



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

## **Bachelorarbeit**

Pitt Karger

# **Untersuchungen zur Netzintegration erneuerbarer Energien im Senegal**

*Fakultät Technik und Informatik  
Department Fahrzeugtechnik und Flugzeugbau*

*Faculty of Engineering and Computer Science  
Department of Automotive and  
Aeronautical Engineering*

**Pitt Karger**

**Untersuchungen zur Netzintegration  
erneuerbarer Energien im Senegal**

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Mechatronik  
am Department Fahrzeugtechnik und Flugzeugbau  
der Fakultät Technik und Informatik  
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüferin: Prof. Dr. -Ing. Anna Kerstin Usbeck

Zweitprüferin: Prof. Dr. -Ing. Birgit Koeppen

Abgabedatum: 15.03.2021

## **Zusammenfassung**

**Pitt Karger**

### **Thema der Bachelorthesis**

Untersuchungen zur Netzintegration erneuerbarer Energien im Senegal

### **Stichworte**

Senegal, erneuerbare Energien, Photovoltaik, energyPRO, Stromversorgung, Energiemix 2017, Energiemix 2030

### **Kurzzusammenfassung**

Das Ziel der vorliegenden Bachelorarbeit war es die Energieversorgung im Senegal für das Jahr 2017 in einem Modell abzubilden, um nachvollziehen zu können, wie der Strombedarf gedeckt werden konnte. Darauf aufbauend wurde die zukünftige Energieversorgung für das Jahr 2030 in einem weiteren Modell dargestellt und untersucht. Die Software energyPRO diente dabei als Werkzeug für die Modellbildung. Die Modelle konnten erfolgreich umgesetzt werden. Für das Jahr 2017 wurde der Strombedarf aus IST-Daten nachgebildet und konnte vollständig gedeckt werden. Für das Jahr 2030 wurde eine Deckung des wachsenden Strombedarfs von 99,9 % erreicht. Bei der Entwicklung der Stromversorgung bis 2030 ist ein Trend zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien und der gefundenen Gasreserven zu verzeichnen.

**Pitt Karger**

### **Title of the paper**

Investigations on grid-integration of renewable energy sources in Senegal

### **Keywords**

Senegal, renewable energy sources, photovoltaic, energyPRO, electrical power supply, energy mix 2017, energy mix 2030

### **Abstract**

The objective of this Bachelor thesis was to simulate the power supply in Senegal for the year 2017 to understand how the power demand was met. Based on this, another model was developed that represents the future power supply for the year 2030. The software energyPRO served as a tool for the modelling. The models were successfully realized. For the year 2017, the power demand was simulated on a basis of actual data and could be covered completely by the model. A 99,9 % coverage of the growing power demand was achieved for the year 2030. Regarding the development of the power supply until 2030, there is a trend towards greater use of renewable energy sources and the recently discovered gas reserves.

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	VI
Tabellenverzeichnis .....	VIII
Abkürzungsverzeichnis .....	VIII
1 Einleitung .....	1
2 Standortsspezifische Grundlagen .....	2
2.1 Senegal .....	2
2.2 Klimabedingungen .....	4
2.3 Aktuelle Energiesituation .....	8
2.4 Potenzielle Energiesituation .....	14
3 Stand der Technik .....	16
3.1 Kraftwerksliste .....	16
3.2 Funktionsweise der Kraftwerke .....	18
3.3 Energiemodellierung .....	21
3.3.1 Verwendete Software zur Modellbildung .....	22
3.3.2 Derzeitiges Modell für den Netzausbau 2030 im Senegal .....	23
4 Erstellung des Modells .....	24
4.1 Anpassungsbedarf des derzeitigen Modells .....	24
4.2 Eingrenzungen .....	25
4.3 Planung der Vorgehensweise .....	25
4.4 Umsetzung Modell 2017 .....	28
4.5 Umsetzung Modell 2030 .....	32
5 Ergebnisse .....	37
5.1 Modell 2017 .....	37
5.2 Modell 2030 .....	45
5.3 Entwicklung der Stromversorgung – 2014 – 2017 – 2030 .....	50
6 Fazit und Ausblick .....	52
6.1 Zusammenfassung .....	52
6.2 Evaluierung der Methodik .....	53
6.3 Ausblick .....	54
Literatur .....	VI
Anhang A: Kraftwerksliste komplett .....	VIII
Anhang B: Bobis Modell -Layout .....	IX
Anhang C: Bericht Stromproduktion Modell 2017 - jährlich .....	X
Anhang D: Bericht Stromproduktion Modell 2017 - komplett .....	XI
Anhang E: Deckung des Strombedarfs in der Trockenzeit - Modell 2017 .....	XIV
Anhang F: Bericht Stromproduktion Modell 2030 - komplett .....	XV
Anhang G: Deckung des Strombedarfs in der Trockenzeit - Modell 2030 .....	XIX

Anhang H: Übersicht CD ..... XX

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Karte Senegal .....	2
<b>Abbildung 2:</b> Wirtschaftswachstum Senegals ab 2016 .....	3
<b>Abbildung 3:</b> Köppen-Klimaklassifizierung Senegals .....	4
<b>Abbildung 4:</b> Dakars durchschnittliche monatliche Temperatur und Niederschlag von 1999-2019 .....	5
<b>Abbildung 5:</b> St.Louis durchschnittliche monatliche Temperatur und Niederschlag von 1999-2019 .....	6
<b>Abbildung 6:</b> Durchschnittliches PV-Potential im Senegal von 1994-2018 .....	7
<b>Abbildung 7:</b> Übersicht der Stromproduktion im Senegal 2017 .....	8
<b>Abbildung 8:</b> Stromverbrauch - Tageslastgang Senegals in der Regen- und Trockenzeit ...	9
<b>Abbildung 9:</b> Entwicklung der installierten Leistung von PV-Anlagen .....	11
<b>Abbildung 10:</b> Stromnetz im Senegal mit Stromerzeugungsstandorten .....	12
<b>Abbildung 11:</b> Karte von den Fundorten der Erdöl- und Erdgasvorkommen im Senegal..	14
<b>Abbildung 12:</b> Mögliche Verteilung des Energiemixes Senegals des Jahres 2030 .....	15
<b>Abbildung 13:</b> Allgemeiner Modellentwurf .....	21
<b>Abbildung 14:</b> Auswahl einer Zeitreihe aus der Wetterdatenbank in energyPRO .....	22
<b>Abbildung 15:</b> Fließschema zur Erstellung des Modells des Jahres 2017 .....	26
<b>Abbildung 16:</b> Fließschema zur Erstellung des Modells des Jahres 2030 .....	27
<b>Abbildung 17:</b> Visualisierung des Strombedarfs für den 27.04.2017 in energyPRO .....	29
<b>Abbildung 18:</b> Bisheriger und erwarteter Verlauf des Energieverbrauchs im Senegal.....	32
<b>Abbildung 19:</b> Visualisierung des Strombedarfs für den 27.04.2030 in energyPRO .....	33
<b>Abbildung 20:</b> Skalierte Leistungskurve des Windparks Taiba_Ndiaye .....	35
<b>Abbildung 21:</b> Aufbau des Modells 2017 .....	37
<b>Abbildung 22:</b> Modellberechnungen zur Deckung des Gesamtstrombedarfs 2017.....	38
<b>Abbildung 23:</b> Durchschnittliche IST-Stromproduktion PV_Bokhols .....	39
<b>Abbildung 24:</b> Vergleich der Stromproduktion in der Trockenzeit .....	41
<b>Abbildung 25:</b> Vergleich der Stromproduktion in der Regenzeit .....	41

<b>Abbildung 26:</b> Streuung Ist-Daten Senelec 2017 Regenzeit .....	42
<b>Abbildung 27:</b> Streuung Simulation Regenzeit.....	43
<b>Abbildung 28:</b> Deckung des Strombedarfs in der Regenzeit - Modell 2017 .....	43
<b>Abbildung 29:</b> Aufbau des Modells 2030 .....	45
<b>Abbildung 30:</b> Verteilung der Stromproduktion – Modell 2030 Bedarf nicht gedeckt .....	46
<b>Abbildung 31:</b> Keine vollständige Deckung des Strombedarfs in der Regenzeit - Modell 2030... ..	47
<b>Abbildung 32:</b> Verteilung der Stromproduktion – Modell 2030 Bedarf gedeckt .....	48
<b>Abbildung 33:</b> Vollständige Deckung des Strombedarfs in der Regenzeit-Modell 2030...49	
<b>Abbildung 34:</b> Entwicklung der Stromproduktion 2014 - 2017 - 2030 .....	50

## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 1:</b> Zuordnung der Kraftwerke aus Abbildung 10 mit installierter Leistung .....	13
<b>Tabelle 2:</b> Ausschnitt aus der Kraftwerkliste Senegals 2017 und für das Szenario 2030..	16
<b>Tabelle 3:</b> Überblick der Kraftwerkstypen und der installierten Leistung .....	18
<b>Tabelle 4:</b> Vergleich der Stromproduktion der PV-Anlage Bokhol .....	39
<b>Tabelle 5:</b> Gesamtstrombedarf und Gesamtstromproduktion im Modell 2030 .....	45
<b>Tabelle 6:</b> Veränderter Gesamtstrombedarf und -produktion im Modell 2030.....	48

## Abkürzungsverzeichnis

GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
IEA	International Energy Agency
IPP	International Power Producer
IRENA	International Renewable Energy Agency
PES	Emerging Senegal Plan
PV	Photovoltaik
SENELEC	Société nationale d'électricité du Sénégal
STC	Standard Test Conditions

# 1 Einleitung

Der Ausbau erneuerbarer Energien spielt im Senegal eine bedeutende Rolle in der nachhaltigen Stromversorgung. Die Bevölkerung Senegals wächst stark, wodurch der Strombedarf zukünftig signifikant ansteigen wird. Um diesen decken zu können, müssen die Stromerzeugungsanlagen und die Nutzung erneuerbarer Energien weiter ausgebaut werden. Derzeit haben nur 61 % aller Senegalesen Zugang zur Elektrizität. Die Regierung Senegals hat es sich zum Ziel gesetzt bis zum Jahr 2025 jeden Haushalt mit einem Stromanschluss zu verbinden. Das wird den Strombedarf zusätzlich in die Höhe treiben. Ein zukünftiger Strommangel könnte das Wirtschaftswachstum hemmen und soll daher vermieden werden. Aktuell überwiegt die Stromproduktion aus Diesel- und Schwerölrressourcen. Die Regierung Senegals sieht jedoch vor, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und Erdgas zu forcieren, da vor der Küste Senegals 2016 große Erdgasfelder gefunden wurden. Diese Funde bieten neue Chancen und Möglichkeiten für den Senegal zukünftig eine konstante Energieversorgung gewährleisten zu können. (GIZ, 2019)

Das Ziel im Rahmen dieser Arbeit ist es die aktuelle Energieversorgung für das Jahr 2017 in einem Modell abzubilden, um nachvollziehen zu können, wie der Strombedarf im Senegal gedeckt werden konnte. Dafür wird auf dem derzeitigen Modell aufgebaut, welches von Herrn Bobis in seiner Masterarbeit auf der Datenbasis des Jahres 2014 entwickelt wurde. Außerdem soll ein Modell für das Jahr 2030 erstellt werden, welches die zukünftige Energieversorgung im Senegal prognostiziert. Für die Erstellung beider Modelle wird die Software energyPRO genutzt. Im Zuge dessen soll die aktuelle und zukünftige Entwicklung der Stromversorgung im Senegal aufgezeigt werden.

Auf den Stromverbrauch und die Stromproduktion wirken unterschiedliche Einflüsse. Diese werden in Kapitel 2 über die standortspezifischen Grundlagen Senegals vermittelt. Um den theoretischen Hintergrund für die Erstellung der Modelle zu vervollständigen, wird in Kapitel 3 der Stand der Technik hinsichtlich der 2017 im Senegal aktiven Kraftwerke betrachtet. Zudem werden in diesem Kapitel die Grundlagen der Energiemodellierung beschrieben und es wird das derzeitig vorhandene Modell von Herrn Bobis zum Netzausbau vorgestellt. In Kapitel 4 werden Planung und Umsetzung der im Rahmen dieser Arbeit erstellten Modelle erläutert. Die Ergebnisse in Form der beiden Modelle sowie der Deckung des Strombedarfs werden in Kapitel 5 vorgestellt. Es wird mit einem Fazit geendet, in welchem die Erkenntnisse zusammengefasst werden und die Methodik kritisch evaluiert wird. Die Arbeit schließt mit einem Ausblick auf die mögliche Weiterentwicklung der Modelle.

## 2 Standortsspezifische Grundlagen

Einführend in das Thema der vorliegenden Arbeit ist es zunächst wichtig, einen Hintergrund standortsspezifischer Grundlagen für die Ausarbeitung des Modells zu schaffen. Das Modell wurde explizit für die Anforderungsbedingungen im Senegal entwickelt. Neben der geografischen Lage ist auch die Lebensweise der Menschen vor Ort relevant, da sie den Energieverbrauch beeinflusst. Zudem herrschen im Senegal zonenabhängig besondere Klimabedingungen, welche maßgeblichen Einfluss auf den Stromertrag aus Wind- und Solarenergie haben. Anschließend wird auf die aktuelle sowie die potenzielle Energiesituation im Senegal eingegangen.

### 2.1 Senegal

Der Senegal liegt am westlichsten Punkt von Afrika direkt am Atlantischen Ozean. Senegal grenzt im Norden an Mauretanien, weiter östlich an Mali und im Süden an Guinea und Guinea-Bissau. Gambia wird vom Senegal eingeschlossen und erschwert somit den Übergang nach Casamance, den südlichsten Teil des Landes Senegals. Im Westen erstreckt sich eine ca. 500 km lange Atlantikküste und an der westlichsten Spitze Senegals befindet sich die Hauptstadt Dakar (siehe Abb.1). Das gesamte Land weist eine Fläche von 196.712 km<sup>2</sup> auf und hat insgesamt 16,3 Millionen Einwohner. Mit ca. 3,8 Mio. Einwohnern ist Dakar die größte Stadt Senegals und beheimatet somit circa ein Viertel der Senegalesen (GIZ, 2019).

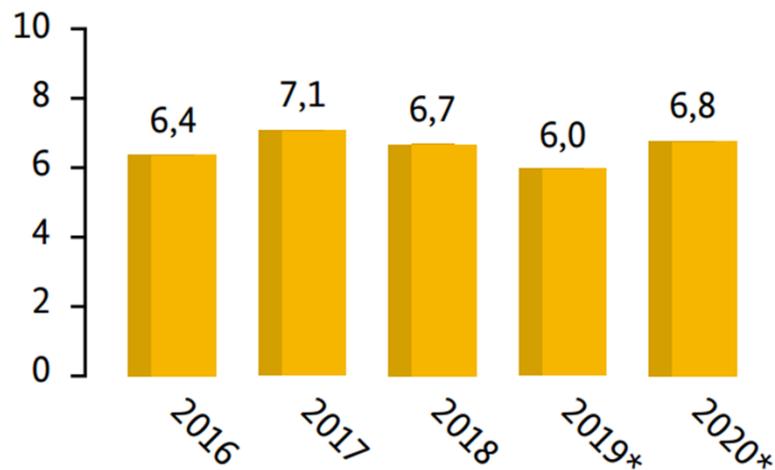


Abbildung 1: Karte Senegal (Wikipedia, 2021)

Das Bevölkerungswachstum liegt jährlich bei ca. 2,8 % und das Durchschnittsalter der Senegalesen bei ca. 18 Jahren. Der Senegal hat somit eine sehr junge Bevölkerung. Die Amtssprache ist Französisch, jedoch wird oft die afrikanische Sprache Wolof gesprochen. Die Religion von mehr als 94 % der Senegalesen ist der Islam und prägt ihre Lebensweise im Alltag (Wikipedia, 2021d).

Laut der deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) lag das Bruttoinlandsprodukt 2018 pro Kopf bei 1.474 US\$. Das Land erreichte somit den Rang 156 von 190. Senegal gilt als Entwicklungsland, ist aber mit einem Wirtschaftswachstum von ca. 6,0 bis 7,1 % in den Jahren von 2016 bis 2020 eines der wachstumsreichsten Länder weltweit (siehe Abb.2). Die Hauptwirtschaftssektoren Senegals sind Tourismus, Landwirtschaft sowie Fischereiwirtschaft sowie der Bausektor. Durch den Verkauf von Produkten aus der Landwirtschaft, wie z.B. Erdnüssen, dem Fischfang und dem Abbau von Phosphaten werden die meisten Exporteinnahmen generiert (Ohle, 2020b).

**Bruttoinlandsprodukt** (Veränderung in %, real)



\*Schätzungen bzw. Prognosen

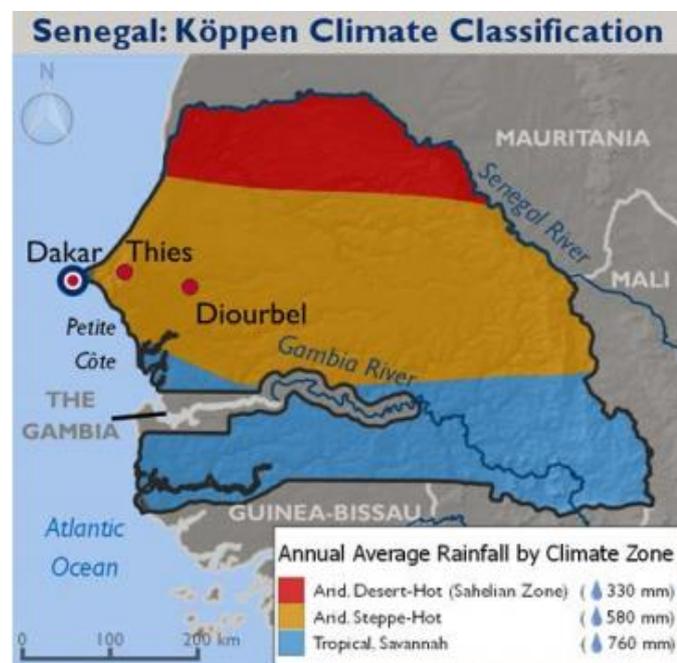
**Abbildung 2:** Wirtschaftswachstum Senegals ab 2016 (GIZ, 2019)

Politisch gesehen ist der Senegal eine demokratische Republik, in der ein Präsident für maximal zwei Amtszeiten regiert. Macky Sall wurde 2012 zu seiner ersten Amtszeit als Präsident Senegals gewählt und 2019 begann er nach der Wiederwahl seine zweite Amtszeit. Der Plan der Regierung ist es das Land zu einem aufstrebenden Senegal zu formen. Dazu wurde von der Regierung der „Emerging Senegal Plan“ (kurz PES) eingeleitet, um mit diesem Programm das Wirtschaftswachstum und die Industrialisierung weiter voranzubringen. Dabei soll vor allem bis 2035 die Infrastruktur des Landes ausgebaut und die hohen Energiekosten gesenkt werden

(Sall, 2020). Der Fokus liegt vor allem darauf den Zugang zur Elektrizität bis 2025 für alle Senegalesen zu gewährleisten, da vor allem die ländlichen Regionen aktuell nur bedingt oder keinen Zugang zu Strom haben. Dieses Thema wird in Kapitel 2.3 „Aktuelle Energiesituation“ genauer beschrieben. Die Regierung legt im PES dar, dass viele Aufwendungen im Bereich der erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Windenergie getätigt werden (Presidency of Senegal, 2019). Das lockt viele private Investoren an, die sogenannten international power Producer kurz IPP. Im Jahre 2014 bis 2016 wurden vor der Küste Senegals große Öl- und Gasressourcen gefunden. Diese Funde bringen neue Chancen in Bezug auf die Energieversorgung im Senegal (siehe Kapitel 2.4). Der Abbau der Ressourcen soll im Jahr 2022 beginnen (Doane und Chester, 2019).

## 2.2 Klimabedingungen

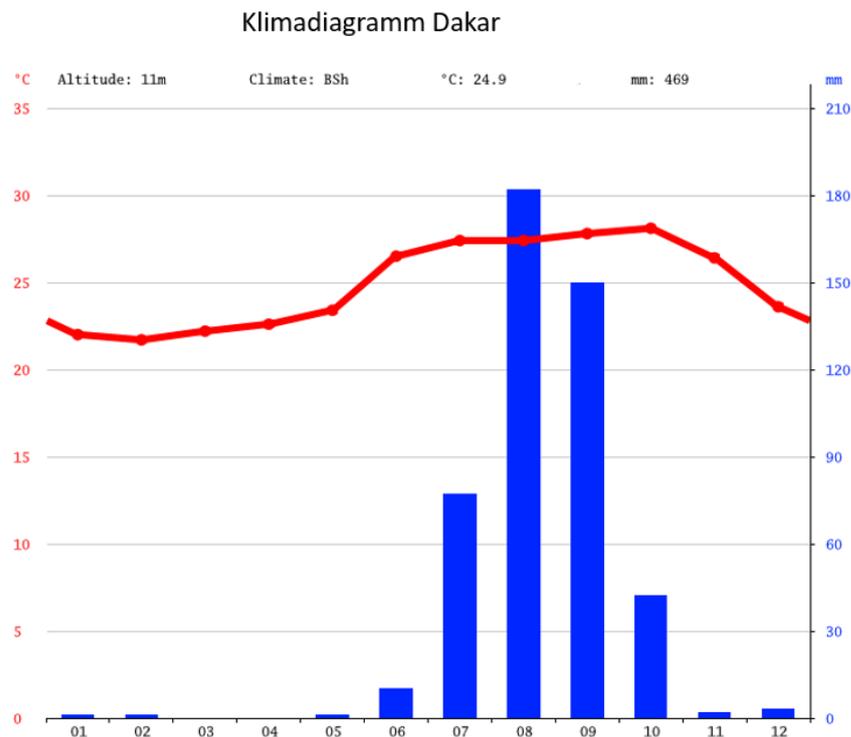
Grundsätzlich lässt sich über das Klima im Senegal sagen, dass im ganzen Land zwei Jahreszeiten vorherrschen: von Dezember bis Mai die Trockenzeit und von Juni bis November die Regenzeit. Wie schon der Name besagt, gibt es in diesen Monaten kaum Niederschlag und ausschließlich aufgrund der Monsunwinde in der Regenzeit starken Niederschlag. Der Senegal liegt klimatisch in einer Übergangszone zwischen der Sahelzone und dem subtropischen Klima (siehe Abb. 3).



**Abbildung 3:** Köppen-Klimaklassifizierung Senegals (USAID, 2016)

Der Norden Senegals wird nach der Klimaklassifizierung von Köppen-Geiger als heißes Wüstenklima (BWh) mit einem jährlichen Durchschnittsniederschlag von 330 mm eingestuft. Der Norden wird ganzjährig durch den Nordostpassat geprägt und zwischen November und

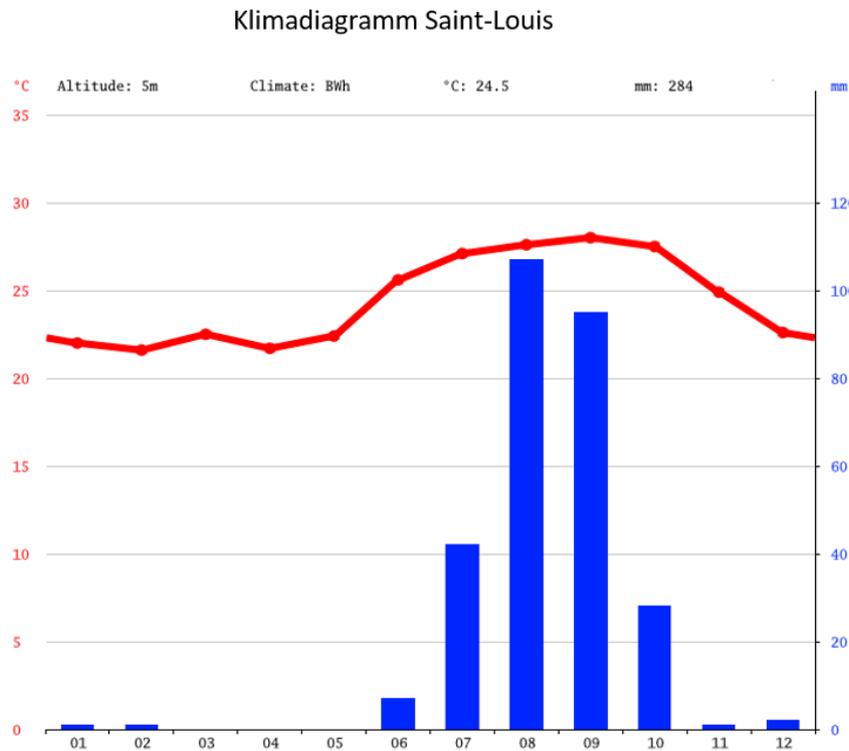
März wird dieser Wind als Harmattan bezeichnet (Ohle, 2020a). Der Harmattan bringt große Mengen Saharastaub mit und kann sich u.a. in den Städten ablagern. In der Mitte des Landes herrscht heißes semiarides Klima der Klassifizierung BSh mit einem Jahresdurchschnittsniederschlag von 580 mm. Das Klima im Süden Senegals wird als tropisches Savannenklima (Aw) klassifiziert und zeitweise vom feuchtwarmen Südwestmonsun geprägt. Deshalb ist in dieser Region der jährliche Durchschnittsniederschlag höher (760 mm). Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durchschnittlich der Niederschlag von Norden nach Süden zu nimmt und die Temperaturen von Westen nach Osten steigen. Da sich die in dieser Arbeit relevanten Regionen hauptsächlich in der Nähe rund um Dakar (BSh) bis hin zu Saint-Louis (BWh) befinden, wird folgend das Klimadiagramm von Dakar (siehe Abb.4) und von Saint-Louis (siehe Abb.5) dargestellt. In den Diagrammen können die Durchschnittstemperatur der jeweiligen Monate Januar bis Dezember in Rot (links in °C), sowie der Niederschlag in Blau (rechts in mm) abgelesen werden. Oberhalb des Diagramms wird die Klimaklassifikation nach Köppen und Geiger, die jährliche Durchschnittstemperatur und der jährliche Durchschnittsniederschlag angegeben.



**Abbildung 4:** Dakars durchschnittliche monatliche Temperatur und Niederschlag von 1999-2019 (Merkel, 2019a)

Die Temperaturen in Dakar liegen durchschnittlich über das ganze Jahr bei 24,9 °C. Die wärmsten Monate sind in der Regenzeit von Juni bis November mit durchschnittlich ca. 28°C. Abbildung 4 verdeutlicht die Trocken- und Regenzeit: Es fällt von Dezember bis Mai kein

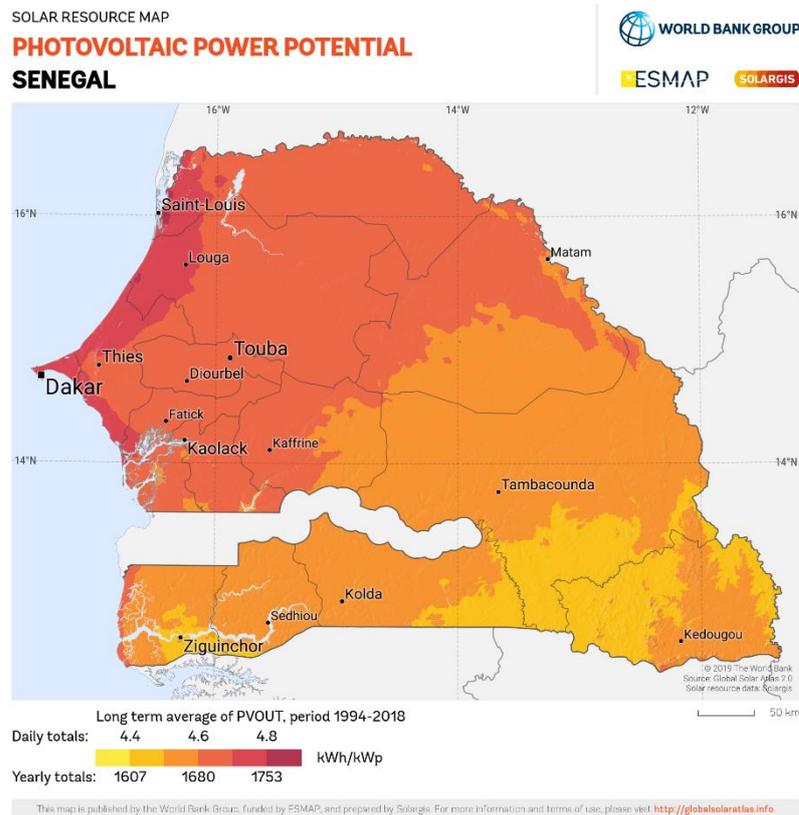
Niederschlag und während der Monate der Regenzeit der kompletten Jahresniederschlag von 469 mm. Die Monate August und November sind mit zwei Dritteln (330 mm) die stärksten Regenmonate. In Abbildung 5 wird das Klima von Saint-Louis dargestellt. Die jährliche Durchschnittstemperatur von 24,5°C unterscheidet sich nicht der in Dakar.



**Abbildung 5:** St.Louis durchschnittliche monatliche Temperatur und Niederschlag von 1999-2019 (Merkel, 2019b)

Das liegt daran, dass beide Orte sehr küstennah sind. Der Temperaturverlauf ist nahezu identisch. Es gibt mit einer Jahresniederschlagsmenge von 284 mm sehr wenig Niederschlag in Saint-Louis, charakteristisch für das Wüstenklima. Abschließend lässt sich verallgemeinert sagen, dass es im Senegal in der Regenzeit von Juni bis November fast den gesamten Jahresniederschlag gibt und dass es deutlich wärmer ist als in der Trockenzeit.

Aufgrund der Nähe zum Äquator weist das gesamte Land Senegal eine hohe globale Sonneneinstrahlung auf. Diese liegt bei einem täglichen Durchschnittswert zwischen 5,7-6.0 kWh/m<sup>3</sup> und ist im Vergleich zu Deutschland fast doppelt so hoch (2,6-3,4 kWh/m<sup>3</sup>). In Abbildung 6 wird das Potential von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) im Senegal aufgezeigt (World Bank, Solargis und ESMAP, 2019).



**Abbildung 6:** Durchschnittliches PV-Potential im Senegal von 1994-2018 (World Bank, Solargis und ESMAP, 2019)

In der Abbildung wird verdeutlicht, dass an der Küste zwischen Dakar und Saint-Louis mit ca. 4,8 kWh/kWp pro Tag das Größte Potential liegt. Dennoch herrscht im gesamten Land ein sehr hohes Potential für PV-Anlagen. In den nächsten beiden Kapiteln zur Energiesituation wird u.a. beschrieben, wie dieses PV-Potential bisher und zukünftig genutzt werden soll.

### 2.3 Aktuelle Energiesituation

In Abbildung 7 werden die Anteile der Stromproduktion im Senegal für das Jahr 2017 dargestellt. Dabei wurde im gesamten Jahr laut der nationalen Stromgesellschaft Senegals, der Senelec 3920,5 GWh Strom zur Verfügung gestellt. In der Abbildung ist zu erkennen, dass der größte Teil der senegalesischen Stromproduktion mit ca. 85% aus Ölerzeugnissen gewonnen wird, wobei der höchste Anteil daran Dieselöl ist. Zu den erneuerbaren Energien im Senegal zählt die Stromproduktion aus Solaranlagen, die mit einem bisher Anteil von 2,5% immer mehr gefördert wird und Investoren anlockt. Außerdem gibt es die Wasserkraftwerke Félou und die Manantali-Talsperre im Nachbarland Mali an denen Senegal zu 33% beteiligt ist und die somit 8,5% der Gesamtstromproduktion ausmachen. Die Stromproduktion aus Gas beläuft sich auf rund 1,6%. Aus dem Senelec-Jahresbericht von 2017 geht nicht hervor aus welchen Ressourcen die fehlenden 2,6% stammen. Diese werden der Vollständigkeit halber in der Abbildung unter „Sonstige“ gelistet.

Anteile der Stromproduktion Senegals im Jahre 2017 in %

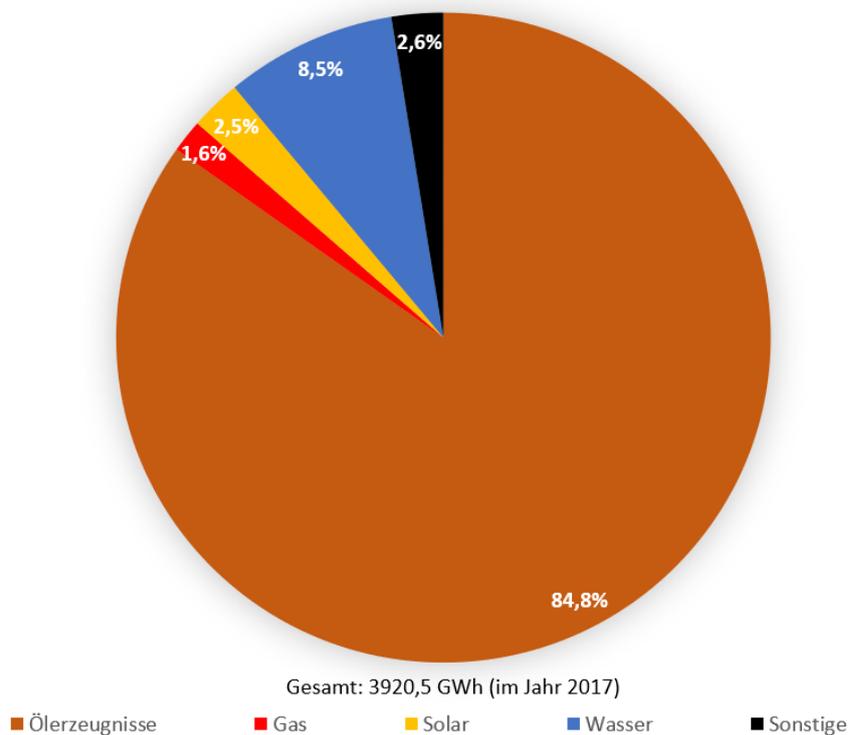
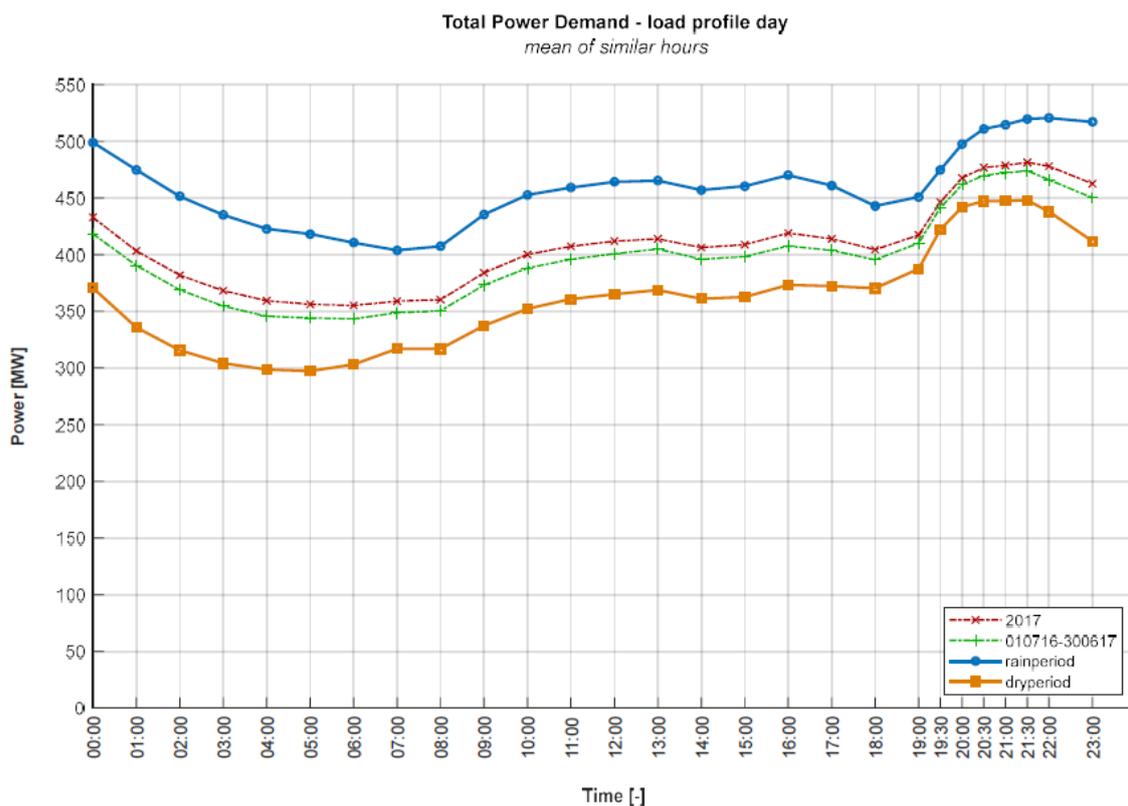


Abbildung 7: Übersicht der Stromproduktion im Senegal 2017 (eigene Darstellung auf Datenbasis (Senelec, 2017))

In einer vorherigen Master-Arbeit von Herrn Schröder aus dem Jahr 2018 wurden u.a. Messdaten über den Stromverbrauch im Senegal aus dem Jahr 2017 analysiert und dargestellt. Diese Messdaten stammen von der Senelec wurden nach Absprache für die Zwecke dieser Bachelorarbeit freigegeben und dürfen aufbauend weiterverwendet werden. Die Abbildung 8

zeigt das Tageslastprofil des Stromverbrauchs Senegals aus den gemittelten Messwerten der Senelec. Dabei wird die Regenzeit (blaue Kurve) und die Trockenzeit (braune Kurve) von 0:00 Uhr bis 23:00 Uhr gesondert voneinander betrachtet. Die Verläufe der Regen- und Trockenzeit sind nahezu identisch, in der Regenzeit ist lediglich der Stromverbrauch höher und gibt der Kurve einen Offset. Das liegt daran, dass es wie in Kapitel 2.2 Klimabedingungen beschrieben ist, in der Regenzeit durchschnittlich wärmer ist als in der Trockenzeit. Durch die höheren Temperaturen werden auch die Klimaanlage bzw. die Ventilatoren stärker genutzt und die Leistung steigt und damit auch der Stromverbrauch. In der Nacht zwischen 3 bis 8 Uhr ist der Stromverbrauch am geringsten und steigt morgens leicht an bis zum Mittag gegen 12 Uhr und bleibt tagsüber auf einem konstanten Level, bis er abends ab 19 Uhr wieder signifikant ansteigt bis Mitternacht. Danach sinkt der Stromverbrauch wieder bis 8 Uhr morgens. Die Spitzenlast liegt 2017 bei durchschnittlich 475 MW und die Grundlast bei ca. 350 MW. (Schröder, 2018)

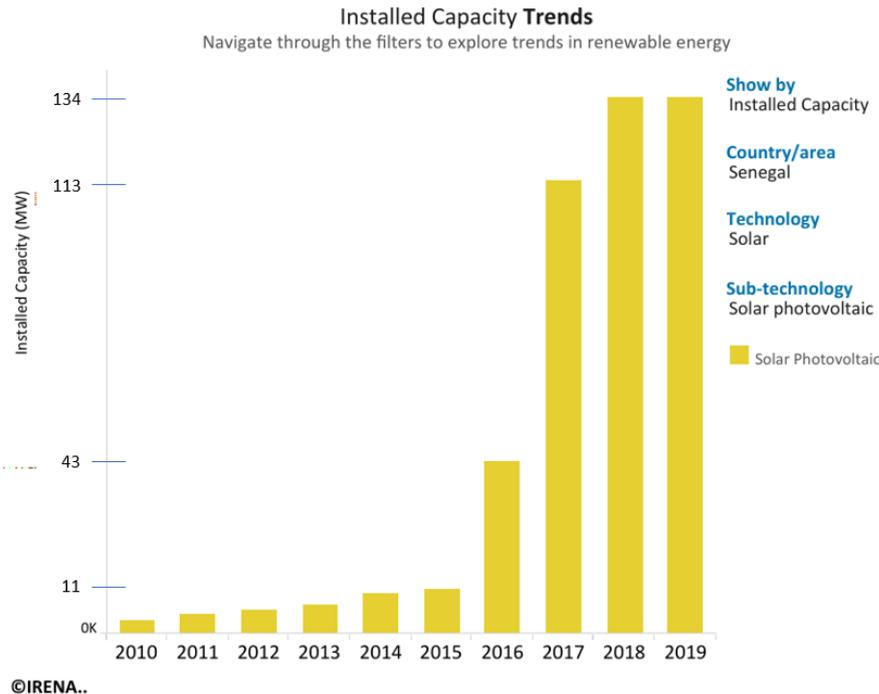


**Abbildung 8:** Stromverbrauch - Tageslastgang Senegals in der Regen- und Trockenzeit (Schröder, 2018)

Generell ist der Verlauf des Stromverbrauchs in der Regen- sowie in der Trockenzeit abhängig von der Lebensweise der Senegalesen. Deshalb hat Herr Schröder in seiner Masterarbeit plausible Annahmen getroffen, um den Stromverbrauch zu erklären. Nachts ab 0 Uhr begeben sich die meisten Senegalesen nach und nach zu Bett und die Stromquellen wie z.B. Lampen,

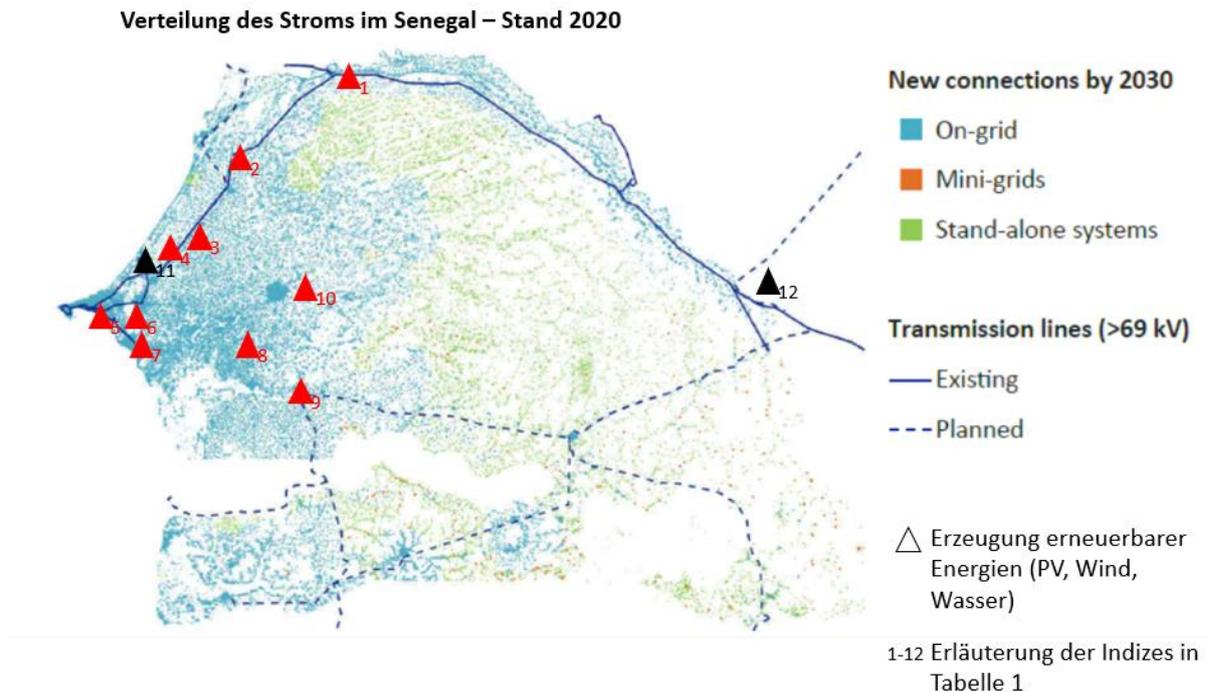
Fernseher etc. werden sukzessive ausgeschaltet. Der Stromverbrauch sinkt bis zum Morgen ab, bis die Menschen mit dem Sonnenaufgang ab 7 Uhr wieder aufstehen und ihr Tag beginnt. Elektrische Geräte werden wieder eingeschaltet, die Menschen gehen zur Arbeit, Geschäfte öffnen und der Stromverbrauch steigt an. Das Kochen am Mittag findet meistens nicht mit elektrischen Herden statt, sondern hauptsächlich mit Holz. Abends kommen viele Senegalesen nach Hause, bei Dunkelheit werden Lichter eingeschaltet und der Stromverbrauch steigt. Zur Spitzenlast sind die meisten Senegalesen zu Hause schauen Fernseher, laden ihre Smartphones oder benutzen andere elektrische Geräte. Die hohe Grundlast erklärt Schröder mit Industrieanlagen, die viel Strom benötigen, der Kühlung von Innenräumen mittels Klimaanlage oder Ventilatoren die 24 Stunden betrieben werden oder auch durch elektrische Dauerverbraucher wie z.B. Kühlschränke. Der Strombedarf zur Spitzenlast kann jedoch nicht immer gedeckt werden und es kommt immer wieder zu Stromausfällen, laut der Wirtschaftszeitung *jeuneafrique* (Maussion, 2020) waren es im Jahre 2017 ca. 72 Ausfallstunden.

Wie bereits in Klimakapitel 2.2 beschrieben, besteht ein hohes Potential zur Stromproduktion mit PV-Anlagen. Mit 2,2 % der Gesamtstromproduktion aus Solaranlagen im Jahr 2017 ist ein erster Schritt mit erneuerbaren Energien getan. Laut der International Renewable Energy Agency IRENA sind im Jahre 2017 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 113 MWp in Betrieb (IRENA, 2019). Die Senelec beschreibt die installierte Leistung der Solaranlagen mit 104 MWp für das Jahr 2017. In Abbildung 9 wird die Entwicklung der installierten Leistung von PV-Anlagen dargestellt. Der Trend ist deutlich zu erkennen, immer mehr PV-Anlagen werden installiert. Im Jahre 2017 gibt es bereits mehrere große Photovoltaikparks, die über eine installierte Leistung von 20 bis 30 MWp verfügen.



**Abbildung 9:** Entwicklung der installierten Leistung von PV-Anlagen (IRENA,2019)

Eine detailliertere Auflistung der PV-Anlagen für das Jahr 2017 folgt in der Kraftwerksliste im Kapitel 3.1. Eine mögliche Erklärung der unterschiedlichen Daten der IRENA und der Senelec für 2017 wäre, dass die IRENA noch zusätzlich die privaten PV-Anlagen in den sogenannten Mini-Grids dazuzählt und die Senelec in ihrem Jahresbericht nur die Leistung von den PV-Anlagen der IPP aufzählt. Unter den Mini-Grids werden mehrere Stromerzeuger verstanden, die untereinander an ein Verteilernetz angeschlossen werden. Dieses Netz versorgt dann mehrere lokale Kunden meist in ländlichen Gebieten, die nicht am nationalen Verteilernetz angeschlossen sind (Schmidt, 2020). Laut der GIZ haben 2018 nur 61% der Senegalesen Zugang zur Elektrizität. Wird die ländliche Bevölkerung betrachtet, haben nur 44% Strom und damit einen deutlich schlechteren Zugang. Der Regierung zufolge soll bis 2025 jeder Mensch im Senegal Zugriff auf Strom haben. Die Abbildung 10 zeigt eine Karte mit dem aktuellen Stromnetz Senegals und wie das Stromnetz über 2025 hinaus geplant ist. Außerdem wurden zusätzlich die Standorte der Photovoltaik-Anlagen (Dreiecke in rot) und die der Erzeugungsanlagen aus Wind- und Wasserkraft eingezeichnet (Dreiecke in schwarz).



**Abbildung 10:** Stromnetz im Senegal mit Stromerzeugungsstandorten nach (IEA, 2019) – Standorte hinzugefügt

Die dazugehörigen Namen, die installierte Leistung und die Koordinaten werden in Tabelle 1 dargestellt. Der Übersicht halber wird sich nur auf die Erzeugungsanlagen der erneuerbaren Energien Solar, Wind und Wasser beschränkt. Die konventionellen Kraftwerke, die wie bereits beschrieben, den Großteil der Stromproduktion ausmachen werden in dieser Ansicht nicht betrachtet. Es gibt momentan ein Hochspannungsnetz (225 kV) das laut der International Energy Agency (IEA) von der Hauptstadt Dakar im Westen entlang der Küste verläuft, bis in den Norden an die Grenze zu Mauretanien und von dort in den Osten nach Mali. Mit dem Nachbarstaat Mali gibt es einen Verbund, bei dem die Senelec Strom aus den Wasserkraftwerken Manantali und Félou bekommt.

Wie in Tabelle 1 ersichtlich, hat der Senegal dabei Anspruch auf eine installierte Leistung von 75 MW. Ebenso gibt es einen Austausch mit Mauretanien. Es gibt insgesamt aktuell 8 PV-Anlagen und zwei geplante, welche zusammen eine installierte Leistung von über 200 MWp ergeben (siehe Tabelle 1). Diese Angaben stammen aus der Recherche zu PV-Anlagen bei Google-Maps (Koordinaten siehe Tabelle) und wurden von dem PhD Mr. Sarr, der für die Senelec arbeitet bestätigt (Sarr, 11. Januar 2021). Der Windpark Taiba-Ndiaye liegt ca. 90 km nördlich von Dakar und gilt mit einer installierten Leistung von 158 MW als größtes Windkraftfeld Westafrikas (Maussion, 2020).

**Tabelle 1:** Zuordnung der Kraftwerke aus Abbildung 10 mit installierter Leistung (eigene Darstellung, Stand 2020)

Zuordnung	Name mit Standort (Stadt)	Koordinaten (N, W) Google Maps	Installierte Leistung [MW]
1	PV_Bokhol	16.516, -15.466	20
2	PV_Sakal	15.856, -16.224	20
3	PV_TenMerina	15.154, -16.596	30
4	PV_Mékhé	15.132, -16.677	30
5	PV_Diamniadio	14.743, -17.195	2
6	PV_Diass	14.642, -17.083	25 (geplant)
7	PV_Malicounda	14.471, -16.936	22
8	PV_Fatick	14.366, -16.417	30
9	PV_Kahone	14.171, -16.026	20
10	PV_Mbacké	14.771, -15.921	20-30 (geplant)
11	Windpark_TaibaNdiaye	15.010, -16.860	158
12	Wasserkraftwerke Manantali und Felou	13.198, -10.430 14.351, -11.348	75

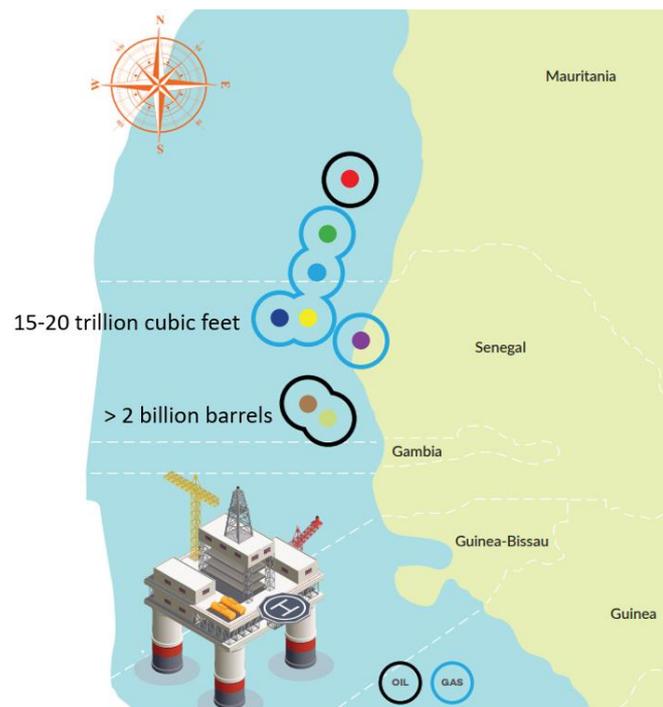
Der Windpark Taiba-Ndiaye soll ab Ende 2020 ca. 2 Millionen Einwohner mit Strom versorgen. In der Abbildung 10 sind die für 2030 geplanten Hochspannungsleitungen gestrichelt eingezeichnet. Diese erweitern das Netz im Nordwesten bis nach Saint-Louis und vom Osten bis in den Süden ober- und unterhalb von Gambia. Bei einem On-Grid System wird der von den PV-Anlagen produzierte Strom in das Netz eingespeist, um damit die Bevölkerung parallel zu versorgen. Die Solarenergie wird dabei aber verbrauchernah produziert, um Transportverluste zu minimieren und Überschüsse werden zurück in das Netz gespeist (Acker, 2020). Alternativ können die Überschüsse auch in einem Energiespeicher gespeichert werden, diese werden jedoch in dieser Bachelorarbeit nicht betrachtet.

Die Mini-Grids sind Kleinstnetze, die nicht an das Netz angeschlossen sind und kleinere Umgebungen meist durch Dieselgeneratoren oder durch kleinere PV-Anlagen über Verteilnetze mit Strom versorgen (Schmidt, 2020). Ein Stand-alone-system ist unabhängig vom Hauptnetz und somit nicht am Netz angeschlossen und versorgt einzelne Haushalte mit Strom. Der Strom wird oftmals durch Generatoren, PV-Module oder auch kleine Windkraftanlagen produziert und anschließend in Batteriesystemen gespeichert.

## 2.4 Potenzielle Energiesituation

Vor den Küsten Senegals wurden große Erdgas- und Erdölvorkommen entdeckt. Abbildung 11 zeigt die Karte Senegals mit den Funden. Im Jahr 2014 wurden zuerst die Erdölvorkommen mit einer Größe von ca. 2 Milliarden Barrel entdeckt, was ungefähr 318 Milliarden Liter entspricht. Zwischen 2016 und 2017 wurden Erdgasvorkommen ausfindig gemacht, die laut Africa-Oil&Power eine Größe von 15 bis 20 Billionen Kubikfuß aufweisen sollen. Umgerechnet entspricht dies ungefähr 424 bis 566 Milliarden Kubikmeter Erdgasvorkommen. 2022 soll zuerst die Produktion von Erdgas starten. (Doane und Chester, 2019)

Diese Funde bieten nicht nur neue finanzielle Chancen, sondern auch die Möglichkeit unabhängiger vom Öl- und Gasimport zu werden. Generell sieht die Regierung vor den Energiemix diverser zu gestalten, vor allem sollen die erneuerbaren Energien aus Solar- und Windkraft ausgebaut werden. Zudem sollen Ölkraftwerke, die den Energiemix derzeit noch dominieren, reduziert werden.

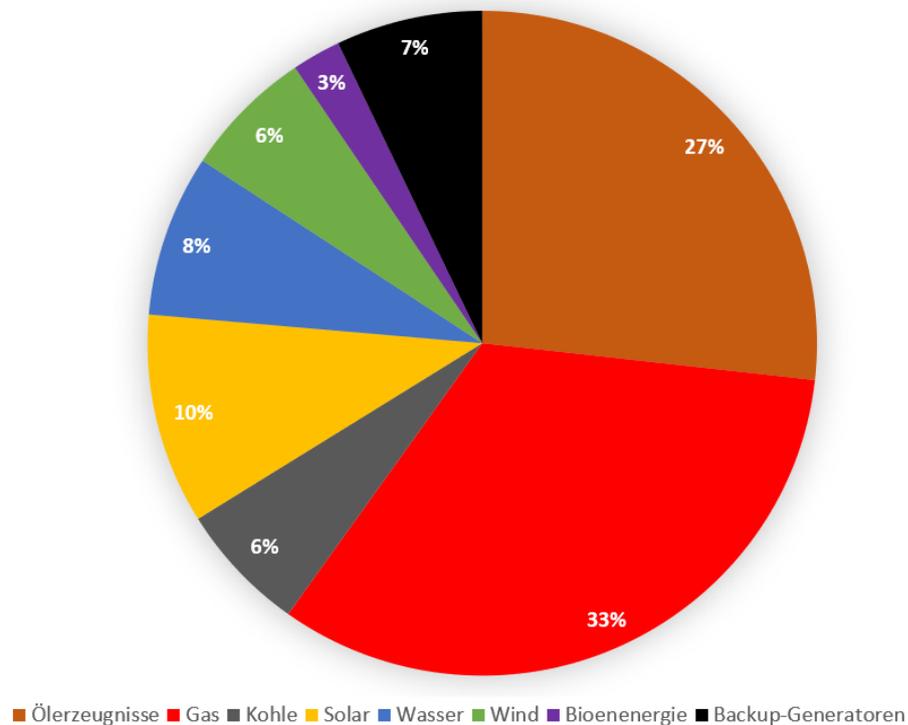


**Abbildung 11:** Karte von den Fundorten der Erdöl- und Erdgasvorkommen im Senegal (Doane und Chester S.20, 2019)

In Abbildung 12 wird der mögliche Energiemix aus der Prognose der IEA aus deren Energie-Ausblick für Senegal dargestellt. In dem Ausblick wird beschrieben, dass die Stromproduktion jährlich aufgrund des stark wachsenden Stromverbrauchs und der wachsenden Bevölkerung ansteigt, da immer mehr Strom konsumiert wird. Es wird vermutet, dass ab dem Start der Erdgasproduktion (Jahr 2022), die Stromerzeugung aus Erdgas deutlich ansteigen wird. Die Stromerzeugung aus Ölressourcen soll stetig abfallen. Die Stromproduktion aus Wind-, Solar-

und Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energien wächst jährlich. Wird das Jahr 2030 betrachtet, dominiert laut der Prognose der IEA nicht mehr die Stromproduktion aus Ölressourcen, sondern die aus Gas mit ca. 33% der Gesamtproduktion. An zweiter Stelle des Energiemix steht die Stromerzeugung aus Ölressourcen mit ca. 27%. Zusammen mit dem Kohleanteil bilden die fossilen Energien ca. 66% der Gesamtproduktion. Ca. 27 % des Gesamtstroms stammen aus erneuerbaren Energien, darunter rund 10% aus PV-Anlagen (Wasser- ca. 8%, Windkraft ca. 6% und Bioenergie ca. 3%). Die restlichen 7 % zum Gesamtbedarf stammen aus Backup-Generatoren.

**Ausblick auf die mögliche Stromproduktion Senegals im Jahre 2030 in %**



**Abbildung 12:** Mögliche Verteilung des Energiemixes Senegals des Jahres 2030 - eigene Darstellung auf Datenbasis der (IEA, 2019)

### 3 Stand der Technik

In diesem Kapitel wird der grundlegende technische Hintergrund vermittelt, der für die Erstellung der Modelle 2017 und 2030 in energyPRO vorteilhaft ist. Dazu werden die im Senegal vorhandenen Kraftwerke in einer Kraftwerkliste übersichtlich mit ihren installierten Leistungen dargestellt und beschrieben. Außerdem wird ein Szenario mit möglichen Kraftwerken für das Jahr 2030 vorgestellt, welche den wachsenden Strombedarf zukünftig decken könnten. Anschließend werden die bestehenden Kraftwerkstypen im Senegal hinsichtlich ihrer Funktionsweise charakterisiert. Nachfolgend werden die verwendete Software energyPRO und ein derzeit bestehendes Modell aus einer anderen Masterarbeit vorgestellt, um daraus weitere Erkenntnisse zu gewinnen und darauf aufzubauen zu können.

#### 3.1 Kraftwerkliste

In Tabelle 2 werden die installierten Leistungen der Kraftwerkstypen für das Jahr 2017 und für das Szenario der Entwicklung des Jahres 2030 dargestellt.

**Tabelle 2:** Ausschnitt aus der Kraftwerkliste Senegals 2017 und für das Szenario 2030 – Gesamte Kraftwerkliste im Anhang (eigene Darstellung nach Informationen von Mr.Sarr)

	Typ	Kraftwerksname	Installierte Leistung 2017 [MW]	Szenario Installierte Leistung 2030 [MW]	
Fossile Energien	Diesel	C4 - Cap de biches	84	84	
		C6	93	93	
		C7 - Kahone 2	93	93	
		Kounoune Power	52,5	52,5	
		Tobene Power	105	105	
		Contour Global	87	87	
		ICS	10	10	
		Kahone 1	14	14	
		Aggreko Diass	25	25	
		Agreko Cap de biches	36	-	
		APR Cap de biches	50	-	
	PowerShip	-	115		
		gesamt	649,5	678,5	
	Gas		TAG 2	18	18
			TAG 4	30	30
		Centrale Sendou*	-	115	
		Gas Cap de biches	-	300	
	gesamt	48	463		
Schw eröl		C3 - Cap de biches	63	63	
		IPP Malicounda dual fuel*	-	130	
	gesamt	63	193		
	gesamt	760,5	1334,5		
Erneuerbare Energien	Solar	Centrale solaire de Diamniadio	2	2	
		Centrale solaire de Bokhol	20	20	
		Centrale solaire de Malicounda	22	22	
		Centrale solaire de Merina Dakhar (TenMerina)	30	30	
		Centrale solaire de Mékhé	30	30	
		Solaire Sakal	-	20	
		Solaire Kahone	-	20	
		Solaire Diass	-	25	
		Solaire Fatick	-	30	
		Solaire Mbacke*	-	100	
		gesamt	104	299	
	Wind		Taiba Ndiaye	-	158
			gesamt	0	158
	Wasser		Manantali et Felou	75	80
		gesamt	75	80	
	gesamt	179	537		
	gesamt	939,5	1871,5		

Diesen Daten dienen als Grundlage für den Modellentwurf in Energy-Pro. Als Datenquelle dienen die Jahresberichte der Senelec von 2017 und 2018 (Senelec, 2018), die anschließend von Herrn Sarr überprüft und korrigiert wurden. Die gesamte Kraftwerksliste mit weiteren Datenquellen ist in Anhang A ersichtlich. Die Kraftwerke lassen sich in zwei Hauptgruppen einteilen, fossile Energien und erneuerbare Energien. Die Kraftwerke die mit fossilen Brennstoffen wie Diesel, Gas oder Schweröl versorgt werden, lassen sich geclustert darstellen. Ebenso die erneuerbaren Energien wie Solar-, Wind und Wasserkraft. Im Jahr 2017 waren insgesamt Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 939,5 MW aktiv. Darunter 11 Dieselmotorkraftwerke mit insgesamt 649,5 MW, was ca. 69 % der installierten Gesamtleistung ausmacht. Das größte Dieselmotorkraftwerk Tobene Power besitzt eine installierte Leistung von 105 MW. Die Gaskraftwerke TAG2 und TAG4 verfügen zusammen über 48 MW und machen rund 5 % der gesamten Leistung aus. Das Schwerölkraftwerk C3 besitzt eine installierte Leistung von ca. 63 MW, die fossilen Energien bilden zusammen rund 81 % der Gesamtleistung. Bei den erneuerbaren Energien waren es mit 104 MW installierter Leistung von 5 PV-Anlagen insgesamt 11 %. Die Standorte der PV-Anlagen sind wie bereits beschrieben im Kapitel 2.3 in der Abbildung 10 zu finden. Die übrigen 8 % mit 75 MW Leistung kommen aus den Wasserkraftwerken aus Mali.

Um den wachsenden Stromverbrauch auch in Zukunft zu decken, plant die Regierung zusammen mit der Senelec den Ausbau der Kraftwerke. Die installierten Leistungen der Kraftwerke die in Tabelle 2 für 2030 aufgelistet wurden, entsprechen den recherchierten Daten vom aktuellen Stand des Jahres 2020, welche zudem von Mr. Sarr geprüft wurden. Neue Planungen seitens der Regierung können möglichen zukünftigen Veränderungen unterliegen. Die installierten Leistungen der Kraftwerke für 2030 stellen deshalb ein prognostiziertes Szenario dar. Insgesamt beträgt die installierte Leistung für das Jahr 2030 1871,5 MW. Bei den Dieselmotorkraftwerken steht eine installierte Leistung von 678,5 MW zur Verfügung, was ca. 36 % der Gesamtleistung ausmacht. Die Gaskraftwerke haben deutlich Zuwachs bekommen und haben eine installierte Leistung von 463 MW (ca. 25 % der Gesamtleistung). Das Gaskraftwerk Gas Cap de Biches soll über 300 MW verfügen und das ehemalige Kohlekraftwerk Centrale Sendou soll zu einem Gaskraftwerk umgebaut werden und stellt 115 MW zur Verfügung. Das Kraftwerk IPP Malicounda dual fuel ist eine flexible Anlage, die je nach Belieben entweder mit Gas oder mit Schweröl betrieben werden kann und in der Tabelle 2 bei den Schwerölkraftwerken eingeordnet wird (Wärtsilä, 2020). Diese stellen mit insgesamt 193 MW installierter Leistung ca. 10 % der Gesamtleistung dar. Dabei nehmen alle installierten Leistungen der fossilen Energien gesamt betrachtet ca. 71 % ein. Die erneuerbaren Energien

Solar-, Wind- und Wasserkraft und der Anlagen kommen damit auf insgesamt 29 % und 537 MW installierter Leistung, wobei 16 % aus PV-Anlagen stammt (299 MWp). Die PV-Anlage Solaire Mbacke stellt dabei eine fiktive Anlage mit realem Standort da, die bis 2030 mehrere geplante Anlagen mit 100 MWp zusammenfasst. Der Windpark Taiba Ndiaye besitzt eine installierte Leistung von 158 MW und macht ca. 8,5 % der Gesamtleistung aus. Die Wasserkraftwerke belaufen sich mit einer installierten Leistung von 80 MW auf ungefähr 4,5 %. Zur besseren Übersicht der prozentualen Verteilung der Kraftwerke sind alle Informationen in Tabelle 3 zusammengestellt.

**Tabelle 3:** Überblick der Kraftwerkstypen und der installierten Leistung (eigene Darstellung)

<b>Kraftwerkstyp</b>	<b>2017 installierte Leistung</b>	<b>2030 installierte Leistung</b>	<b>Entwicklung 2017/2030</b>
Diesel	69 %	36 %	-33 %
Gas	5 %	25 %	+20 %
Schweröl	7 %	10 %	+3 %
<b>Fossile Energien gesamt:</b>	<b>81 %</b>	<b>71 %</b>	<b>-10 %</b>
Solar	11 %	16 %	+5 %
Wind	0 %	8,5 %	+8,5 %
Wasser	8 %	4,5 %	+3,5 %
<b>Erneuerbare Energien gesamt:</b>	<b>19 %</b>	<b>29 %</b>	<b>+10 %</b>

### 3.2 Funktionsweise der Kraftwerke

In diesem Unterkapitel werden die grundlegenden Funktionsweisen der in dieser Arbeit genannten Kraftwerke dargestellt. Dabei handelt es sich um Ölkraftwerke (Schweröl und Diesel), Gaskraftwerke, Photovoltaik-Anlagen, Windkraftanlagen und Wasserkraftwerke.

Ölkraftwerke sind Wärmekraftwerke die zur Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen wie Diesel oder Schweröl angeheizt werden. Dazu gibt es verschiedene Bauformen. Es gibt Diesel- oder Schwerölkraftwerke in Form von Dampfkraftwerken, bei dem der jeweilige Brennstoff zum Aufheizen der Dampferzeuger genutzt wird. Der Grundprozess funktioniert wie folgt: In einem Dampfkessel wird Wasserdampf aus gereinigtem Wasser erzeugt, die Temperatur des

Dampfes steigt durch weiteres Erhitzen im sogenannten Überhitzer und das Volumen des Dampfes nimmt zu. Der Dampf strömt über Rohrleitungen zur Dampfturbine und gibt die thermische Energie des Dampfes in Form von Bewegungsenergie an die Turbine ab. Der an die Turbine angeschlossene Generator wandelt die erzeugte mechanische Leistung in elektrische Leistung um. Am Ende des Prozesses steht der Kondensator, der den abgekühlten kondensierten Dampf in Form von flüssigem Wasser auffängt und durch Pumpen zurück zum Dampfkessel speist. Der Wirkungsgrad der Kraftwerke kann je nach Baujahr variieren, grundsätzlich sind Wirkungsgrade der Ölkraftwerke von bis zu 45 % möglich. Eine weitere Bauweise sind Ölkraftwerke, die mit Dieselmotoren betrieben werden. Dabei handelt es sich meist um kleinere Ölkraftwerke bis ca. 10 MW. (Wikipedia, 2021a)

Die Gaskraftwerke werden zur Stromerzeugung am häufigsten mit Erdgas befeuert und stellen somit eine Art von Wärmekraftwerken dar. Die anderen Brenngase, die zum Einsatz kommen können, werden folgend nicht weiter behandelt. Es gibt verschiedene Bauformen der Gaskraftwerke; die Gasturbinenkraftwerke, gasgefeuerten Dampfkraftwerke und Kombikraftwerke. Bei den Gasturbinenkraftwerken wird die Energie des Erdgases direkt in der Turbine verbrannt und in mechanische Antriebsenergie gewandelt. Anschließend wird diese durch einen angeschlossenen Generator in elektrische Energie umgewandelt. Der Wirkungsgrad der Anlagen ist meistens geringer als 40 %, jedoch lassen sich diese Art von Kraftwerken gut durch den schnellen Anlauf als Spitzenlastkraftwerke einsetzen. Die gasgefeuerten Dampfkraftwerke funktionieren wie die oben genannten Dampfkraftwerke, sodass der Dampferzeuger mittels Gasbrenner über Erdgas befeuert wird. Die Kombikraftwerke bestehen aus einer Gasturbine mit einem Dampfkraftwerk. So wird Energie mittels der Gasturbine und dem Generator in elektrische Leistung umgewandelt, dabei werden die heißen Abgase genutzt, um im Abhitzeessel Dampf aus Wasser zu erzeugen. Der Dampf wird zu einer angeschlossenen Dampfturbine geleitet und wandelt dort die thermische Energie des Dampfes in Form von Bewegungsenergie um. Die mechanische Leistung wird vom Generator in elektrische Leistung umgewandelt. Die Kühlluft kondensiert im Kondensator und das Wasser wird wieder in den Kreislauf gebracht. Durch die beiden kombinierten Prozesse kann ein Wirkungsgrad von bis zu ca. 60 % erreicht werden. (Wikipedia, 2021b)

Photovoltaik-Anlagen bestehen aus mehreren Solarzellen, die zu Solarmodulen zusammengeschlossen sind. Je nach Größe der Anlage werden mehrere Solarmodule in Reihe zu Strings zusammengeschaltet. Die PV-Anlagen können einen Teil der in der Sonneneinstrahlung erhaltenen Energiemenge direkt in Form von Gleichstrom umwandeln. Die Wechselrichter wandeln den Gleichstrom vor der Einspeisung in das Netz in Wechselstrom um.

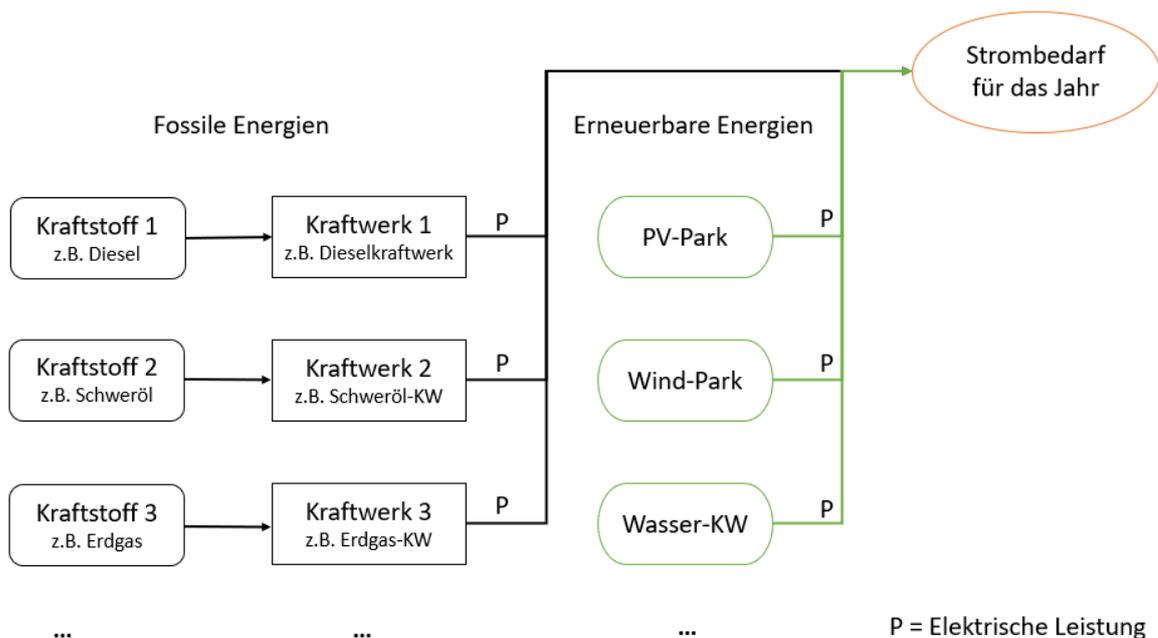
Die Nennleistung der PV-Anlagen wird in Watt Peak (Wp) angegeben und stellt die maximale Leistung dar, die unter Standard-Testbedingungen (STC) erreicht wurde. Die Leistung wird unter den STC bei einer Sonneneinstrahlung von  $1000 \text{ W/m}^2$ , einer Luftmasse (AM) von 1,5 und bei einer Modultemperatur von  $25^\circ\text{C}$  mit einer Toleranz von  $\pm 2^\circ\text{C}$  erreicht (Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme, 2021). Steigt die Modultemperatur deutlich über diesen Wert, sinkt auch die Leistung der Module. Je geringer die Sonneneinstrahlung ist, desto geringer ist die Leistung der PV-Anlagen. Der Wirkungsgrad bei einer PV-Anlage unter STC liegt bei ca. 15 bis 20 %. (Wikipedia, 2021c)

Eine Windkraftanlage besteht aus einem Turm, den Rotorblättern und einer Gondel. Durch die kinetische Windenergie nehmen die Rotorblätter die Rotationsbewegung auf und es wird ein Drehmoment erzeugt, welches über den Generator in elektrische Leistung umgewandelt wird. Die kinetische Energie steigt mit der Windgeschwindigkeit. Ab einer gewissen Windgeschwindigkeit beginnt der Rotor zu laufen und die Windturbine nimmt ihre Leistung auf. In den Leistungskennlinien der Windturbinen ist beschrieben, bei welcher Windgeschwindigkeit die Nennleistung der Windturbine erreicht wird. Herrscht eine zu hohe Windgeschwindigkeit schaltet die Windkraftanlage ab. Damit die Windkraftturbine immer in Windrichtung zeigt, kann sie sich mittels Windrichtungsnachführung drehen. Der Wirkungsgrad der Anlage liegt bei ca. 50 %. (Wikipedia, 2021f)

Bei den Wasserkraftwerken wird die potenzielle Energie des Wassers mittels Turbinen in elektrische Energie umgewandelt. Dabei wird beispielsweise das Wasser eines Flusses durch eine Stauanlage aufgestaut. Werden die Rohrleitungen geöffnet, wird die Bewegungsenergie des Wassers auf die Turbine übertragen und treibt den Generator an. Die elektrische Energie wird über ein Umspannwerk in das Netz eingespeist. Der Wirkungsgrad von Wasserkraftwerken liegt bei ca. 90 %. (Wikipedia, 2021e)

### 3.3 Energiemodellierung

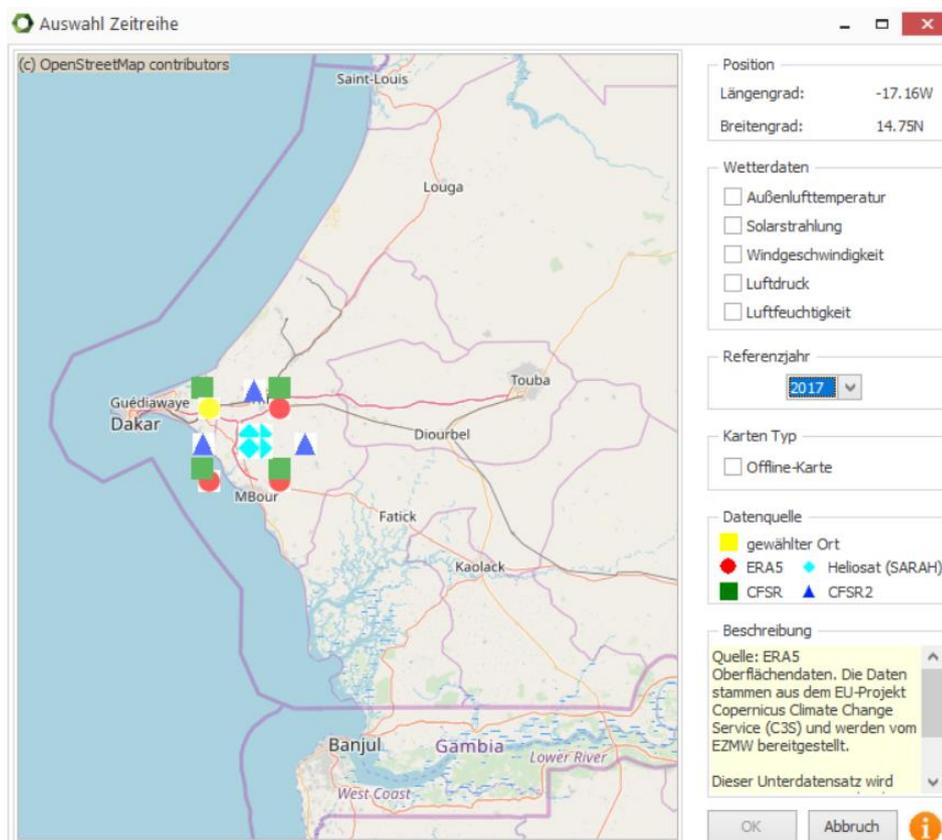
Es sollen jeweils ein Modell für das Jahr 2017 und für das Szenario des Jahres 2030 im Senegal entwickelt werden, welches zeigt wie der Strombedarf von den jeweiligen Kraftwerken gedeckt werden kann. Wie bereits beschrieben, sollen dafür die Daten benutzt werden, die in Kapitel 3.1 der Kraftwerksliste dargestellt sind. Der allgemeine Modellentwurf wird in Abbildung 13 dargestellt. Grundlegend müssen für das Jahr die IST-Daten für den Strombedarf im Senegal abgebildet werden. Der Strombedarf schwankt und deshalb müssen die Kraftwerke ihre Leistungen nachregeln. Die Kraftwerke sollen in dem Modell geclustert dargestellt werden. Die mit fossilen Energien betriebenen Kraftwerke wie Diesel, Schweröl oder Gas werden der Übersicht halber summiert und zusammengefasst dargestellt. Jedes Kraftwerk benötigt somit Eingangsparmeter über den Kraftstoff. Bei den erneuerbaren Energien werden diese nicht benötigt. Beispielsweise benötigen PV-Anlagen andere Eingangsparmeter wie z.B. die Sonneneinstrahlung am Aufstellort und die Temperatur, Windparks brauchen z.B. die lokale Windgeschwindigkeit und andere technische Daten. Außerdem soll es die Möglichkeit geben die Kraftwerke zu priorisieren, welche die Grund-, Mittel- und Spitzenlast abdecken. Bei unvorhersehbaren Ereignissen im Stromnetz sollen die Kraftwerke eingesetzt werden, die eine hohe Regelleistung verfügen. Also Kraftwerke die schnell anlaufen bzw. gestartet werden können.



**Abbildung 13:** Allgemeiner Modellentwurf (eigene Darstellung)

### 3.3.1 Verwendete Software zur Modellbildung

Für die Modellbildung wird die Software energyPRO des dänischen Unternehmens EMD International A/S in der Version 4.7 genutzt. Die Software eignet sich für Simulation und Analysen von Energiesystemen und ihre Arbeitsoberfläche ist sehr benutzerfreundlich. Es gibt die Möglichkeit der grafischen Darstellung der Stromerzeugungsanlagen, sodass der Kraftwerkspark ähnlich wie im Modellentwurf in Abbildung 13 darstellbar ist. Gemäß den Anforderungen können flexibel Zeitreihen erstellt oder hochgeladen werden und den Kraftwerken anschließend zugewiesen werden. Dadurch können die Energieanlagen benutzerdefiniert gestaltet werden. In Abbildung 14 wird gezeigt, wie die Wetterdaten der Temperatur, Sonneneinstrahlung oder Windgeschwindigkeiten aus einer Onlinedatenbank genutzt werden können. Es kann in einer Karte ein beliebiger Standort ausgewählt werden und anschließend werden die Wetterdaten angezeigt, die in diesem Bereich verfügbar sind. Es gibt eine Vielzahl von Datensätzen, die von 2011 bis 2020 verfügbar sind und in das Modell geladen werden können. Darüber hinaus kann in energyPRO die Betriebsstrategie der Anlagen eingestellt werden und die Deckung des Strombedarfs lässt sich grafisch visualisieren. Die Software berechnet die Stromproduktion und stellt die Informationen in benutzerdefinierten



**Abbildung 14:** Auswahl einer Zeitreihe aus der Wetterdatenbank in energyPRO (EMD International, 2021)

Berichten zusammen. Außerdem ist es möglich weitere Analysen z.B. über Wirtschaftlichkeit oder Umweltaspekte der Energieanlagen zu tätigen (EMD International, 2021).

### **3.3.2 Derzeitiges Modell für den Netzausbau 2030 im Senegal**

Im Hinblick auf den steigenden Energiebedarf im Senegal wurde im Jahr 2017 in einer Masterarbeit an der HAW-Hamburg von Herrn Bobis ein Modell für den Netzausbau des Jahres 2030 entwickelt. Dieses Modell wird nach den in dieser Bachelorarbeit gewonnenen Erkenntnissen modifiziert und geändert. Die gegenwärtige Energieversorgung des Modells wurde von Herrn Bobis auf Datenbasis des Jahres 2014 entwickelt und hat sich bis heute teilweise verändert. Das von ihm erstellte Modell für den Netzausbau des Jahres 2030 wird in Anhang B dargestellt und an dieser Stelle grundlegend beschrieben. Da es 2017 keine Informationen über den Tageslastgang im Senegal gab, wurde der Lastgang Senegals nachgebildet. Dafür wurden damals bekannte Lastprofile aus Ghana benutzt, da sich die Lebensweisen dort und im Senegal ähneln. Der Strombedarf in dem Modell ist damit angenähert und stark vereinfacht dargestellt. Für das Jahr 2030 wurden die Prognosen verschiedener Quellen genutzt, um den Zuwachs des Energiebedarfs zu ermitteln. Die Stromerzeugungsanlagen und deren Leistung wurden nach dem damaligen Stand erstellt. Die einzelnen Kraftwerke wurden kategorisch zusammengefasst und liefern die jeweiligen Gesamtleistungen an die Zeitreihe des Strombedarfs 2030. Die Betriebsstrategien der Erzeugungsanlagen sind benutzerdefiniert nach Prioritäten zugeordnet. Dabei sind die Einstellungen so getroffen, dass die Anlagen der erneuerbaren Energien ihre Leistung immer wenn möglich einspeisen können und werden deshalb mit niedrigen Prioritätszahlen versehen. Die Anlagen der fossilen Energien werden so geregelt, dass sie nach und nach den Strombedarf decken. Die höchste Regelleistung haben die Dieselmotorkraftwerke. (Bobis, 2017)

## **4 Erstellung des Modells**

Die bisher in dieser Arbeit dargestellten Sachverhalte bilden die Grundlagen zur Erstellung der neuen Modelle. Die Modelle für 2017 und für das Szenario des Jahres 2030 dienen als technische Grundlage zur Darstellung der Energieversorgung und -entwicklung im Senegal. In diesem Kapitel wird beschrieben, wie im praktischen Teil der Erstellung der Modelle gearbeitet wurde. Zunächst wird geklärt, warum das Modell von Herrn Bobis neu angepasst werden soll und die Zielsetzungen für das im Rahmen dieser Arbeit erweiterten Modells erläutert. Danach werden die Eingrenzungen des Modells beschrieben und anschließend wird die Vorgehensweise bei der Erstellung des neuen Modells dargestellt. Am Ende des Kapitels wird erklärt, wie die Modelle für 2017 und 2030 umgesetzt wurden und ihrem Aufbau beschrieben.

### **4.1 Anpassungsbedarf des derzeitigen Modells**

Der Stromverbrauch in dem Modell von Herrn Bobis wurde stark vereinfacht dargestellt. Der Stromverbrauch des neuen Modells „Modell-2017“ soll auf IST-Daten des Stromverbrauchs des Jahres 2017 basieren. Diese Daten wurden von der Senelec gemessen und bereits in Kapitel 2.3 für den Tageslastgang Senegals verwendet (vgl. Abbildung 8 – Stromverbrauch). Die verwendeten Daten sollen in das energyPRO-Modell-2017 geladen werden. Zudem sollen die Kraftwerksdaten neu recherchiert, in eine Kraftwerksliste eingefügt und anschließend in das Modell integriert werden. Der besseren Übersicht halber sollen die Kraftwerke wie in dem Modellentwurf in Abbildung 13 (Kapitel 3.3, Energiemodellierung) nach fossilen und erneuerbaren Energien geclustert werden. Dabei sollen bei den erneuerbaren Energien die Photovoltaikparks einzeln dargestellt werden, um genauere Erkenntnisse bezüglich der Stromproduktion der PV-Anlagen zu ermöglichen. Alle verwendeten Stromerzeugungsanlagen in dem Modell sollen nachvollziehbar dargestellt werden. Dafür soll eine Liste mit den Namen der Einzelkraftwerke erstellt werden, die als Legende fungieren soll (siehe Kraftwerksliste in Kapitel 3.1, Tabelle 2). Das zweite, neue Modell für das Szenario 2030 soll ebenfalls nach den eben genannten Kriterien erstellt werden. Lediglich der Stromverbrauch mit den IST-Daten von 2017 soll auf das Jahr 2030 extrapoliert und die Kraftwerksdaten gemäß der Kraftwerksliste an das Jahr 2030 angepasst werden.

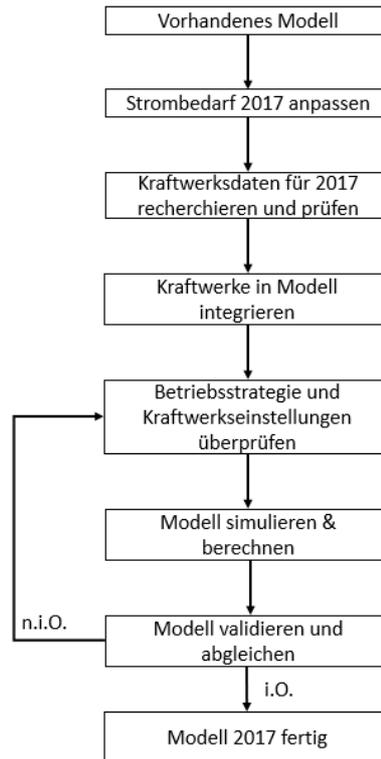
## 4.2 Eingrenzungen

Das entwickelte Modell für das Jahr 2017 und 2030 ist nur für das Land Senegal gültig und ist nicht auf andere Länder übertragbar. Das Modell 2030 entspricht einem Szenario, welches auf Zukunftsprognosen beruht. Diese Prognosen können sich je nach Entwicklung der Technik oder Politik in den kommenden Jahren ändern. Die verwendeten Kraftwerke im Modell sollen wie in dem vorherigen Modell (Bobis) nach Priorisierung in das Netz einspeisen, sodass die nachhaltigen Stromerzeugungsanlagen aus Solar-, Wasser- und Windkraft effizient ausgenutzt werden. Die Betriebsstrategie kann von der tatsächlichen Betriebsstrategie im Senegal abweichen. Die Daten aus der Online-Datenbank der energyPRO-Software werden für beide Modelle aus dem Jahr 2017 und 2030 verwendet. Der Einfluss des Klimawandels auf die Zeitreihen der Temperatur, Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeiten wird auch im neuen Modell sowie im Szenario für das Jahr 2030 nicht berücksichtigt. Aufgrund der besseren Übersichtlichkeit werden alle Kraftwerke die z.B. erst Ende des Jahres 2017 installiert wurden, für das gesamte Jahr 2017 betrachtet. Dies gilt insbesondere für die PV-Anlagen. Da der Fokus der vorliegenden Arbeit auf den technischen Faktoren liegt, wird auf den wirtschaftlichen Einfluss verzichtet. Ebenso werden die Möglichkeiten der Energiespeicherung wie beispielsweise die Speicherung der tagsüber produzierten Energie von PV-Anlagen, um die Spitzenlast am Abend zu decken, nicht behandelt.

## 4.3 Planung der Vorgehensweise

Zuerst wurde sich in das vorhandene Modell von Herrn Bobis und in die grundlegenden Funktionen der Software energyPRO eingearbeitet (vgl. Kapitel 3.3.1 und 3.3.2). Anschließend wurde das Modell für das Jahr 2017 entwickelt. Dieses Modell stellt das Fundament für das anschließende Modell des Szenarios 2030 dar. Aus diesem Grund wird folgend zunächst auf die Vorgehensweise für die Erstellung des Modell 2017 eingegangen. Daran anschließend wird die Vorgehensweise für die Erstellung des Modells des Jahres 2030 beschrieben. Erst im Kapitel 4.4 und 4.5 wird die Umsetzung der Modelle 2017 und 2030 dokumentiert.

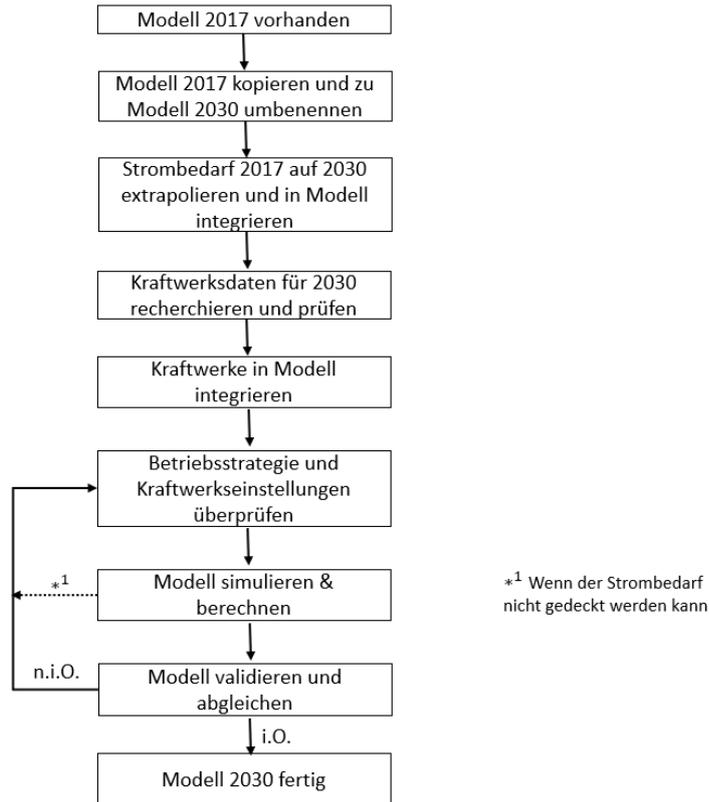
In Abbildung 15 wird ein Fließschema dargestellt, welches die Vorgehensweise zur Erstellung des Modells 2017 beschreibt. An erster Stelle des Schemas steht das vorhandene Modell von Herrn Bobis, welches in Kapitel 3.3.2 erläutert wurde. Bei diesem soll zuerst der Strombedarf angepasst werden. Der nächste Arbeitsschritt besteht darin, die Kraftwerksdaten für das Jahr 2017 zu recherchieren und zu prüfen. Anschließend sollen die Kraftwerke in das Modell integriert werden. Daraufhin sollen die Betriebsstrategie und die Kraftwerkseinstellungen überprüft und anschließend angepasst werden, da die neuen Kraftwerke dort noch nicht gelistet sein können.



**Abbildung 15:** Fließschema zur Erstellung des Modells des Jahres 2017 (eigene Darstellung)

Dann ist das Modell bereit zur Berechnung und simuliert wie der Strombedarfs im Jahr 2017 von den Kraftwerken gedeckt wird. Weitergehend sollte das Modell validiert werden. Sollte der Abgleich mit den Messwerten in Ordnung sein, ist das Modell fertiggestellt und valide. Wenn der Abgleich nicht in Ordnung ist, sollten die Kraftwerkseinstellungen erneut angepasst oder die Betriebsstrategie geändert werden. Dann geht der Ablauf wie bereits beschrieben weiter, bis das Modell validiert ist. Wenn das Modell 2017 fertiggestellt ist, kann mit dem Modell für das Szenario 2030 begonnen werden.

In Abbildung 16 wird das Fließschema zur Erstellung des Modells 2030 gezeigt. Dieses ist dem Fließschema des Modell 2017 aus Abbildung 15 grundsätzlich ähnlich, jedoch gilt es in der Vorgehensweise Abweichungen in der Arbeitsabfolge zu beachten. Zu Beginn wird das Modell 2017 kopiert und in Modell 2030 umbenannt. Das hat den Vorteil, dass alle Kraftwerke die 2030 ebenfalls noch Bestand haben, nicht erneut hinzugefügt werden müssen. Das bringt vor allem bei den Photovoltaik-Anlagen einen großen Vorteil, da dort je zwei Zeitreihen (Temperaturdaten sowie die Sonneneinstrahlung) aus der Online-Datenbank pro Anlage benötigt werden. Danach müssen wie beim Modell 2017 die Kraftwerksdaten für das Jahr 2030 recherchiert und geprüft werden. Dann werden die Kraftwerke in das Modell eingebunden und neue Kraftwerke wie z.B. Windkraftanlagen werden ergänzt.



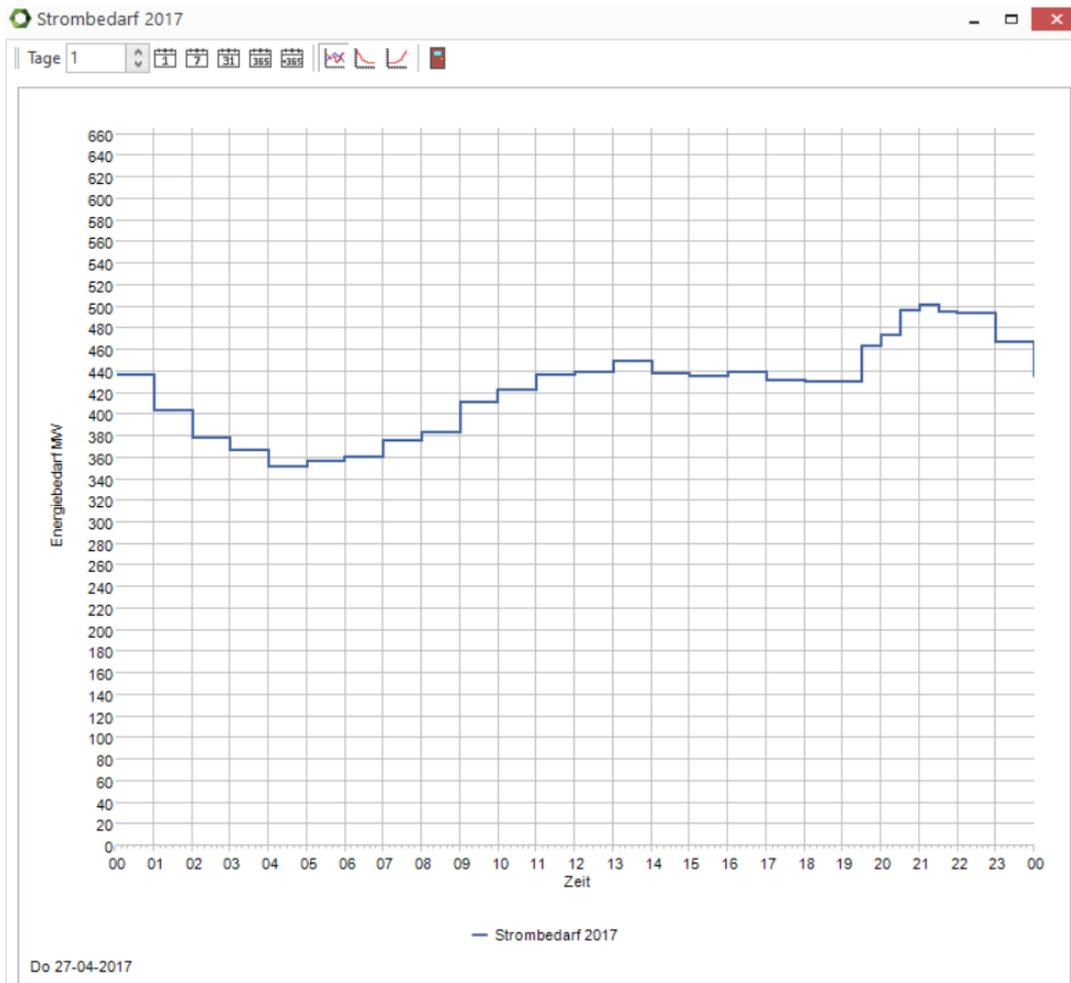
**Abbildung 16:** Fließschema zur Erstellung des Modells des Jahres 2030 (eigene Darstellung)

Diese müssen dann ebenfalls in der Betriebsstrategie aufgeführt werden. Nach der Überprüfung der Kraftwerkseinstellungen kann das Modell für 2030 simuliert werden. An dieser Stelle wurde nachträglich in das Fließschema in der Abbildung der gestrichelte Pfeil eingetragen. Kommt es an dieser Stelle der Simulation zu einem Hinweis, dass der Strombedarf nicht gedeckt werden konnte, müssen die Betriebsstrategie und die Kraftwerkseinstellungen erneut geändert werden. Anschließend wird das simulierte Modell wieder und zeigt, wie der Strombedarf gedeckt wird. Dann findet die Validierung des Modells statt, wobei nur die Anlagen zu prüfen sind, welche neu dazugekommen sind. Sind die neuen Anlagen in der Validierung nicht in Ordnung werden wieder Änderungen vorgenommen. Ist alles in Ordnung, ist das Modell fertiggestellt.

#### 4.4 Umsetzung Modell 2017

Die grundlegenden Arbeitsschritte für die Umsetzung des Modells 2017 wurden bereits im vorigen Kapitel im Fließschema in Abbildung 15 dargestellt. In diesem Kapitel werden die relevantesten Schritte der Umsetzung eingehender erläutert. Dabei wird chronologisch so vorgegangen wie im Rahmen der Vorgehensweise geplant.

Die von Herrn Schröder im Rahmen seiner Masterarbeit aufbereiteten IST-Daten der Senelec des Jahres 2017 befinden sich zum einen Teil in der Excel-Datei „sorted\_recap 2016 2017\_v1“ und zum anderen Teil in der Datei „sorted\_recap 2017\_v1“ (siehe Anhang H). Aus diesen beiden Dateien wurde der Stromverbrauch für das Jahr 2017 extrahiert. Der Gesamtstromverbrauch ist in der Datei unter der Bezeichnung „PTE\_ESTi“ zu finden und wurde in der ersten Datei „sorted\_recap 2016 2017\_v1“ vom 01.01.2017 bis zum 31.03.2017 in die Excel-Datei „Stromverbrauch\_2017“ kopiert. Anschließend wurden die Daten des zweiten Teils des Jahres aus der Excel-Datei „sorted\_recap 2017\_v1“ vom 01.04.2017 bis zum 31.12.2017 hinzugefügt. Die verbrauchte Gesamtleistung wurde täglich von 22:00 Uhr bis 19:00 Uhr stündlich und von 19:00 Uhr bis 22:00 Uhr halbstündlich aufgezeichnet und in Megawatt angegeben. Für den 14.08.2017 und den 06.12.2017 waren keine Daten vorhanden, was auf Messfehler hinweist. Für diese beiden Tage wurde jeweils die Datenreihe des Tages zuvor kopiert und eingefügt. Die komplette Datenreihe des Stromverbrauchs 2017 wurde anschließend in das Modell geladen. In der Software energyPRO kann die Zeitreihe als Grafik angezeigt werden. Dabei können einzelne Tage, Wochen oder das gesamte Jahr visualisiert werden. In Abbildung 17 wird exemplarisch der IST-Strombedarf des 27.04.2017 dargestellt. Dieser Tag ist zufällig gewählt und stellt einen Donnerstag dar, der sich in der Übergangsphase am Ende der Trockenperiode bzw. Anfang der Regenperiode befindet. In der Abbildung ist anschaulich zu sehen, dass die Spitzenlast zwischen 19 und 20 Uhr anfängt und bis ca. 0 Uhr anhält. Der Tageslastgang der Regen- und Trockenzeit für das Jahr 2017 wurde bereits im Kapitel 2.3 in Abbildung 8 beschrieben und an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt.



**Abbildung 17:** Visualisierung des Strombedarfs für den 27.04.2017 in energyPRO (eigene Darstellung, 2020)

Der nächste Arbeitsschritt beinhaltet die Integration der Kraftwerke in energyPRO. Grundsätzlich lassen sich die verwendeten Kraftwerke aus der Kraftwerksliste (vgl. Kapitel 3.1, Tabelle 2) für das Jahr 2017 ableiten. Aufgrund der besseren Übersichtlichkeit wurden die Kraftwerke in dem Modell-2017 mit ihren Leistungswerten kategorisch aufsummiert. Die erste Kraftwerksart sind die Dieselmotorkraftwerke mit einer Leistung von 649,5 MW. Die Gaskraftwerke besitzen 48 MW und die Schwerölkraftwerke im Jahr 2017 63 MW. Zudem gibt es die Wasserkraftwerke mit 75 MW und insgesamt fünf Solarkraftwerke, die jeweils einzeln dargestellt werden. Es gibt den Solarpark PV\_Diamniadio mit einer Leistung von 2 MWp, PV-Bokhol mit 20 MWp, PV\_Malicounda mit 22 MWp, PV\_TenMerina mit 30 MWp und PV\_Mékhé mit ebenfalls 30 MWp. Um die Kraftwerke in das Modell zu integrieren, müssen Annahmen getroffen werden, zu welcher Zeit die Kraftwerke wie stark betrieben werden sollen. Die Annahmen sind zum Teil an die angelehnt, welche Herrn Bobis für das derzeitige in Kapitel 3.3.2 vorgestellte Modell getroffen hat. Außerdem fordert die Software energyPro je nach

Kraftwerksart unterschiedliche Informationen, die eingetragen werden müssen. Die diesbezüglich getroffenen Annahmen werden folgend je nach Kraftwerksart beschrieben.

Für die fünf Photovoltaikanlagen gelten die Annahmen, dass alle PV-Anlagen das gesamte Jahr über betrieben werden. Außerdem wird angenommen, dass alle PV-Module mit der für den Senegal üblichen Neigung von  $6^\circ$  ausgerichtet sind. Des Weiteren sollen alle fünf PV-Anlagen die gleichen PV-Module besitzen und damit auch die gleichen spezifischen Eigenschaften aufweisen. Diese sollen identisch mit denen des Solarparks PV-Diamniadio sein, welche im Datenblatt des Herstellers Yingli Green Energy stehen (Yingli Green Energy, 2013). Die Software energyPRO fordert den Temperaturkoeffizienten der elektrischen Produktion der im Datenblatt mit  $-0,45\ \% / ^\circ\text{C}$  angegeben wird. Zusätzlich wird die Nennbetriebstemperatur (NOCT) gefordert, welche mit  $46^\circ\text{C}$  im Datenblatt steht. Speziell für jeden Standort der jeweiligen PV-Anlagen (vgl. Karte der Kraftwerke im Kapitel 2.3 Abbildung 10) werden in der Online-Datenbank von energyPRO die Zeitreihen der Außentemperatur und Sonneneinstrahlung eingefügt. Daraus entstehen für die fünf PV-Anlagen an unterschiedlichen Standorten insgesamt 10 Zeitreihen. Die Photovoltaik-Parks sollen immer, wenn möglich in das Netz einspeisen und werden deshalb im Modell mit der niedrigsten Priorität (Prio.1-5) belegt. Der Strombedarf richtet sich nach der Sonneneinstrahlung und der Umgebungstemperatur am Standort der PV-Anlage und ist deshalb nicht einstellbar, es wird vermutet, dass die Stromproduktion gegen Mittag am höchsten ist.

Die Wasserkraftwerke sind in Mali lokalisiert und der Strom wird über das Netz in den Senegal transportiert, da keine Informationen bekannt sind, in welcher Verteilung der Strom transportiert wird, werden folgende Annahmen getroffen: Bei den Wasserkraftwerken gilt, dass die gesamten 75 MW jeden Tag im Jahr von 19:30 Uhr bis 06:30 Uhr bereitstehen. Um dies in dem Modell umzusetzen, wurde ein Wasserkraftwerkefahrplan als Zeitreihe angelegt, der die Annahme festlegt, wann Strom zu produzieren ist. Die Priorität der Wasserkraftwerke wird nach den PV-Anlagen mit der Zahl 6 festgelegt.

Für das Schwerölkraftwerk gilt die Annahme, dass es einen konstanten Teil für die Grundlast leisten soll. Dafür wird es jeden Tag im Jahr 24 Stunden lang mit 63 MW betrieben. Die Priorität wird mit der Zahl 7 benannt.

Die Gaskraftwerke haben eine hohe Regeleistung und können sehr schnell anlaufen. Deshalb wird die Annahme getroffen, dass diese Kraftwerke nur während der Spitzenlast produzieren sollen. Dazu wird angenommen, dass die Gaskraftwerke jeden Tag im Jahr zwischen 19:30 Uhr und 00:30 Uhr also fünf Stunden lang mit jeweils 48 MW laufen sollen. Den Rest des Tages

sollen die Kraftwerke nicht produzieren. Dazu wird im Modell ein Gasturbinenfahrplan als Zeitreihe erstellt, der genau beschreibt, dass in diesen Zeiten produziert werden soll. Die Priorität wird unter der Betriebsstrategie mit der Zahl 8 festgelegt.

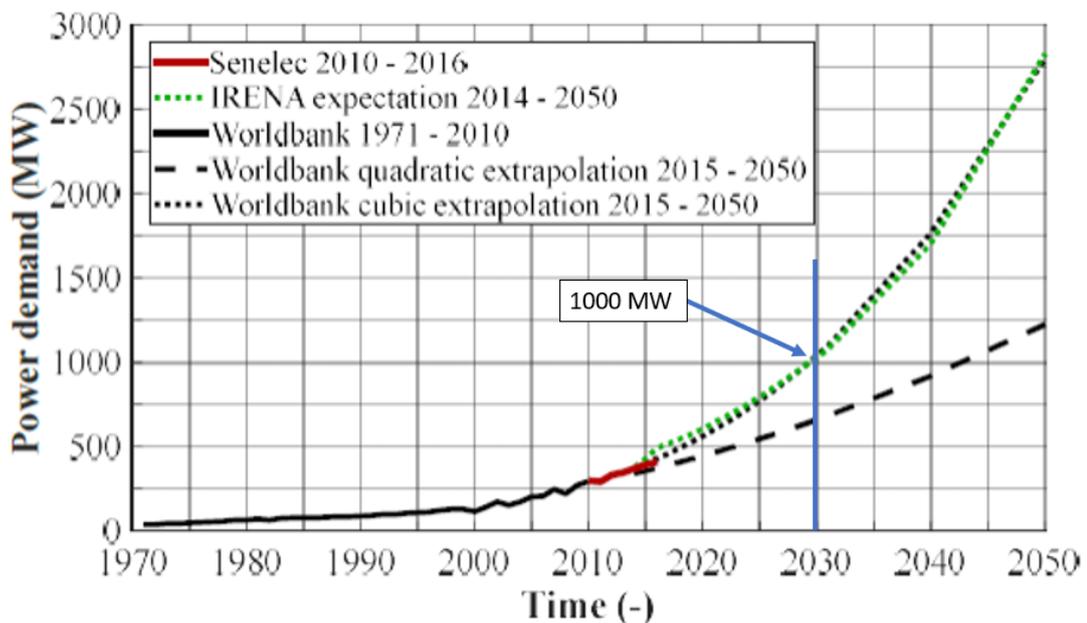
Zuletzt wird die Annahme über die Dieselmotoren getätigt. Die Dieselmotoren besitzen aufgrund der hohen Anzahl der Einzelmotoren eine hohe Regelleistung. Somit wird der noch fehlende Strombedarf durch die Dieselmotoren gedeckt. In der Betriebsstrategie werden die Dieselmotoren mit der Zahl 9 priorisiert.

Die Simulation des Modells und die Validierung werden im Kapitel 5.1 Ergebnisse des Modells 2017 erläutert.

## 4.5 Umsetzung Modell 2030

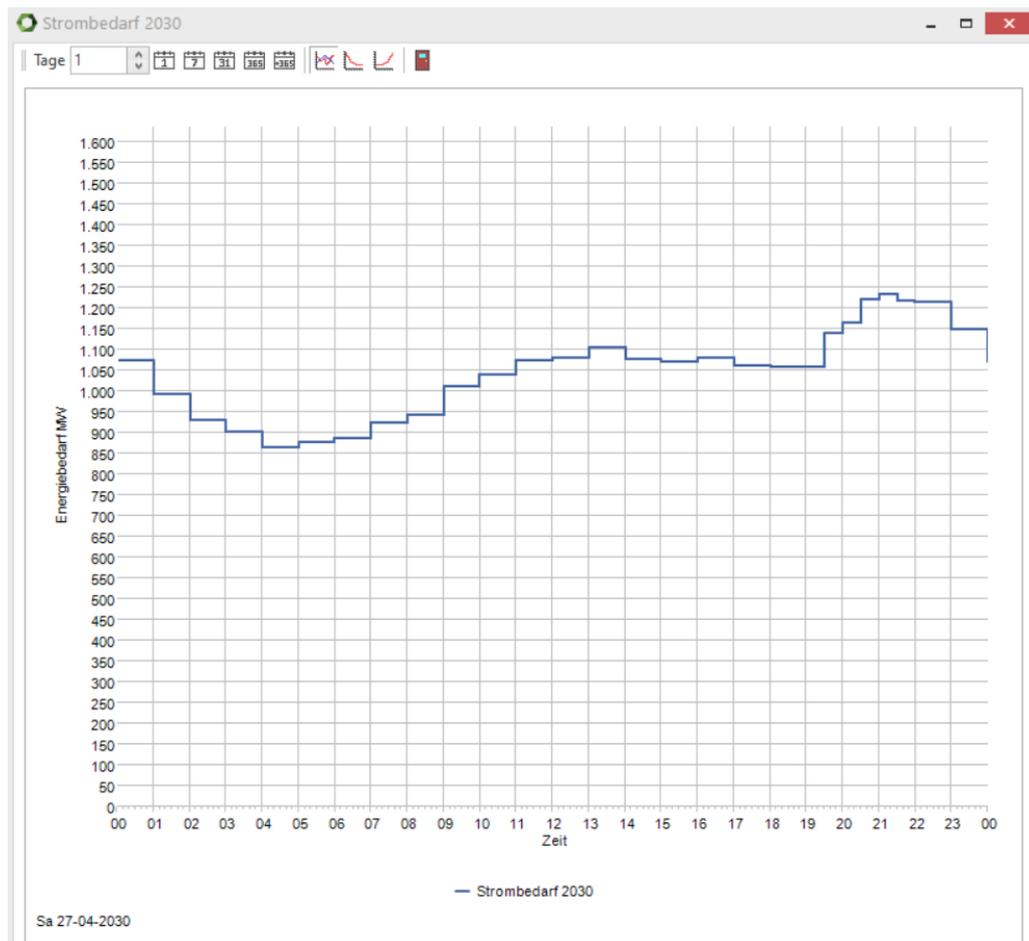
Die Umsetzung des Modells 2030 ist der des Modells für 2017 ähnlich. Die Arbeitsschritte wurden in Abbildung 16 in Kapitel 4.3 bereits erläutert. In diesem Kapitel wird detaillierter auf die wichtigsten Arbeitsschritte eingegangen. Da das Modell für das Jahr 2030 ein prognostiziertes Szenario darstellt und auf dem Modell für das Jahr 2017 aufbaut, wird dieses zuerst kopiert. Einige Einstellungen und Annahme aus dem Jahr 2017 können grundlegend übernommen werden, oder müssen nur geringfügig verändert werden. Die veränderten Annahmen werden folgend beschrieben.

Verschiedenen Prognosen zufolge wird der Strombedarf im Senegal bis zum Jahr 2030 weiter stetig stark steigen. Die verbesserten Lebensbedingungen und Lebensstandards, sowie die wachsende Bevölkerung Senegals lassen diesen Trend vermuten. Deshalb muss der Strombedarf in dem Modell aus dem Jahr 2017 angepasst werden. In Abbildung 18 werden die unterschiedlichen Erwartungen verschiedener Quellen zum steigenden Energieverbrauch Senegals in einem Diagramm dargestellt (Koeppen et al., 2018). Bei der Betrachtung der beiden nahezu identischen Verläufe der IRENA (grün gestrichelt) und der Weltbank kubischen Extrapolation (schwarz gestrichelt), kann für das Jahr eine installierte Leistung von ca. 1000 MW angenommen werden. Für das Jahr 2030 wird daher insgesamt ein Strombedarf von ungefähr 8760 GWh erwartet. Um die IST-Daten zum Strombedarf des Jahres 2017 auf das Jahr 2030 zu übertragen, werden die Daten aus der Excel-Datei „Stromverbrauch\_2017“ skaliert (siehe Anhang H).



**Abbildung 18:** Bisheriger und erwarteter Verlauf des Energieverbrauchs im Senegal (Koeppen et al., 2018)

Der Skalierungsfaktor wird aus dem Quotienten des Strombedarf 2017 und dem des Jahres 2030 gebildet. Die Berechnungen und der Bedarf des Jahres 2030 werden in der Excel-Datei „Stromverbrauch\_2030“ dargelegt (siehe Anhang H). Diese Zeitreihe wurde in das Modell in energyPRO geladen. In Abbildung 19 wird exemplarisch der daraus erzeugte IST-Strombedarf des 27.04.2030 dargestellt. Im Vergleich zu dem Strombedarf aus dem Jahre 2017 (vgl. Kapitel 4.4 Abbildung 17) bleibt der Verlauf der beiden Kurven identisch. Einzig der Verbrauch ist ungefähr um das 2,46-fache hochskaliert.



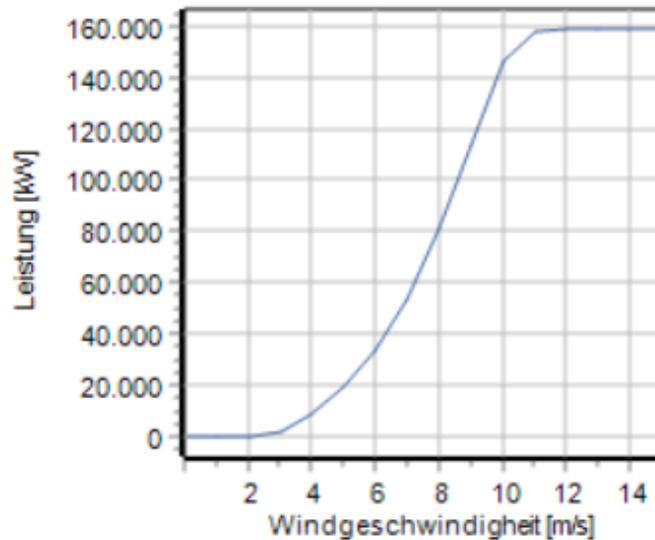
**Abbildung 19:** Visualisierung des Strombedarfs für den 27.04.2030 in energyPRO (eigene Darstellung, 2020)

Als nächster Arbeitsschritt gilt die Integration der neuen Kraftwerke aus dem Jahr 2030. Laut Kraftwerksliste gibt es für das Szenario des Jahres 2030 Dieselkraftwerke mit einer installierten Leistung von 678,5 MW. Außerdem gibt es Gaskraftwerke mit 463 MW und Schwerölkraftwerke mit 193 MW. Die Wasserkraftwerke besitzen 80 MW Leistung und neu hinzugekommen ist der Windpark Taiba Ndiaye mit einer installierten Leistung von 158 MW. Zusätzlich zu den bisherigen fünf PV-Anlagen kommen fünf weitere Anlagen hinzu. PV\_Sakal

mit einer Leistung von 20 MWp, PV\_Kahone mit ebenfalls 20 MWp, PV\_Diass mit 25 MWp, PV\_Fatick mit 30 MWp und PV\_Mbacke mit 100 MWp (fiktive Anlage mit realem Standort).

Dabei gilt die Annahme für die PV-Anlagen, dass die Anlagen aus dem Jahr 2017 bestehen bleiben. Die PV-Anlagen die neu hinzugefügt werden, müssen mit Temperaturdaten und Sonneneinstrahlung aus der Online-Datenbank versorgt werden. Da keine Prognosen in der Online-Datenbank verfügbar sind, werden konsistent die Daten aus dem Jahr 2017 benutzt. Der Solarpark PV\_Mbacke ist fiktiv. Er fasst bis 2030 mehrere geplante Anlagen mit 100 MWp zusammen. Alle Annahmen die in Kapitel 4.4 bei der Umsetzung der PV-Anlagen bezüglich der Neigung, des Datenblatts der Module gelten, bleiben auch in diesem Modell gültig. Die insgesamt 10 PV-Anlagen sollen immer, wenn möglich in das Netz einspeisen und bekommen deshalb im Modell die niedrigste Priorität (Prio.1-10).

Der Windpark Taiba\_Ndiaye kommt neu hinzu. Die Software energyPRO benötigt für die Stromberechnung der Anlage bestimmte Leistungskennwerte. Zum einen die standortbedingten Windgeschwindigkeiten, die über die Online-Datenbank als Zeitreihe hinzugefügt werden. Diese wurden laut energyPRO-Hersteller EMD in einer Höhe von 10 Metern aufgenommen. Zum anderen soll die Leistungskennlinie der Windturbinen eingegeben werden. Dazu sind folgende Informationen über den Windpark wichtig: Insgesamt soll der Windpark über eine Leistung von 158,7 MW verfügen und circa 400 GWh Strom produzieren (NS Energy, 2020). Dieser besteht aus 46 Windkraftanlagen mit der Bezeichnung V126-3.45 des Herstellers Vestas Wind Systems A/S. Die Nennleistung einer Windkraftanlage liegt bei 3,45 MW. Daraus lässt sich auch die Gesamtleistung des Windparks berechnen, da 46 von ihnen verbaut werden sollen. Laut Datenblatt (Vestas, 2021) beträgt die Nabenhöhe 117 m und nimmt bei einer Windgeschwindigkeit von 3 m/s ihre Leistung auf. Bei einer Windgeschwindigkeit von 13 m/s hat die Anlage ihre maximale Leistung erreicht. Wird eine Windstärke von 22,5 m/s erreicht, schaltet die Anlage ab. Die skalierte Leistungskurve aller 46 Windkraftanlagen zusammen ist somit die Leistungskurve des Windparks Taiba\_Ndiaye. Diese ist in Abbildung 20 dargestellt und wurde in das Modell 2030 geladen. Die Zeitreihe zu der Leistungskurve und deren Berechnungen sind in der Excel-Datei „Leistungskurve\_Taiba\_N'Diaye“ dokumentiert (siehe Anhang H). Die Software fordert außerdem den sogenannten Hellmann-Exponenten. Der Exponent wird für die Software benötigt, um mithilfe des Potenzgesetzes nach Hellmann die Windgeschwindigkeit in einer beliebigen Höhe (117 m) aufgrund einer gemessenen Windgeschwindigkeit in einer anderen Höhe (10 m) zu bestimmen. Der Hellmann-Exponent kann bei Normalbedingungen den Wert 0,14 annehmen und wird beispielsweise durch die Geländebeschaffenheit beeinflusst (Wikipedia, 2018).



**Abbildung 20:** Skalierte Leistungskurve des Windparks Taiba\_Ndiaye (energyPRO, 2020)

Zuerst wurde der Hellmann Exponent mit dem Wert 0,14 in die Eingabemaske eingegeben. Nach der Berechnung folgte das Ergebnis von einer Stromproduktion von ca. 372 GWh, was der Erwartung von einer Stromproduktion von circa 400 GWh nicht entspricht. Deshalb wurde der Hellmann-Exponent auf den Wert 0,15 gesetzt und erneut berechnet. Das Ergebnis betrug 397,6 GWh und war damit nah am Erwartungswert. Die Priorität im Modell zur Berechnung der Stromproduktion des Windparks folgt direkt nach den Solaranlagen und bekommt den Wert 11.

Bei den Wasserkraftwerken wird lediglich der Wasserkraftwerkeplan abgeändert. Die Wasserkraftwerke sollen täglich das gesamte Jahr über von 19:30 bis 06:30 konstant 80 MW Leistung zur Verfügung stellen (Prio. 12).

Die Schwerölkraftwerke sollen einen Teil der Grundlast abdecken, dafür sollen die Schwerölkraftwerke eine konstante Leistung von 193 MW generieren (Prio. 13). Die flexible Anlage IPP Mailicounda dual fuel von der Firma Wartsila (130 MW) hat auch die Option mit Gas betrieben zu werden (Wärtsilä, 2020). Es gilt jedoch die Annahme, dass diese Anlage in dem Jahr 2030 ausschließlich mit Schweröl betrieben wird, da eine ausreichend hohe Leistung von Gaskraftwerken zur Verfügung steht.

Bei den Gaskraftwerken muss der Gasturbinenfahrplan angepasst werden. Es soll zuerst weiterhin nur zur Spitzenlast von 19.30 Uhr bis 00:30 Uhr produziert werden. Die Gasturbinen laufen fünf Stunden lang mit jeweils 463 MW (Prio. 14) und den Rest des Tages gar nicht. Im Laufe der Arbeit wurde festgestellt, dass die Betriebsführung der Gasturbinen mit der hohen Leistung für 2030 nicht ideal für die Deckung des Strombedarfs ist. Daraufhin wurde der Gasturbinenfahrplan angepasst. Zur Spitzenlast von 19:30 Uhr bis 00:30 Uhr bleibt es dabei,

dass mit 463 MW produziert wird. Allerdings soll den Rest des Tages auch produziert werden. Dabei gilt für die Regenzeit von Juni bis November, in der ein erhöhter Strombedarf herrscht (vgl. Kapitel 2.3 Abbildung 8), dass am restlichen Tag die Gasturbinen jeweils mit 70-prozentiger Auslastung (324,1 MW) laufen sollen. Für die Trockenzeit von Dezember bis Mai herrscht ein verminderter Strombedarf. Deshalb sollen die Gasturbinen den restlichen Tag jeweils mit 30-prozentiger Auslastung (138,9 MW) laufen. Die Ergebnisse dazu werden in Kapitel 5.2 – Modell 2030 genauer erläutert.

Bei den Dieselmotoren bleiben die Annahmen für das Modell 2030 identisch mit denen für das Modell 2017. Lediglich die Leistung wird angepasst. Der noch fehlende Bedarf wird durch die Dieselmotoren gedeckt. In der Betriebsstrategie werden die Dieselmotoren mit der Zahl 15 priorisiert.

Alle Ergebnisse zum Modell 2030 werden in Kapitel 5.2 beschrieben.

## 5 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeit dargestellt. Die Modelle für 2017 und für das Szenario 2030 werden in ihrem Aufbau beschrieben und die Jahresstromproduktion durch die Energieanlagen wird vorgestellt. Im Anschluss daran wird die Deckung des Energiebedarfs der Jahre 2017 und 2030 grafisch veranschaulicht. Abschließend wird auf die Entwicklung der Stromversorgung eingegangen.

### 5.1 Modell 2017

In Abbildung 21 wird der Aufbau des finalen Modells für das Jahr 2017 gezeigt. Zur besseren Darstellung in energyPRO wurden die Kraftwerke den fossilen Energien (Diesel, Schweröl, Gas) und den erneuerbaren Energien (PV und Wasserkraft) zugeordnet. Die Einzelkraftwerke, die hinter den Diesel- Schweröl- und Gasturbinenkraftwerken stehen, befinden sich in der Kraftwerksliste des Jahres 2017 (vgl. Kapitel 3.1). Die energyPRO-Datei heißt „Modell\_Strombedarf\_2017“.

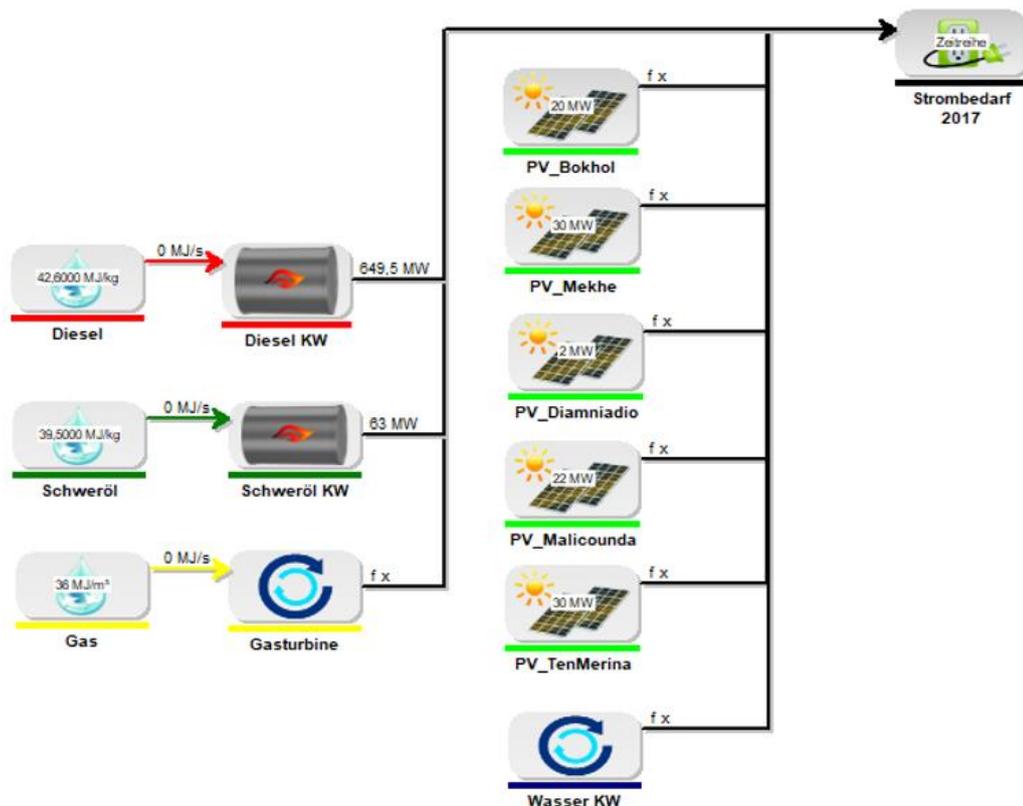
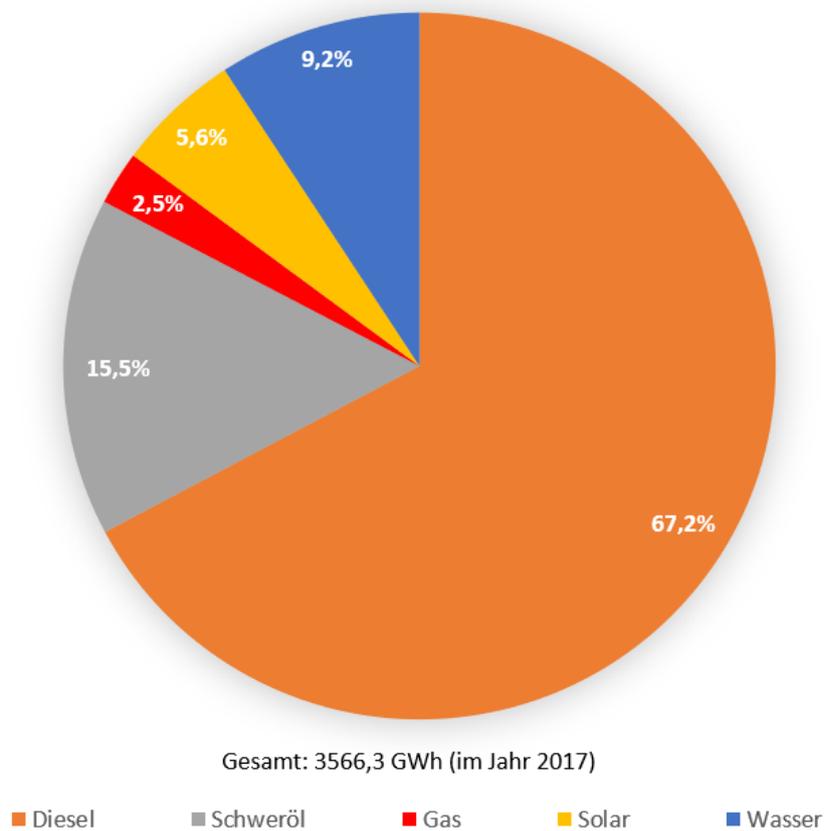


Abbildung 21: Aufbau des Modells 2017 (energyPRO, 2020)

Die Deckung des Strombedarfs durch die Anlagen im Modell für das Jahr 2017 wird in Abbildung 22 dargestellt. Bei einem jährlichen IST-Strombedarf von 3566,3 GWh wird der größte Anteil mit 67,2 % durch die Dieselmotoren gedeckt. Die Schwerölmotoren decken rund 15,5 % ab, was zusammen an Ölzeugnissen circa 83% des Gesamtstrombedarfs ausmacht. Die Gasturbinenkraftwerke machen mit 2,5 % den geringsten Anteil aus. Die fünf PV-Anlagen produzieren zusammen 5,6 % des Gesamtstrombedarfs, darunter PV\_Bokhol mit 1,1 %, PV\_Mekhe mit 1,6 %, PV\_Diamniadio mit circa 0,1 %, PV\_Malicounda mit 1,2 % und PV\_TenMerina mit 1,6 %. Aus den Wasserkraftwerken stammen zusammen 9,2 % des Strombedarfs. Die exakten Werte zur Stromproduktion des energy-PRO-Berichts befinden sich in Anhang C.

**Anteile zur Deckung des Gesamtstrombedarfs im Modell 2017 in %**



**Abbildung 22:** Modellberechnungen zur Deckung des Gesamtstrombedarfs 2017 (energyPRO, 2021)

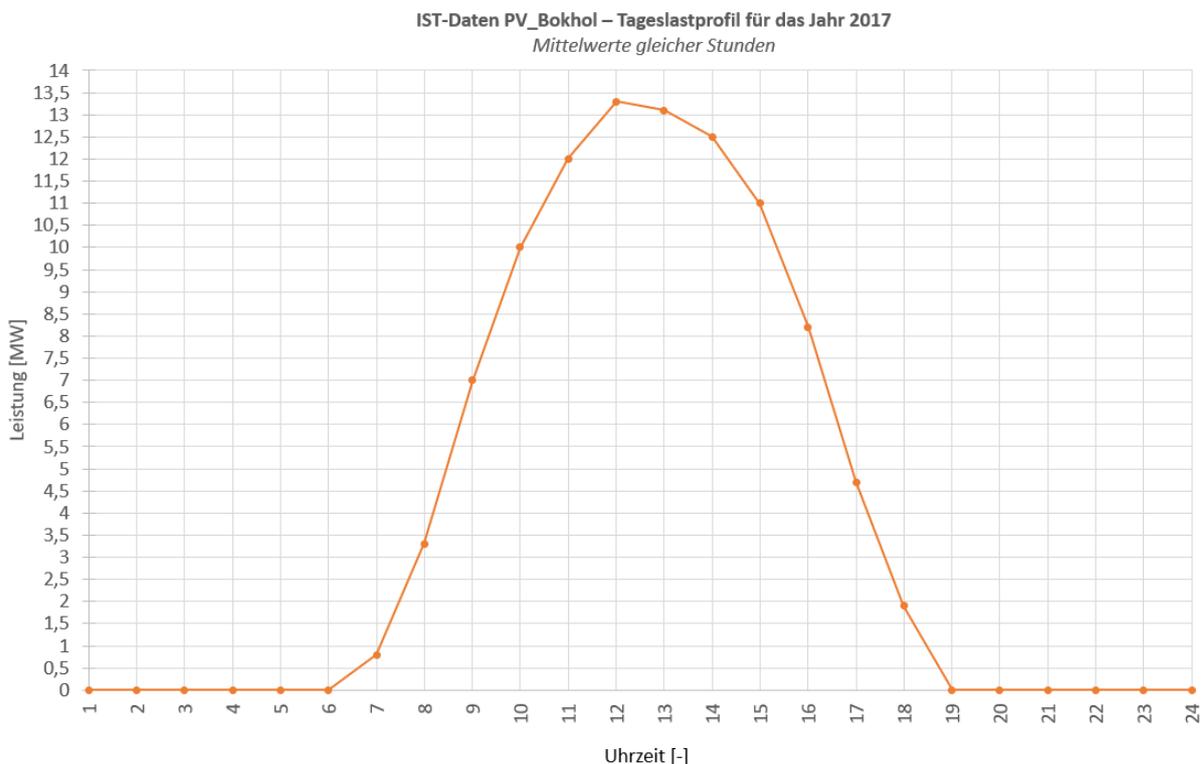
Zur Validierung der Modell-Daten aus den Photovoltaik-Anlagen, wird die Stromproduktion der Anlagen genauer betrachtet. Es liegen gemessene IST-Daten der Stromproduktion der PV-Anlage Bokhol aus dem Jahr 2017 vor, die für den Vergleich herangezogen werden. Die Daten befinden sich auch in der Excel-Datei von Herrn Schröder „sorted\_recap 2016 2017\_v1“ und „sorted\_recap 2017\_v1“. Aus den Daten für das Jahr 2017 ergeben sich folgende

Vergleichswerte für die Gesamtstromproduktion PV\_Bokhols welche in Tabelle 4 dargestellt werden. Zunächst scheint die Differenz zwischen dem Modell und den IST-Werten der PV-Anlage in Bokhol mit ca. 3,3 GWh pro Jahr relativ hoch.

**Tabelle 4:** Vergleich der Stromproduktion der PV-Anlage Bokhol

Jahresstromproduktion Modell	Jahresstromproduktion IST-Daten
38,863 GWh	35,557 GWh

Deshalb werden die Daten genauer betrachtet, um das Modell validieren zu können. Die gesamten Daten befinden sich in der Excel-Datei „Vergleichsdaten\_PV\_Bokhol“ (siehe Anhang H). Die Modelldaten werden aus energyPRO exportiert und in die Excel-Datei geladen. Die gemessenen IST-Daten PV\_Bokhols liegen täglich zwischen 7 Uhr und 18 Uhr stündlich vor. Wie in Abbildung 23 zusehen, ist die durchschnittliche Stromproduktion am Tag während der Mittagszeit von 12 Uhr bis 14 Uhr am höchsten.



**Abbildung 23:** Durchschnittliche IST-Stromproduktion PV\_Bokhols (Schröder, 2018)

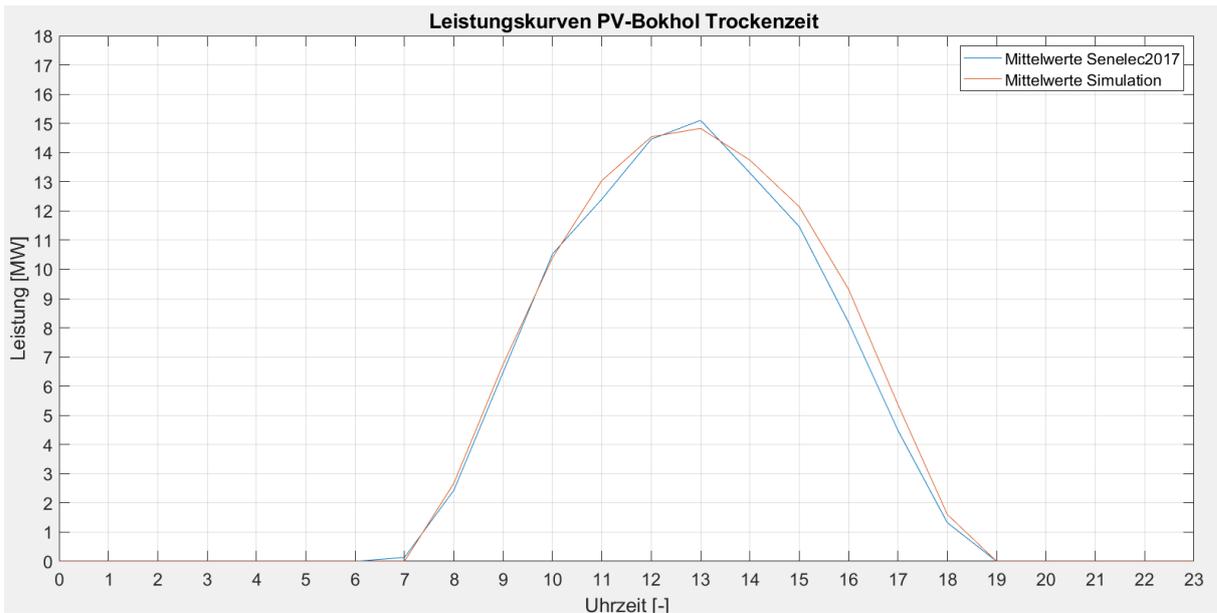
Bei der durchschnittlichen Darstellung der Stromproduktion der Tage fällt jedoch nicht auf, dass bei genauerer Betrachtung an manchen Tagen verschiedene Szenarien die Messwerte

beeinträchtigen und sich dadurch Abweichungen vom Modell 2017 ergeben. Diese Vermutungen werden folgend beschrieben.

Deutlich erkennbar waren Tage, an denen gar keine Messungen aufgenommen wurden, bzw. kein Strom ins Netz gespeist wurde. Außerdem gab es ebenfalls Tage, an denen zuerst Strom ins Netz gespeist wurde und anschließend abrupt abgebrochen wurde. Ein möglicher Grund dafür können Stromausfälle oder Reparaturen am Stromnetz sein, wobei die Wechselrichter abschalten müssen. Bei einer durchschnittlichen Stromproduktion von circa 97 MWh pro Tag kann das über das gesamte Jahr einen erheblichen Anteil ausmachen und einen möglichen Grund für die geringere Jahresstromproduktion aus Tabelle 4 sein, denn im Modell sind solche Fälle nicht mit eingebunden.

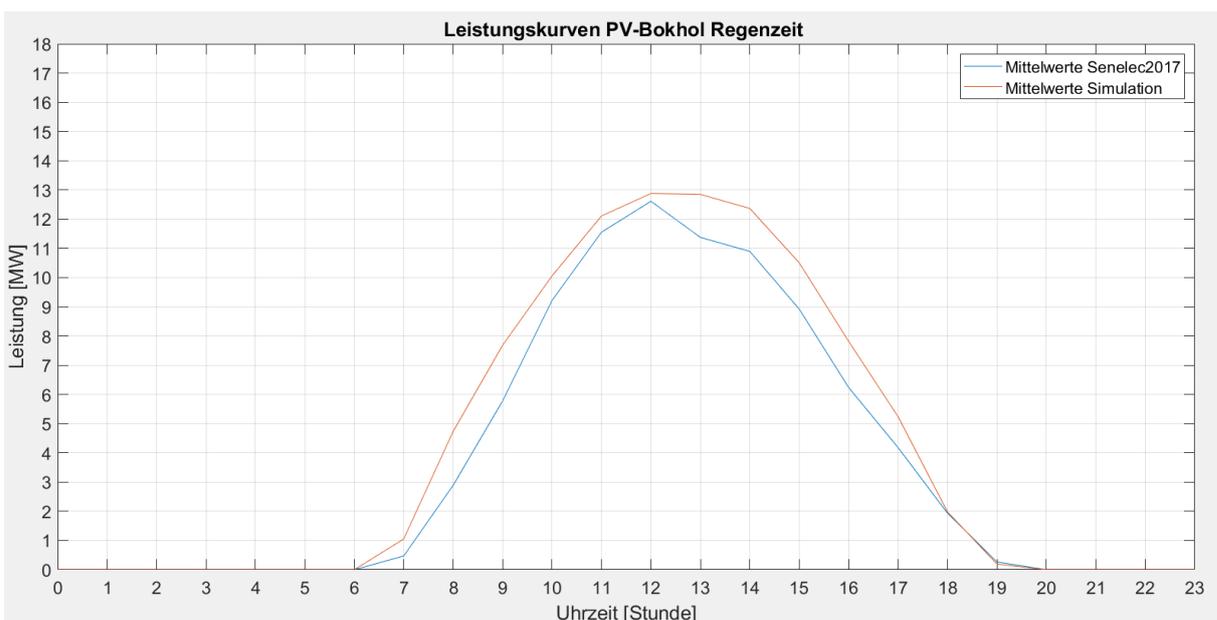
Ebenfalls könnte ein möglicher Grund für die höhere Stromerzeugung aus dem Modell, die nicht berücksichtigte Verschmutzung von der PV-Anlage sein. Der feine Saharastaub, der vom Harmattan mitgetragen wird, kann sich auf den Photovoltaik-Anlagen ablegen und die Stromproduktion deutlich vermindern.

Auffällig waren einige Tage in der Regenzeit, bei der meistens um die Mittagszeit herum große Einbrüche in der Stromproduktion zu verzeichnen waren. Die Vermutung liegt nahe, dass dem vermehrte Wolkenbildung zu Grunde liegt, welche die Sonneneinstrahlung und somit die Stromproduktion deutlich vermindert. Um genauere Aussagen über die Vergleichbarkeit der Daten treffen zu können, wird die Regen- und Trockenzeit genauer betrachtet. Dazu wird in Abbildung 24 die durchschnittliche Stromproduktion einer repräsentativen Woche (06.02.2017 bis 12.02.2017) in der Trockenzeit mittels der Software Matlab dargestellt. Dabei werden die Modelldaten aus der Simulation in orange und die gemessenen IST-Daten der „Senelec2017“ in blau aufgeführt. Es ist zu sehen, dass die Simulationsdaten immer ein wenig über den der IST-Daten liegen, sich aber dennoch sehr ähneln. Daraus wird geschlussfolgert, dass das Modell die Stromproduktion in der Trockenzeit gut abbildet.



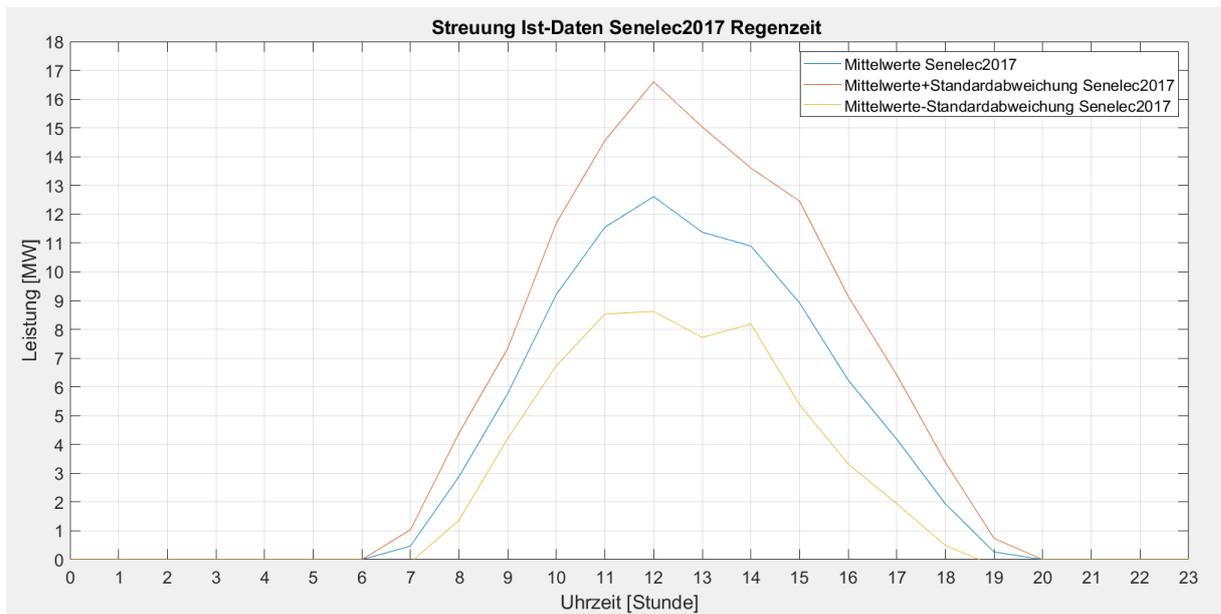
**Abbildung 25:** Vergleich der Stromproduktion in der Trockenzeit (eigene Darstellung mit Matlab, 2021)

Anschließend wird die Stromproduktion in der Regenzeit betrachtet (Abbildung 25). Dazu werden die Daten vom 21.08.2017 bis zum 27.08.2017 begutachtet. Auch bei dieser Betrachtung werden die Modelldaten aus der Simulation in orange und die gemessenen IST-Daten der „Senelec2017“ in blau aufgeführt. Es ist zu erkennen, dass die Stromproduktion der Simulations-Daten im Schnitt immer ein wenig höher ist als die der gemessenen Daten. Der Kurvenverlauf ist annähernd identisch, bis es zu einem Einbruch der Leistungsdaten um 13 Uhr kommt (blaue Kurve) welcher bis 14 Uhr anhält. Dieser Leistungsabfall ist im Modell nicht berücksichtigt und wirft die Frage auf, ob es in der Simulation dadurch Ungenauigkeiten geben könnte.



**Abbildung 24:** Vergleich der Stromproduktion in der Regenzeit (eigene Darstellung mit Matlab, 2021)

Deshalb werden weitere Untersuchungen getätigt. Bei der Betrachtung der einzelnen Tage kommt die Vermutung auf, dass einzelne Messwerte den Mittelwert verfälschen und es deshalb zu der Abweichung kommt. Demzufolge wird die Streuung der Messwerte der Senelec mittels der Berechnung der Standardabweichung ermittelt. Das Ergebnis ist in Abbildung 26 dargestellt. Der blaue Graph zeigt die Mittelwerte der Senelec 2017. Um den Graphen herum wird die Streuung abgebildet. Es ist zu erkennen, dass die Werte stark um den Mittelwert streuen. Das veranschaulicht, dass die Stromproduktion z.B. bedingt durch Wolkenbildung an einigen Tagen starken Schwankungen unterliegt.



**Abbildung 26:** Streuung Ist-Daten Senelec 2017 Regenzeit (eigene Darstellung mit Matlab, 2021)

Wird jedoch auch die Streuung der Simulationsdaten betrachtet (Abbildung 27), so wird deutlich, dass auch diese Werte stark um den Mittelwert der Simulation des Modells streuen. Das bedeutet, dass die wetterbedingten Schwankungen in der Stromproduktion, durch die dem Modell zugrunde liegenden Wetterdaten auch in der Simulation berücksichtigt werden. Demzufolge weisen leichte Unterschiede oder Einbrüche der Messdaten im Vergleich zu den Simulationsdaten nicht zwangsläufig auf eine Ungenauigkeit des Modells hin, da sowohl die Messdaten als auch die Simulationsdaten stark und einander ähnlich streuen.

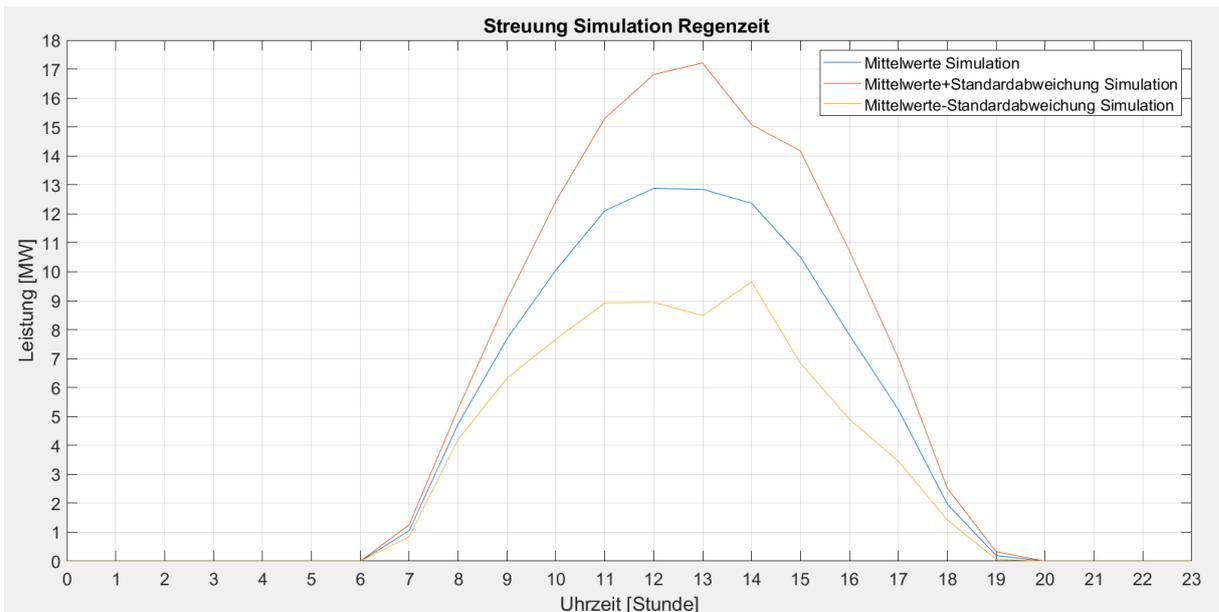


Abbildung 27: Streuung Simulation Regenzeit (eigene Darstellung mit Matlab, 2021)

Die aus dem Modell berechnete Nachbildung der Stromproduktion zur Deckung des IST-Strombedarfs ist exemplarisch für drei Tage in Abbildung 28 dargestellt.

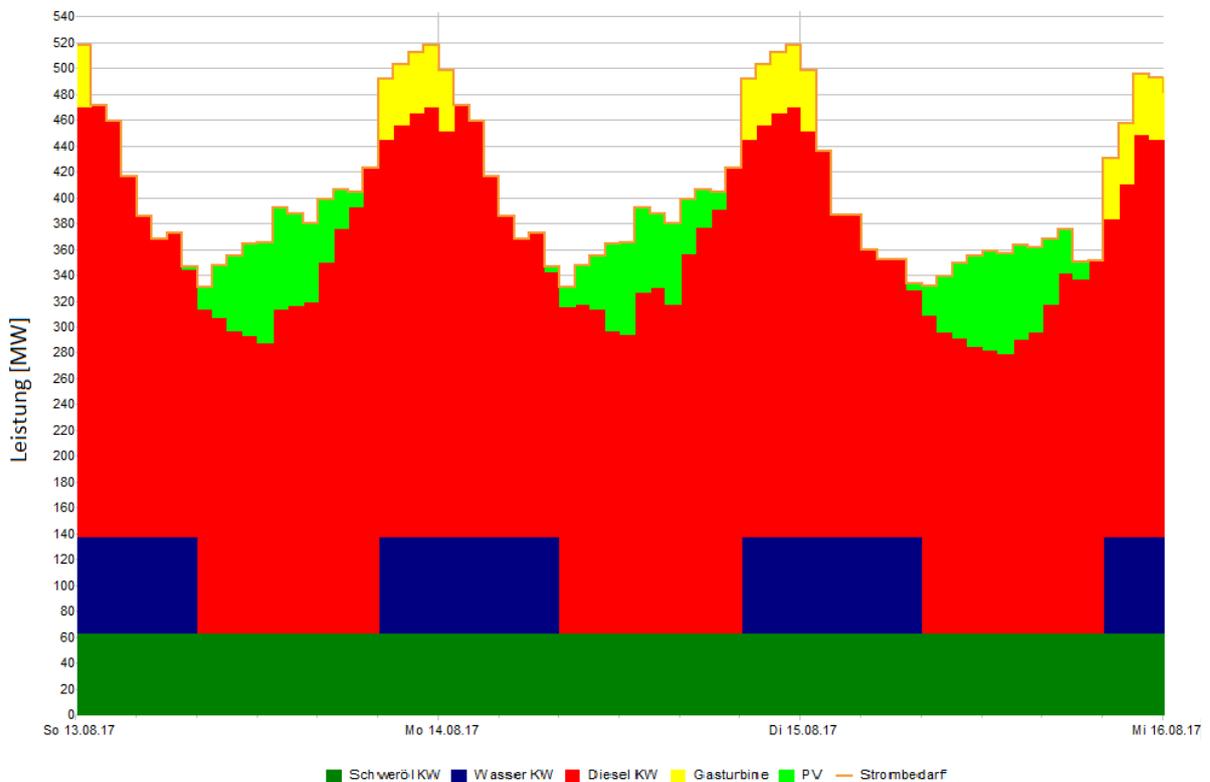


Abbildung 28: Deckung des Strombedarfs in der Regenzeit - Modell 2017 (energyPRO,2021)

Es handelt sich um den Zeitraum vom 13.08.2017 bis zum 16.08.2017, der einen Ausschnitt aus der Regenzeit zeigt. Die Stromproduktion der einzelnen Kraftwerke wird farbig grafisch

unter Verwendung der getroffenen Annahmen im Kapitel 4.3 visualisiert. Es ist zu sehen, dass der größte Teil des Strombedarfs von den Dieselkraftwerken (rot) abgedeckt wird. Über die Spitzenlastzeiten werden die Gasturbinen eingesetzt (gelb), welche diese Peaks des Strombedarfs auffangen. Weiterhin wird deutlich, dass die erneuerbaren Energien insbesondere die PV-Anlagen über die Mittagszeit einen erheblichen Beitrag zur Deckung des Strombedarfs leisten. Generell ist im gesamten Jahr im Modell der Strombedarf gedeckt. Die expliziten Daten zur Stromerzeugung können dem Anhang D entnommen werden.

Die Nachbildung zur Deckung des Strombedarfs in der Trockenzeit, sieht der zur Deckung des Strombedarfs in der Regenzeit sehr ähnlich daher kann die entsprechende Grafik in Anhang E betrachtet werden. Lediglich der Strombedarf ist nicht so hoch, wie in der Regenzeit.

## 5.2 Modell 2030

In Abbildung 29 wird der Aufbau des Modells des Jahres 2030 gezeigt. Der Aufbau ähnelt dem des Jahres 2017. Neu hinzugekommen sind fünf weitere PV-Anlagen, sowie der Windpark Taiba-Ndiaye.

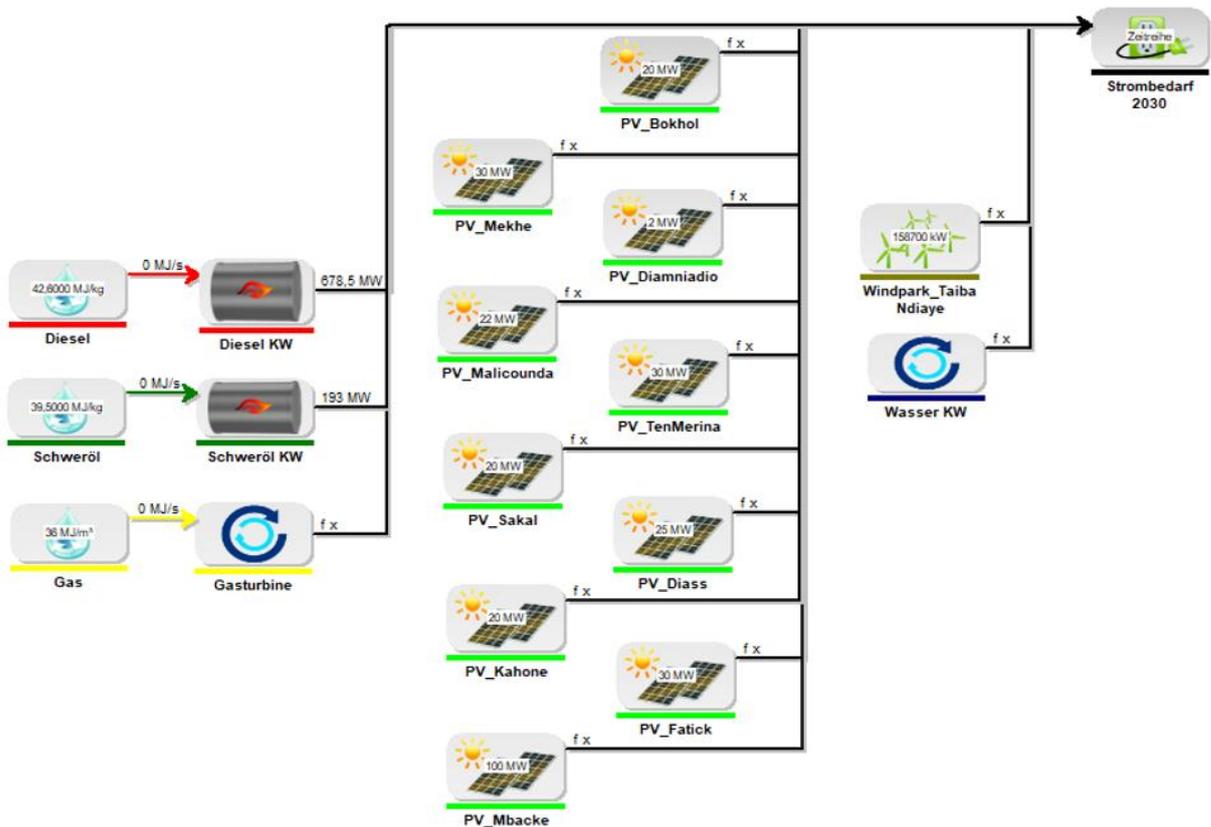


Abbildung 29: Aufbau des Modells 2030 (energyPRO, 2020)

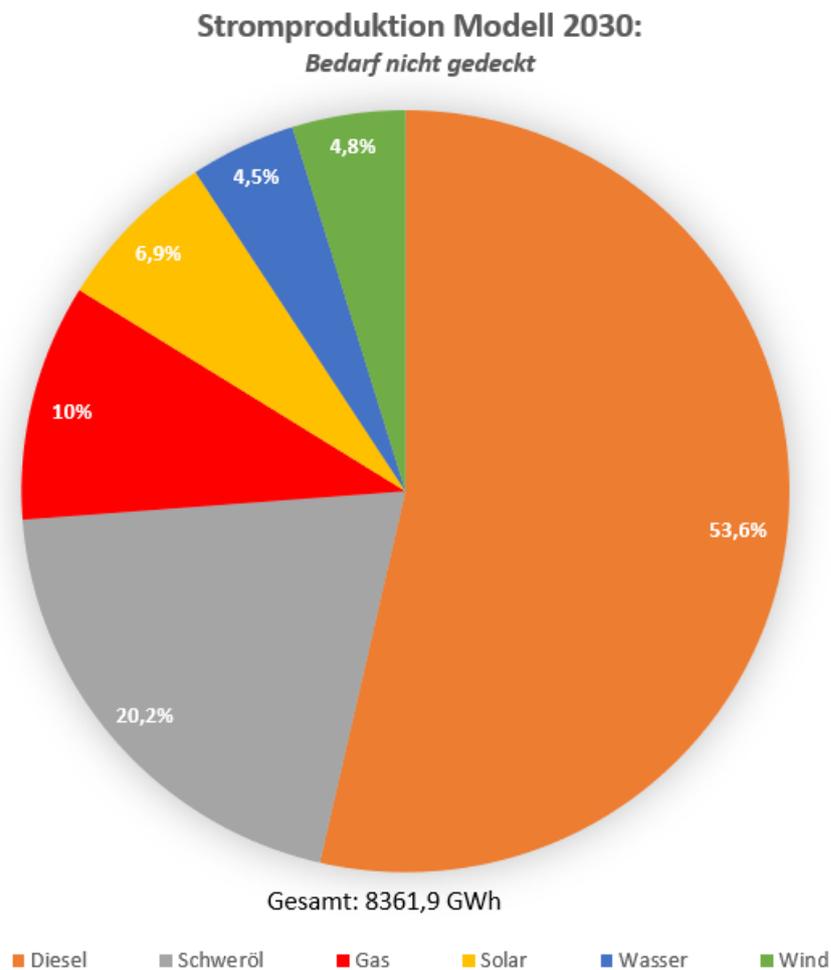
Vorerst wurde an den Annahmen aus dem Jahr 2017 nichts verändert. Lediglich die Leistungen wurden wie bereits beschrieben angepasst. Das Ergebnis der Simulation zeigt in diesem Fall, dass der Strombedarf nicht zu 100 % gedeckt werden konnte. Dies wird folgend in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Gesamtstrombedarf und Gesamtstromproduktion im Modell 2030 (eigene Darstellung, 2021)

Gesamtstrombedarf 2030	Gesamtstromproduktion 2030
8760,6 GWh	8361,9 GWh

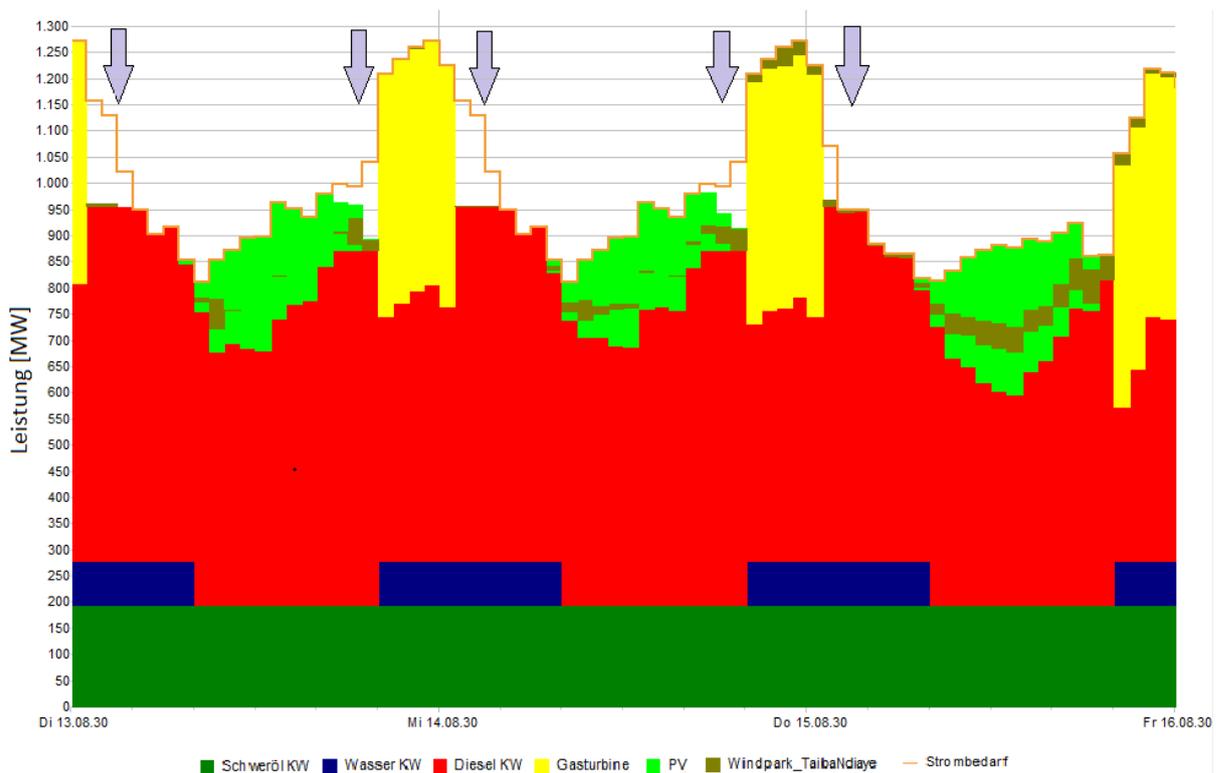
Die Stromproduktion aller Kraftwerke von 8361,9 GWh reicht nicht aus, um den Gesamtstrombedarf von 8760,6 GWh zu decken. Mit einer Differenz von ca. 398,7 GWh, die in dem Jahr 2030 fehlen, werden insgesamt nur 95,4 % des Strombedarfs gedeckt.

Die Verteilung der Stromproduktion aller Kraftwerke des Modells für das Jahr 2030 wird in Abbildung 30 dargestellt. Die Dieselekraftwerke produzieren mit 53,6 % den meisten Strom. Die Schwerölkraftwerke machen 20,2 % der Stromproduktion aus. Die erneuerbaren Energien leisten mit 16,2 % einen erheblichen Anteil an der Stromproduktion, daran sind die Solarkraftwerke mit 6,9 %, die Wasserkraftwerke mit 4,5 % und der Windpark mit 4,8 % beteiligt. Die Gasturbinenkraftwerke produzieren 10 % des Gesamtstrombedarfs.



**Abbildung 30:** Verteilung der Stromproduktion – Modell 2030 Bedarf nicht gedeckt (eigene Darstellung, 2021)

Bei genauerer Betrachtung der Nachbildung der Stromproduktion des Jahres 2030 fällt auf, dass es vor allem in der Regenzeit zu Problemen bei der Deckung des Strombedarfs kommt. In Abbildung 31 wird mit den Pfeilen kenntlich gemacht, dass dort der Bedarf nicht vollständig gedeckt werden kann und es zu Stromausfällen kommt.



**Abbildung 31:** Keine vollständige Deckung des Strombedarfs in der Regenzeit - Modell 2030 (energyPRO,2021)

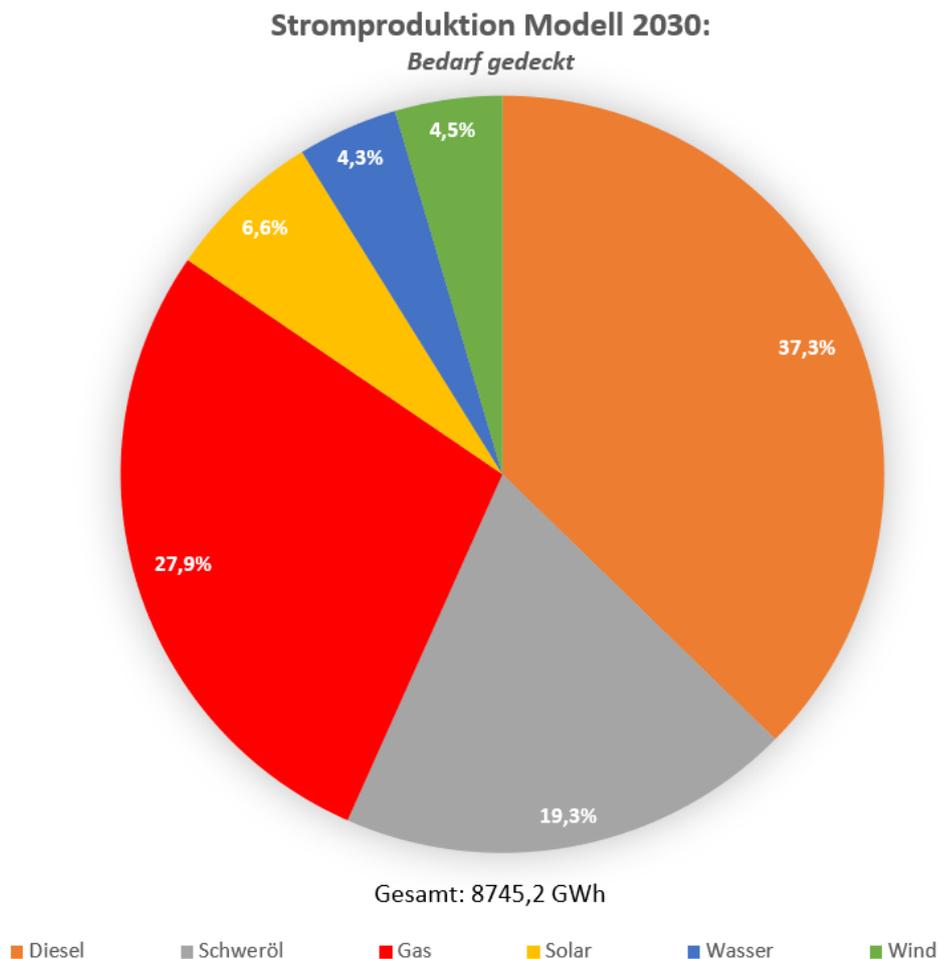
In der Abbildung wird deutlich, dass die bisherige Betriebsstrategie die Gasturbinenkraftwerke nur zur Spitzenlast zu betreiben, geändert werden muss. Mit einer installierten Leistung aller Gasturbinenkraftwerke von 463 MW wird das Potential der Stromerzeugung so nicht ausgenutzt. Deshalb wurde der Gasturbinenfahrplan angepasst. Die Produktion zur Spitzenlast bleibt gleich, in der Trockenzeit wird den Rest des Tages mit 30-prozentiger Auslastung und in der Regenzeit mit 70-prozentiger Auslastung Strom produziert.

Diese Veränderung erzielte das Ergebnis, dass der Strombedarf zu 99,9 % gedeckt werden konnte. Die Ergebnisse werden in Tabelle 6 dargestellt. Die Gesamtstromproduktion steigt somit auf 8754,2 GWh und dadurch fehlen im gesamten Jahr nur noch 6,4 GWh. Die expliziten Daten zur Stromerzeugung des Modells 2030 kann dem Anhang F entnommen werden.

**Tabelle 6:** Veränderter Gesamtstrombedarf und Gesamtstromproduktion im Modell 2030 (eigene Darstellung, 2021)

Gesamtstrombedarf 2030	Gesamtstromproduktion 2030
8760,6 GWh	8754,2 GWh

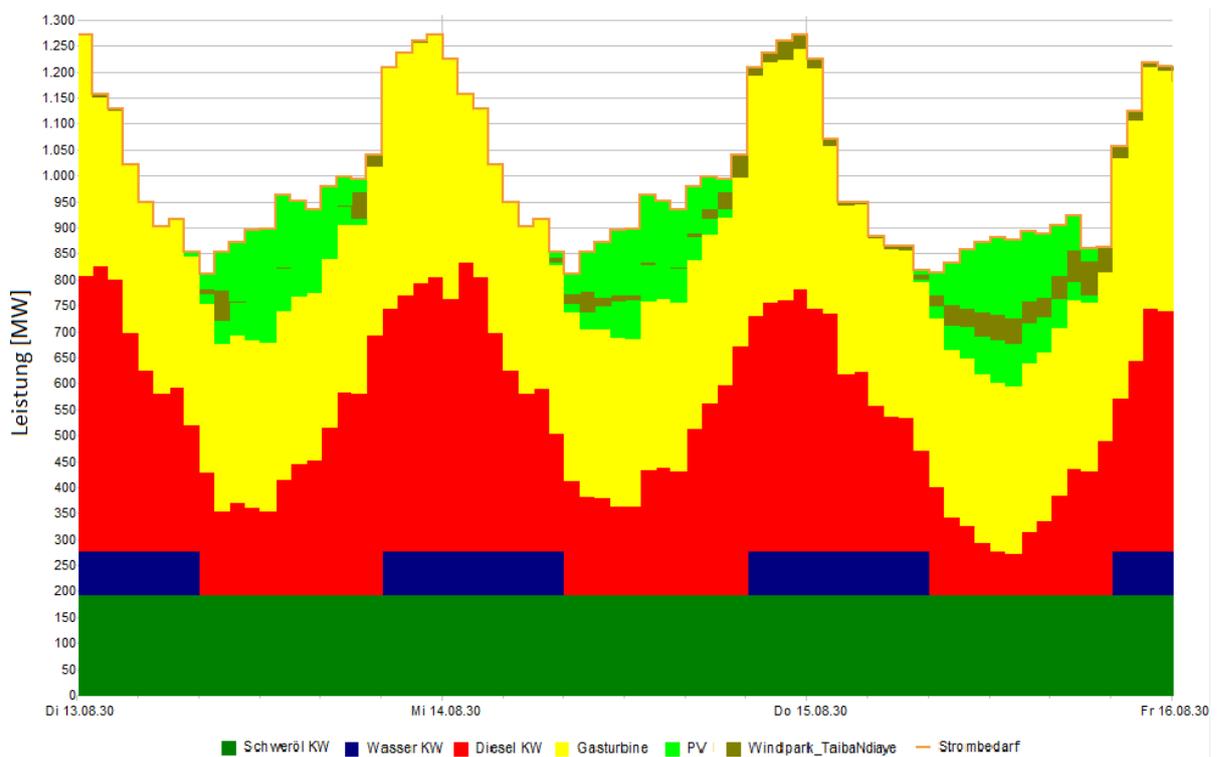
Die Stromerzeugung durch Gasturbinenkraftwerke steigt von 839,8 GWh auf 2443,9 GWh, also um 1604,1 GWh. Die Stromerzeugung durch Dieselmotorkraftwerke kann somit reduziert werden und sinkt von 4479,6 GWh auf 3267,2 GWh. Die Stromproduktion aller anderen Kraftwerke bleibt identisch. Die prozentuale Verteilung ändert sich lediglich geringfügig und wird in Abbildung 32 dargestellt. Die Stromerzeugung aus Dieselmotorkraftwerken dominiert mit 37,3 %, direkt dahinter kommt die Stromerzeugung aus Gas mit 27,9 %.



**Abbildung 32:** Verteilung der Stromproduktion – Modell 2030 Bedarf gedeckt (eigene Darstellung, 2021)

An dritter Stelle stehen die Schwerölkraftwerke mit 19,3 % und direkt dahinter die erneuerbaren Energien aus Wasser-, Wind- und Solarkraftanlagen mit zusammen 15,4%.

Um die Veränderung zu verdeutlichen wird in Abbildung 33 erneut die Nachbildung der Stromproduktion aus demselben Ausschnitt vom 13.08.2030 bis zum 16.08.2030 gezeigt (vgl. Abbildung 31).



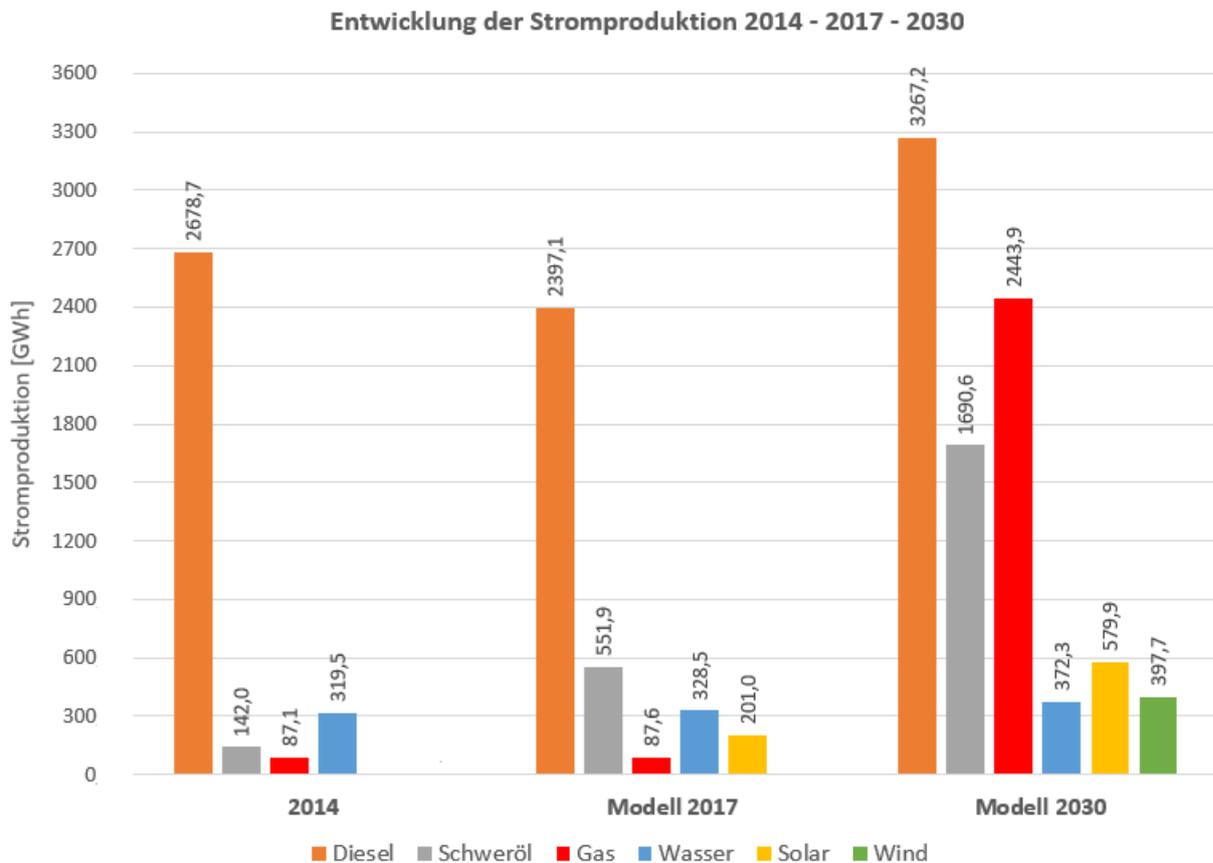
**Abbildung 33:** Vollständige Deckung des Strombedarfs in der Regenzeit - Modell 2030 (energyPRO,2021)

Da es sich um einen Ausschnitt in der Regenzeit handelt, werden die Gasturbinen den Rest des Tages mit 70-prozentiger Auslastung betrieben. Es ist zu sehen, dass die Stromproduktion der Gasturbinen nun den fehlenden Bedarf deckt und das Potential der Gasturbinen deutlich mehr genutzt wird. Es sei angemerkt, dass diese geänderte Betriebsführung der Gasturbinen verdeutlichen soll, welche Möglichkeiten sich für 2030 ergeben, um den Strombedarf zu decken. So könnte beispielsweise Dieselkraftstoff gespart werden oder die Co2-Emissionen reduziert werden.

Die Nachbildung des Strombedarfs für die Trockenzeit kann dem Anhang G entnommen werden, dabei werden die Gasturbinen den Rest des Tages mit 30-prozentiger Auslastung betrieben.

### 5.3 Entwicklung der Stromversorgung – 2014 – 2017 – 2030

Zusammenfassend wird in Abbildung 34 die Entwicklung der Stromproduktion von 2014 bis 2017 dargestellt. Darüber hinaus wird nach den gewonnenen Erkenntnissen aus dem Modell 2030 die mögliche Entwicklung beschrieben. Die Daten der Stromerzeugung aus dem Jahr 2014 aus der Masterarbeit von Herrn Bobis werden verwendet (Bobis S.11, 2017). Für das Jahr 2017 und 2030 werden die erzeugten Daten aus den energyPRO-Modellen genutzt.



**Abbildung 34:** Entwicklung der Stromproduktion 2014 - 2017 - 2030 (eigene Darstellung, 2021)

Die Gesamtproduktion im Jahr 2014 beträgt 3227,3 GWh und steigt bis ins Jahr 2017 auf 3566,1 GWh an. Für das Jahr 2030 soll die Stromproduktion bei circa 8751,6 GWh liegen. Wird das Jahr 2014 betrachtet, fällt auf dass die Stromproduktion aus Dieselmotoren mit rund 83 % stark dominiert. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist nur aus Wasserkraftwerken mit 9,9 % vertreten. Strom aus Solar- oder Windkraftanlagen ist nicht zu verzeichnen. Der Anteil der Stromerzeugung aus Gas und Schweröl besteht zusammen aus 7,1 %. Im Jahr 2017 dominiert immer noch der Anteil aus Dieselmotoren mit 67,2 %, ist aber auf das gesamte Jahr gesehen deutlich gesunken (-281,6 GWh). Die grundsätzliche Verteilung der Stromproduktion hat sich geändert. Solaranlagen mit einer Stromproduktion von insgesamt 201 GWh sind dazugekommen und versorgen viele Menschen im Senegal mit Strom. Die

Stromproduktion aus Gasturbinen ist annähernd gleichgeblieben. Die Stromerzeugung aus Wasserkraftwerken ist im Vergleich zu 2014 ganz leicht angestiegen (+ 9 GWh). Ein deutlicher Zuwachs der Stromproduktion aus Schwerölkraftwerken ist zu verzeichnen, welche 2017 circa 409,9 GWh mehr Strom produzieren als im Jahr 2014. Für die Stromproduktion im Jahr 2030 wurden circa 8751,6 GWh erzeugt und im Vergleich zum Jahr 2017 (3566,1 GWh) ist die Produktion um 145,4 % gestiegen. Auffällig ist im Jahr 2030, dass nicht mehr die Stromproduktion einer Kraftwerksart stark dominiert, sondern besser verteilt ist. Die Stromerzeugung aus Gasturbinen ist deutlich angestiegen (2443,9 GWh) und der Anteil aus erneuerbaren Energien ist mit insgesamt 1349,9 GWh deutlich mehr an der Deckung des Strombedarfs beteiligt. Die neue Diversität des Energiemix, bedingt durch die Installation von Solar- und Windkraftanlagen, sowie durch den Ausbau der Gaskapazitäten kann eine gewisse Unabhängigkeit von den Ölressourcen mit sich bringen.

## **6 Fazit und Ausblick**

### **6.1 Zusammenfassung**

In dieser Bachelorarbeit wurde untersucht, wie der Strombedarf im Senegal im Jahr 2017 gedeckt wurde. Darüber hinaus wurde nach derzeitigem Stand prognostiziert, wie die Stromversorgung im Jahr 2030 aussehen könnte. Dies wurde in Form zweier Modelle für den Strombedarf und die Stromproduktion für die Jahre 2017 und 2030 innerhalb der Software energyPRO umgesetzt. Abschließend wurde aus den Ergebnissen die Entwicklung der Stromerzeugung von 2014 bis 2017 bis 2030 aufgezeigt.

Die Modelle sollten in ihrem Aufbau übersichtlich gestaltet werden. Das wurde dadurch erreicht, dass die einzelnen Kraftwerke sortiert dargestellt wurden. Die Kraftwerke der fossilen Energien wie die Diesel-, Schweröl- oder Gasturbinenkraftwerke und die Kraftwerke der erneuerbaren Energien wie die PV-, Wasserkraft- oder Windkraftanlagen wurden separat und geordnet aufgeführt. Außerdem dient die erstellte Kraftwerksliste als Legende für die Einzelkraftwerke und erlaubt so eine übergeordnete Orientierung.

Das Modell 2017 konnte erfolgreich umgesetzt werden. Der Strombedarf wurde aus realen Messwerten für das gesamte Jahr nachgebildet und entspricht somit den IST-Werten. Er konnte im Modell durch die Stromproduktion aus existierenden Kraftwerken komplett gedeckt werden. Dabei wurden insbesondere die erneuerbaren Energien betrachtet, die mit Wasserkraftwerken und Solaranlagen rund 15 % des Gesamtstrombedarfs decken konnten. Die in dem Modell berechnete Stromerzeugung aus den PV-Anlagen konnte validiert werden. Bei der Validierung wurde festgestellt, dass die Stromerzeugung in dem Modell, sowie in den verglichenen IST-Daten von starken wetterbedingten Schwankungen beeinflusst wird. Diese werden im Modell jedoch gut abgebildet und sprechen für die Zuverlässigkeit der Datenbank in energyPRO.

Das auf dem Modell 2017 aufbauende Modell für das Szenario 2030 konnte ebenfalls erfolgreich umgesetzt werden. Zahlreichen Annahmen zufolge steigt der Strombedarf stark an und es kann mit einer Erhöhung von ca. 145 % gerechnet werden. Die Deckung des Strombedarfs wurde anfangs nur zu 95 % erreicht. Daraufhin wurde eine mögliche Lösung zur Gesamtabdeckung des Strombedarfs entwickelt. Die Entscheidung das Potential der Gasturbinenkraftwerke stärker auszunutzen, erbrachte eine Deckung des Strombedarfs von 99,9 %. Dass im Jahr 2016 bzw. 2017 große Erdgasfelder vor der Küste Senegals gefunden wurden, die 2022 erstmals gefördert werden sollen, bringt große Chancen mit sich. Hinsichtlich der erneuerbaren Energien konnte auch für das Jahr 2030 festgestellt werden, dass die PV-,

Wasserkraft- und Windkraftanlagen zusammen mit ca. 15,4 % (1349,9 GWh) einen erheblichen Anteil zur Deckung des Strombedarfs beitragen.

Bei der Entwicklung der Stromversorgung war positiv zu sehen, dass es einen klaren Trend zum Ausbau der erneuerbaren Energien insbesondere bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen gibt. Im Jahr 2014 war noch keine der Anlagen installiert, während bis zum Jahr 2017 PV-Anlagen mit insgesamt 104 MWp installiert wurden, die pro Jahr ca. 200 GWh Strom produzierten. Im Modell für das Jahr 2030 ist der Energiemix deutlich diverser, die erneuerbaren Energien sind mit PV-, Wasser- und Windkraftanlagen vertreten.

## **6.2 Evaluierung der Methodik**

Es wurde angestrebt die Modelle zur Stromerzeugung für die Jahre 2017 und 2030 so umzusetzen, dass sie für mögliche Erweiterungen geeignet sind. Die als Werkzeug für die Erstellung der Modelle dienende Software energyPRO eignete sich sehr gut, da zu keinem Zeitpunkt an ihre technischen Grenzen gestoßen wurde und die Umsetzung durch die übersichtlich gestaltete Benutzeroberfläche erleichtert wurde. Bei der Planung und Umsetzung der Modelle wurde strukturiert vom Groben zum Detail vorgegangen, wodurch die Nachvollziehbarkeit der Arbeitsschritte vom Anfang bis zur Finalisierung der Modelle gewährleistet werden konnte. So wurde der Entwurf für den Aufbau der Modelle bereits im Vorfeld festgelegt, um eine spätere Übersichtlichkeit über die Kraftwerke zu ermöglichen. Außerdem wurde ein Fließschema mit den jeweiligen Arbeitsschritten für jedes Modell erarbeitet, um das Vorgehen weiter zu strukturieren und ein Verständnis für den Entstehungsprozess der Modelle zu vermitteln. Als das Modell für das Jahr 2017 fertiggestellt war, wurde die Stromerzeugung der PV-Anlagen hinsichtlich ihrer Plausibilität überprüft und konnte validiert werden.

Bei kritischer Betrachtung der Methodik könnte für die Erstellung des Modells 2030 angemerkt werden, dass die Folgen des Klimawandels auf die Stromproduktion nicht gesondert betrachtet und mit einbezogen wurden. Es wurde sich dagegen entschieden, weil die Konsequenzen der steigenden Temperaturen auf die Entwicklung der Stromversorgung zu indirekt und vielschichtig sind, um verlässliche Annahmen innerhalb des Modells treffen zu können.

Ein weiterer Kritikpunkt könnte sein, dass das Modell, auf dem das Szenario für das Jahr 2030 aufbaut für 2017 erstellt wurde und nicht für einen späteren Zeitpunkt. Tatsächlich wäre das Szenario aktueller und möglicherweise verlässlicher, wenn es z.B. auf Modelldaten für das Jahr 2020 basieren würde. Es standen jedoch lediglich IST-Daten des Strombedarfs der SENELEC

für das Jahr 2017 zur Verfügung, so dass eine Validierung für ein aktuelleres Modell nicht mehr möglich gewesen wäre.

### **6.3 Ausblick**

Die entwickelten Modelle für 2017 und 2030 können als technischen Grundlage dienen, um beispielsweise die Betriebsführung der Kraftwerke zu optimieren. Dabei wäre es wünschenswert im Rahmen von Online-Meetings oder vor Ort mit den Mitarbeitern der Senelec sprechen zu können, um die tatsächliche Betriebsführung im Senegal kennen zu lernen. Außerdem könnten die Modelle erweitert werden. Zunächst wäre eine Erweiterung wünschenswert, welche die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke berechnet. Dafür müsste u.a. herausgefunden oder abgeschätzt werden, welche Mengen an Kraftstoff die Anlagen benötigen. Da der Stromtarif im Senegal verhältnismäßig teuer ist, wäre es zudem vorteilhaft die Preise der jeweiligen Kraftstoffe in das Modell einzubinden, um Untersuchungen und Einschätzungen zur Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung im Senegal machen zu können. Des Weiteren könnten auch mögliche Speichersysteme in das Modell mit eingebunden werden, um die Stromerzeugung der Wind- und Solaranlagen auch gezielt zur Deckung der Spitzenlast nutzen zu können.

Gegen Ende dieser Bachelorarbeit kam es Anfang März 2021 zu schweren politischen Ausschreitungen in der Hauptstadt Dakar. Der Grund war eine Festnahme des Oppositionsführers Ousmane Sonko. Es kam zu Demonstrationen vieler junger Menschen, die mit der Polizei eskalierten. Dabei kam es zu mehreren Todesopfern. Es bleibt abzuwarten, wie sich die Situation entwickelt und welche politischen sowie ökonomische Folgen für das Land Senegal auftreten werden und wie diese die Entwicklung der Stromversorgung beeinflussen.

## Literatur

- ACKER, U., 2020. *On-Grid und Off-Grid* [online]. Verfügbar unter: <https://www.photovoltaik.org/wissen/on-grid-und-off-grid>
- BOBIS, J.F., 2017. *Entwicklungsszenarien der Energieversorgung im Senegal mit Fokus auf Windenergie*. Masterarbeit. Hamburg.
- DOANE, G. und J. CHESTER, 2019. *Africa Energy Series* [online]. *Senegal 2019* [Zugriff am: 2. März 2021]. Verfügbar unter: <https://www.africaoilandpower.com/report/senegal-2019/>
- EMD INTERNATIONAL, 2021. *energyPRO-V4.7* [online] [Zugriff am: 27. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://www.emd.dk/de/energypro/>
- FRAUNHOFER - INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, 2021. *STC - Messungen* [online] [Zugriff am: 26. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/fue-infrastruktur/akkreditierte-labs/callab/callab-pv-modules/stc-messungen.html>
- GIZ, 2019. *Neue Märkte – Neue Chancen* [online]. *Ein Wegweiser für deutsche Unternehmen - Senegal* [Zugriff am: 10. Februar 2021]. Verfügbar unter: [https://www.giz.de/de/downloads/neue-maerkte-neue-chancen\\_senegal\\_web.pdf](https://www.giz.de/de/downloads/neue-maerkte-neue-chancen_senegal_web.pdf)
- IRENA, 2019. *Solar Energy Data - Installed Capacity Trends* [online] [Zugriff am: 23. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/solar>
- KOEPPE, B., A.K. USBECK, M.L. NDIAYE und A. NDIAYE, 2018. *Investigation of Balancing Power Demand in the Roll-out Scenario of Solar Energy in Senegal*. HAW Hamburg; UCAD Dakar.
- MAUSSION, E., 2020. *Énergies renouvelables* [online]. *Comment expliquer le succès du Sénégal ?* [Zugriff am: 17. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://www.jeuneafrique.com/916449/economie/energies-renouvelables-comment-expliquer-le-succes-du-senegal/>
- NS ENERGY, 2020. *Taiba N'Diaye Wind Farm* [online] [Zugriff am: 26. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://www.nsenergybusiness.com/projects/taiba-ndiaye-wind-farm-senegal/>
- OHLE, A., 2020a. *Senegal* [online]. *Überblick*. 1. Dezember 2020 [Zugriff am: 18. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://www.liportal.de/senegal/wirtschaft-entwicklung/>
- OHLE, A., 2020b. *Senegal* [online]. *Wirtschaft & Entwicklung*. 1. Dezember 2020 [Zugriff am: 18. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://www.liportal.de/senegal/wirtschaft-entwicklung/>
- PRESIDENCY OF SENEGAL, 2019. *Results and prospects of Emerging Senegal* [online]. *PES and the Energy Sector* [Zugriff am: 23. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://www.presidence.sn/en/pse/results-and-perspectives>

SALL, M., 2020. *Neujahrsrede 2021* [online]. *Botschaft an die Nation*. 31. Dezember 2020 [Zugriff am: 21. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://www.sec.gouv.sn/actualit%C3%A9/message-%C3%A0-la-nation-de-son-excellence-monsieur-le-pr%C3%A9sident-macky-sall-%C3%A0-l'occasion-du-0>

SARR, M., 11. Januar 2021. Bachelor Thesis of Pitt Karger - Energy Scenario in energyPRO. E-Mail.

SCHMIDT, J., 2020. *Mini-Grids und digitale Technologien bringen nachhaltigen Strom an entlegene Orte* [online] [Zugriff am: 26. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://reset.org/blog/mini-grids-und-digitale-technologien-bringen-nachhaltigen-strom-entlegene-orte-03102020>

SENELEC, 2018. *Rapport Annuel 2018* [online] [Zugriff am: 20. Februar 2021]. Verfügbar unter: <http://www.senelec.sn/wp-content/uploads/2020/04/Rapport-Annuel-Senelec-2018.pdf>

VESTAS, 2021. *Datenblatt- Vestas V126-3.45* [online] [Zugriff am: 1. März 2021]. Verfügbar unter: <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/1249-vestas-v126-3.45#datasheet>

WÄRTSILÄ, 2020. *Wärtsilä Flexicycle power plant in Mbour* [online] [Zugriff am: 3. März 2021]. Verfügbar unter: <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/references/ipps/malicounda-senegal>

WIKIPEDIA, 2018. *Potenzgesetz nach Hellmann* [online] [Zugriff am: 25. Februar 2021]. Verfügbar unter: [https://de.wikipedia.org/wiki/Potenzgesetz\\_nach\\_Hellmann](https://de.wikipedia.org/wiki/Potenzgesetz_nach_Hellmann)

WIKIPEDIA, 2021a. *Dampfkraftwerk* [online] [Zugriff am: 5. März 2021]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Dampfkraftwerk>

WIKIPEDIA, 2021b. *Gasturbinenkraftwerk* [online] [Zugriff am: 5. März 2021]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Gasturbinenkraftwerk>

WIKIPEDIA, 2021c. *Photovoltaikanlage* [online] [Zugriff am: 26. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Photovoltaikanlage>

WIKIPEDIA, 2021d. *Senegal* [online] [Zugriff am: 16. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Senegal>

WIKIPEDIA, 2021e. *Wasserkraftwerk* [online] [Zugriff am: 27. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Wasserkraftwerk>

WIKIPEDIA, 2021f. *Windkraftanlage* [online] [Zugriff am: 26. Februar 2021]. Verfügbar unter: <https://de.wikipedia.org/wiki/Windkraftanlage>

WORLD BANK, SOLARGIS und ESMAP, 2019. *Solar resource maps of Senegal* [online]. 6. Februar 2021, 12:00. Verfügbar unter: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/senegal>

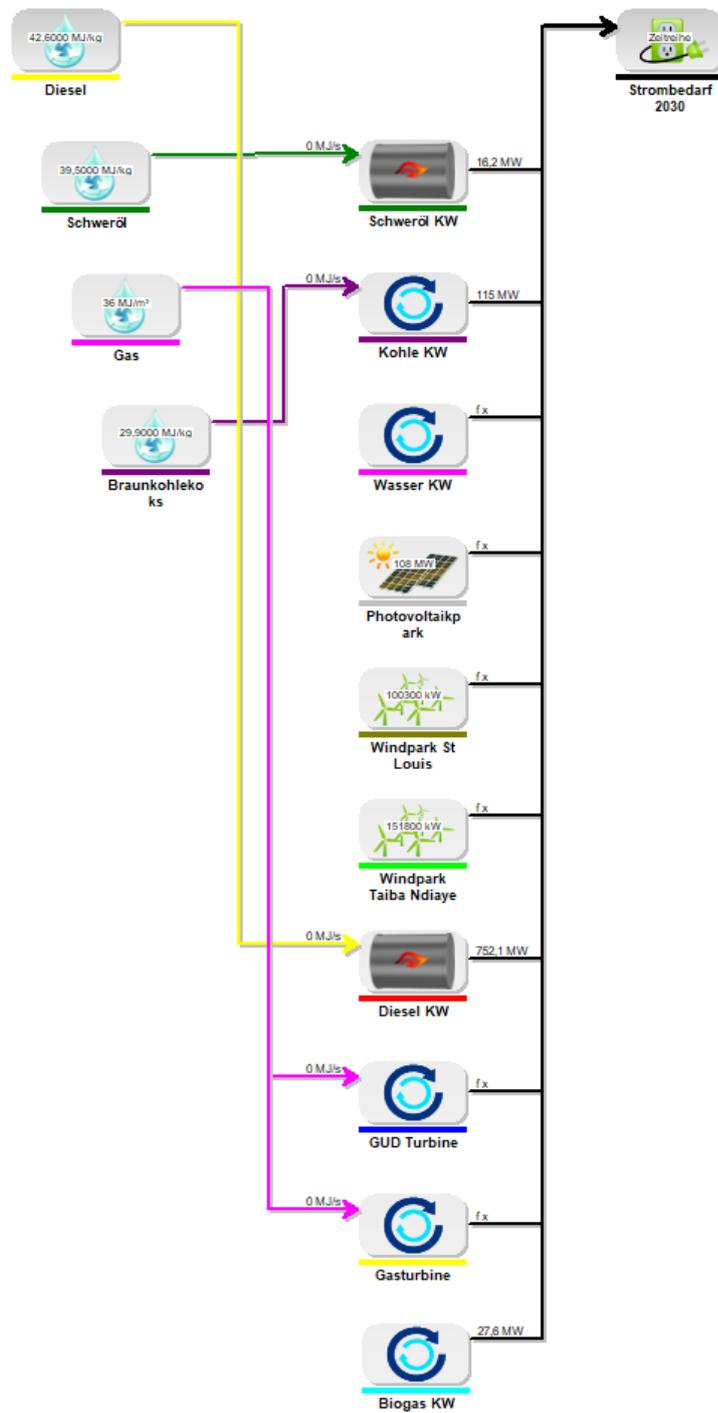
YINGLI GREEN ENERGY, 2013. *Datenblatt der Photovoltaik-Module - YGE 72 cell series*.

## Anhang A: Kraftwerksliste komplett

	Typ	Kraftwerksname	Installierte Leistung 2017 [MW]	Senelec Bericht 2017	Szenario Installierte Leistung 2030 [MW]	Zugehörigkeit	Quelle	Anmerkung
Fossile Energien	Diesel	C4 - Cap de biches	84		84	SENELEC	Senelec 17 / 18	
		C6	93		93	SENELEC	Senelec 17 / 18	
		C7 - Kahone 2	93		93	SENELEC	Senelec 17 / 18	
		Kounoune Power	52,5		52,5	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
		Tobene Power	105		105	IPP (Zukauf von SENELEC)	tobenepower.com	kann umgerüstet werden für Gas
		Contour Global	87		87	IPP (Zukauf von SENELEC)	contourglobal.com/asset/cap-des-biches	kann umgerüstet werden für Gas
		ICS	10		10	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
		Kahone 1	14		14	SENELEC	Senelec 17 / 18	
		Aggreko Diass	25		25	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
		Agreko Cap de biches	36		-	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
		APR Cap de biches	50		-	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
	PowerShip	-			115	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
	gesamt		649,5	713,5	678,5			
	Gas	TAG 2	18		18		Senelec 17 / 18	
		TAG 4	30		30		Senelec 17 / 18	
Centrale Sendou*		-		115	IPP (Zukauf von SENELEC)	Mr.Sarr	Ehemaliges Kohlekraftwerk umgerüstet für Gas	
Gas Cap de biches		-		300	IPP (Zukauf von SENELEC)	PES		
gesamt		48	77	463				
Schwer öl	C3 - Cap de biches	63		63	SENELEC			
	IPP Malicounda dual fuel*	-		130	IPP (Zukauf von SENELEC)	Wärtsilä	*Option Gas zu benutzen, wenn vorhanden	
gesamt		63	57,5	193				
gesamt		760,5	848	1334,5				
Erneuerbare Energien	Solar	Centrale solaire de Diannniadio	2		2	SENELEC	Senelec 17 / 18	
		Centrale solaire de Bokhol	20		20	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
		Centrale solaire de Malicounda	22		22	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
		Centrale solaire de TenMerina	30		30	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
		Centrale solaire de Mékhé	30		30	IPP (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
		Solaire Sakal	-		20	IPP (Zukauf von SENELEC)	PES	
		Solaire Kahone	-		20	IPP (Zukauf von SENELEC)	PES	
		Solaire Diass	-		25	IPP (Zukauf von SENELEC)	PES	
		Solaire Fatick	-		30	IPP (Zukauf von SENELEC)	PES	
		Solaire Mbacke*	-		100	-	PES	*Annahme 2030 Standort
	gesamt		104	102	299			
	Wind	Taiba Ndiaye	-		158	IPP (Zukauf von SENELEC)	PES	
		gesamt		0	0	158		
	Wasser	Manantali et Felou	75	75	80	Mali (Zukauf von SENELEC)	Senelec 17 / 18	
gesamt			75	80				
gesamt		179	177	537				
gesamt		939,5	1025	1871,5				

Quellen: <https://www.presidence.sn/en/pse/results-and-perspectives>

## Anhang B: Bobis Modell - Layout



## Anhang C: Bericht Stromproduktion Modell 2017 - jährlich

Modell_Strombedarf_2017.epp		energyPRO 4.7.89
		<small>Gedruckt/Seite</small>
		08.03.2021 20:51:07/1
		<small>Lizenzierter Nutzer:</small>
		<b>Pitt Karger</b>
		Alter Weg 7
		DE-24960 Glücksburg
		8487
Energieumwandlung, jährlich		
Berechnungszeitraum: 01.2017 - 12.2017		
<b>Strombedarf (ohne Stromverbrauch der Energieanlagen):</b>		
Strombedarf2017		3.566.335,1 MWh
MaxStrombedarf		593,6 MW
<b>Stromproduktion durch Energieanlagen:</b>		
	AlleZeiträume	Anteil
	[MWh/Jahr]	Produktion
Schweröl KW	551.880,0	15,5%
Wasser KW	328.500,0	9,2%
Diesel KW	2.397.126,8	67,2%
Gasturbine	87.600,0	2,5%
PV_Bokhol	38.862,9	1,1%
PV_Mekhe	58.330,2	1,6%
PV_Diamniadio	3.876,4	0,1%
PV_Mallicounda	42.497,3	1,2%
PV_TenMerina	57.661,5	1,6%
Gesamt	3.566.335,1	100,0%
von jährlicher Produktion	100,0%	
<b>Spitzenstromproduktion:</b>		
Schweröl KW	63,0 MW-el.	
Wasser KW	75,0 MW-el.	
Diesel KW	505,7 MW-el.	
Gasturbine	48,0 MW-el.	
PV_Bokhol	16,3 MW-el.	
PV_Mekhe	24,6 MW-el.	
PV_Diamniadio	1,7 MW-el.	
PV_Mallicounda	18,1 MW-el.	
PV_TenMerina	24,4 MW-el.	

## Anhang D: Bericht Stromproduktion Modell 2017 - komplett

energyPRO 4.7.89

Modell\_Strombedarf\_2017.epp

Gedruckt/Seite  
10.03.2021 15:16:16 / 1  
Lizenzierter Nutzer:  
Pitt Karger  
Alter Weg 7  
DE-24960 Glücksburg  
8487

### Energieumwandlung, monatlich

Berechnungszeitraum: 01.2017 - 12.2017

	Gesamt	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
<b>Strombedarf [MWh]</b>	3.566.335,1	244.098,2	217.073,0	268.772,9	263.743,3	311.285,6	330.663,6	329.109,4	340.452,6	333.300,5	367.238,8	313.465,7	247.131,5
<b>Stromproduktion durch Energieanlagen [MWh]</b>	3.566.335,1	244.098,2	217.073,0	268.772,9	263.743,3	311.285,6	330.663,6	329.109,4	340.452,6	333.300,5	367.238,8	313.465,7	247.131,5
<b>Energieanlage: Schweröl KW</b>													
Stromerzeugung [MWh]	551.880,0	46.872,0	42.336,0	46.872,0	45.360,0	46.872,0	45.360,0	46.872,0	46.872,0	45.360,0	46.872,0	45.360,0	46.872,0
Starts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Betriebsstunden	8.760	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Vollbenutzungsstunden	8.760	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Energieanlage: Wasser KW</b>													
Stromerzeugung [MWh]	328.500,0	27.900,0	25.200,0	27.900,0	27.000,0	27.900,0	27.000,0	27.900,0	27.900,0	27.000,0	27.900,0	27.000,0	27.900,0
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.380	372	336	372	360	372	360	372	372	360	372	360	372
Vollbenutzungsstunden	4.380	372	336	372	360	372	360	372	372	360	372	360	372
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Energieanlage: Diesel KW</b>													
Stromerzeugung [MWh]	2.397.126,8	145.769,1	126.642,4	168.059,0	165.639,9	210.406,4	234.324,6	230.161,3	242.518,0	237.227,1	268.109,7	218.947,3	149.322,2
Starts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Betriebsstunden	8.760	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Vollbenutzungsstunden	3.691	224	195	259	255	324	361	354	373	365	413	337	230
Auslastungsgrad [%]	42,13	30,17	29,02	34,78	35,42	43,54	50,11	47,63	50,19	50,73	55,48	46,82	30,90
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Modell\_Strombedarf\_2017.epp

Gedruckt/Seite  
10.03.2021 15:16:16 / 2Lizenznehmer:  
**Pitt Karger**  
Alter Weg 7  
DE-24960 Glücksburg  
8487

## Energieumwandlung, monatlich

Energieanlage: Gasturbine													
Stromerzeugung [MWh]	87.600,0	7.440,0	6.720,0	7.440,0	7.200,0	7.440,0	7.200,0	7.440,0	7.440,0	7.200,0	7.440,0	7.200,0	7.440,0
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	1.825	155	140	155	150	155	150	155	155	150	155	150	155
Vollbenutzungsstunden	1.825	155	140	155	150	155	150	155	155	150	155	150	155
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_Bokhol													
Stromerzeugung [MWh]	38.862,9	3.119,8	3.047,7	3.491,8	3.537,6	3.566,2	3.263,5	3.367,4	3.245,2	3.150,8	3.285,3	2.838,0	2.949,7
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.491	341	314	392	390	403	390	403	403	366	372	359	358
Vollbenutzungsstunden	1.943	156	152	175	177	178	163	168	162	158	164	142	147
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_Mekhe													
Stromerzeugung [MWh]	58.330,2	4.633,2	4.696,2	5.349,3	5.379,2	5.443,4	4.881,2	4.826,4	4.517,3	4.833,6	4.887,2	4.349,1	4.534,1
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.507	341	319	402	390	403	390	403	403	372	372	359	353
Vollbenutzungsstunden	1.944	154	157	178	179	181	163	161	151	161	163	145	151
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_Diamniadio													
Stromerzeugung [MWh]	3.876,4	310,6	317,6	367,4	362,1	363,9	322,8	305,8	298,5	309,2	330,8	290,5	296,9
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.510	341	325	399	390	403	390	403	403	374	372	359	351
Vollbenutzungsstunden	1.938	155	159	184	181	182	161	153	149	155	165	145	148
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

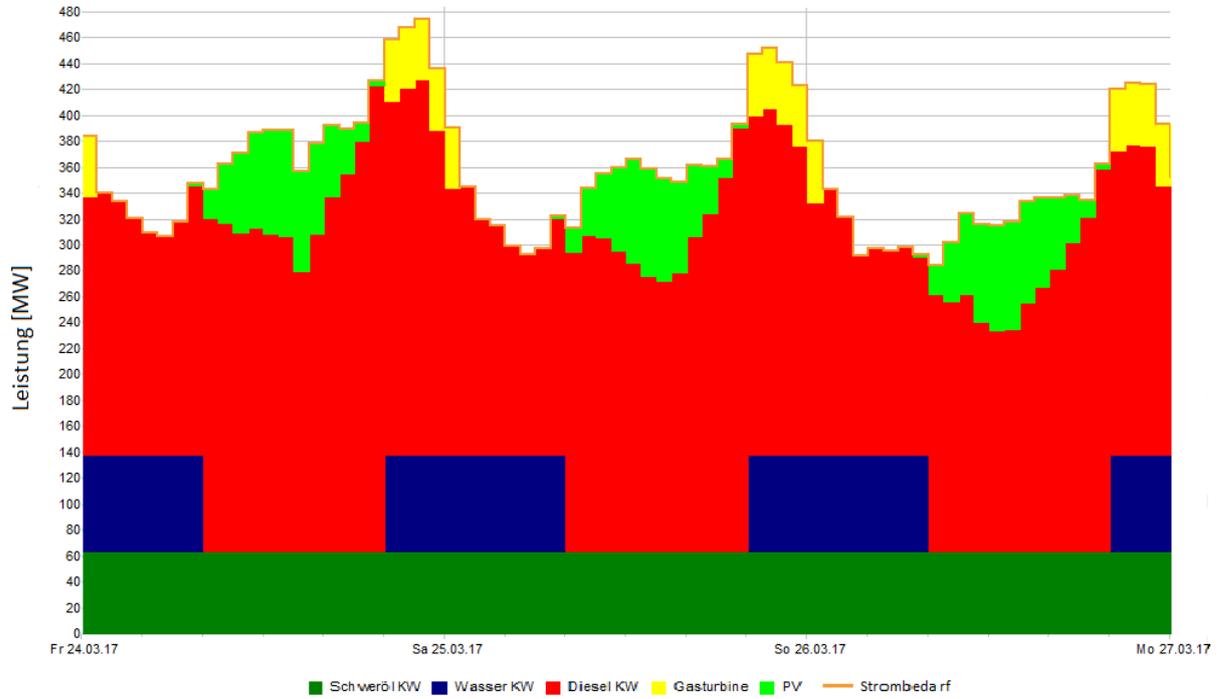
Modell\_Strombedarf\_2017.epp

Gedruckt/Seite  
10.03.2021 15:16:16 / 3  
Lizenzierter Nutzer:  
Pitt Karger  
Alter Weg 7  
DE-24960 Glücksburg  
8487

## Energieumwandlung, monatlich

Energieanlage: PV_Malicounda													
Stromerzeugung [MWh]	42.497,3	3.459,9	3.443,9	3.989,7	3.924,3	3.918,3	3.484,5	3.433,4	3.188,9	3.488,0	3.602,2	3.217,6	3.346,7
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.513	341	324	401	390	403	390	403	403	373	372	359	354
Vollbenutzungsstunden	1.932	157	157	181	178	178	158	156	145	159	164	146	152
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_TenMerina													
Stromerzeugung [MWh]	57.661,5	4.593,5	4.669,3	5.303,7	5.340,1	5.375,4	4.827,1	4.803,2	4.472,8	4.731,7	4.811,7	4.263,2	4.469,9
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.507	341	318	403	390	403	390	403	403	371	372	359	354
Vollbenutzungsstunden	1.922	153	156	177	178	179	161	160	149	158	160	142	149
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Brennstoffbedarf: Diesel													
Brennstoffbedarf [kg]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brennstoffbedarf [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maximum [MW]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Brennstoffbedarf: Schweröl													
Brennstoffbedarf [kg]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brennstoffbedarf [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maximum [MW]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Brennstoffbedarf: Gas													
Brennstoffbedarf [m³]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brennstoffbedarf [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maximum [MW]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

## Anhang E: Deckung des Strombedarfs in der Trockenzeit - Modell 2017



## Anhang F: Bericht Stromproduktion Modell 2030 - komplett

Modell_Strombedarf_2030_2.epp													
												energyPRO4.7.89	
												Gedruckt/Seite 15.03.2021 12:52:24 / 1	
												Lithuanischer Nutzer: <b>Pitt Karger</b> Alter Weg 7 DE-24980 Glücksburg 8487	
<b>Energieumwandlung monatlich</b>													
Berechnungszeitraum: 01.2030 - 12.2030													
	Gesamt	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
<b>Strombedarf [MWh]</b>	<b>8.760.665,8</b>	599.635,5	533.247,3	660.092,3	647.894,4	764.683,6	812.286,4	808.468,4	836.333,4	818.763,9	902.134,6	770.039,2	607.086,8
<b>Stromproduktion durch Energieanlagen [MWh]</b>	<b>8.754.159,2</b>	599.352,3	533.247,3	659.936,7	647.807,3	762.993,3	812.271,1	808.447,4	836.324,7	818.449,8	899.547,2	769.590,4	606.191,7
<b>Energieanlage: Schweröl KW</b>													
<b>Stromerzeugung [MWh]</b>	<b>1.690.677,7</b>	143.592,0	129.696,0	143.592,0	138.960,0	143.592,0	138.960,0	143.592,0	143.592,0	138.960,0	143.592,0	138.960,0	143.589,7
<b>Starts</b>	<b>0</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Betriebsstunden</b>	<b>8.760</b>	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	<b>8.760</b>	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
<b>Auslastungsgrad [%]</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
<b>Jahresnutzungsgrad [%]</b>	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Energieanlage: Wasser KW</b>													
<b>Stromerzeugung [MWh]</b>	<b>372.300,0</b>	31.620,0	28.560,0	31.620,0	30.600,0	31.620,0	30.600,0	31.620,0	31.620,0	30.600,0	31.620,0	30.600,0	31.620,0
<b>Starts</b>	<b>365</b>	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
<b>Betriebsstunden</b>	<b>4.380</b>	372	336	372	360	372	360	372	372	360	372	360	372
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	<b>4.380</b>	372	336	372	360	372	360	372	372	360	372	360	372
<b>Auslastungsgrad [%]</b>	<b>100,00</b>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
<b>Jahresnutzungsgrad [%]</b>	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Energieanlage: Diesel KW</b>													
<b>Stromerzeugung [MWh]</b>	<b>3.241.437,6</b>	187.871,8	140.447,1	217.996,5	215.998,8	343.026,5	306.554,9	298.419,0	331.448,5	331.657,0	398.070,2	279.708,3	190.239,0
<b>Starts</b>	<b>62</b>	15	13	8	5	0	0	3	0	0	0	1	17
<b>Betriebsstunden</b>	<b>8.616</b>	717	645	733	710	744	720	738	744	720	744	718	683
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	<b>4.777</b>	277	207	321	318	506	452	440	489	489	587	412	280
<b>Auslastungsgrad [%]</b>	<b>54,54</b>	37,22	30,80	43,18	44,21	67,95	62,75	59,12	65,66	67,89	78,86	57,26	37,69
<b>Jahresnutzungsgrad [%]</b>	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Modell\_Strombedarf\_2030\_2.epp

Druckdatum:  
15.03.2021 21:52:24 / 2Übersicht Name:  
**Pitt Karger**  
Alter Weg 7  
DE-24900 Glücksburg  
8487

## Energieumwandlung monatlich

Energieanlage: Gasturbine													
Stromerzeugung [MWh]	2.443.420,1	151.709,8	136.585,1	152.939,7	148.486,6	153.577,1	254.187,0	262.481,4	262.659,9	254.187,0	262.659,9	253.923,9	150.022,8
Starts	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Betriebsstunden	8.759	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	743
Vollbenutzungsstunden	5.277	328	295	330	321	332	549	567	567	549	567	548	324
Auslastungsgrad [%]	99,64	98,78	98,46	99,58	99,91	100,00	100,00	99,93	100,00	100,00	100,00	99,90	97,69
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_Bokhol													
Stromerzeugung [MWh]	39.722,4	3.029,4	3.024,8	3.555,6	3.701,6	3.779,9	3.474,4	3.571,4	3.404,3	3.243,6	3.290,2	2.787,8	2.859,4
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.491	341	314	392	390	403	390	403	403	366	372	359	358
Vollbenutzungsstunden	1.986	151	151	178	185	189	174	179	170	162	165	139	143
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_Mekhe													
Stromerzeugung [MWh]	59.670,4	4.521,6	4.662,0	5.451,5	5.623,4	5.774,5	5.206,6	5.118,9	4.741,1	4.986,0	4.904,8	4.282,0	4.397,8
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.507	341	319	402	390	403	390	403	403	372	372	359	353
Vollbenutzungsstunden	1.989	151	155	182	187	192	174	171	158	166	163	143	147
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_Diamniadio													
Stromerzeugung [MWh]	3.966,2	303,4	315,1	374,6	378,5	386,2	344,4	324,7	313,4	319,1	332,1	286,2	288,3
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.510	341	325	399	390	403	390	403	403	374	372	359	351
Vollbenutzungsstunden	1.983	152	158	187	189	193	172	162	157	160	166	143	144
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Modell\_Strombedarf\_2030\_2.epp

Gebäude/Datum  
15.03.2021 12:52:24 / 3Literatur/Nutzer:  
**Pitt Karger**  
Alter Weg 7  
DE-24980 Glücksburg  
8487

## Energieumwandlungmonatlich

<b>Energieanlage: PV_Malioounda</b>													
Stromerzeugung [MWh]	43.486,3	3.380,2	3.418,5	4.070,2	4.105,1	4.157,7	3.716,5	3.844,5	3.350,5	3.601,8	3.619,5	3.172,9	3.248,9
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.513	341	324	401	390	403	390	403	403	373	372	359	354
Vollbenutzungsstunden	1.977	154	155	185	187	189	169	166	152	164	165	144	148
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Energieanlage: PV_TenMerina</b>													
Stromerzeugung [MWh]	58.995,7	4.481,7	4.633,9	5.404,7	5.583,7	5.703,1	5.148,1	5.096,6	4.694,3	4.881,4	4.830,7	4.199,0	4.338,4
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.507	341	318	403	390	403	390	403	403	371	372	359	354
Vollbenutzungsstunden	1.967	149	154	180	186	190	172	170	156	163	161	140	145
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Energieanlage: Windpark_TaibaNdiaye</b>													
Stromerzeugung [MWh]	424.414,8	38.785,3	52.284,7	60.100,6	59.766,2	36.641,3	32.636,1	22.928,2	21.008,5	14.886,6	15.487,5	23.468,1	46.421,6
Starts	90	1	0	1	2	2	11	15	18	22	16	2	0
Betriebsstunden	8.498	743	672	743	714	741	693	681	684	657	710	716	744
Vollbenutzungsstunden	2.674	244	329	379	377	231	206	144	132	94	98	148	293
Auslastungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Energieanlage: PV_Sakal</b>													
Stromerzeugung [MWh]	39.349,3	2.964,9	3.033,8	3.581,3	3.654,0	3.818,2	3.475,6	3.548,5	3.192,9	3.246,3	3.197,7	2.784,7	2.851,4
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.502	341	313	403	390	403	390	403	403	370	372	359	355
Vollbenutzungsstunden	1.967	148	152	179	183	191	174	177	160	162	160	139	143
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

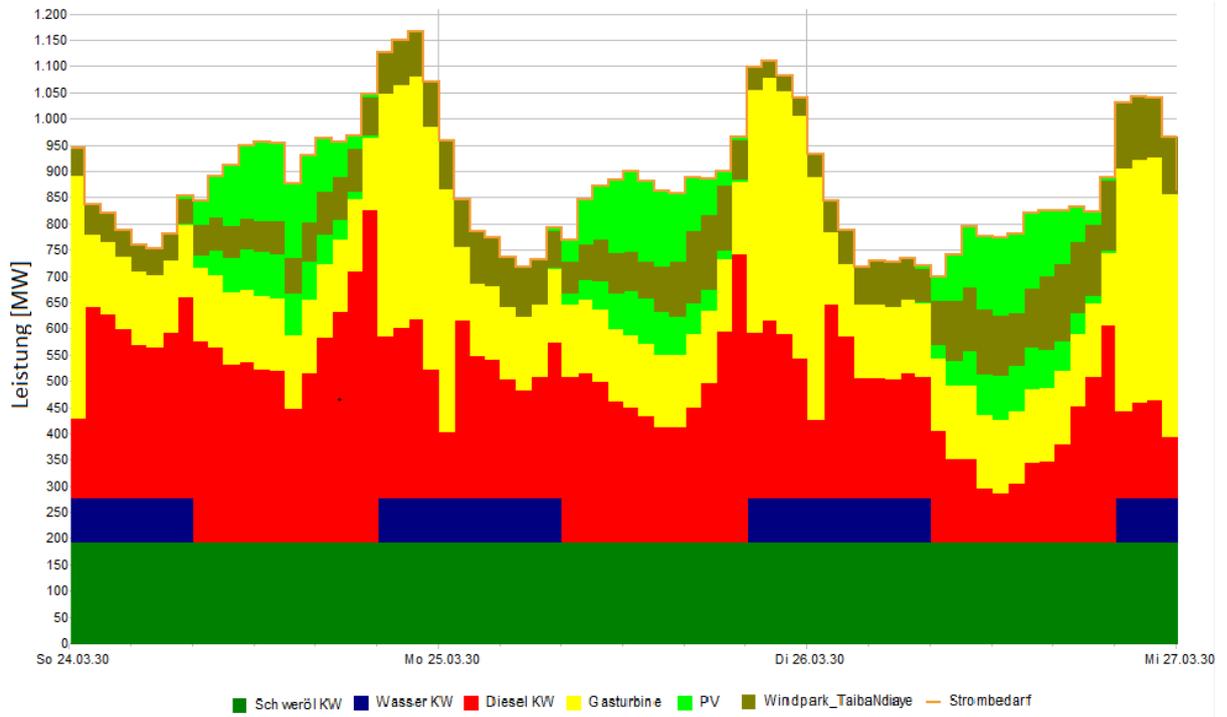
Modell\_Strombedarf\_2030\_2.epp

Gesucht/Date  
15.03.2021 21:52:24/4Lizenzierter Nutzer:  
**Pitt Karger**  
Alter Weg 7  
DE-24960 Glücksburg  
8487

## Energieumwandlungmonatlich

Energieanlage: PV_Diass													
Stromerzeugung [MWh]	47.915,1	3.703,6	3.791,7	4.483,0	4.517,3	4.608,2	4.129,4	3.980,0	3.784,0	3.913,6	3.986,4	3.470,7	3.547,4
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.512	341	325	400	390	403	390	403	403	374	372	359	352
Vollbenutzungsstunden	1.917	148	152	179	181	184	165	159	151	157	159	139	142
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_Kahone													
Stromerzeugung [MWh]	38.777,9	3.036,8	2.993,5	3.599,2	3.614,0	3.647,2	3.256,0	3.286,8	3.058,1	3.239,6	3.204,1	2.877,8	2.964,8
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.513	341	319	403	390	403	390	403	403	368	372	359	362
Vollbenutzungsstunden	1.939	152	150	180	181	182	163	164	153	162	160	144	148
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_Fatick													
Stromerzeugung [MWh]	56.901,0	4.466,7	4.407,7	5.258,7	5.287,2	5.301,2	4.833,2	4.875,8	4.517,1	4.749,6	4.659,5	4.216,3	4.328,1
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.511	341	319	403	390	403	390	403	403	370	372	359	358
Vollbenutzungsstunden	1.897	149	147	175	176	177	161	163	151	158	155	141	144
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energieanlage: PV_Mbacke													
Stromerzeugung [MWh]	193.124,5	15.884,9	15.393,4	17.909,0	17.531,0	17.360,2	15.748,9	15.959,8	14.940,1	15.978,1	16.092,7	14.852,5	15.474,0
Starts	365	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Betriebsstunden	4.511	341	319	403	390	403	390	403	403	370	372	359	358
Vollbenutzungsstunden	1.931	159	154	179	175	174	157	160	149	160	161	149	155
Auslastungsgrad [%]	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Jahresnutzungsgrad [%]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Brennstoffbedarf: Diesel													
Brennstoffbedarf [kg]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brennstoffbedarf [MWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maximum [MW]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

## Anhang G: Deckung des Strombedarfs in der Trockenzeit - Modell 2030



## **Anhang H: Übersicht CD**

### Ordnerstruktur:

#### *01\_Datengrundlage*

- sorted\_recap 2016 2017\_v1
- sorted\_recap 2017\_v1

#### *02\_Datenaufbereitung*

- Modell 2017
- Modell 2030
- Validierung 2017 PV Bokhol
- Kraftwerksliste

#### *03\_energyPRO\_Modelle*

- 2017
- 2030
- Modell Bobis (2030)

#### *04\_Ausarbeitung*

- Abbildungen
- Quellen
- Bachelorarbeit\_Pitt\_Karger\_2334918\_pdf

# Selbstständigkeitserklärung



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
Hamburg University of Applied Sciences

## Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

*Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI*

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

### Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Karger

Vorname: Pitt

dass ich die vorliegende Bachelorarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Untersuchungen zur Netzintegration erneuerbarer Energien im Senegal

ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

*- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -*

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der **-bitte auswählen-** ist erfolgt durch:

\_\_\_\_\_ Ort

\_\_\_\_\_ Datum

\_\_\_\_\_ Unterschrift im Original