernd identisch mit denen von K5.

Bei Portugal zeigt sich durch die Verringerung der Kapazitäten eine allgemeine Verschlechterung der Modellierung gegenüber K5. Die modellierten Preise liegen sowohl auf das ganze Jahr bezogen als auch in den beiden Wochen über den originalen Preisen, was ähnlich den Ergebnissen von Frankreich in Woche S06 auf den Einsatz teurerer Kraftwerke zurück zu führen ist.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für Frankreich und Portugal können aus den unter Kapitel 4.3.1 erwähnten Gründen nicht dargestellt werden.

#### 4.4 Vergleich der Klassifizierungen

Das Kapitel Vergleich der Klassifizierungen, zeigt anhand des RMSEP-Wertes und der gewichteten Abweichung der Klassifizierungen K1-K5.1 die qualitative Entwicklung der Ergebnisse auf Basis der Abweichung zu den realen Preisen 2018. Die blaue Linie steht dabei für den Verlauf des RMSEP-Werts und die rote Linie für die gewichtete Abweichung.

Abbildung 43 zeigt die Ergebnisse der statistischen Auswertung von Spanien für 2018. Der RMSEP-Wert liegt relativ konstant bei ca. 11 €/MWh mit Ausnahme von K1, was auf die sehr grobe Klassifizierung zurück zu führen ist. Es ist erkennbar, dass der Wert leicht schlechter ab K3 wird, sich mit steigender Klassifizierung aber wieder an K2 annähert. Ein gegenteiliges Bild ist für die gewichtete Abweichung zu beobachten. K1 stellt hier mit einer gewichteten Abweichung von nur wenigen Cent/MWh den besten Wert dar. Es ist ähnlich zu den RMSEP-Werten eine leichte Verschlechterung in den mittleren Klassifizierungen zu erkennen, die mit steigender Klassifizierung schwindet und schlussendlich im Durchschnitt sehr nah an die realen Preise herankommt.

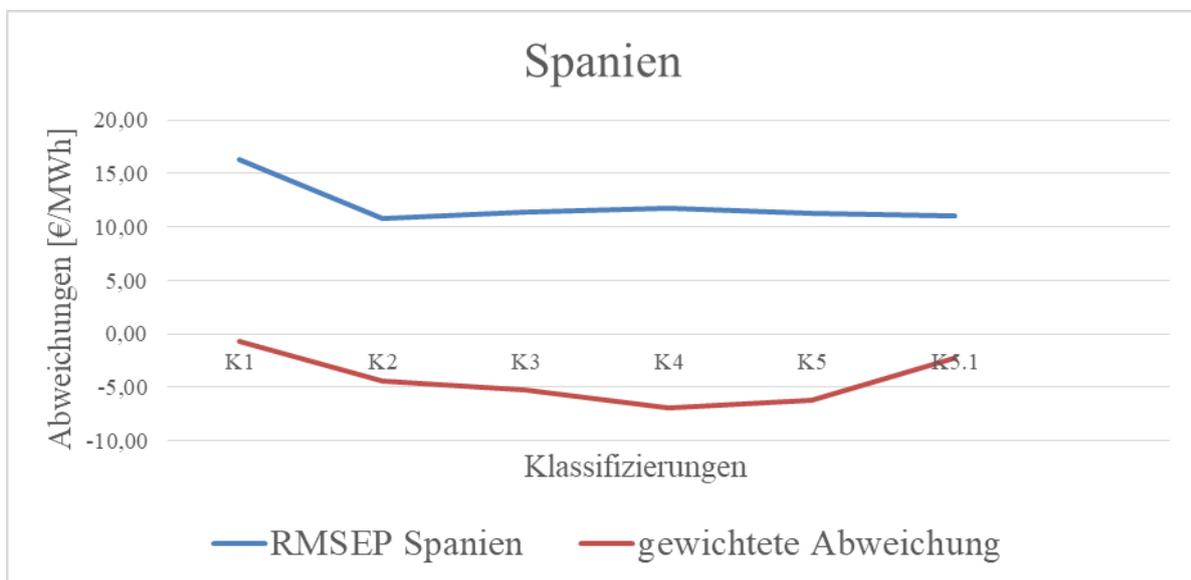


Abbildung 43: Auswertung Spanien 2018

In Abbildung 44 ist die statistische Auswertung der Woche S06 und in Abbildung 45 für die Woche S16 dargestellt. Diese auf einzelnen Wochen basierenden Grafiken wurden gewählt, um auf die teils großen Abweichungen in den einzelnen Wochen der gewichteten Abweichungen

hinzuweisen und die Ergebnisse des Rampings mit aufzunehmen. In Woche S06 ist im Vergleich zum kompletten Jahr die gewichtete Abweichung für K1 mit einem Wert von 15,94 €/MWh mit Abstand am größten. In Woche S16 stellt sie mit einer Abweichung von -5,88 €/MWh den zweit schlechtesten Wert aller Klassifizierungen nach K5.1 dar. Gut erkennbar ist auch, dass die gewichtete Abweichung in Woche S06 ergibt, dass die modellierten Preise im Durchschnitt zu niedrig sind und in Woche S16 der Wert zwischen zu niedrig und zu hoch modellierten Preisen je nach Klassifizierung schwankt. Die große Diskrepanz der gewichteten Abweichungen in den einzelnen Klassifizierungen ist auf die unter 4.4.2 beschriebene Problematik zurück zu führen. Im Gegensatz zum RMSEP-Wert beschreibt sie nicht die Aussagekraft der Modellierung, sondern gibt ähnlich zum Mittelwert der modellierten Strompreise Auskunft darüber, ob die Preise zu hoch oder zu niedrig modelliert wurden.

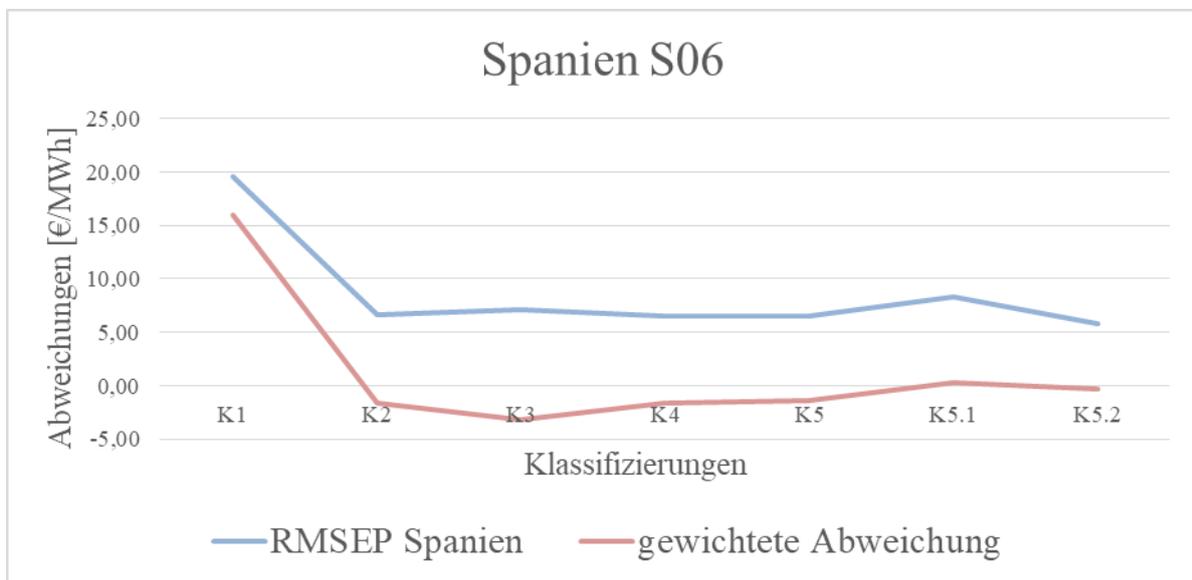


Abbildung 44: Auswertung Spanien 2018 S06

Der RMSEP-Wert der Woche S06 zeigt einen sehr ähnlichen Verlauf wie der Gesamtwert in Abbildung 43. Die Werte liegen jedoch alle, mit Ausnahme von K1, im Bereich zwischen 5,8-8,4 €/MWh, was eine bessere Modellierung in der Woche im Vergleich zum kompletten Jahr darstellt. Der beste Wert mit einer Abweichung von 5,78 €/MWh wird bei der Sensitivitätsanalyse K5 + Ramping erzielt.

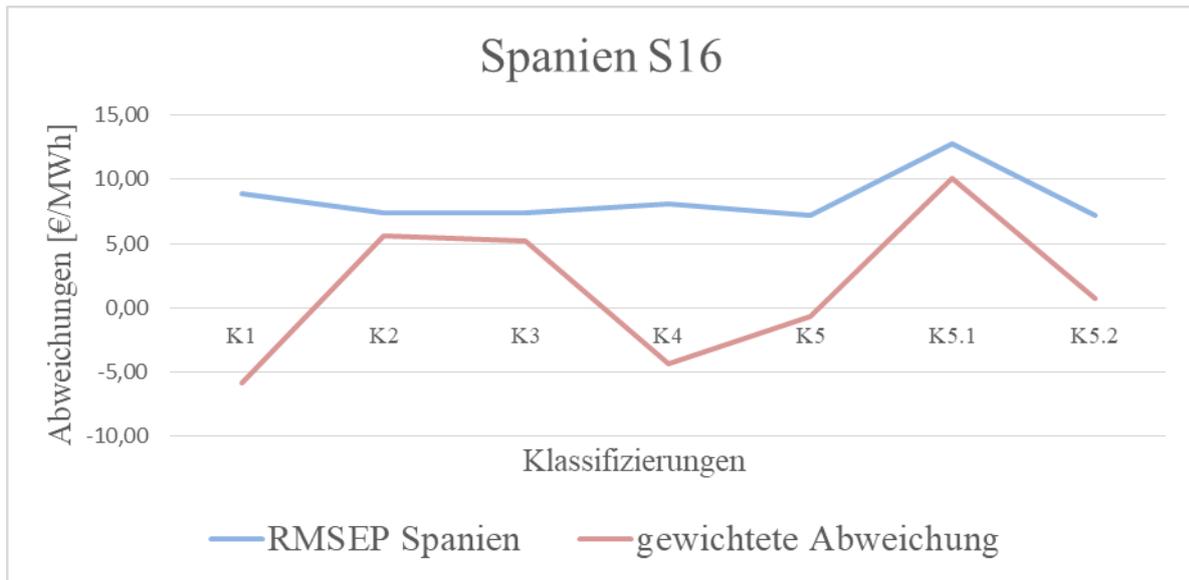


Abbildung 45: Auswertung Spanien 2018 S16

In Abbildung 45 ist zu erkennen, dass bei K5 und K5.2 die besten Werte der gewichteten Abweichung der Woche S16 auftreten. Der RMSEP-Wert hat bis auf den Wert bei K5.1 einen ähnlichen Verlauf wie der von Woche S06 und des ganzen Jahres, liegt aber wie der Wert von Woche S06 deutlich unter den 11€/MWh für das gesamte Jahr.

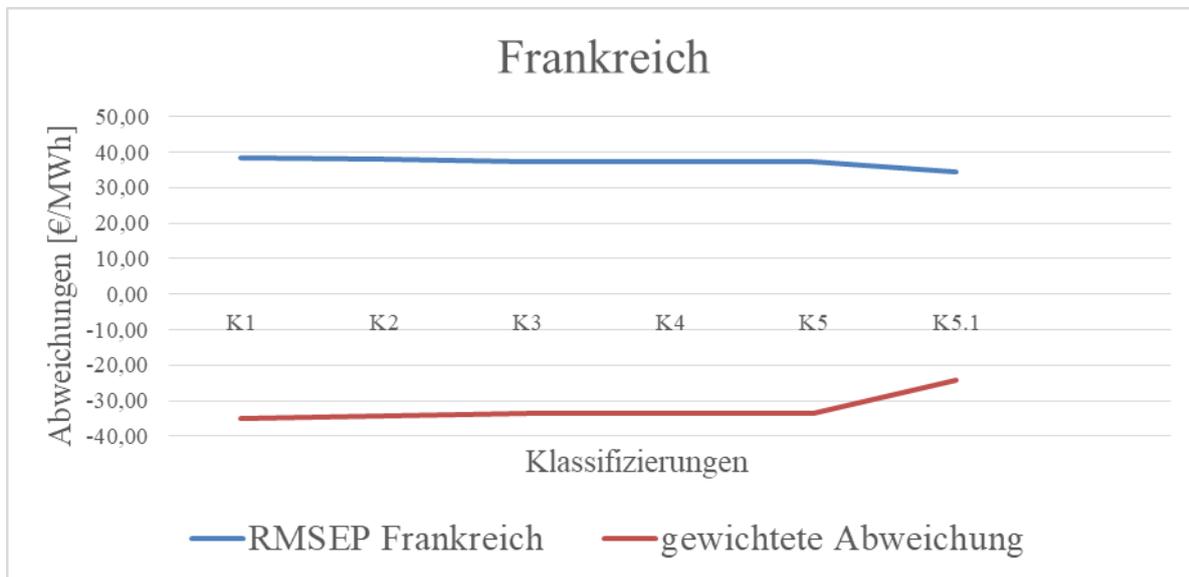


Abbildung 46: Auswertung Frankreich 2018

In Abbildung 46 ist die statistische Auswertung von Frankreich zu sehen. Es ist deutlich erkennbar, dass es zwar eine stetige Verbesserung mit steigender Klassifizierung gibt, die realen Strompreise aber nicht adäquat abgebildet werden. K5.1 stellt hierbei mit Abstand die besten Ergebnisse dar.

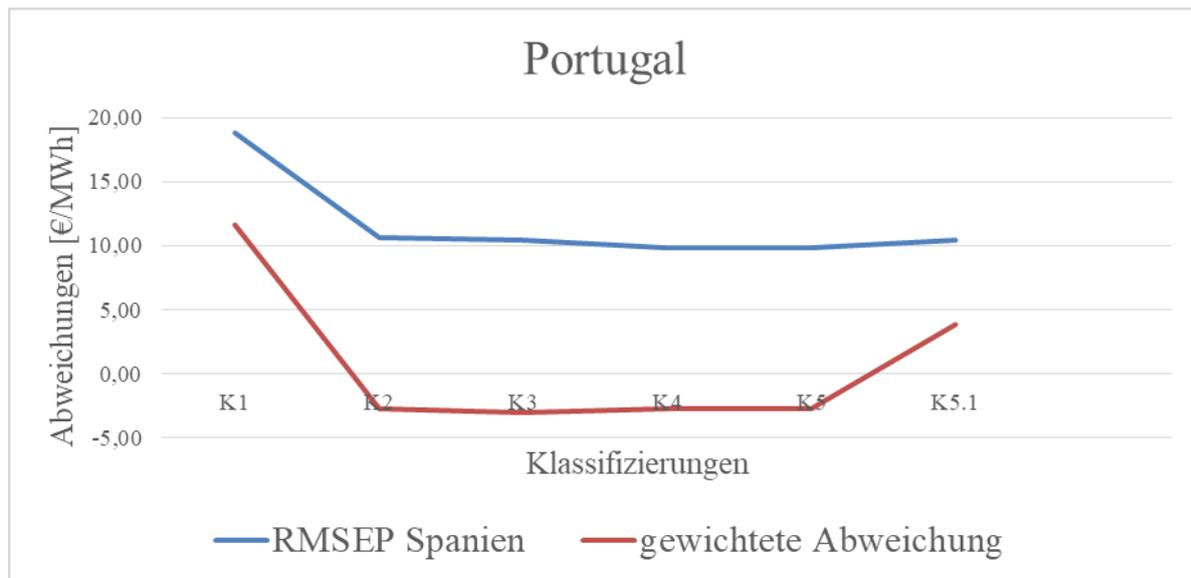


Abbildung 47: Auswertung Portugal 2018

Abbildung 47 zeigt analog zu den Abbildungen 43 Und 46 die Ergebnisse der statistischen Auswertung von Portugal für das gesamte Jahr 2018. Ähnlich zu den Ergebnissen von Spanien und Frankreich ist mit steigender Detaillierung eine Verbesserung der Ergebnisse zu beobachten. Die besten Ergebnisse werden hier analog zu denen von Spanien bei K5 erzielt.

## 4.5 Zusammenfassung

Das folgende Kapitel beschreibt die Zusammenfassung und finale Interpretation der Ergebnisse. In Tabelle 16 ist die Zusammenfassung der Ergebnisse der einzelnen Klassifizierungen für Spanien, Frankreich und Portugal dargestellt. Es wurden nur Mittelwerte der modellierten Strompreise, der RMSEP-Wert und die gewichtete Abweichung für das komplette Jahr betrachtet, in der letzten Spalte ist noch die benötigte Rechenzeit für die jeweilige Modellierung abgebildet.<sup>45</sup>

Klassifizierung	Land 2018	Mittelwert original Strompreis [€/MWh]	Mittelwert Strompreis modelliert [€/MWh]	RMSEP [€/MWh]	gewichtete Abweichung $\gamma$ [€/MWh]	Modellierungszeit [s]
<b>K1</b>	Spanien	57,28	56,15	16,25	-0,69	<b>68</b>
	Frankreich	50,18	16,64	38,29	-34,88	
	Portugal	57,44	69,13	18,79	11,67	
<b>K2</b>	Spanien	57,28	53,01	10,85	-4,37	<b>80</b>
	Frankreich	50,18	17,09	37,81	-34,32	
	Portugal	57,44	54,72	10,65	-2,79	
<b>K3</b>	Spanien	57,28	52,25	11,45	-5,27	<b>82</b>
	Frankreich	50,18	17,72	37,24	-33,68	
	Portugal	57,44	54,38	10,42	-3,02	
<b>K4</b>	Spanien	57,28	50,55	11,71	-7	<b>90</b>
	Frankreich	50,18	17,72	37,24	-33,68	
	Portugal	57,44	54,64	9,83	-2,78	
<b>K5</b>	Spanien	57,28	51,35	11,26	-6,24	<b>106</b>
	Frankreich	50,18	17,76	37,19	-33,62	
	Portugal	57,44	54,64	9,83	-2,78	
<b>K5 + Availability</b>	Spanien	57,28	55,55	10,99	-2,31	<b>115</b>
	Frankreich	50,18	24,31	34,35	-24,4	
	Portugal	57,44	60,52	10,47	3,82	
<b>K5 + Ramping</b>	Spanien	57,28	x	x	x	<b>&gt;10.000</b>
	Frankreich	50,18	x	x	x	
	Portugal	57,44	x	x	x	

Tabelle 16: Zusammenfassung der statistischen Auswertung

Tabelle 16 zeigt rot markiert die in Summe beste Klassifizierung jedes Landes. Bei Spanien zeigen die Werte der Klassifizierung K5.1 die besten Ergebnisse. Obwohl auch die Ergebnisse von K5 die realen Preise relativ gut abbilden, ist sowohl in Abbildung 43 als auch in Tabelle

<sup>45</sup> Alle Zeiten für die Modellierung wurden mit der privat zur Verfügung stehenden Rechenkapazität berechnet.

16 ersichtlich, dass die Klassifizierung mit Einsatz der Kraftwerksverfügbarkeit die Realität besser darstellt.

Frankreichs Strompreise werden wie in Abbildung 46 und auch in den Werten des mittleren modellierten Strompreises in Tabelle 16 durch keine in dieser Arbeit erstellte Klassifizierung adäquat dargestellt. Das hat mit dem bereits erwähnten hohen Anteil an Kernkraftwerken und dem Wärmebedarf zu tun. Es kann ebenfalls nicht ausgeschlossen werden, dass die Werte der ENTSO-E Homepage die tatsächliche Verfügbarkeit nicht detailliert genug darstellen. Dies spiegelt sich unter anderem in Kapitel 3.3.2, bei den Müllverbrennungsanlagen, die laut ENTSO-E Homepage in Frankreich nicht vorhanden sind, wieder. Trotz der sehr schlechten Ergebnisse des modellierten Mittelwerts, dem RMSEP-Wert und der gewichteten Abweichung zeigen die Ergebnisse von K5.1 ähnlich zu denen von Spanien die besten Resultate.

Bei Portugal zeigt Abbildung 47 und die statistische Auswertung aller drei Werte eine leichte Verschlechterung der Ergebnisse bei K5.1. Die Klassifizierung K4 zeigt hier die besten Modellierungsergebnisse und bildet den Strompreis auf das komplette Jahr 2018 realitätsnah ab. In Tabelle 16 sind aufgrund der Tatsache, dass K4 und K5 identisch sind, für Portugal die Werte beider Klassifizierungen rot markiert.

Abschließend ist festzustellen, dass die Klassifizierungen K5 und K5.1 für alle drei Länder die besten Ergebnisse erzielen und im Fall von Spanien und Portugal ein adäquates Abbild nicht nur des konventionellen sondern des gesamten Kraftwerksparks zur Modellierung der Strommarkterlöse liefern. Erkennbar in der letzten Spalte der Tabelle 16 ist, dass mit steigender Klassifizierung die benötigte Rechenzeit steigt. Die Zeit steigt in K5.2 so hoch, dass es bei der Modellierung K5.2 zu keiner Lösung kommt.

## 5. Schlussfolgerung

Die in Kapitel vier dargestellten Ergebnisse zeigen, dass der methodische Ansatz der Klassifizierung grundsätzlich funktioniert und ausreichend ist, um den Kraftwerkspark eines Landes adäquat darzustellen. Die Modellierungen mit Balmorel zeigen, dass mit zunehmendem Detaillierungsgrad die modellierten Preise den Originalen immer näher kommen. Die Vergleiche mit den realen Preisen haben auf der einen Seite gezeigt, dass es sehr große Unterschiede in den einzelnen Wochen und speziell in den gewählten Ländern gibt. Auf der anderen Seite werden die Feinheiten der realen Preise nur bedingt durch die modellierten Preise wiedergegeben.

Eine wichtige Erkenntnis der Arbeit ist, dass der in Kapitel 2.4 erwähnte Ansatz der Open Source basierten Modellierung von Szenarien zum jetzigen Zeitpunkt für eine adäquate Darstellung des Kraftwerksparks eines Landes nicht ausreichend ist. Es ist unabdingbar, den Fokus noch stärker auf den Open Source Gedanken zu lenken, um eine bessere Datengrundlage zu schaffen. Dies sollte nicht nur in Form von frei verwendbarer Software passieren, sondern speziell für die Erstellung von Modellierungen und Szenarien jeglicher Art so wichtigen Eingabedaten. Das würde nicht nur die Transparenz erhöhen und die Doppelarbeit reduzieren, sondern vor allem die Qualität und Aussagekraft und damit schlussendlich die Glaubwürdigkeit und Effizienz der Ergebnisse steigern.

Eine weitere daraus gewonnene Erkenntnis ist, dass es, durch die quanti- und qualitativen Diskrepanzen sowie auch durch den unterschiedlichen Stand der Open Source Quelle zu der kostenpflichtigen Datenbank, sehr arbeitsintensiv und herausfordernd war, einen aussagekräftigen Datensatz zu erstellen. Zusätzlich war es notwendig, auf weitere Quellen zuzugreifen um den Wirkungsrad und die variablen und fixen Kosten der einzelnen Kategorien und Unterkategorien besser abschätzen zu können. Die in Summe sehr große Zahl an unterschiedlichen Quellen und Annahmen führt dazu, dass Modellierungen und damit auch die Interpretation der Ergebnisse auf Basis anderer Eingabedaten durchaus bessere aber auch schlechtere Resultate erzielen könnten.

Anhand der aufgetretenen Schwierigkeiten bei der Sensitivitätsanalyse K5.2 ist der zu Beginn der Arbeit erwähnte Zielkonflikt zwischen Detaillierungsgrad der Modellierung und benötigter Rechenkapazität sehr gut zu erkennen. Wenn man sich die Werte der Leistungsänderungsgeschwindigkeit für die zwei modellierten Wochen bei Spanien ansieht fällt auf, dass sehr gute

Ergebnisse erzielt wurden. Leider ist es aufgrund von Fehlern, beispielsweise in Form von Abbrüchen der Berechnung, nicht möglich, die Ergebnisse für das ganze Jahr mit denen der anderen Klassifizierungen zu vergleichen.

Die Arbeit zeigt auf, dass es trotz der Annahmen und immer noch sehr groben Einteilung der Kraftwerke in Kategorien und Unterkategorien möglich ist, den Strompreis in vielen Stunden realitätsnah zu modellieren. Um die Ergebnisse dieser Arbeit weiter nutzen und weiterentwickeln zu können, wäre es ein Ansatzpunkt die Klassifizierungen auf andere Länder anzuwenden, um somit unter anderem festzustellen, ob es sich bei den schlechten Ergebnissen Frankreichs um eine Ausnahme handelt oder ob die Klassifizierungen in weitere Detaillierungsstufen eingeteilt werden sollten. Hierbei kann es auch notwendig sein, Kategorien für Ölkraftwerke zu erstellen oder die Kategorie Kohle, die in dieser Arbeit stellvertretend für Steinkohle steht, auf Braunkohle zu erweitern.

Da die nicht Open Source Daten sehr gute Ergebnisse erzielt haben, wäre ein Vergleich der Ergebnisse mit der aktuellen kommerziellen Platts Datenbank und die daraus resultierenden Ergebnisse interessant. Die Erweiterung oder Veränderung zu einer genaueren Darstellung des Preisprofil und damit detailgetreuen Abbildung des stündlichen Strompreise wäre ein weiterer vielversprechender Ansatzpunkt dieser Arbeit.

## Literaturverzeichnis

- Bayer, Hans: „Wirtschaftsgestaltung“, Buch- und Kunstdruckerei Gustav Ahrens, Berlin N65, 1958.
- Beck, Germanno Longhi / Hofer, Tobias / Süßenbacher, Wilhelm: „Open Source Energy Models-Current Status and Outlook on Multi-decor Modelling“ 14.ÖGOR-Workshop "Mathematische Ökonomie und Optimierung in der Energiewirtschaft", 2019.
- Brock Haus „Wahrig Synonymwörterbuch“, Druckerei C.H. Beck, Nördlingen, 2011.
- Fedato, E. / Baldini, M. / Dalla Riva, A. / Mora Alvarez, D.F. / Wiuff, A.k. / Hethey, J. / Cerrajero, E. / Estebanz, J.M.: „Feasibility analysis of GRIDSOL technology inFuer-teventura: A case study“, J. Eng., 2019, Vol. 2019 Iss. 18, S. 5208-5213.
- Giesecke, Jürgen / Mosonyi, Emil: „Wasserkraftanlagen“, Springer –Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
- Groscurth, Helmuth-M. / Bode, Sven: „Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke-Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt“, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, 2009.
- Müller, Werner A. / Bihn, Martina, Herausgeber: Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland: „Energiemodelle zum Kernausstieg in Deutschland“, Physica- Verlag, 2002.
- Nakicenovic, Nebijša / Haas, Reinhard: „Scriptum zur Vorlesung mit Übung- Energiemodelle und Analysen“, 2011.
- Niederhausen, Herbert / Burkert, Andreas: „Elektrischer Strom“, Springer Vieweg, 2014.
- Poncelet, Kris / Delarue, Erik / Six, Daan / Duerick, Jan / D’haeseleer, William: „Impact of the level of Temporal and Operational Detail in Energy-SystemPlanning Models“, Applied Energy, 2016.
- Schwarze, Sonja: „Kapazitätsmarkt für Strom in Deutschland“, Diplomica Verlag GmbH, 2012.

Wiese, Frauke / Bramstoft, Rasmus / Koduvere, Hardi / Pizarro Alonso, Amalia / Balyk, Ole-  
xandr / Kirkerud, Jon Gustav / Tveten, Asa Grytli / Folsland Bolkesjo, Torjus / Münster,  
Marie / Ravn, Hans: „Balmorel open source energy system model“, Energy Strategy  
Reviews (20), 2018.

Zahoransky, Richard / Allelein, Hans-Josef / Bollin, Elmar / Oehler, Helmut / Schelling, Udo:  
„Energietechnik“, Vieweg +Teubner Verlag, 2015.

## Internetquellen und Anhang

- [1] Platts Datenbank: Datenbank des Instituts Stand 2011
- [2] Barack Obama Fernsehrede: „Remarks by the President in Announcing the Clean Power Plan“, 2015 Verschriftlich unter: <https://obamawhitehouse.archives.gov/the-press-office/2015/08/03/remarks-president-announcing-clean-power-plan>, aufgerufen am 19.10.2020
- [3] BMU: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit von Deutschland: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/#c8419>, aufgerufen am 13.10.2020
- [4] Offizielle Website der europäischen Union: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de), aufgerufen am 13.10.2020
- [5] Next betreibt eines der größten virtuellen Kraftwerke Europas und gibt Informationen rund um den Strompreis und dessen Entstehung und Zusammensetzung: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strompreis>, aufgerufen am 28.08.2020
- [6] SOLARIFY ist ein unabhängiges Informationsportal rund um die erneuerbaren Energien, Energiewende und Klimawandel: <https://www.solarify.eu/2019/08/11/122-deutschland-zweiter-bei-strompreisen/>, aufgerufen am 28.08.2020.
- [7] Stromreport ist eine Website, die statistischen Daten des Energiemarktes visualisiert: <https://1-stromvergleich.com/download/zusammensetzung-strompreis-2018/>, aufgerufen am 28.08.2020
- [8] Vgl. [5], aufgerufen am 28.08.2020
- [9] Balmorel User Guide Prepared by: Ea Energy Analyses, 2018: [https://www.ea-energy-analyse.dk/wp-content/uploads/2020/06/Balmorel\\_UserGuide.pdf](https://www.ea-energy-analyse.dk/wp-content/uploads/2020/06/Balmorel_UserGuide.pdf), aufgerufen am 14.10.2020
- [10] Openmod: Open Energy modelling Initiative: <https://www.openmod-initiative.org/manifesto.html>, aufgerufen am 20.10.2020
- [11] OPSD: Open Power System Data: a plattform for open data from the european power system: [https://data.open-power-system-data.org/conventional\\_power\\_plants/2018-12-20](https://data.open-power-system-data.org/conventional_power_plants/2018-12-20), aufgerufen am 16.04.2020,  
**Einstellung: Download 2018 Version**
- [12] ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity: Zusammenschluss der europäischen Übertragungsnetzbetreiber: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/installedGenerationCapacityAggregation/show>, aufgerufen am 23.08.2020:  
**Einstellungen: Year 2018 / Bidding Zone: France / Portugal / Spain**
- [13] ASSET: Advanced System Studies for Energy Transition: Projekt der EU, um Studien zur Unterstützung der Politikgestaltung und Entwicklung des europäischen Energie-

systems bereitzustellen: [https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2019/07/2018\\_06\\_27\\_technology\\_pathways\\_-\\_finalreportmain2.pdf](https://asset-ec.eu/wp-content/uploads/2019/07/2018_06_27_technology_pathways_-_finalreportmain2.pdf), aufgerufen am 29.08.2020

- [14] Excel: Excel Liste vom Institut (TUW-EEG) bereitgestellt: *Approximation of conventional efficiencies (TUW-EEG).xls*  
**Einstellungen: Tabellenblatt historisch**
- [15] Vgl. [13], S. 44-46
- [16] Excel: Erweiterung der Unter [11] heruntergeladenen Liste um die Werte Wirkungsgrad/Jahreszahlen & prozentuale Umrechnung der Kapazitäten auf [12]  
*OPSD\_Liste\_erweitert\_Jahreszahlen\_Wirkungsgrad\_Technologie\_&\_Kapazitäten\_zuordnung\_Kraftwerkstechnologien\_Final.xlsx*
- [17] Vgl. [13]
- [18] Excel: Berechnung der fixen und variablen Kosten auf Basis des Wirkungsgrades und Umrechnung der installierten Kapazitäten für Klassifizierung K5.1: *ASSET\_technology\_cost\_assumptions\_and\_availability\_final.xlsx*
- [19] vgl. [12]: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProduction-Type/show> , aufgerufen am 25.08.2020  
**Einstellungen: Day and Time Range: 2018 / Bidding Zone: France / Portugal / Spain**
- [20] vgl. [12]: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/dayAheadGenerationForecast-WindAndSolar/show> aufgerufen am 29.11.2019  
**Einstellungen: Day and Time Range: 2018 / Bidding Zone: France / Portugal / Spain**
- [21] Excel: Zeitreihenumrechnungen der erneuerbaren Energien Wind, Wasser und Sonne: *Stündliche Erzeugung Erneuerbare Energien Umrechnung\_FR\_ES\_POR.xlsx*  
**Einstellungen: Tabellenblätter für Spanien sind gelb / Tabellenblätter für Frankreich sind blau / Tabellenblätter für Portugal sind grün**
- [22] vgl. [12]: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show>, aufgerufen am 07.09.2020  
**Einstellungen: Border- Bidding Zone Frankreich / BZN|FR - BZN|ES // Border-Bidding Zone Spanien BZN|ES - BZN|FR & BZN|ES - BZN|PT // Border- Bidding Zone Portugal / BZN|PT - BZN|ES**
- [23] Excel: Berechnung der Im- und Exporte für Spanien, Frankreich und Portugal: *Export\_Import\_balance.xlsx*
- [24] Excel: Input Datei für alle Klassifizierungen: *Data\_Input\_Tool\_PT\_FR\_ES\_K5\_Final.xlsm* **Einstellungen: In Tabellenblatt 15 muss die jeweilige Kapazität auf die Klassifizierung angepasst werden**
- [25] vgl. [12]  
**Einstellungen: Year 2018 / Bidding Zone: Spain**

- [26] Website zum Thema: EU recycling und Umwelttechnik: <https://eu-recycling.com/Archive/10791>, aufgerufen am 08.10.2020
- [27] Internet Enzyklopädie: <https://de.wikipedia.org/wiki/Siedewasserreaktor>, aufgerufen am 17.06.2020
- [28] Homepage des Energie System Models Balmorel: <http://www.balmorel.com/index.php/the-balmorel-concept>, aufgerufen am 29.05.2020
- [29] vgl. [28]: <http://www.balmorel.com/>, aufgerufen am 29.05.2020
- [30] Excel: Output Datei von Balmorel für die Ergebnisse von K1: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K1\_final.xlsm*  
**Einstellungen: Tabellenblätter für Spanien sind gelb / Tabellenblätter für Frankreich sind blau / Tabellenblätter für Portugal sind grün**
- [31] Excel: Output Datei von Balmorel für die Ergebnisse von K2: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K2\_final.xlsm*  
**Einstellungen: Tabellenblätter für Spanien sind gelb / Tabellenblätter für Frankreich sind blau / Tabellenblätter für Portugal sind grün**
- [32] vgl. [12]: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show?>, aufgerufen am 13.01.2020  
**Einstellungen: Day: 01.01. 2018 / Bidding Zone: France / Portugal / Spain**
- [33] Excel: Output Datei von Balmorel für die Ergebnisse von K3: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K3\_final.xlsm*  
**Einstellungen: Tabellenblätter für Spanien sind gelb / Tabellenblätter für Frankreich sind blau / Tabellenblätter für Portugal sind grün**
- [34] Excel: Berechnung der Merit Order für Spanien: *Merit Order.xlsx*
- [35] Excel: Output Datei von Balmorel für die Ergebnisse von K4: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K4\_final.xlsm*  
**Einstellungen: Tabellenblätter für Spanien sind gelb / Tabellenblätter für Frankreich sind blau / Tabellenblätter für Portugal sind grün**
- [36] Excel: Output Datei von Balmorel für die Ergebnisse von K5: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K5\_final.xlsm*  
**Einstellungen: Tabellenblätter für Spanien sind gelb / Tabellenblätter für Frankreich sind blau / Tabellenblätter für Portugal sind grün**
- [37] Veranstaltung zu dem Thema: Der zukünftige Beitrag konventioneller Kraftwerke für eine sichere, umweltschonende und bezahlbare Stromversorgung in Deutschland:  
[https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2018/SR19-30\\_WS/Vortrag\\_Then.pdf?blob=publicationFile](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2018/SR19-30_WS/Vortrag_Then.pdf?blob=publicationFile)
- [38] Excel: Verfügbarkeiten der anderen Energieträger vom Institut erhalten, für genaue Informationen über die Verfügbarkeiten vgl. [17]  
**Einstellungen: Tabellenblatt Availability Spain / Availability France / Availability Portugal**
- [39] Excel: Output Datei von Balmorel für die Ergebnisse von K5.1: *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K5.1\_Sensivitaetsanalyse\_Availability\_final.xlsm*

**Einstellungen: Tabellenblätter für Spanien sind gelb / Tabellenblätter für Frankreich sind blau / Tabellenblätter für Portugal sind grün**

- [40] Excel: Output Datei von Balmorel für die Ergebnisse von K5.2 *Balmorel SQLite results tool\_PT\_FR\_ES\_K5.2\_Sensivitaetsanalyse\_Ramping\_final.xlsm*  
**Einstellungen: Tabellenblätter für Spanien sind gelb / Tabellenblätter für Frankreich sind blau / Tabellenblätter für Portugal sind grün**
- [41] Website zum Thema statistische Auswertung: <https://towardsdatascience.com/ways-to-evaluate-regression-models-77a3ff45ba70>, aufgerufen am 15.10.2020
- [42] Excel: Statistische Auswertung Spanien K1-K5.2.: *Statistische Auswertung.xlsx*
- [43] Excel: Statistische Auswertung Frankreich K1-K5.2.: *Statistische Auswertung Frankreich.xlsx*
- [44] Excel: Statistische Auswertung Portugal K1-K5.2.: *Statistische Auswertung Portugal.xlsx*
- [45] Rechner: CPU: Intel Core I7 6700k, RAM: 32GB 2400 HZ

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispiel „Merit Order“ .....	7
Abbildung 2: Beispiel „Merit Order 2“ .....	8
Abbildung 3: Vergleich der Strompreise in Europa 2018 .....	10
Abbildung 4: Strompreiszusammensetzung in Deutschland 2017 zu 2018 .....	11
Abbildung 5: Umsetzung der Kraftwerksklassifizierung.....	13
Abbildung 6: Aufbau der Klassifizierungen. ....	26
Abbildung 7: Wirkungsgradentwicklung 1950-2019.....	32
Abbildung 8: Energiemix Spanien K1 für die Woche S01 bis S26 .....	37
Abbildung 9: Energiemix Spanien K1 für die Wochen S06 & S16.....	38
Abbildung 10: Energiemix Frankreich K1 für die Woche S06 & S16 .....	39
Abbildung 11: Energiemix Portugal K1 für die Woche S06 & S16 .....	39
Abbildung 12: Energiemix von Spanien K1 für die Stunden 1 und 15 der Woche S06.....	40
Abbildung 13: Energiemix Spanien K2 für die Woche S06 & S16.....	41
Abbildung 14: Strompreisvergleich der realen Strompreise mit von K2 modellierten Preisen der Woche S06 & S16 .....	42
Abbildung 15: Energiemix Frankreich K2 für die Woche S06 & S16 .....	43
Abbildung 16: Energiemix Portugal K2 für die Woche S06 & S16 .....	44
Abbildung 17: Strompreisvergleich der realen Strompreise mit den von K2 modellierten Preisen der Woche S06 & S16 .....	45
Abbildung 18: Energiemix Frankreich/Spanien/Portugal K2 2018 .....	46
Abbildung 19: Energiemix Spanien K3 für die Woche S06 & S16.....	47
Abbildung 20: Energiemix Frankreich K3 für die Woche S06 & S16 .....	48
Abbildung 21: Energiemix Portugal K3 für die Woche S06 & S16 .....	48
Abbildung 22: Energiemix Spanien K4 für die Woche S06 & S16.....	50
Abbildung 23: Energiemix Spanien K5 für die Woche S06 & S16.....	50
Abbildung 24: Energiemix Spanien K5 für die Woche S06 T18-T20.....	51
Abbildung 25: Merit Order Spanien auf Basis der Modellierungsergebnisse von K5 S06 T18 .....	53
Abbildung 26: Energiemix Frankreich K4 für die Woche S06 & S16 .....	54
Abbildung 27: Energiemix Frankreich K5 für die Woche S06 & S16 .....	54
Abbildung 28: Strompreisvergleich Frankreich Original zu K4 & K5 S06 T01-T48 .....	55
Abbildung 29: Energiemix Portugal K4 für die Woche S06 & S16 .....	56

Abbildung 30: Energiemix Portugal K5 für die Woche S06 & S16 .....	56
Abbildung 31: Strompreisvergleich Portugal Original zu K4 & K5 S16 T01-T48 .....	57
Abbildung 32: Sensitivitätsanalyse Availability Spanien für die Woche S06 & S16.....	60
Abbildung 33: Strompreisvergleich Spanien Original zu K5 & K5 + Availability S06 T01-T48.....	60
Abbildung 34: Merit Order Spanien auf Basis der Modellierungsergebnisse von K5 S06 T18 .....	61
Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse Availability Frankreich für die Woche S06 & S16 .....	62
Abbildung 36: Strompreisvergleich Spanien Original zu K5 & K5 + Availability S06 T01-T48.....	63
Abbildung 37: Sensitivitätsanalyse Availability Frankreich für die Woche S06 & S16 .....	64
Abbildung 38: Strompreisvergleich Portugal Original zu K5 & K5 + Availability S16 T01-T48.....	64
Abbildung 39: Sensitivitätsanalyse Ramping Spanien für die Woche S06 & S16 .....	65
Abbildung 40: Strompreisvergleich der realen Strompreise mit den von K5 + Ramping modellierten Preisen der Woche S06 & S16 .....	66
Abbildung 41: Strompreisvergleich Spanien Original zu K5 & K5 + Ramping S06 T01-T48.....	67
Abbildung 42: Strompreisvergleich Spanien Original zu K5 & K5.1 & K5.2 S16 T01-T48..	67
Abbildung 43: Auswertung Spanien 2018 .....	76
Abbildung 44: Auswertung Spanien 2018 S06 .....	77
Abbildung 45: Auswertung Spanien 2018 S16 .....	78
Abbildung 46: Auswertung Frankreich 2018 .....	78
Abbildung 47: Auswertung Portugal 2018.....	79

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Datenvergleich .....	16
Tabelle 2: Datenblatt 15: Beispiel der Leistungsaufteilung für K3 Spanien.....	19
Tabelle 3: Datenblatt 16: Modellierungsdaten für Balmorel Teil 1.....	21
Tabelle 4: Datenblatt 16: Modellierungsdaten für Balmorel Teil 2.....	23
Tabelle 5: Klassifizierung K1 .....	27
Tabelle 6: Klassifizierung K2 .....	29
Tabelle 7: Klassifizierung K3 .....	31
Tabelle 8: Klassifizierung K4 & K5 .....	34
Tabelle 9: Anteil der einzelnen Technologien [MW] von Abbildung 12 .....	40
Tabelle 10: Anteil der einzelnen Technologien von Abbildung 18 .....	46
Tabelle 11: Technologiezusammensetzung Spanien K4 für die Woche S06 T18 .....	52
Tabelle 12: Technologiezusammensetzung Spanien K5 für die Woche S06 T18 .....	52
Tabelle 13: Verwendete Verfügbarkeiten der einzelnen Kraftwerke .....	59
Tabelle 14: Technologiezusammensetzung Spanien K5 + Availability für die Woche S06 T18 .....	62
Tabelle 15: Statistische Auswertung der Klassifizierungen.....	70
Tabelle 16: Zusammenfassung der statistischen Auswertung.....	80