



Lukas Gogl, BSc

# Perspektiven für die Wasserkraft in Südosteuropa

## Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

**Technischen Universität Graz**

Begutachter

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Betreuerin

Petra Ochensberger, BSc MSc

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Graz, Februar 2018

## Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzen Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

---

Datum

---

Unterschrift

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich herzlich bei allen bedanken, die mich bei der Anfertigung dieser Arbeit unterstützt haben.

Zuerst gebührt mein Dank Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag. rer. soc. oec. Dr. Heinz Stigler für die Möglichkeit meine Masterarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation verfassen zu können.

Großer Dank gilt auch Frau Petra Ochensberger BSc MSc, die mich während des gesamten Arbeitsprozesses tatkräftig unterstützt hat. Zudem möchte ich Herrn Dipl.-Ing. Robert Gaugl für die Unterstützung bei der Durchführung der Simulationen danken.

Besonders bedanken möchte ich mich bei meiner Partnerin Louise sowie meinen Eltern Anna-Maria und Hansjörg, ohne deren Unterstützung der Abschluss meines Studiums nicht möglich gewesen wäre. Des Weiteren bedanke ich mich bei meinen Freunden, Kollegen und Kommilitonen für die interessante und unterhaltsame Zeit auf der Universität und auch abseits davon.

## Kurzfassung

Die Wasserkraft stellt einen wichtigen Eckpfeiler der europäischen Energieversorgung dar. Allerdings wurde die Wasserkraft in Südosteuropa im zwanzigsten Jahrhundert weit weniger intensiv ausgebaut als im restlichen Teil des Kontinents. Mit der Annäherung der südost-europäischen Staaten an die EU und deren Energiebinnenmarkt sind die noch ungenutzten Wasserkraftkapazitäten von großem Interesse. Dies gibt den Anstoß, sich mit der Thematik näher auseinanderzusetzen.

In der vorliegenden Diplomarbeit wird zunächst eine allgemeine Betrachtung der Stromerzeugung in der Region durchgeführt. Anschließend wird der aktuelle Stand der bereits bestehenden Wasserkraftwerke ermittelt und auf diverse technische Gesichtspunkte hin untersucht. Im dritten Abschnitt werden die noch bestehenden Ausbaupotentiale für Wasserkraft analysiert. Anhand dieser Potentiale werden zwei Szenarien entworfen, welche mögliche Strategien für den Ausbau der Wasserkraft darstellen. Abschließend folgt eine Simulation in ATLANTIS, mit der die erlangten Kenntnisse auf verschiedene technische und wirtschaftliche Aspekte hin untersucht werden.

## Abstract

Hydropower is an important cornerstone of Europe's energy supply. However, hydropower in southeast Europe has gone through much less development than the rest of the continent in the twentieth century has. With the rapprochement of the Southeastern European states towards the EU and its internal energy market, the unused hydropower capacities are of great interest. This provides the motivation to investigate closer upon this topic.

In the present master thesis, a general consideration of the electricity is carried out for this region. Subsequently, the status of the existing hydropower plants is being determined and examined for various technical aspects. The third section analyses the remaining potential for hydropower expansions. Based on this potential, two scenarios are sketched, which represent possible strategies for the expansion of hydropower. Finally, a simulation in ATLANTIS follows, to determine various technical and economic aspects of the acquired knowledge.

# Inhalt

1. Einleitung.....	1
1.1. Forschungsfragen .....	4
1.2. Stromerzeugung der Länder .....	4
1.2.1. Albanien .....	5
1.2.2. Bosnien und Herzegowina .....	8
1.2.3. Bulgarien .....	11
1.2.4. Kosovo.....	15
1.2.5. Kroatien.....	17
1.2.6. Mazedonien .....	20
1.2.7. Montenegro .....	23
1.2.8. Rumänien .....	26
1.2.9. Serbien .....	29
1.2.10. Slowenien.....	32
2. Status Quo der Wasserkraft .....	36
2.1. Methodik.....	36
2.2. Ergebnisse der eigenen Untersuchungen .....	41
2.1.1. Albanien .....	44
2.1.2. Bosnien und Herzegowina .....	46
2.1.3. Bulgarien .....	49
2.1.4. Kosovo.....	52
2.1.5. Kroatien.....	53
2.1.6. Mazedonien .....	55
2.1.7. Montenegro .....	57
2.1.8. Rumänien .....	59
2.1.9. Serbien .....	63
2.1.10. Slowenien.....	65
2.3. Vergleich mit offiziellen Daten.....	68
3. Ausbaupotentiale .....	70

3.1.	Arten von Potentialen .....	70
3.2.	Ausbaupotentiale der Länder .....	71
3.2.1.	Albanien .....	72
3.2.2.	Bosnien und Herzegowina .....	72
3.2.3.	Bulgarien .....	73
3.2.4.	Kosovo.....	73
3.2.5.	Kroatien.....	73
3.2.6.	Mazedonien .....	74
3.2.7.	Montenegro .....	75
3.2.8.	Rumänien .....	76
3.2.9.	Serbien .....	76
3.2.10.	Slowenien.....	77
4.	Szenarioentwicklung.....	78
4.1.	Szenario 1 .....	78
4.2.	Szenario 2 .....	81
5.	Simulation.....	85
5.1.	ATLANTIS allgemein .....	85
5.2.	Funktionsweise von ATLANTIS .....	85
5.3.	Simulationsergebnisse - technischer Teil.....	87
5.3.1.	Installierte Leistung.....	87
5.3.2.	Produzierter Strom .....	89
5.3.4.	Netzauslastung.....	93
5.4.	Simulationsergebnisse - wirtschaftlicher Teil .....	99
5.4.1.	Investitionskosten.....	99
5.4.2.	Abschreibungen .....	102
5.4.3.	Anlagevermögen.....	104
3.	Zusammenfassung.....	106
	Literaturverzeichnis .....	109

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Region Südosteuropa mit den untersuchten Staaten.....	3
Abbildung 2: Erzeugungskapazität Albanien 2015 .....	6
Abbildung 3: Netto-Stromerzeugung Albanien 2015 .....	6
Abbildung 4: Monatsstromerzeugung Albanien 2015.....	7
Abbildung 5: Jahresstromerzeugung Albanien 2008-2015 .....	8
Abbildung 6: Erzeugungskapazität BuH 2016 .....	10
Abbildung 7: Netto-Stromerzeugung BuH 2016.....	10
Abbildung 8: Monatsstromerzeugung BuH 2016 .....	11
Abbildung 9: Jahresstromerzeugung BuH 2016 .....	11
Abbildung 10: Erzeugungskapazität Bulgarien 2016 .....	13
Abbildung 11: Netto-Stromerzeugung Bulgarien 2016 .....	13
Abbildung 12: Monatsstromerzeugung Bulgarien 2016.....	14
Abbildung 13: Jahresstromerzeugung Bulgarien 2009-2016 .....	14
Abbildung 14: Erzeugungskapazität Kosovo 2015.....	15
Abbildung 15: Netto-Stromerzeugung Kosovo 2015.....	15
Abbildung 16: Monatsstromerzeugung Kosovo 2016 .....	16
Abbildung 17: Jahresstromerzeugung Kosovo 2006-2015 .....	17
Abbildung 18: Erzeugungskapazität Kroatien 2016.....	18
Abbildung 19: Netto-Stromerzeugung Kroatien 2016.....	18
Abbildung 20: Monatsstromerzeugung Kroatien 2016 .....	19
Abbildung 21: Jahresstromerzeugung Kroatien 2009-2016.....	20
Abbildung 22: Erzeugungskapazität Mazedonien 2016 .....	21
Abbildung 23: Netto-Stromerzeugung Mazedonien 2016 .....	21
Abbildung 24: Monatsstromerzeugung Mazedonien 2016.....	22
Abbildung 25: Jahresstromerzeugung Mazedonien 2009-2016.....	22
Abbildung 26: Erzeugungskapazität Montenegro 2016 .....	24
Abbildung 27: Netto-Stromerzeugung Montenegro 2016 .....	24
Abbildung 28: Monatsstromerzeugung Montenegro 2016.....	25
Abbildung 29: Jahresstromerzeugung Montenegro 2009-2016.....	25

Abbildung 30: Erzeugungskapazität Rumänien 2016 .....	27
Abbildung 31: Netto-Stromerzeugung Rumänien 2016 .....	27
Abbildung 32: Monatsstromerzeugung Rumänien 2016 .....	28
Abbildung 33: Jahresstromerzeugung Rumänien 2009-2016 .....	29
Abbildung 34: Erzeugungskapazität Serbien 2016 .....	30
Abbildung 35: Netto-Stromerzeugung Serbien 2016 .....	30
Abbildung 36: Monatsstromerzeugung Serbien 2016.....	31
Abbildung 37: Jahresstromerzeugung Serbien 2006-2015.....	32
Abbildung 38: Erzeugungskapazität Slowenien 2016.....	33
Abbildung 39: Netto-Stromerzeugung Slowenien 2016.....	33
Abbildung 40: Monatsstromerzeugung Slowenien 2016 .....	34
Abbildung 41: Jahresstromerzeugung Slowenien 2009-2016 .....	35
Abbildung 42: Wasserkraftwerk Jelici.....	39
Abbildung 43: Lage der Wasserkraftwerke in Albanien .....	45
Abbildung 44: Alter der Wasserkraftwerke in Albanien .....	46
Abbildung 45: Lage der Wasserkraftwerke in BuH .....	48
Abbildung 46: Alter der Wasserkraftwerke in BuH .....	49
Abbildung 47: Lage der Wasserkraftwerke in Bulgarien .....	51
Abbildung 48: Alter der Wasserkraftwerke in Bulgarien.....	52
Abbildung 49: Lage der Wasserkraftwerke im Kosovo.....	53
Abbildung 50: Alter der Wasserkraftwerke im Kosovo .....	53
Abbildung 51: Lage der Wasserkraftwerke in Kroatien.....	55
Abbildung 52: Alter der Wasserkraftwerke in Kroatien .....	55
Abbildung 53: Lage der Wasserkraftwerke in Mazedonien .....	56
Abbildung 54: Alter der Wasserkraftwerke in Mazedonien.....	57
Abbildung 55: Lage der Wasserkraftwerke in Montenegro .....	58
Abbildung 56: Alter der Wasserkraftwerke in Montenegro.....	58
Abbildung 57: Lage der Wasserkraftwerke in Rumänien .....	62
Abbildung 58: Alter der Wasserkraftwerke in Rumänien.....	63
Abbildung 59: Lage der Wasserkraftwerke in Serbien .....	64
Abbildung 60: Alter der Wasserkraftwerke in Serbien.....	65
Abbildung 61: Lage der Wasserkraftwerke in Slowenien.....	67

Abbildung 62: Alter der Wasserkraftwerke in Slowenien .....	68
Abbildung 63: Leistungszuwachs der Wasserkraft, Szenario 1 .....	80
Abbildung 64: Bestand der Wasserkraft, Szenario 1 .....	80
Abbildung 65: Fiktive Wasserkraftwerke Drau1 – Drau 3 .....	82
Abbildung 66: Leistungszuwachs der Wasserkraft, Szenario 2 .....	83
Abbildung 67: Bestand der Wasserkraft, Szenario 2 .....	84
Abbildung 68: Blockfließbild von ATLANTIS.....	86
Abbildung 69: Installierte Leistung, Szenario 1 .....	88
Abbildung 70: Installierte Leistung, Szenario 2 .....	89
Abbildung 71: Produzierte Energie, Szenario 1 .....	90
Abbildung 72: Produzierte Energie, Szenario 2 .....	90
<i>Abbildung 73: Auslastung Wasserkraftwerke Kroatien, Szenario 1 .....</i>	<i>92</i>
Abbildung 74: Auslastung Wasserkraftwerke Kroatien, Szenario 2 .....	92
Abbildung 75: Auslastung Wasserkraftwerke Mazedonien, Szenario 2.....	93
Abbildung 76: Netzauslastung Montenegro 2016.....	94
Abbildung 77: Netzauslastung Montenegro 2040, Szenario 1 .....	95
Abbildung 78: Netzauslastung Montenegro 2040, Szenario 2 .....	96
Abbildung 79: Netzauslastung Mazedonien 2016 .....	97
Abbildung 80: Netzauslastung Mazedonien 2040, Szenario 1 .....	98
Abbildung 81: Netzauslastung Mazedonien 2040, Szenario 2 .....	98
Abbildung 82: Investitionskosten, Szenario 1.....	99
Abbildung 83: Investitionskosten, Szenario 2.....	101
Abbildung 84: AfA für Kraftwerkszubauten, Szenario 1 .....	103
Abbildung 85: AfA für Kraftwerkszubauten, Szenario 2 .....	103
Abbildung 86: AV Albanien, Szenario 1 .....	105
Abbildung 87: AV Albanien, Szenario 2 .....	105

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erzeugungsstruktur Albanien 2015 .....	5
Tabelle 2: Erzeugungsstruktur BuH 2016 .....	9
Tabelle 3: Erzeugungsstruktur Bulgarien 2016.....	12
Tabelle 4: Erzeugungsstruktur Kosovo 2015 .....	15
Tabelle 5: Erzeugungsstruktur Kroatien 2016 .....	17
Tabelle 6: Erzeugungsstruktur Mazedonien 2016 .....	21
Tabelle 7: Erzeugungsstruktur Montenegro 2016.....	23
Tabelle 8: Erzeugungsstruktur Rumänien 2016.....	26
Tabelle 9: Erzeugungsstruktur Serbien 2016.....	30
Tabelle 10: Erzeugungsstruktur Slowenien 2016 .....	32
Tabelle 11: Quellen der Großkraftwerke.....	37
Tabelle 12: Kraftwerksbestand allgemein .....	41
Tabelle 13: Speicherfähigkeit des Kraftwerksbestandes.....	43
Tabelle 14: Vergleich des Kraftwerksbestandes.....	69
Tabelle 15: technisches Potential der kroatischen Flüsse .....	74
Tabelle 16: Potential der mazedonischen Flüsse .....	74
Tabelle 17: Theoretisches Potential der montenegrinischen Flüsse.....	75
Tabelle 18: Ungenutztes technisches Potential in Südosteuropa .....	77
Tabelle 19: Leistungszuwächse, Szenario 1 .....	79
Tabelle 20: Leistungszuwächse, Szenario 2 .....	83
Tabelle 21: Investitionen der Länder, Szenario 1 .....	100
Tabelle 22: Investitionen der Länder, Szenario 2 .....	101

## Abkürzungsverzeichnis

AfA.....	<i>Absetzung für Abnutzung</i>
AV.....	<i>Anlagevermögen</i>
BuH.....	Bosnien und Herzegowina
ENTSO-E .....	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EP BIH.....	JP Elektroprivreda Bosne i Hercegovine
EP HZHB .....	JP Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne
EPCG.....	Elektroprivreda Crne Gore
EPS.....	Elektroprivreda Srbije
ERS .....	MH Elektroprivreda Republike Srpske
GuD .....	<i>Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk</i>
HEP .....	Hrvatska Elektroprivreda
HPP.....	<i>Wasserkraftwerk</i>
KESH .....	Korporata Elektroenergijitike Shqiptare
LKW .....	<i>Laufkraftwerk</i>
NPP.....	<i>Kernkraftwerk</i>
NUTS.....	<i>Nomenclature des unités territoriales statistiques</i>
PSKW .....	<i>Pumpspeicherkraftwerk</i>
PV .....	<i>Photovoltaik</i>
RAV.....	Regelarbeitsvermögen
SEE.....	<i>Südosteuropa</i>
SHPP .....	<i>Kleinwasserkraftwerk</i>
SKW .....	<i>Speicherkraftwerk</i>
TPP .....	<i>Wärmekraftwerk</i>
UCTE.....	<i>Europäisches Verbundnetz</i>

## 1. Einleitung

Seit vielen Jahrzehnten nimmt die Stromerzeugung durch Wasserkraft in West-, Mittel- und Nordeuropa eine gewichtige Rolle ein. Die Vorteile dieser Technologie führten ab Anfang des zwanzigsten Jahrhunderts zu einem wahren Ausbauboom. Die jeweiligen Volkswirtschaften profitieren auch heute noch von der erneuerbaren und kostengünstigen Erzeugungsmethode. Jedoch ist das Potential für den Zubau solcher Anlagen von geographischen Gegebenheiten abhängig und dadurch stark begrenzt. Ein Großteil des Potentials in West-, Mittel- und Nordeuropa ist bereits verbaut oder aufgrund von Naturschutzbestimmungen nicht nutzbar.<sup>1</sup>

In Südosteuropa (SEE) wurde die Wasserkraft weit weniger intensiv ausgebaut. Vielmehr wurde dort auf die Stromerzeugung durch Kohlekraft gesetzt, da diese in der Anschaffung weniger kapitalintensiv ist und die Region über große Kohlereserven verfügt. Allerdings weisen die Länder Südosteuropas sehr gute geographische und klimatische Bedingungen für die Nutzung von Wasserkraft auf.

Jedoch ist nicht nur das angesprochene Potential verantwortlich für das wachsende Interesse, sondern auch die Charakteristik des Niederschlages. Es fällt hier im Winter am meisten Regen und im Sommer ist es vergleichsweise trocken.<sup>2</sup> Im Alpenraum ist dies genau umgekehrt. Da die Stromerzeugung durch Wasserkraft zu großen Teilen dargebotsabhängig ist (es kann nur Strom gewonnen werden, wenn Wasser vorhanden ist), könnten sich die Erzeugungsschwankungen ausgleichen.

Durch den Energieträger Wasser ist zwar die Stromproduktion in gewissem Maße vom Dargebot abhängig, jedoch kann dieser kostenfrei genutzt werden. Somit sind die variablen Kosten bei dieser Technologie besonders gering. Verglichen mit der Kohlekraft sind die Anfangsinvestitionen sehr hoch, allerdings relativieren sich diese Kosten durch die lange Lebensdauer der Wasserkraftwerke (HPP).<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> Deutsche Bank Research: Wasserkraft in Europa (S. 6)

<sup>2</sup> Climate-Data: Podgorica, <https://de.climate-data.org/location/1324/> [07.02.2018]

<sup>3</sup> ETH Zürich: Zur Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft

Zudem wurden den EU-Staaten dieser Region aus Brüssel konkrete Energieziele auferlegt. Sie stehen somit unter Zugzwang im Bereich der Wasserkraft nachzubessern, um diese Ziele erreichen zu können. Die restlichen Länder Südosteuropas streben zumindest eine Annäherung an die Europäische Union an. Als Folge dessen gibt es Bestrebungen, die Energiesysteme an die der mitteleuropäischen Staaten anzugleichen und den Ausbau von erneuerbaren Energien voranzutreiben. Zu diesem Zweck wurde 2006 die Energy Community gegründet.<sup>4</sup>

Heute ist der Wille zu mehr Wasserkraft in Südosteuropa durchaus gegeben. Die Bestrebungen der Regierungen scheitern allerdings nicht selten am großen Investitionsbedarf. Private Investoren werden z.T. auch dadurch abgeschreckt, dass es keine zureichende Datenlage über den Wasserkraftbestand in Südosteuropa gibt, oder diese veraltet ist. Es kann aber nicht nur die Erzeugerseite für den geringen Ausbau verantwortlich gemacht werden. So ist in weiten Teilen der Region das Übertragungsnetz zu schwach dimensioniert, um weitere große Einspeisemengen aufzunehmen.<sup>5</sup>

Das steigende Interesse an der Region bezüglich Wasserkraft gibt den Anstoß, sich mit der Thematik näher auseinanderzusetzen. In der vorliegenden Arbeit erfolgt eine Bestandsaufnahme der bestehenden Wasserkraftwerke sowie eine Analyse der noch vorhandenen Ausbaupotentiale. Anschließend werden zwei Szenarien entworfen, die mögliche Ausbaustrategien wiedergeben. Mit diesen Daten erfolgt eine Rechnung mit dem techno-ökonomischen Simulationsmodell der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft ATLANTIS. Abschließend werden die Ergebnisse bezüglich technischer und wirtschaftlicher Aspekte analysiert.

Der Begriff SEE folgt keiner genauen Definierung bezüglich seiner angehörenden Staaten.<sup>6</sup> Deshalb wurden für diese Arbeit zehn Länder ausgewählt, welche diese Region ausreichend abdecken und hinsichtlich der Stromversorgung aus Wasserkraft interessant erscheinen.

---

<sup>4</sup> Energy Community, <https://www.energy-community.org/> [06.02.2018]

<sup>5</sup> Lenz, Electricity Sector in Southeast Europe: Challenges of European Integration (S. 673)

<sup>6</sup> OME Lexikon: Südosteuropa

Abbildung 1 zeigt, welche Staaten für die Betrachtungen herangezogen wurden. Die untersuchten Staaten sind grün hervorgehoben. Sie sind:

- Albanien
- Bosnien und Herzegowina (BuH)
- Bulgarien
- Kosovo
- Kroatien
- Mazedonien
- Montenegro
- Rumänien
- Serbien
- Slowenien



Abbildung 1: Region Südosteuropa mit den untersuchten Staaten<sup>7</sup>

Von diesen Ländern sind Bulgarien, Kroatien, Rumänien und Slowenien Mitglieder der Europäischen Union. Weitere vier gelten als Beitrittskandidaten (Albanien, Mazedonien, Montenegro und Serbien). Außerdem sind diese Staaten, Albanien ausgenommen, Teil des europäischen Verbundnetzes (UCTE).<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Quelle: <http://www.europakarte.org/leere-europakarte/> [22.11.2017], eigene Bearbeitung

<sup>8</sup> ENTSO-E: UCTE

### 1.1. Forschungsfragen

Durch die vorhin genannte Problemstellung ergeben sich einige Themengebiete, zu denen eine nähere Betrachtung sinnvoll erscheint. So konnten fünf Forschungsfragen ausgearbeitet werden, die im Zuge dieser Arbeit beantwortet werden sollen:

- Wie ist der aktuelle Stand der Wasserkraft in Südosteuropa?

Hierfür wird neben der Literaturrecherche auch eine genauere Analyse der Erzeugungsanlagen mittels Google-Earth und der PLATTS-Datenbank durchgeführt.

- Welche Ausbaupotentiale bestehen für die Nutzung von Wasserkraft?

Für die Beantwortung dieser Frage wird ebenfalls eine Literaturrecherche durchgeführt.

- Wie könnten mögliche Entwicklungsszenarien aussehen?

Hier werden zwei Szenarien anhand konkreter Ausbaustrategien der Länder, sowie verfügbaren technischen Potentialen der großen Flüsse entworfen.

- Wie hoch ist der Investitionsbedarf in diesen Fällen?

Es werden die beiden Entwicklungsstrategien mithilfe der ATLANTIS-Simulation auf anfallende Investitionskosten untersucht.

- Welche Auswirkungen haben diese Szenarien auf die Elektrizitätswirtschaft?

Auch für die Beantwortung dieser Forschungsfrage wird die ATLANTIS-Simulation herangezogen und deren Ergebnisse auf technische Gesichtspunkte hin untersucht.

### 1.2. Stromerzeugung der Länder

Im folgenden Abschnitt werden die oben angeführten Länder allgemein auf ihre Stromerzeugung hin untersucht. Dabei wurden nur Daten offizieller Stellen wie Statistikämtern, Netzbetreiber oder des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) herangezogen. Des Weiteren wurden möglichst aktuelle Daten verwendet, um später einen Vergleich mit dem Status Quo der Wasserkraft durchführen zu können.

Anfangs wird die Stromversorgung nach ihrer Erzeugungsart eingeteilt und dargestellt. Hierbei wird sowohl die installierte Leistung in Megawatt als auch die Jahreserzeugung

in Gigawattstunden pro Jahr angegeben. Anschließend folgt eine Darstellung der landesweiten Stromversorgung in Abhängigkeit der Zeit. Zuerst werden die monatlichen Daten eines Jahres gezeigt, dann die Jahresdaten der letzten acht bis zehn Jahre. Dabei wird jeweils eine separate Betrachtung von Gesamtstromerzeugung, Wasserkrafterzeugung, Verbrauch, Stromexport und -import durchgeführt.

### 1.2.1. Albanien

Albanien verfügt weder über Kernkraftwerke (NPP), noch über betriebsfähige kalorische Kraftwerke (TPP). Zwar gibt es das Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD) Vlora (98 MW), jedoch konnte dieses aufgrund von Baumängeln bisher noch nicht in Betrieb genommen werden. Weiters bestehen einige kleine Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), welche aber nicht ans öffentliche Netz angeschlossen sind. Die Windenergie betreffend gibt es heute noch keine fertiggestellten Kraftwerke. Zwar wird ein gewisser Ausbau bis 2020 angestrebt, allerdings liegen keine Unterlagen bezüglich einer Inbetriebnahme eines solchen Windparks vor.<sup>9</sup>

Somit basiert die gesamte albanische Stromversorgung auf Wasserkraft. Die installierten Kraftwerksleistungen des Landes sowie die zugehörigen Jahreserzeugungen sind Tabelle 1 zu entnehmen und in Abbildung 2 und Abbildung 3 dargestellt.

Tabelle 1: Erzeugungsstruktur Albanien 2015<sup>10</sup>

2015	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
TPP	98	5,2	0	0,0
HPP	1797	94,8	5865,7	100,0
Gesamt	1895	100,0	5865,7	100,0

Laut der Veröffentlichung der albanischen Energieregulierungsbehörde, aus der die obigen Daten stammen, waren Ende 2015 Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung von 1797 MW am öffentlichen Netz angeschlossen. Auf Großwasserkraft entfielen dabei 1506,7 MW und auf Kleinwasserkraft 290,3 MW. Dabei ist anzumerken,

<sup>9</sup> BMWi: Länderprofil Albanien 2016 (S. 16, S. 25, S. 28)

<sup>10</sup> ERE: Annual Report 2015 (S. 27)

dass in Albanien Wasserkraftwerke bis zu einer Leistung von 15 MW (anstelle der üblichen 10 MW) zur Kleinwasserkraft gezählt werden.<sup>11</sup>

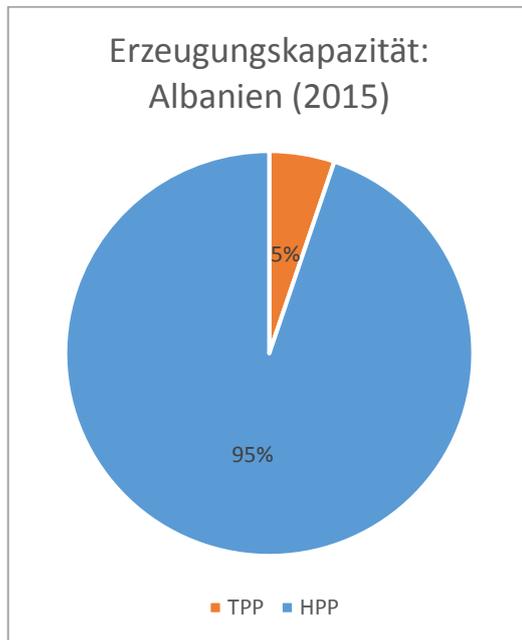


Abbildung 2: Erzeugungskapazität Albanien 2015<sup>12</sup>

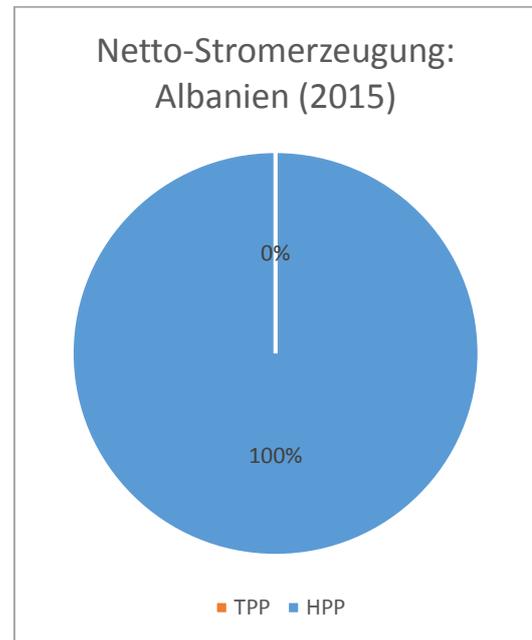


Abbildung 3: Netto-Stromerzeugung Albanien 2015<sup>13</sup>

Der größte Kraftwerksbetreiber im Land ist die staatliche Korporata Elektroenergjitike Shqiptare (KESH). Sie betreibt, nach der Veräußerung mehrerer mittelgroßer Anlagen 2013, nur mehr die drei größten Kraftwerke Fierza, Koman und Vau i Deja. Zusammen haben diese eine Kapazität von 1350 MW und speisten 2015 rund 4452 GWh ins Netz ein. Damit erzeugen diese drei Kraftwerke gut 75 % der gesamten erzeugten Energie im Land. Die restlichen Wasserkraftwerke, welche eine Kapazität von 447 MW haben, werden von privaten Unternehmen betrieben und erzeugten 1414 GWh.<sup>14</sup>

Da die Wasserkraftnutzung aufgrund der Witterungsgegebenheiten starken Schwankungen unterliegt, ist die Stromerzeugung in Albanien dementsprechend inkonsistent. Abbildung 4 zeigt die erzeugten Strommengen der albanischen Wasserkraftwerke des Jahres 2015. Dies entspricht in Albanien auch der Gesamterzeugung. Es ist der ausgeprägte Rückgang ab dem 6. Monat zu erkennen, der auf die geringeren Niederschlagsmengen im Sommer und Herbst zurückzuführen ist.

<sup>11</sup> ERE: Annual Report 2015 (S. 27ff)

<sup>12</sup> Daten aus Tabelle 1, eigene Darstellung

<sup>13</sup> Daten aus Tabelle 1, eigene Darstellung

<sup>14</sup> ERE: Annual Report 2015 (S. 22f)

November, Dezember und Januar sind eigentlich die niederschlagsreichsten Monate in Albanien. Jedoch besteht dieser Niederschlag hauptsächlich aus Schneefall, sodass er erst ab der Schneeschmelze im Februar einen Anstieg der Flusstände bewirkt. Dies führt wiederum zu einer Verschiebung des Erzeugungsmaximums nach rechts, es ist zwischen Februar und Mai am höchsten. Weiters ist zu erkennen, dass die Stromimporte in Summe größer sind, als die -exporte. Dies trifft vor allem für die trockenen Monate des Jahres zu.

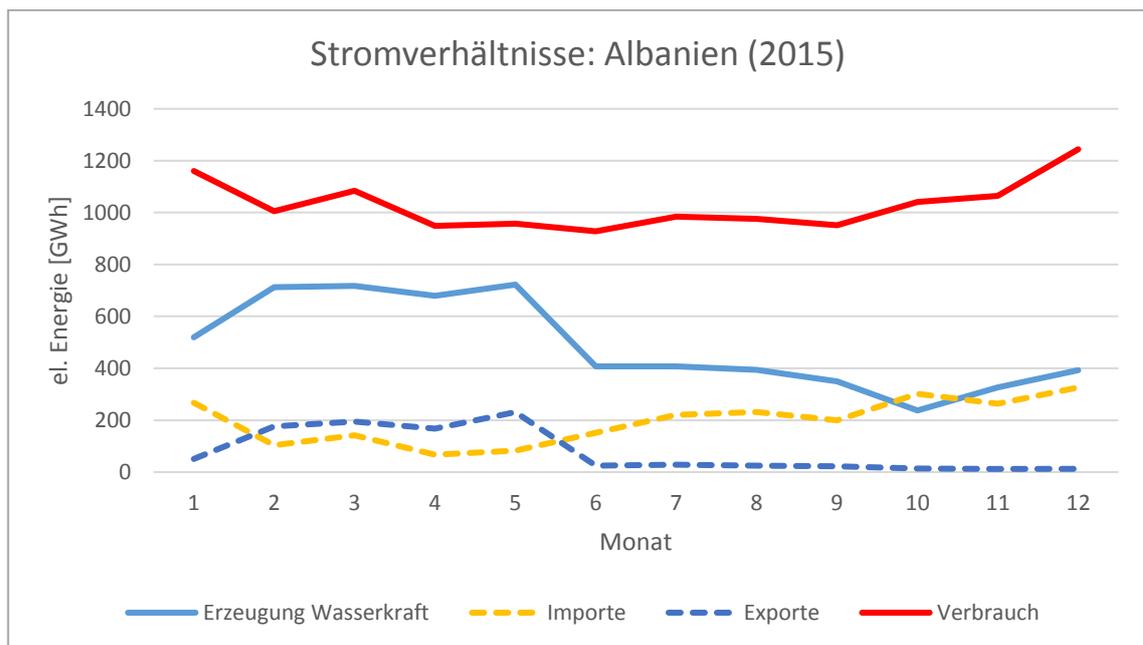


Abbildung 4: Monatsstromerzeugung Albanien 2015<sup>15</sup>

Trotz der großen Speichermöglichkeiten der Kraftwerke ist die Erzeugung sehr unsted. Zudem unterliegt die Erzeugung nicht nur über das Jahr hinweg starken Schwankungen, sondern auch zwischen den jeweiligen Jahren selbst. Abbildung 5 zeigt die Wasserkrafterzeugung (entspricht der Gesamterzeugung) und den Verbrauch elektrischer Energie der letzten Jahre. Die große Schwankungsbreite der Gesamterzeugung über die Jahre ist deutlich zu erkennen. So wurden 2010 7,7 TWh erzeugt, 2008 aber nur 3,8 TWh. Dem gegenüber ist der Stromverbrauch in Albanien dargestellt. Dieser ist deutlich konstanter und ist in den letzten Jahren leicht angestiegen. Um dieses Defizit ausgleichen zu können, müssen beträchtliche Mengen Strom aus dem Ausland zugekauft werden.

<sup>15</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

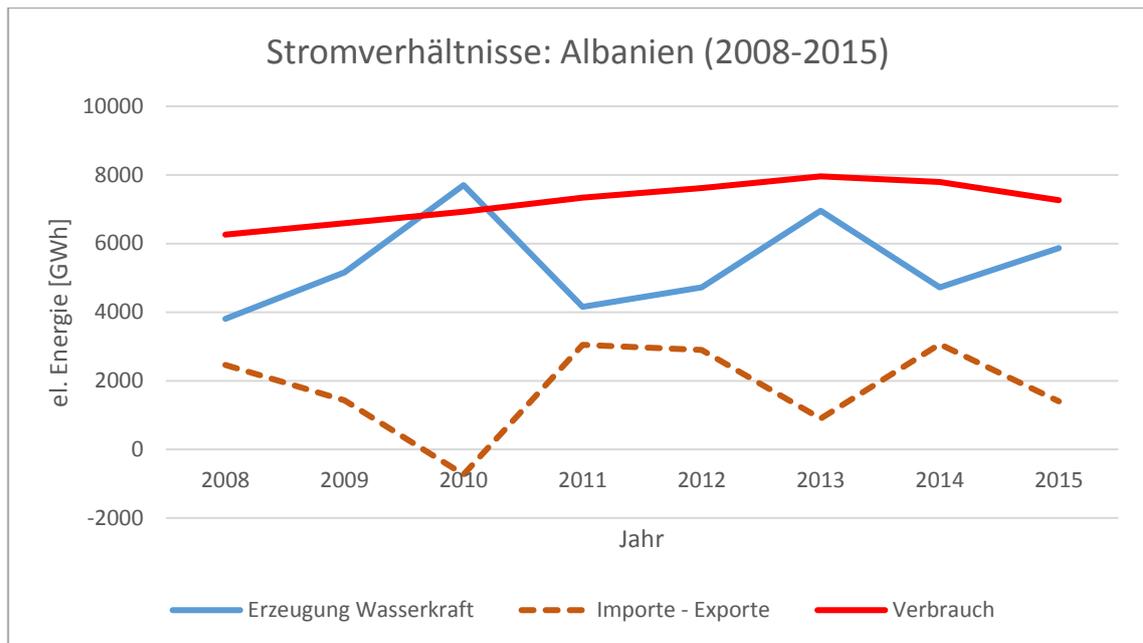


Abbildung 5: Jahresstromerzeugung Albanien 2008-2015<sup>16</sup>

Neben den großen Erzeugungsschwankungen und der damit verbundenen hohen Importrate zeichnet sich die albanische Stromversorgung durch eine veraltete Infrastruktur aus. Durch sie entstehen große Übertragungs- und Verteilungsverluste. Zusätzlich ist Stromdiebstahl im Land ein Problem. Durch jene beiden Faktoren gingen 2015 rund 30% des gesamten Stromangebotes verloren.<sup>17</sup>

### 1.2.2. Bosnien und Herzegowina

In BuH werden 94% der installierten Kraftwerksleistung von den drei großen Versorgungsunternehmen betrieben:<sup>18</sup>

- JP Elektroprivreda Bosne i Hercegovine (EP BIH): Das Unternehmen ist der größte Energieversorger im Land. Es besitzt drei große Wasserkraftwerke sowie sieben Kleinwasserkraftwerke (SHPP). Darüber hinaus befinden sich noch zwei große Kohlekraftwerke in dessen Besitz. Damit verfügt die EP BIH über eine installierte Leistung von 1682 MW (HPP = 504 MW, SHPP = 13 MW, TPP = 1165 MW). Im Jahr 2016 konnten diese Anlagen 7245 GWh Strom erzeugen, wobei 5780 GWh durch thermische und 1465 GWh durch Wasserkraftwerke aufgebracht wurden.

<sup>16</sup> ERE: Annual Report 2015 (S. 31, S. 79, S. 86), eigene Darstellung

<sup>17</sup> BMWi: Länderprofil Albanien 2016 (S. 8)

<sup>18</sup> SERC: Annual Report 2016 (S. 67)

- MH Elektroprivreda Republike Srpske (ERS): Das für die Republik Srpske zuständige Unternehmen betreibt Kraftwerke mit einer gesamten Leistung von 1220 MW. Dabei handelt es sich um zwei Kohlekraftwerke, drei Wasserkraftwerke und einige Kleinwasserkraftwerke (HPP = 605 MW, SHPP = 15 MW, TPP = 600 MW). Im Jahr 2016 produzierte die ERS 5815 GWh Strom, wobei 3262 GWh durch TPPs und 2553 GWh durch Wasserkraft erzeugt wurden.
- JP Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne (EP HZHB): Das Unternehmen betreibt sieben große Wasserkraftwerke. Zusammen haben sie eine installierte Leistung von knapp 860 MW und die erzeugte Energie lag 2016 bei 1540 GWh.

Neben den oben genannten großen Energieversorgern gibt es in BuH noch zahlreiche kleinere, private Kraftwerksbetreiber. Damit verfügt das Land über Erzeugungskapazitäten von insgesamt 3972 MW. Die genaue Aufteilung in die jeweiligen Erzeugungsarten und deren erzeugte Energie ist der Tabelle 2 zu entnehmen und ist in Abbildung 6 und Abbildung 7 veranschaulicht.

Tabelle 2: Erzeugungsstruktur BuH 2016<sup>19</sup>

2016	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
TPP	1876	47,2	10513	65,5
HPP	2096	52,8	5540	34,5
Gesamt	3972	100	16053	100

In BuH dominieren zwei Erzeugungsarten: Kalorik und Wasserkraft. Bei der installierten Leistung liegt die Wasserkraft mit 53% etwas über der thermischen Erzeugung. Zwar gibt es laut anderen Quellen noch weitere Anlagen, diese haben allerdings eine verschwindend kleine Leistung und sind in den Daten der ENTSO-E nicht enthalten. Da die thermischen Kraftwerke mehr Volllaststunden aufweisen als die Wasserkraftwerke, überwiegt die durch fossile Brennstoffe erzeugte Energie mit 65%.

<sup>19</sup> ENTSO-E: Power Statistics

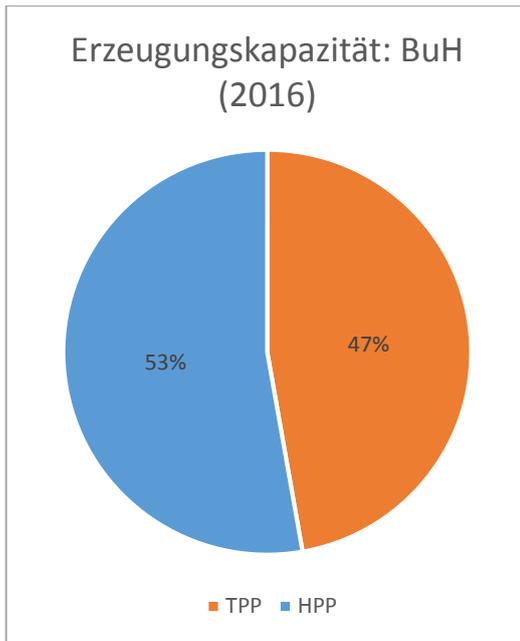


Abbildung 6: Erzeugungskapazität BuH 2016<sup>20</sup>

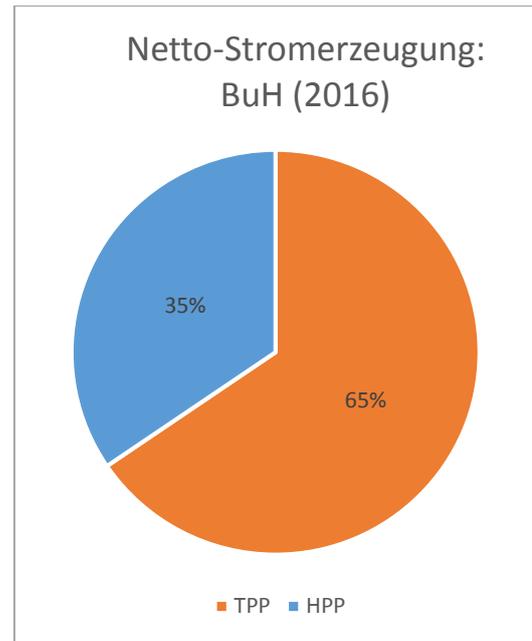


Abbildung 7: Netto-Stromerzeugung BuH 2016<sup>21</sup>

Die Abbildung 8 veranschaulicht die Stromverhältnisse in BuH für das Jahr 2016. Der Verbrauch ist über das ganze Jahr hinweg sehr konstant. Die gesamte Nettoerzeugung ist im Vergleich deutlich inkonsistenter. Am Anfang des Jahres lagen für die Wasserkraft besonders gute Bedingungen vor, deshalb auch die Spitze im März. Die Wasserkrafterzeugung sinkt in den Sommermonaten, wie in dieser Region üblich, auf ihr Minimum ab. Außerdem ist zu erkennen ist die Tatsache, dass BuH ein Netto-Stromexporteur ist, die Exporte also über den Importen liegen.

Abbildung 9 zeigt den Verlauf der Stromerzeugung und des -verbrauches der letzten acht Jahre. BuH verfügt, verglichen mit dem inländischen Verbrauch, über reichlich Erzeugungskapazitäten. Dies hat zur Folge, dass das Land in der Lage ist, Strom zu exportieren. Im Jahre 2016 wurden insgesamt 6841 GWh in die Nachbarstaaten verkauft und nur 3083 GWh importiert. Damit wies das Land in diesem Jahr einen Netto-Export von 3758 GWh auf. Der inländische Stromverbrauch ist im betrachteten Zeitraum kaum merklich gestiegen.

<sup>20</sup> Daten aus Tabelle 2, eigene Darstellung

<sup>21</sup> Daten aus Tabelle 2, eigene Darstellung

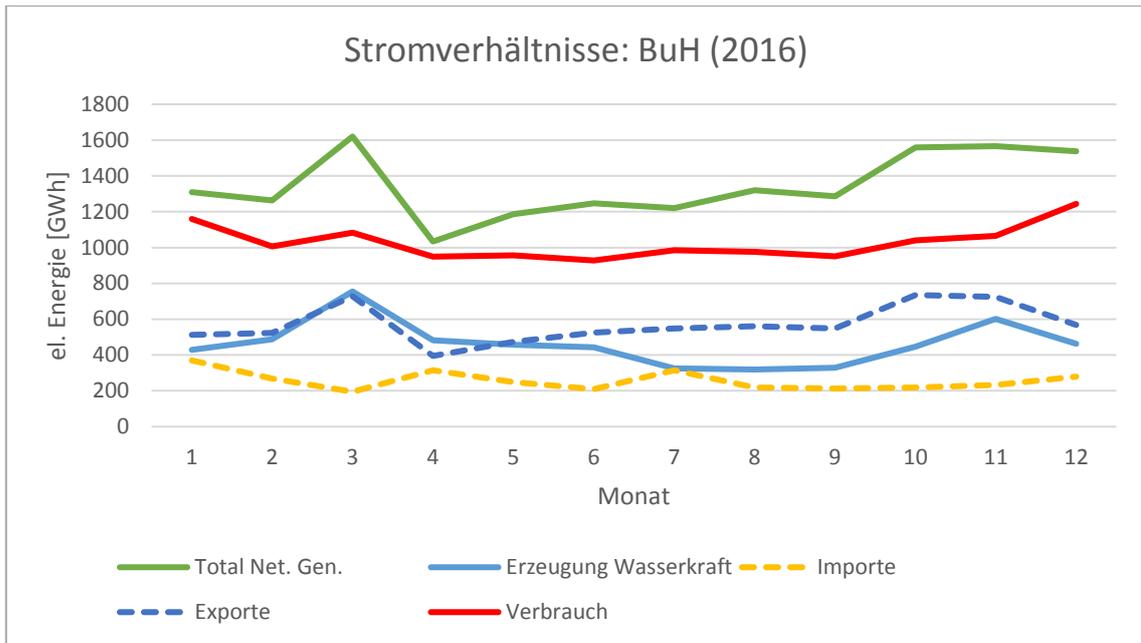


Abbildung 8: Monatsstromerzeugung BuH 2016<sup>22</sup>

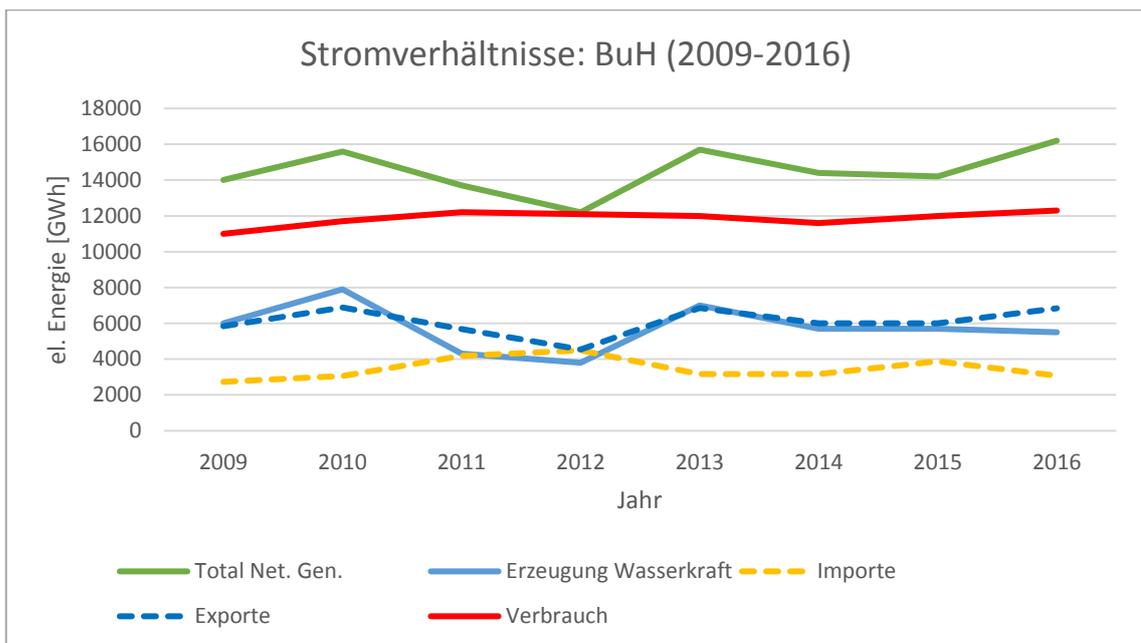


Abbildung 9: Jahresstromerzeugung BuH 2016<sup>23</sup>

### 1.2.3. Bulgarien

Der bulgarische Stromsektor gilt als einer der wichtigsten im südosteuropäischen Raum. Durch seine hohe Rate im Stromexport (durchschnittlich ca. 6500 GWh/a), ist Bulgarien diesbezüglich der zentrale Handelsakteur in der Region. Zwar verfügt das Land nicht

<sup>22</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

<sup>23</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

über außergewöhnlich große Vorkommen fossiler Energieträger, jedoch nimmt die Stromerzeugung durch diese die zentrale Rolle ein.

In Tabelle 3 sind die jeweiligen Erzeugungskapazitäten Bulgariens sowie deren Stromerzeugung für das Jahr 2016 dargestellt. Die großen Kohlekraftwerke im Land haben eine installierte Leistung von 4884 MW, was 32 % der landesweiten Gesamtkapazität entspricht. Daneben gibt es noch Gaskraftwerke mit 799 MW und ein Kernkraftwerk mit 2000 MW. Die Wasserkraft weist Kapazitäten in der Höhe von 3204 MW auf und bei den restlichen erneuerbaren Energien sind 1814 MW installiert. Es stehen also 12 710 MW an landesweit installierter Leistung zur Verfügung. Zur besseren Lesbarkeit wurden diese Daten in Abbildung 10 und Abbildung 11 als Diagramme dargestellt.

Tabelle 3: Erzeugungsstruktur Bulgarien 2016<sup>24</sup>

2016	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
NPP	2000	15,7	14934	36,4
TPP	5682,65	44,7	18513	45,1
HPP	3204	25,2	4519	11,0
PV	1043,49	8,2	1397	3,4
Wind	701,35	5,5	1419	3,5
Biomasse	69,45	0,5	265	0,6
Gesamt	12700,94	100,0	41047	100,0

Der erzeugte Nettostrom betrug 2016 insgesamt 41047 GWh. Für über 80 % dieser Menge sind die thermischen Kraftwerke und das Kernkraftwerk verantwortlich. Nur 11 % sind auf die Nutzung der Wasserkraft zurückzuführen, die restlichen 7,5 % werden durch PV, Windkraft oder Biomasse aufgebracht. Dies verdeutlicht die Relevanz der fossilen Energieträger und der Kernkraft in Bulgarien.

<sup>24</sup> ENTSO-E: Power Statistics

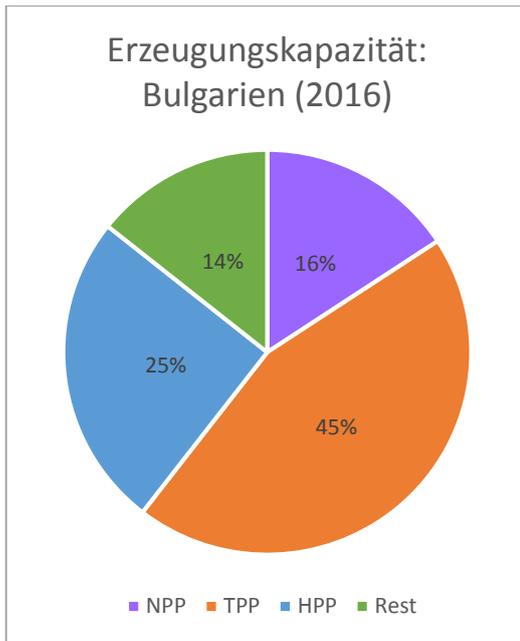


Abbildung 10: Erzeugungskapazität Bulgarien 2016<sup>25</sup>

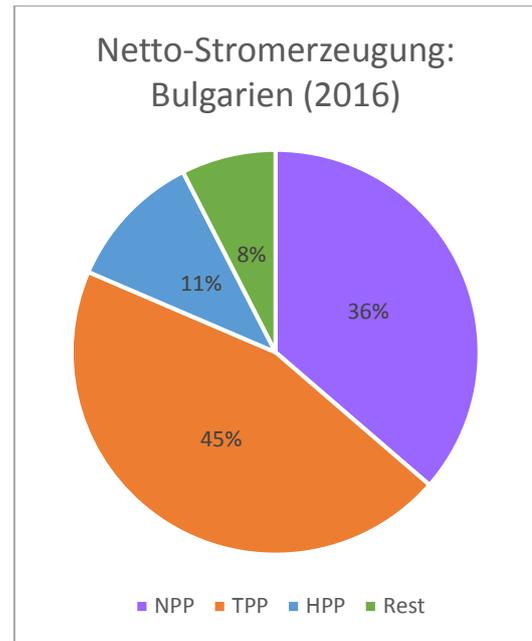


Abbildung 11: Netto-Stromerzeugung Bulgarien 2016<sup>26</sup>

Die Wasserkraft spielt in Bulgarien somit nur eine untergeordnete Rolle, wenn es um die Menge des erzeugten Stromes geht. Allerdings fungiert sie als wichtiger Puffer, um Erzeugungs- oder Lastschwankungen auszugleichen, zumal die gesamte Großwasserkraft mit Speicherkapazitäten ausgestattet ist. Abbildung 12 zeigt die bulgarischen Stromverhältnisse des Jahres 2016. Der inländische Verbrauch ist in der kalten Jahreszeit deutlich höher als im Sommer. Diesem Verlauf folgt im Wesentlichen auch die Nettoerzeugung. Sie liegt über das ganze Jahr hinweg über der Verbrauchskurve. Dies bedeutet, dass große Mengen Strom exportiert werden können. Speziell in den Sommermonaten liegt die Erzeugung deutlich über dem Verbrauch.

Wie Abbildung 13 zeigt, ist die Menge des erzeugten Stromes in Bulgariens in den letzten acht Jahren etwa konstant geblieben, sie schwankt lediglich zwischen 40 TWh und 45 TWh. Auch die Stromerzeugung durch Wasserkraft ist in der langfristigen Betrachtung keinen starken Schwankungen unterlegen. Der Stromverbrauch Bulgariens ist im betrachteten Zeitraum weder gestiegen noch gesunken. Jedoch haben sowohl die Exporte als auch die Importe leicht zugenommen, was auf eine generelle Zunahme des Stromhandels in der Region hindeutet. Für den Einbruch der Exportmenge in den Jahren

<sup>25</sup> Daten aus Tabelle 3, eigene Darstellung

<sup>26</sup> Daten aus Tabelle 3, eigene Darstellung

2012 und 2013 lassen sich aus dieser Darstellung keine Rückschlüsse auf den Grund eines solchen Rückganges ziehen.

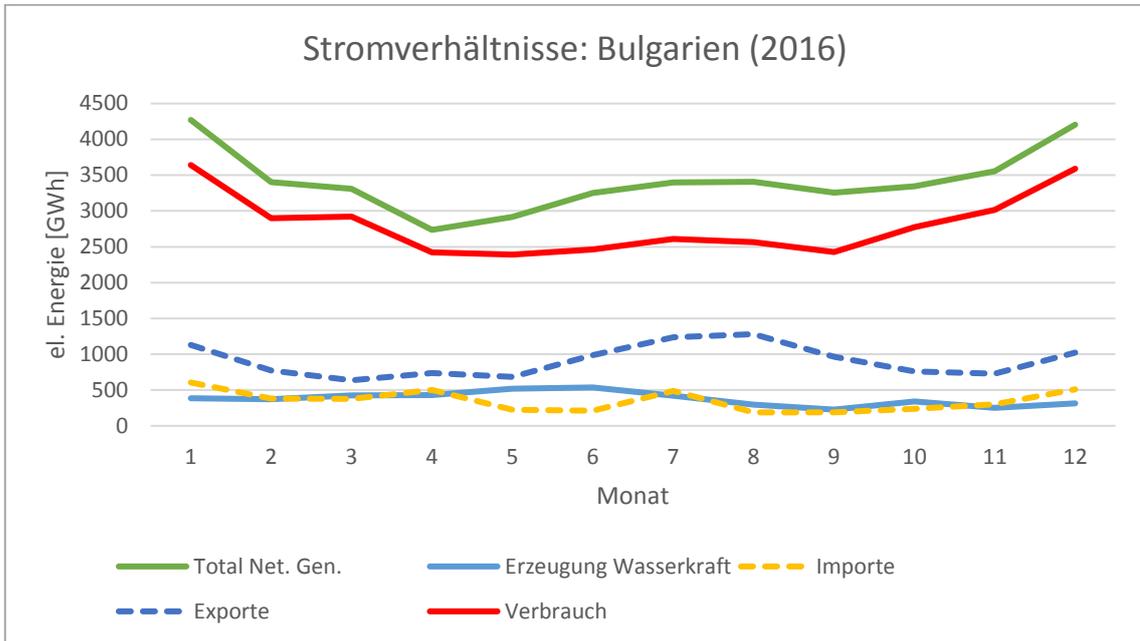


Abbildung 12: Monatsstromerzeugung Bulgarien 2016<sup>27</sup>

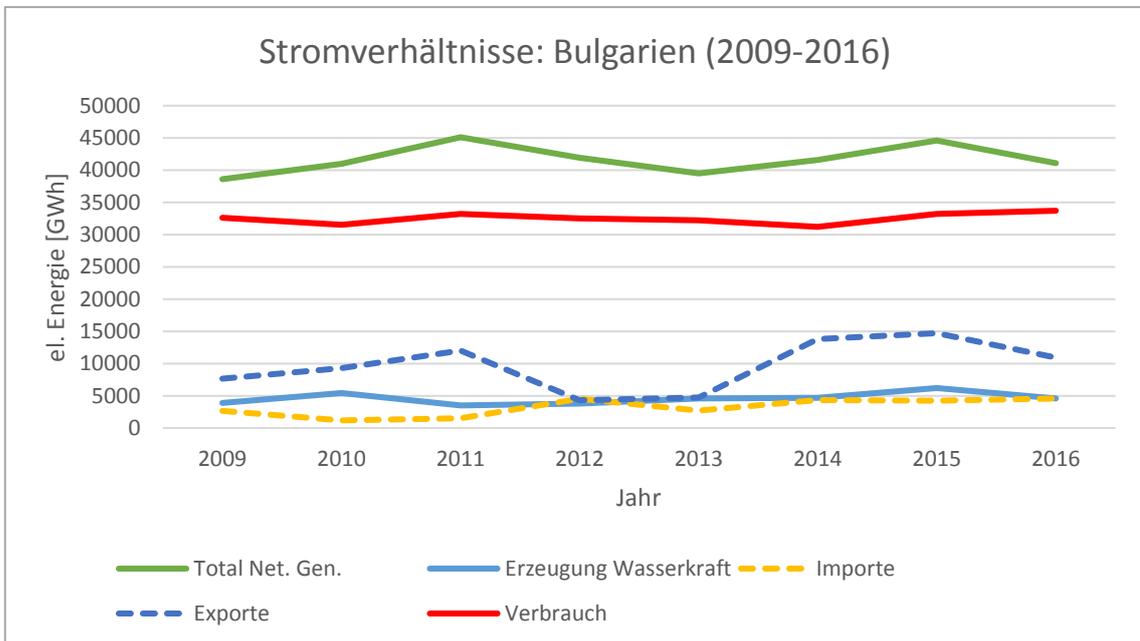


Abbildung 13: Jahresstromerzeugung Bulgarien 2009-2016<sup>28</sup>

<sup>27</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

<sup>28</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

1.2.4. Kosovo

Der Kosovo verfügt über sehr große Kohlevorkommen.<sup>29</sup> Dies ist die wesentliche Ursache dafür, dass die Stromerzeugung im Land fast ausschließlich auf Kohlekraft basiert. Tabelle 4, sowie Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigt die enorme Kohleabhängigkeit der kosovarischen Elektrizitätswirtschaft.

Nur etwa drei Prozent der landesweiten Erzeugungskapazitäten sind in Wasserkraftanlagen installiert (siehe Tabelle 4 sowie Abbildung 14 und Abbildung 15). Bei der jährlichen Stromerzeugung zeichnet sich ein ähnliches Bild ab. Zusätzlich gibt es noch ein paar Windanlagen im Kosovo, diese sind allerdings vernachlässigbar klein.

Tabelle 4: Erzeugungsstruktur Kosovo 2015<sup>30</sup>

2015	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
TPP	1478	96,5	5361	97,4
HPP	52,98	3,5	142	2,6
Gesamt	1530,98	100	5503	100

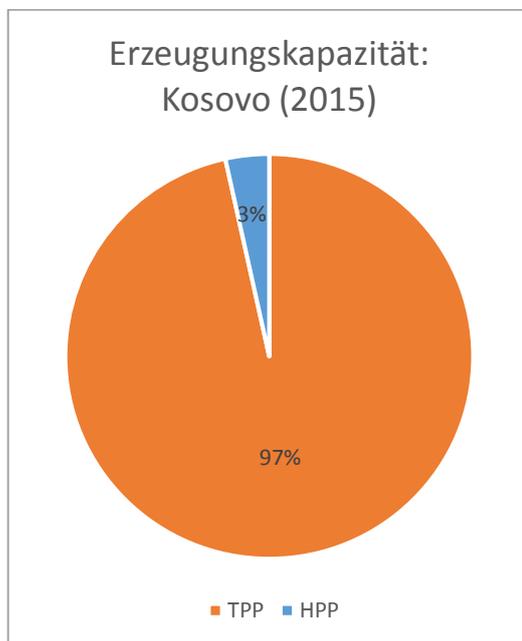


Abbildung 14: Erzeugungskapazität Kosovo 2015<sup>31</sup>

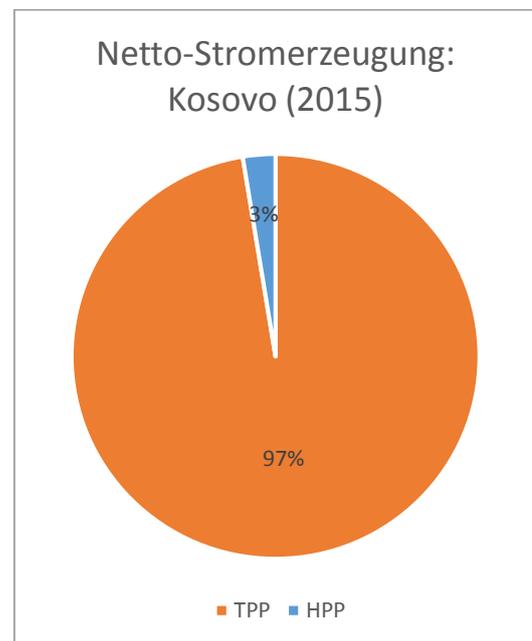


Abbildung 15: Netto-Stromerzeugung Kosovo 2015<sup>32</sup>

<sup>29</sup> VERIVOX

<sup>30</sup> ERO-KS: Annual Report 2015 (S. 33)

<sup>31</sup> Daten aus Tabelle 4, eigene Darstellung

<sup>32</sup> Daten aus Tabelle 4, eigene Darstellung

Abbildung 16 zeigt die Stromverhältnisse des Kosovo von 2015. Die gesamte Erzeugung ist aufgrund des hohen kalorischen Anteils nur kleinen Schwankungen ausgesetzt. Auch hier ist der geringe Anteil der Wasserkraft an der Gesamterzeugung zu erkennen. Der Stromverbrauch im Land ist im Winter um etwa 30 Prozent höher als in den Sommermonaten. Diese Schwankung wird teils durch die Erzeugung, teils auch durch Stromimporte ausgeglichen. Im betrachteten Jahr lagen die gesamten Stromimporte leicht über den -exporten.

Die langfristige Entwicklung der Stromverhältnisse zeigt Abbildung 17. Der landesweite Stromverbrauch ist in den Jahren zwischen 2006 und 2011 stark angestiegen. Seitdem ist dieser in etwa konstant geblieben. Damit es überhaupt zu solch einem Anstieg kommen konnte, musste die Stromerzeugung ebenso ansteigen. Die Wasserkraft spielte auch in den vergangenen Jahren kaum eine Rolle. Anhand dieser Darstellung ist zu erkennen, dass der Kosovo auch in der Vergangenheit ein Stromimporteur war.

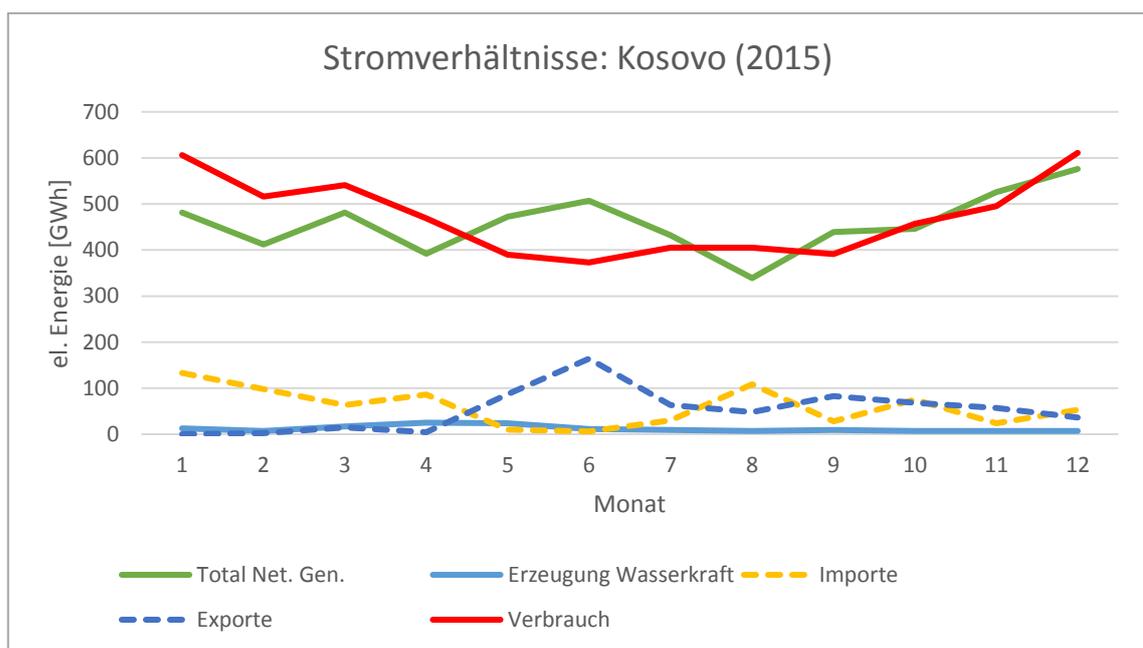


Abbildung 16: Monatsstromerzeugung Kosovo 2016<sup>33</sup>

<sup>33</sup> ERO-KS: Annual Report 2015 (S. 32-54)

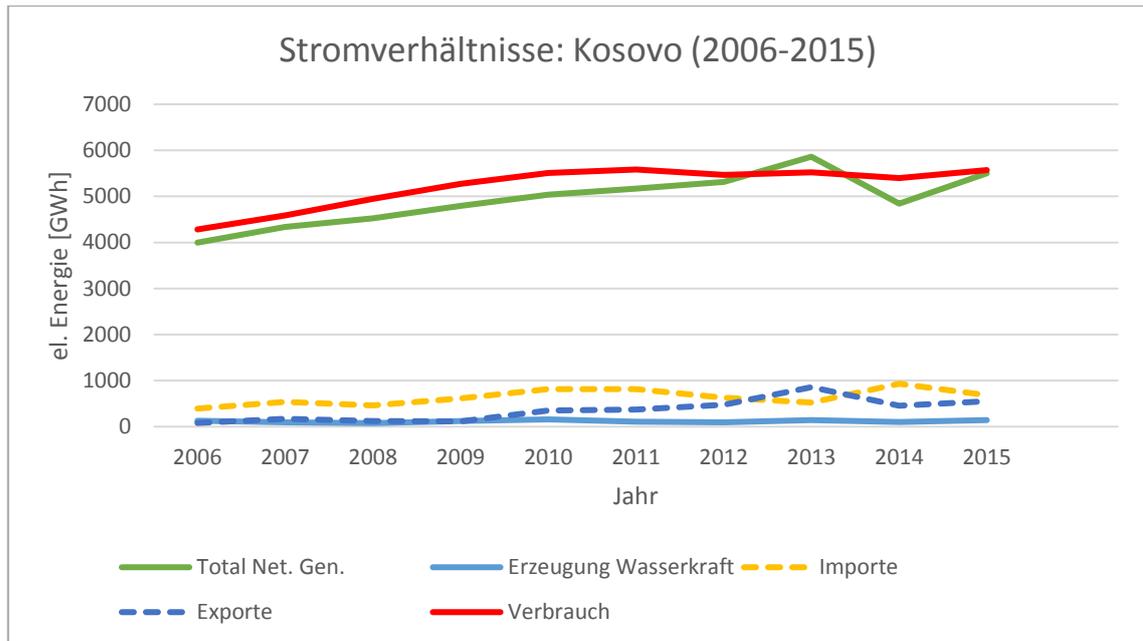


Abbildung 17: Jahresstromerzeugung Kosovo 2006-2015<sup>34</sup>

### 1.2.5. Kroatien

In Kroatien werden so gut wie alle Kraftwerke von der Staatlichen Hrvatska Elektroprivreda Group (HEP) betrieben. Diese setzen sich aus 27 Wasserkraftwerken und 7 kalorischen Kraftwerken zusammen (zusätzlich stehen der HEP 50 % des erzeugten Stromes des slowenischen Kernkraftwerks Krsko zu). Die gesamte Kapazität dieser Kraftwerke liegt bei 4117 MW. Daneben gibt es noch kleinere private Erzeuger, die zusammen etwa 613 MW ausmachen. Die genaue Zusammensetzung der jeweiligen Kapazitäten und deren erzeugten Energien für das Jahr 2016 zeigt die Tabelle 5, sowie Abbildung 18 und Abbildung 19.

Tabelle 5: Erzeugungsstruktur Kroatien 2016<sup>35</sup>

2016	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
TPP	2005	42,4	3663	32,5
HPP	2112	44,7	6130	54,4
PV	48	1,0	62	0,6
Wind	489	10,3	1006	8,9
Biomasse	54	1,1	332	2,9
Rest	22	0,5	69	0,6
<b>Gesamt</b>	<b>4730</b>	<b>100,0</b>	<b>11262</b>	<b>100,0</b>

<sup>34</sup> ERO-KS: Annual Report 2015 (S. 32-54)

<sup>35</sup> ENTSO-E: Power Statistics

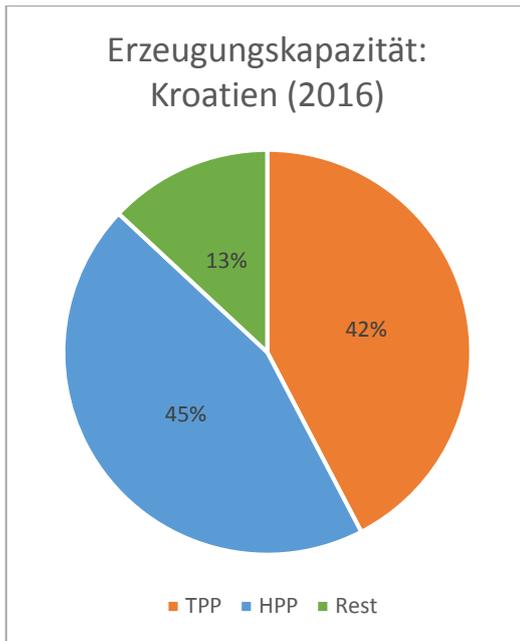


Abbildung 18: Erzeugungskapazität Kroatien 2016<sup>36</sup>

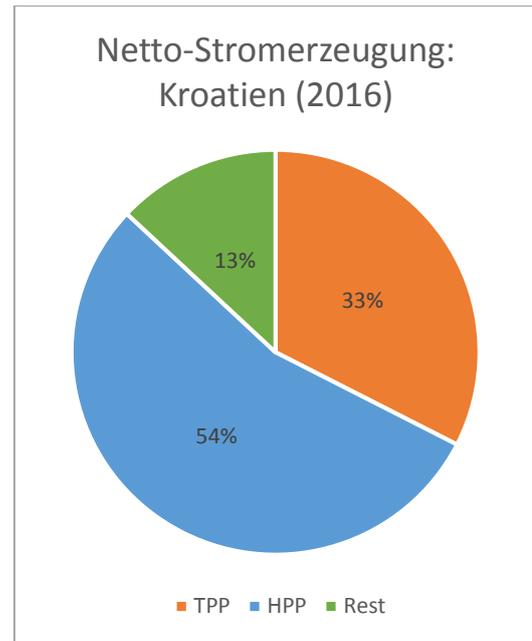


Abbildung 19: Netto-Stromerzeugung Kroatien 2016<sup>37</sup>

Deutlich zu erkennen ist der zentrale Stellenwert, den die Wasserkraft im Land einnimmt. 2016 war sie für 54 % des erzeugten Stromes verantwortlich. Daneben nehmen die thermischen Kraftwerke mit fast 33 % einen weiteren großen Teil der Erzeugung ein. Für einen südosteuropäischen Staat hat Kroatien große Mengen an Windkraftanlagen installiert. Sie machen immerhin 9 % des erzeugten Stromes aus.

Wie in Abbildung 20 zu sehen ist, wird die Wasserkrafterzeugung in Kroatien stark vom Niederschlag bestimmt. Im Jahr 2016 schwankte die Monatserzeugung der Wasserkraftwerke von 752 GWh im März und 282 GWh im September. Kroatien importiert jährlich große Mengen an elektrischer Energie. Im betrachteten Jahr wurde etwa doppelt so viel Strom aus dem Ausland zugekauft, wie dorthin verkauft. Der Verbrauch im Land ist in den Wintermonaten besonders hoch und nimmt zur Jahresmitte hin tendenziell ab. Nur im Juli und August ist ein starker Verbrauchsanstieg auszumachen. Dieser kann auf den Sommertourismus zurückgeführt werden.

<sup>36</sup> Daten aus Tabelle 5, eigene Darstellung

<sup>37</sup> Daten aus Tabelle 5, eigene Darstellung

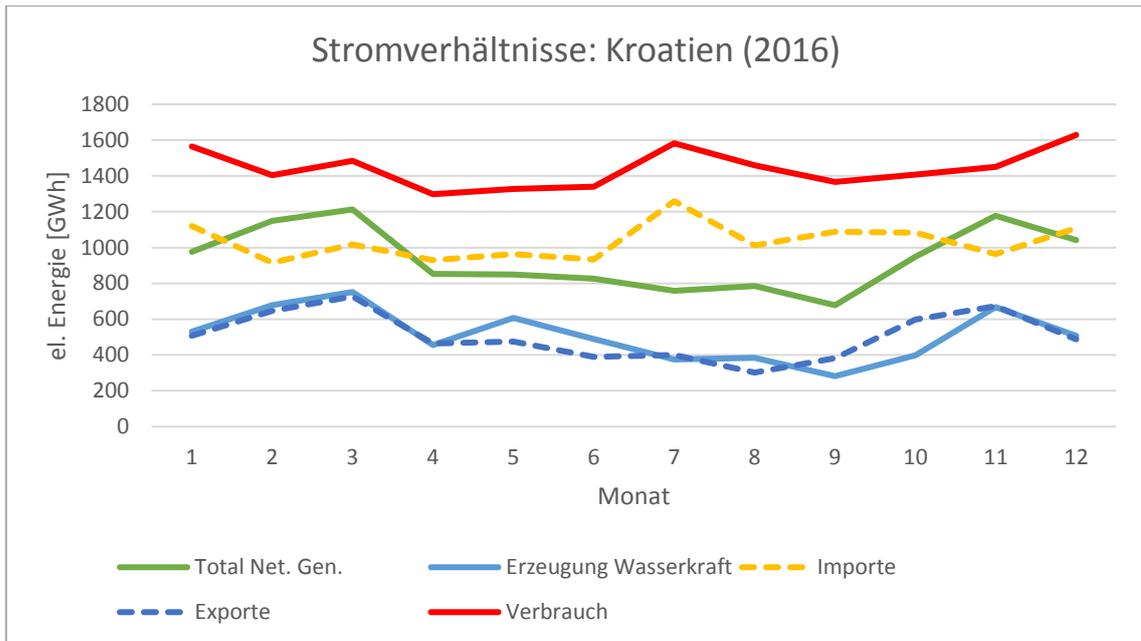


Abbildung 20: Monatsstromerzeugung Kroatien 2016<sup>38</sup>

Der langjährige Stromverbrauch Kroatiens ist in Abbildung 21 zu erkennen. Er ist überaus konstant. Die Kurve der Gesamterzeugung folgt wieder jener der Wasserkrafterzeugung. Diese schwankt, wie schon bei der monatlichen Betrachtung, stark. So wurden 2011 und 2012 jeweils weniger als 5000 GWh durch die Kraft des Wassers erzeugt. Im Jahr 2014 konnten durch Wasserkraft 3400 GWh mehr erzeugt werden als noch 2011. Durch die geringe Wasserkrafterzeugung 2011 und 2012 mussten noch größere Mengen Strom aus dem Ausland importiert werden. Damit lagen die Stromzukäufe deutlich über kroatischen Gesamterzeugung. Auch langfristig betrachtet ist Kroatien ein Land, das vom Stromimport abhängig ist.

<sup>38</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

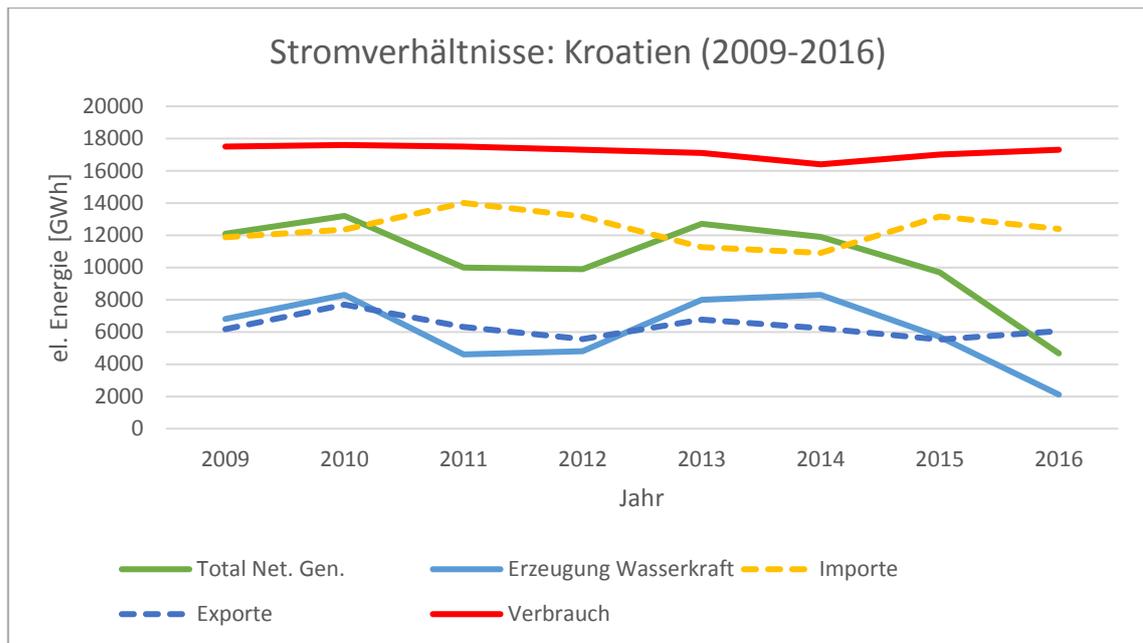


Abbildung 21: Jahresstromerzeugung Kroatien 2009-2016<sup>39</sup>

### 1.2.6. Mazedonien

In Mazedonien wird die Stromerzeugung vom staatlichen Unternehmen ELEM dominiert. Es betreibt neben den großen Wärmekraftwerken auch die größten Wasserkraftwerke. Diese sind 6 Speicherkraftwerke (SKW) und 2 Laufkraftwerke (LKW). Zusammen haben sie eine installierte Leistung von 556,8 MW. Das Unternehmen besitzt damit rund 90 % der Erzeugungskapazitäten im Land. Neben der ELEM gehören der EVN-Macedonia weitere 11 Wasserkraftwerke. Zusammen haben sie eine installierte Leistung von 46,97 MW.<sup>40</sup> Die restlichen Kapazitäten sind Kleinwasserkraftwerke und werden von verschiedenen privaten Unternehmen betrieben. Ihre Leistung beläuft sich auf 72,23 MW.

Die Stromversorgung basiert also vor allem auf fossilen Energieträgern (Kohle, Erdgas und Erdöl) und Wasserkraft. Zusätzlich gibt es noch geringe Leistungen an Windkraft, Photovoltaik und Biomasse. Wie die Aufteilung dieser Kapazitäten und die erzeugten Strommengen 2016 aussahen, zeigt

Tabelle 6 sowie Abbildung 22 und Abbildung 23.

<sup>39</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

<sup>40</sup> EVN-MK: Generation bzw. ATLANTIS-Stammdaten (eigene Untersuchungen)

Tabelle 6: Erzeugungsstruktur Mazedonien 2016<sup>41</sup>

2016	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
TPP	1157	61,2	3325	65,7
HPP	676	35,8	1565	30,9
PV	17	0,9	25	0,5
Wind	36	1,9	110	2,2
Biomasse	4	0,2	37	0,7
Gesamt	1890	100,0	5062	100,0

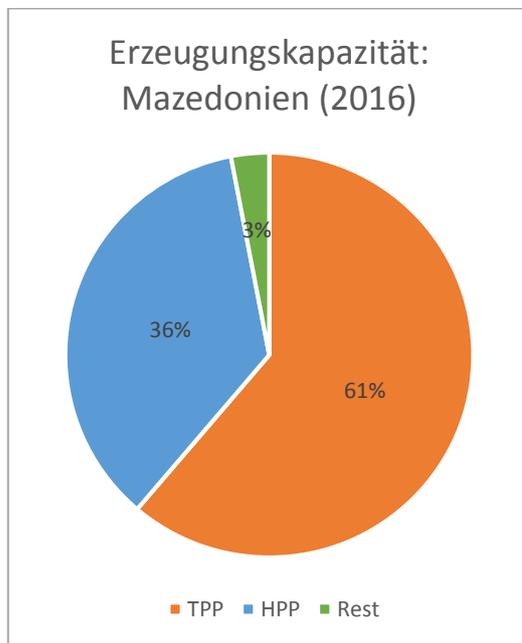


Abbildung 22: Erzeugungskapazität Mazedonien 2016<sup>42</sup>

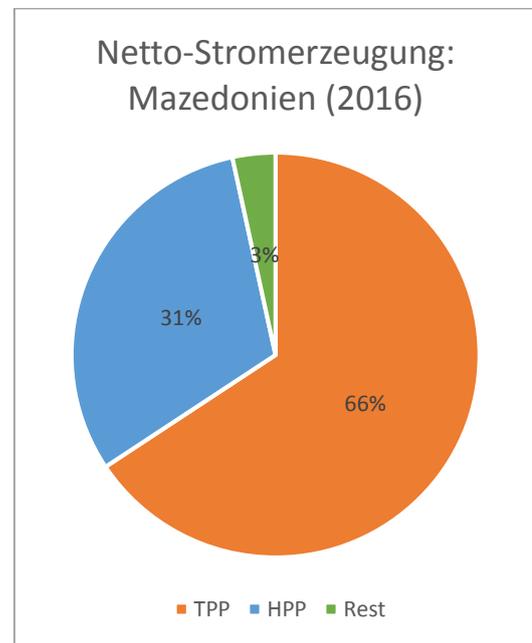


Abbildung 23: Netto-Stromerzeugung Mazedonien 2016<sup>43</sup>

Abbildung 24 zeigt die monatlichen Stromverhältnisse für das Jahr 2016. Der Verbrauch unterliegt einem starken Winter-Sommer-Gefälle. So wurden im Mai nur 478 GWh verbraucht, im Dezember aber 812 GWh. Der Verbrauch liegt um einen relativ

<sup>41</sup> ENTSO-E: Power Statistics

<sup>42</sup> Daten aus

Tabelle 6, eigene Darstellung

<sup>43</sup> Daten aus

Tabelle 6, eigene Darstellung

konstanten Wert über der Netto-Erzeugung. Diese Differenz entspricht in etwa jener der Importe in Bezug auf die Exporte.

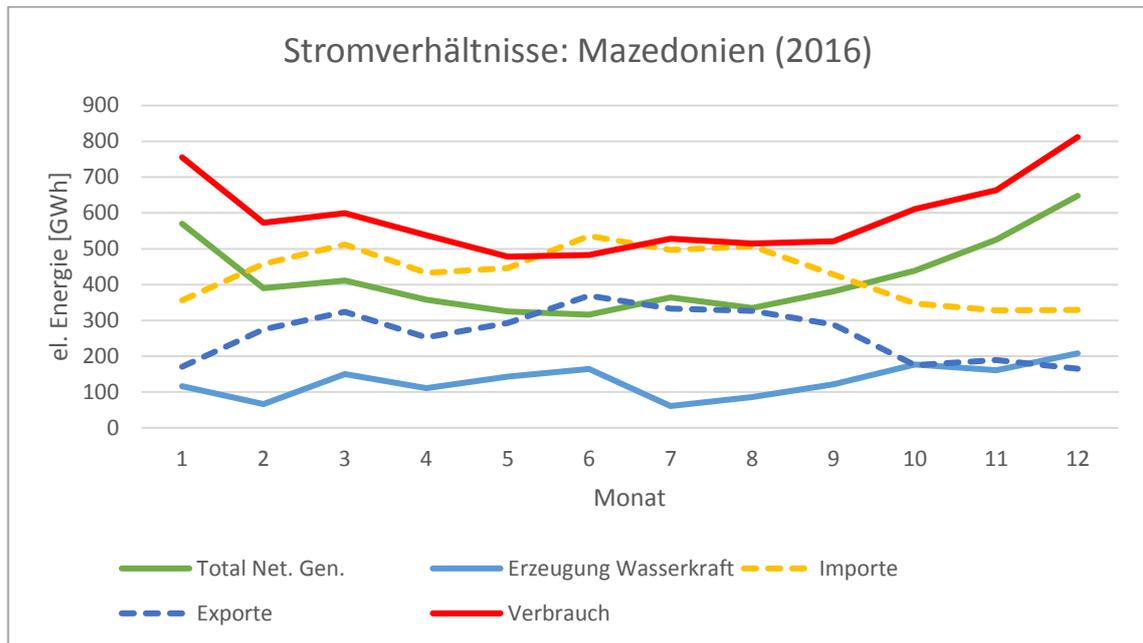


Abbildung 24: Monatsstromerzeugung Mazedonien 2016<sup>44</sup>

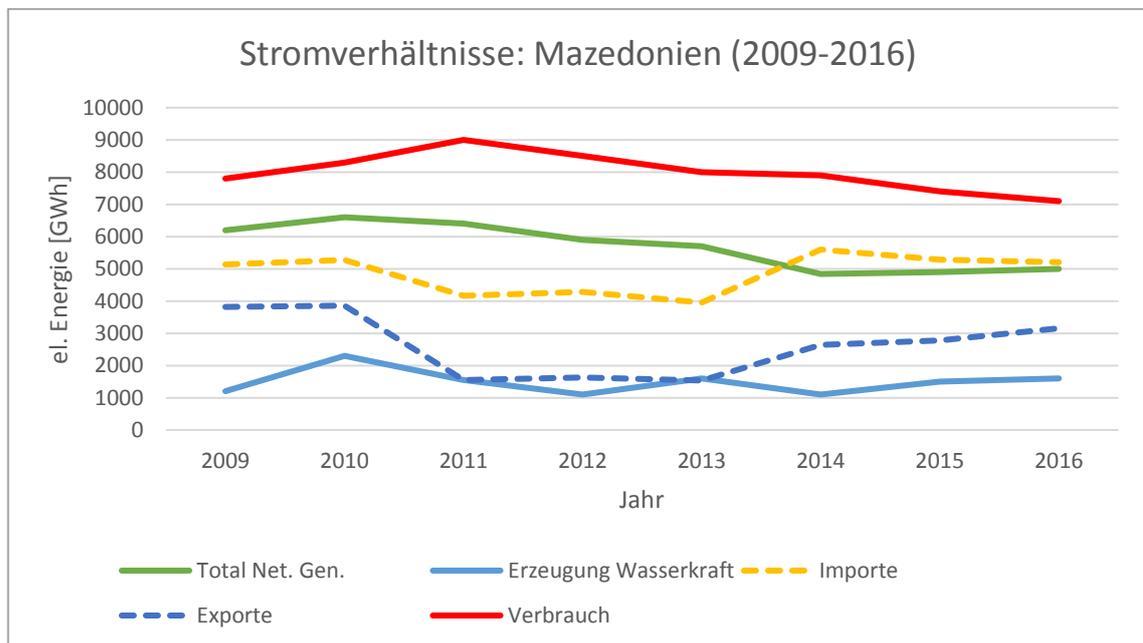


Abbildung 25: Jahresstromerzeugung Mazedonien 2009-2016<sup>45</sup>

Mazedoniens Stromerzeugung aus Wasserkraft ist stark von den Niederschlagsmengen abhängig (siehe Abbildung 25). So kann die jährliche Erzeugung zwischen 1100 und 2300

<sup>44</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

<sup>45</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

GWh schwanken. Weiters sind die thermischen Kraftwerke heute nicht mehr Stand der Technik und in einem schlechten Zustand. Finanzielle Mittel für die Überholung oder den Ausbau dieser sind aber knapp und so können diese Kapazitäten keine effiziente Stromversorgung gewährleisten. Damit ist Mazedonien auf Stromimporte angewiesen. Im Jahre 2014 wurden 3032 GWh Strom aus den Nachbarländern Bulgarien und Serbien importiert. Damit stammen 38 % des im Land benötigten Stromes aus Importen.

### 1.2.7. Montenegro

Der größte Kraftwerksbetreiber in Montenegro ist die Elektroprivreda Crne Gore (EPCG). Sie betreibt 97,7 % der Kraftwerkskapazitäten im Land. Ihre größten Kraftwerke sind die beiden Speicherkraftwerke Piva und Perucica sowie das Kohlekraftwerk Pljevlja. Des Weiteren gibt es noch Kleinwasserkraftwerke, welche entweder von der EPCG oder von privaten Erzeugern betrieben werden. Die Struktur der Erzeugungskapazitäten und die zugehörige Jahreserzeugung für 2016 ist der Tabelle 7 zu entnehmen. Abbildung 26 und Abbildung 27 veranschaulichen dies graphisch.

Tabelle 7: Erzeugungsstruktur Montenegro 2016<sup>46</sup>

2016	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
TPP	220	25,0	1184	40,9
HPP	660	75,0	1713	59,1
Gesamt	880	100	2897	100

Die Stromversorgung in Montenegro basiert also auf Wasserkraft und der Verbrennung von Kohle. Wie oben bereits angeführt, verfügt das Land über eine Vielzahl an Flüssen, die zum Teil für die Stromerzeugung genutzt werden. Durch den Bau der beiden großen Wasserkraftanlagen im letzten Jahrhundert avancierte diese Art der Stromerzeugung zur wichtigsten im Land. So wurden 2016 fast 60% der Gesamtproduktion durch Wasserkraftwerke erbracht. Dabei spielt die Kleinwasserkraft mit 2,5 % der Erzeugung heute noch eine untergeordnete Rolle.

<sup>46</sup> ENTSO-E: Power Statistics

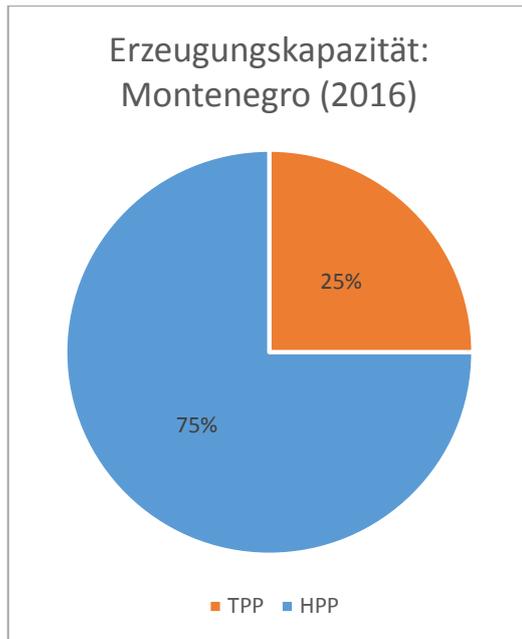


Abbildung 26: Erzeugungskapazität Montenegro 2016<sup>47</sup>

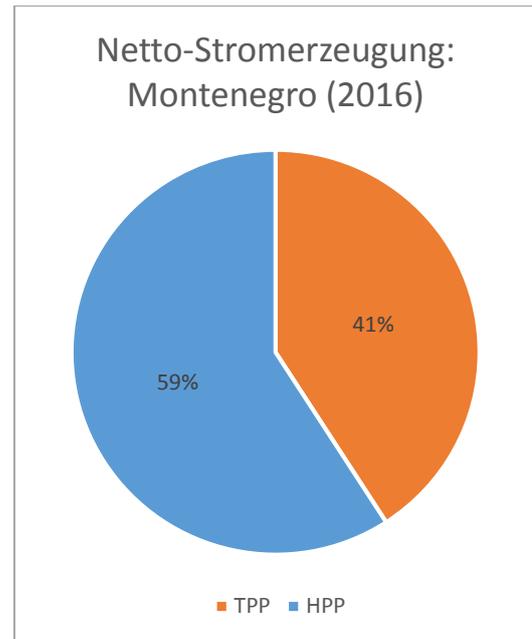


Abbildung 27: Netto-Stromerzeugung Montenegro 2016<sup>48</sup>

Naturgemäß ist auch in Montenegro die Wasserkraft witterungsabhängig. Durch die geringen Niederschlagsmengen in den Sommermonaten kommt es zu einem Leistungsdefizit, das durch das thermische Kraftwerk so gut wie möglich ausgeglichen werden soll. Dass dies nicht immer möglich ist, ist in Abbildung 28 zu erkennen. Sie zeigt unter anderem den Verlauf des erzeugten Stromes des Jahres 2016. Im fünften Monat wurden Wartungsarbeiten am thermischen Kraftwerk durchgeführt. Die Wasserkraft konnte den Leistungsrückgang nicht vollständig ausgleichen. Ein deutlicher Rückgang der Gesamterzeugung im sechsten Monat war die Folge. Die fehlende Energie musste aus dem Ausland importiert werden um das Leistungsgleichgewicht herzustellen.

Eine längerfristige Betrachtung liefert Abbildung 29. Sie zeigt die Stromverhältnisse in Montenegro der letzten acht Jahre. Der extreme Anstieg des Verbrauches von 2009 auf 2010 dürfte an einem Fehler der Quelldaten liegen. Ansonsten war der Stromverbrauch bis 2014 sehr konstant, sinkt aber seit 2015 stetig. In den Jahren 2011 und 2012 ging die Wasserkrafterzeugung aufgrund von Wartungsarbeiten deutlich zurück. Um diesen Rückgang abzufedern, wurden die Importe gesteigert und die Exporte reduziert.

<sup>47</sup> Daten aus Tabelle 7, eigene Darstellung

<sup>48</sup> Daten aus Tabelle 7, eigene Darstellung

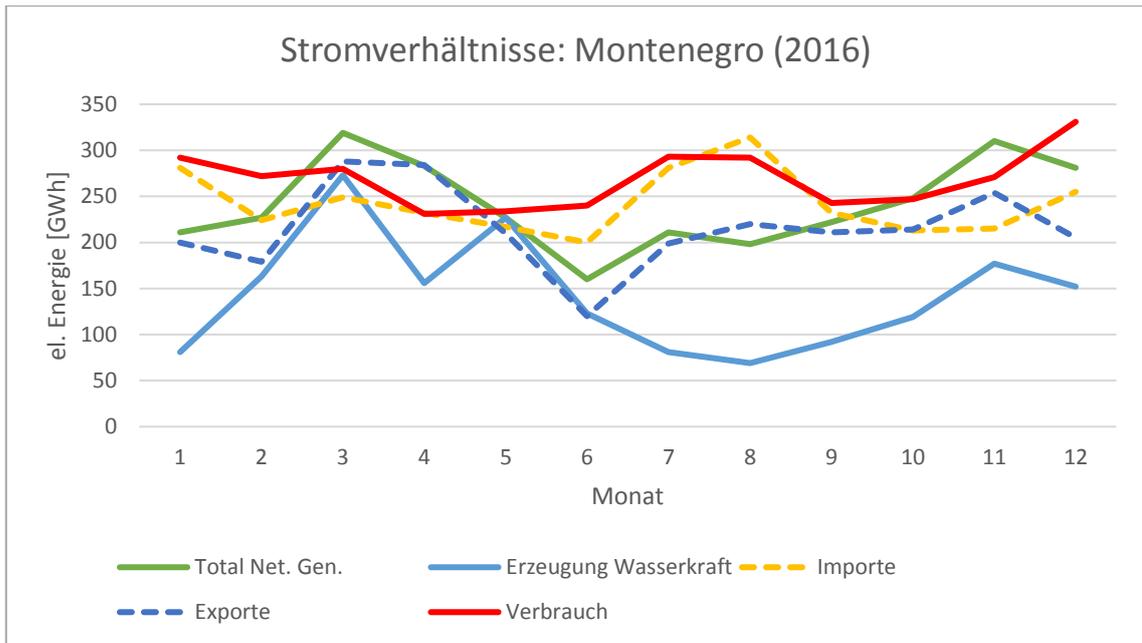


Abbildung 28: Monatsstromerzeugung Montenegro 2016<sup>49</sup>

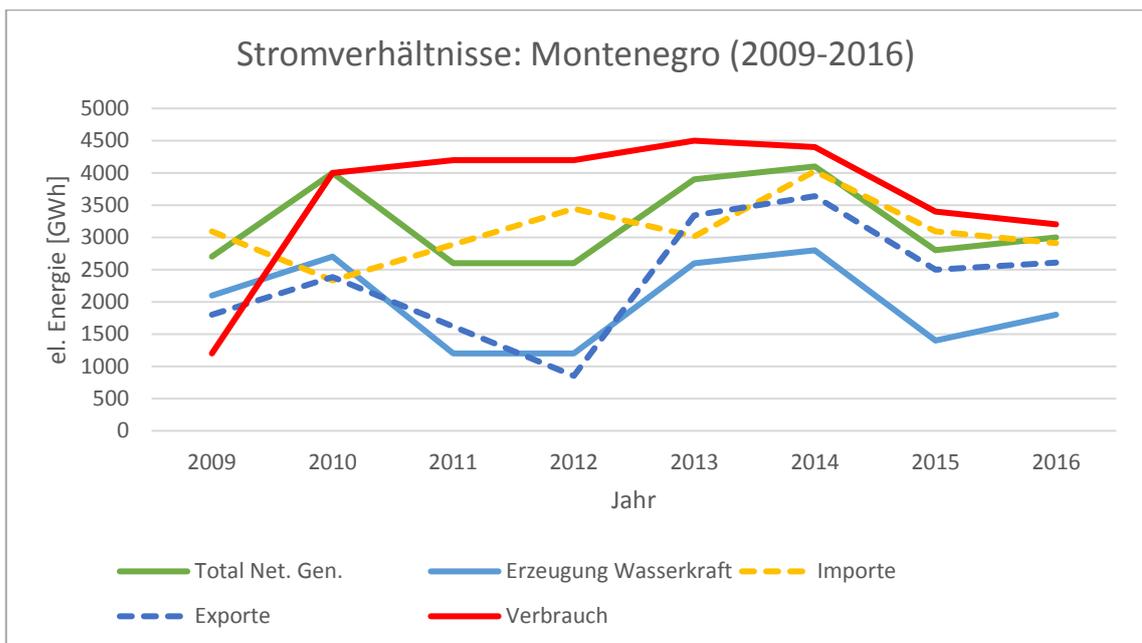


Abbildung 29: Jahresstromerzeugung Montenegro 2009-2016<sup>50</sup>

<sup>49</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

<sup>50</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

1.2.8. Rumänien

Die Stromerzeugung in Rumänien erfolgt Großteils durch die drei staatlichen Unternehmen:

- Hidroelectrica SA
- Termoelectrica SA
- Nuclearelectrica SA

Diese gingen 2000 aus der Stromgesellschaft RENEL hervor. Dabei betreibt erstere die rumänischen Wasserkraftwerke, die Termoelectrica unterhält die kalorischen Kraftwerke und letztere das Kernkraftwerk Cernavoda.

In Tabelle 8 ist sowohl die installierte Leistung als auch die erzeugte Strommenge Rumäniens für das Jahr 2016 aufgelistet. Eine übersichtliche Darstellung der Daten zeigen die Abbildung 30 und Abbildung 31.

Tabelle 8: Erzeugungsstruktur Rumänien 2016<sup>51</sup>

2016	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
NPP	1300	6,4	10368	17,1
TPP	8185	40,4	23442	38,6
HPP	6405	31,6	18077	29,8
PV	1301	6,4	1802	3,0
Wind	2965	14,6	6524	10,8
Biomasse	118	0,6	448	0,7
Gesamt	20274	100	60661	100

2016 wurden in Rumänien laut Tabelle 8 rund 60661 GWh Strom erzeugt. Diese Menge bezieht sich auf die Netto-Erzeugung. Von dieser Menge entfielen gut 38 % auf kalorische Erzeugungen und 17 % auf die Kernkraft. Weiters spielt die Wasserkraft mit 27,6 % der gesamten Stromerzeugung in Rumänien eine gewichtige Rolle. Zusätzlich übernimmt die Windkraft mit über 11 % auch einen beträchtlichen Anteil. Im gleichen Jahr betrug die installierte Kraftwerksleistung 20274 MW. Knapp die Hälfte davon,

<sup>51</sup> ENTSO-E: Power Statistics

nehmen thermische und Kernkraftwerke ein, weitere 32 % waren in Wasserkraftanlagen installiert. Die restlichen 22 % entfielen auf die RES, wobei die Windkraft hier überwiegt.

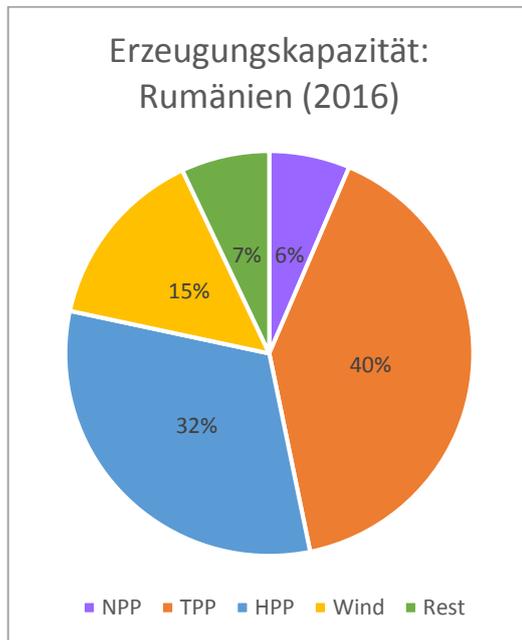


Abbildung 30: Erzeugungskapazität Rumänien 2016<sup>52</sup>

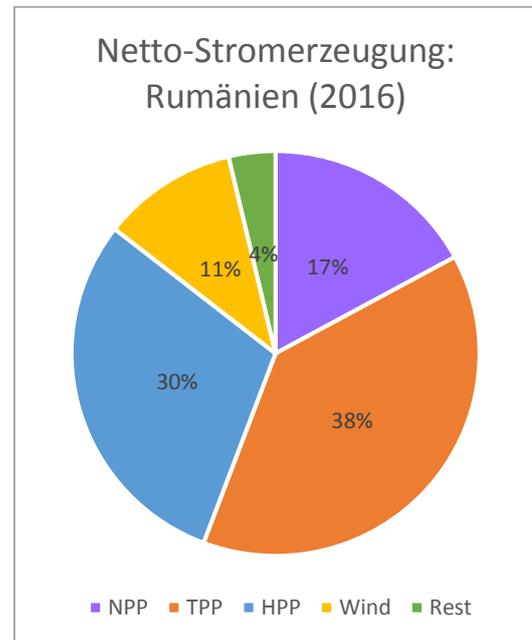


Abbildung 31: Netto-Stromerzeugung Rumänien 2016<sup>53</sup>

Abbildung 32 zeigt die gesamte Stromproduktion in Rumänien für die jeweiligen Monate des Jahres 2016. Dabei ist die Nettoproduktion in grüner Farbe dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Kurve am Jahresanfang und -ende höher ist als in den anderen Monaten. Die Wasserkrafterzeugung hingegen ist in den Sommermonaten am größten und sinkt im Winter deutlich ab. Zwischen der minimalen Erzeugung im 9. Monat und der maximalen im Juni liegen über 900 GWh Differenz. Da diese Kurven gegengleiche Tendenzen aufweisen, muss dies von den anderen Erzeugungsarten ausgeglichen werden. Hier ist die bedarfsgerechte Stromerzeugung der Kernkraft und der thermischen Kraftwerke ein wichtiger Eckpfeiler. Des Weiteren sind auf dieser Abbildung die Stromexporte und die -importe gegenübergestellt. Wie zu erkennen ist, hat Rumänien 2016 mehr Strom exportiert als zugekauft. Vor allem in der zweiten Jahreshälfte lagen die Verkäufe deutlich über den Einkäufen. Insgesamt lag der Nettoexport bei 5014 GWh. Dass sich die Netto-Erzeugung tendenziell nach dem

<sup>52</sup> Daten aus Tabelle 8, eigene Darstellung

<sup>53</sup> Daten aus Tabelle 8, eigene Darstellung

inländischen Verbrauch richtet, ist hier gut zu erkennen. Unterschiede werden im Wesentlichen durch Exporte ausgeglichen.

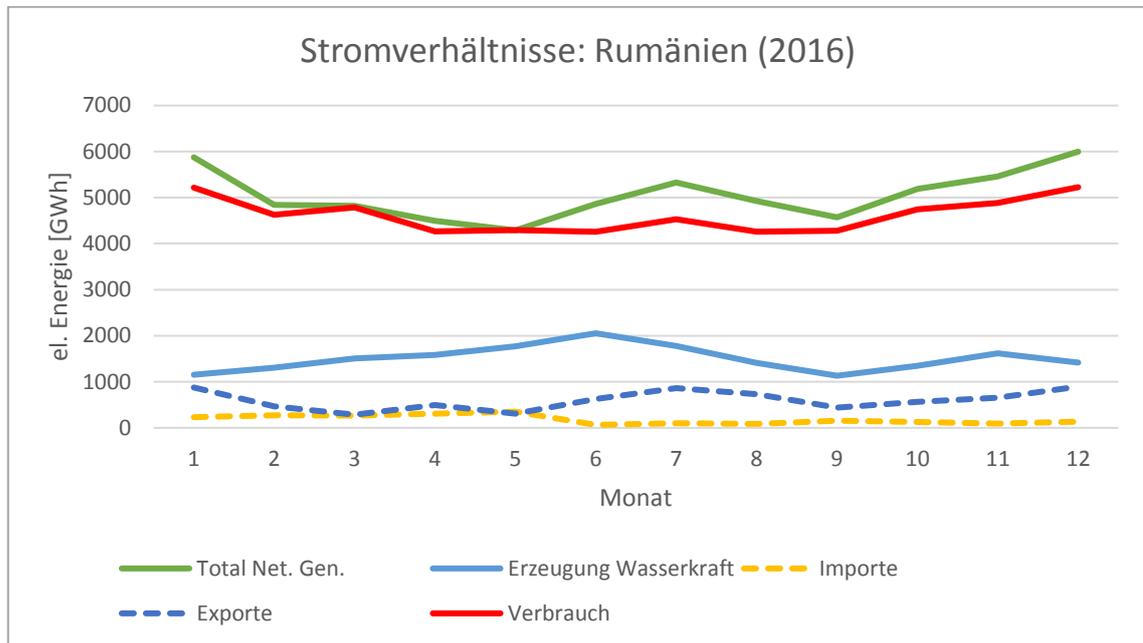


Abbildung 32: Monatsstromerzeugung Rumänien 2016<sup>54</sup>

Die Stromverhältnisse der letzten acht Jahre ist in Abbildung 33 dargestellt. Es ist ein deutlicher Anstieg der Netto-Erzeugung auszumachen, der merklich ab 2013 begann. Die Stromerzeugung durch Wasserkraft ist relativ konstant geblieben. In diesen Jahren wurden keine großen Kraftwerkseinheiten in Betrieb genommen. Eine geringe Schwankungsbreite ist auf unterschiedlich hohe Niederschläge zurückzuführen. Wie auch schon für das Jahr 2016 dargestellt, lagen die Exporte in den letzten acht Jahren deutlich über den Importen. Hier ist ein deutlicher Anstieg der Nettoexporte ab 2013 zu verzeichnen. Gut zu erkennen ist, dass in den Jahren 2013-2014 die Gesamterzeugung anstieg, der Verbrauch aber konstant blieb. Dadurch ist die große Zunahme des Nettoexports zu erklären.

<sup>54</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

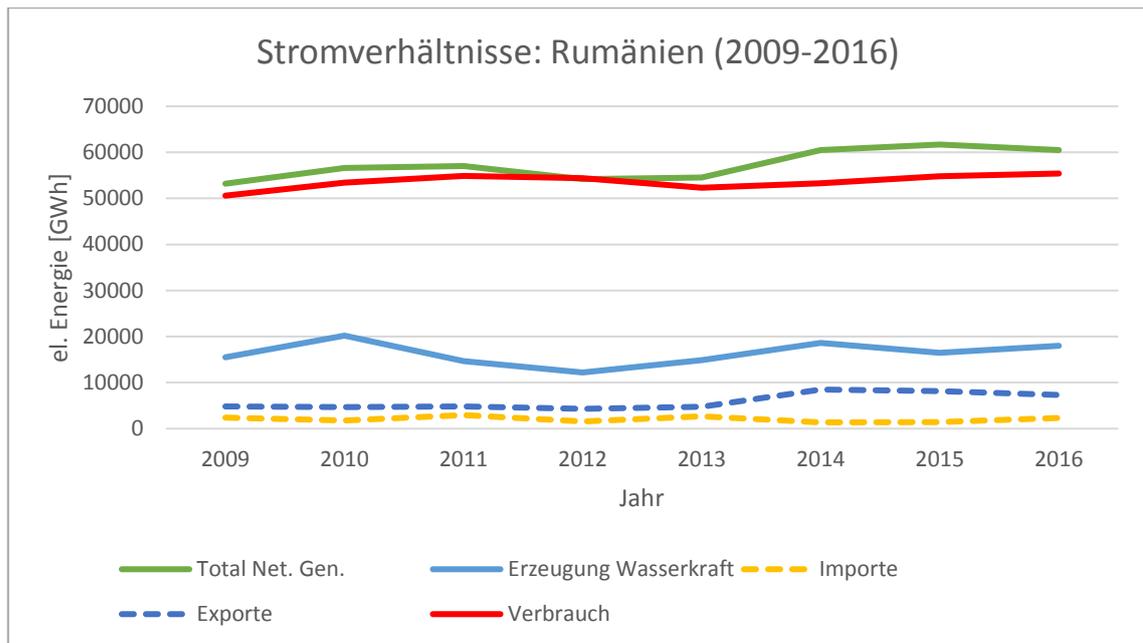


Abbildung 33: Jahresstromerzeugung Rumänien 2009-2016<sup>55</sup>

### 1.2.9. Serbien

Wie in den meisten Staaten in der betrachteten Region, dominiert auch in Serbien ein Unternehmen die Stromerzeugung. Es ist die staatliche Elektroprivreda Srbije (EPS), die alle großen Kraftwerke besitzt. Sie ist für 99 % der Stromerzeugung im Land verantwortlich. Insgesamt hat die EPS Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 8350 MW, wobei 5200 MW auf TPPs, 2800 MW auf HPPs und 350 MW auf CHPs entfallen.<sup>56</sup>

Die oben beschriebenen Anlagen erzeugten 2016 Strom in der Höhe von 39342 GWh brutto, bzw. nach Abzug der jeweiligen Eigenverbräuche 35179 GWh netto. Dabei entfielen 24741 GWh auf TPPs und CHPs, 10400 GWh auf die Wasserkraftwerke, sowie 38 GWh auf PV und Wind.<sup>57</sup> Die ENTSO-E gibt etwas andere Werte an als das Statistical Office Serbia. Sie sind der Tabelle 9 zu entnehmen.

<sup>55</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

<sup>56</sup> Balkan Energy: Country Report Serbia (S. 7)

<sup>57</sup> Statistical Office Serbia: Database

Tabelle 9: Erzeugungsstruktur Serbien 2016<sup>58</sup>

2016	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
TPP	5594	65,0	30841	73,1
HPP	3015,47	35,0	11322	26,9
Gesamt	8609,47	100	42163	100

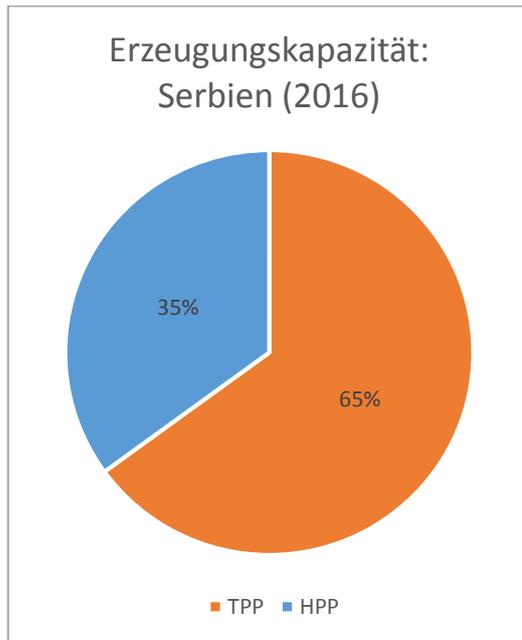


Abbildung 34: Erzeugungskapazität Serbien 2016<sup>59</sup>

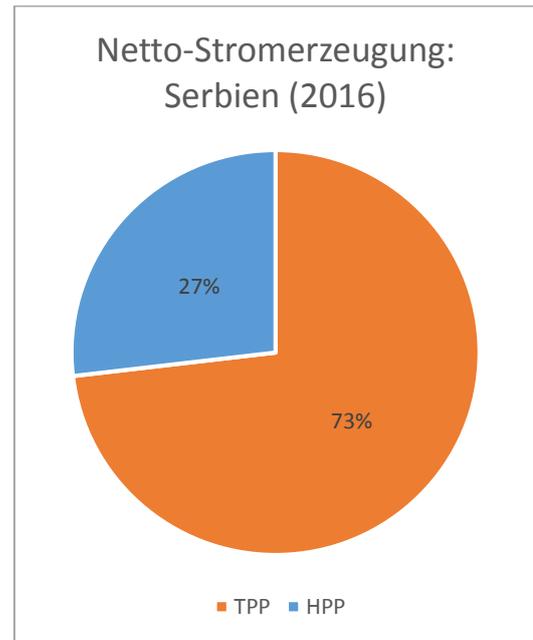


Abbildung 35: Netto-Stromerzeugung Serbien 2016<sup>60</sup>

Wie in den Abbildung 34 und Abbildung 35 zu sehen, ist die thermische Stromerzeugung in Serbien mit 73 % die wichtigste. Der restliche Bedarf wird durch die Wasserkraft gedeckt, wobei hier wiederum ca. 70 % auf die beiden Donaukraftwerke Djerdap 1 und Djerdap 2 entfallen. Andere erneuerbare Energien spielen bei der gegenwärtigen Stromerzeugung praktisch keine Rolle.

Die serbischen Stromverhältnisse für 2016 sind in Abbildung 36 dargestellt. Dabei schwankt die Erzeugung durch Wasserkraft zwischen 1255 GWh im März und 636 GWh im September. Im Wesentlichen entspricht dieser Verlauf dem Wasserstand der Donau. Die gesamte Stromerzeugung erreicht in den Wintermonaten ihren Höhepunkt. Im

<sup>58</sup> ENTSO-E: Power Statistics

<sup>59</sup> Daten aus Tabelle 9, eigene Darstellung

<sup>60</sup> Daten aus Tabelle 9, eigene Darstellung

Sommer wird deutlich weniger elektrische Energie nachgefragt. 2016 lagen die Stromexporte leicht über den -importen.

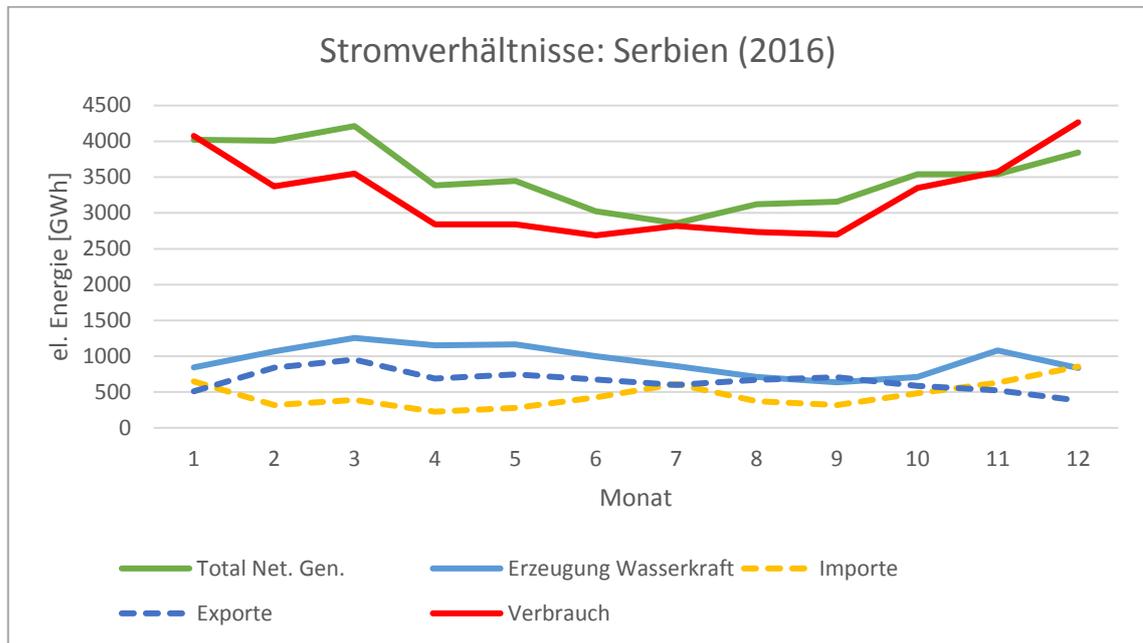


Abbildung 36: Monatsstromerzeugung Serbien 2016<sup>61</sup>

In Abbildung 37 ist zu erkennen, dass die Stromproduktion in den letzten acht Jahren praktisch konstant geblieben ist. Lediglich im Jahr 2014 kann ein kurzer Einbruch der Produktion ausgemacht werden, der auf die Überholung eines Kraftwerkes zurückgeführt werden kann. Neben der gesamten Stromproduktion kann auch die Erzeugung durch Wasserkraft als sehr konstant angesehen werden. Dies ist auf die zwei großen Donaukraftwerke zurückzuführen, da sie zum einen für 70 % der Stromproduktion verantwortlich sind und zum anderen die Donau durch ihre Größe, nur geringen jährlichen Schwankungen unterliegt. Serbien kann pauschal weder als Nettostromimporteur, noch als -exporteur bezeichnet werden, da sich beide Mengen in etwa die Waage halten.

<sup>61</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

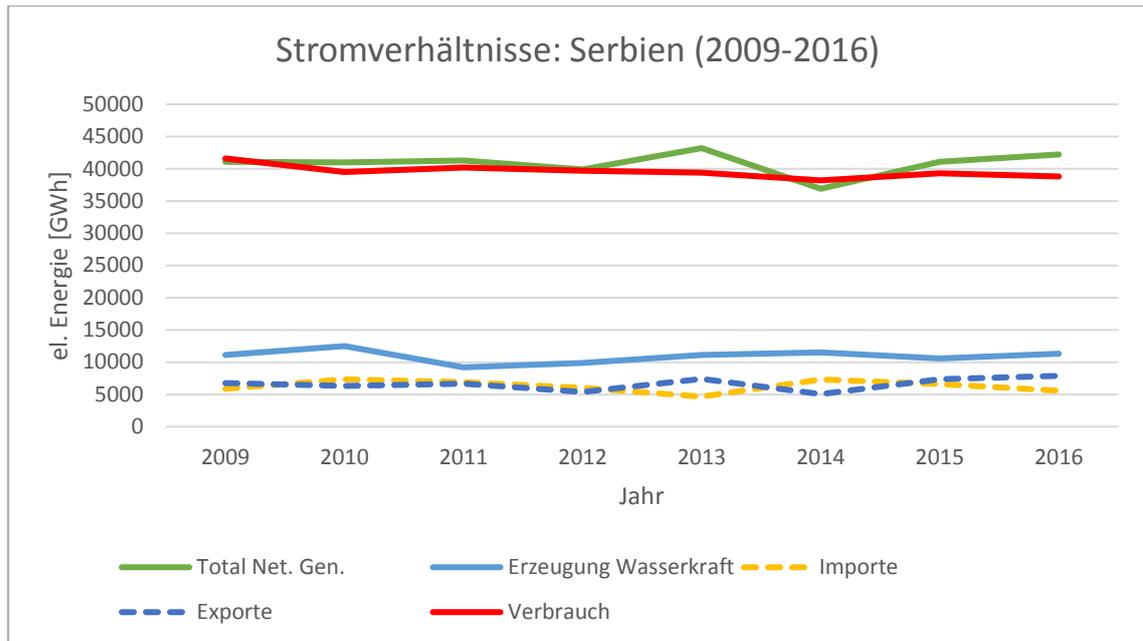


Abbildung 37: Jahresstromerzeugung Serbien 2009-2016<sup>62</sup>

### 1.2.10. Slowenien

Sloweniens Stromproduktion basiert zu großen Teilen auf der Erzeugung eines Kernkraftwerks, dessen Produktion allerdings zu 50 % Kroatien gehört. Daneben gibt es mehrere Wärmekraftwerke und eine Vielzahl von Wasserkraftwerken. Zusätzlich gibt es noch Kapazitäten an Photovoltaik und Biomassekraftwerken sowie einen geringen Anteil an Windkraft. Die Mengen der Kapazitäten und die dazugehörenden Jahreserzeugungen sind in Tabelle 10 angeführt und zur Übersicht in Abbildung 38 und Abbildung 39 dargestellt.

Tabelle 10: Erzeugungsstruktur Slowenien 2016<sup>63</sup>

2016	Erzeugungskapazität		Netto-Stromerzeugung	
	[MW]	[%]	[GWh/a]	[%]
NPP	696	18,2	5427	35,6
TPP	1379,4	36,1	4603	30,2
HPP	1296,68	34,0	4678	30,7
PV	270,54	7,1	235	1,5
Wind	3,3	0,1	6	0,0
Biomasse	40,96	1,1	168	1,1
Rest	129,34	3,4	127	0,8
<b>Gesamt</b>	<b>3816,22</b>	<b>100,0</b>	<b>15244</b>	<b>100,0</b>

<sup>62</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

<sup>63</sup> ENTSO-E: Power Statistics

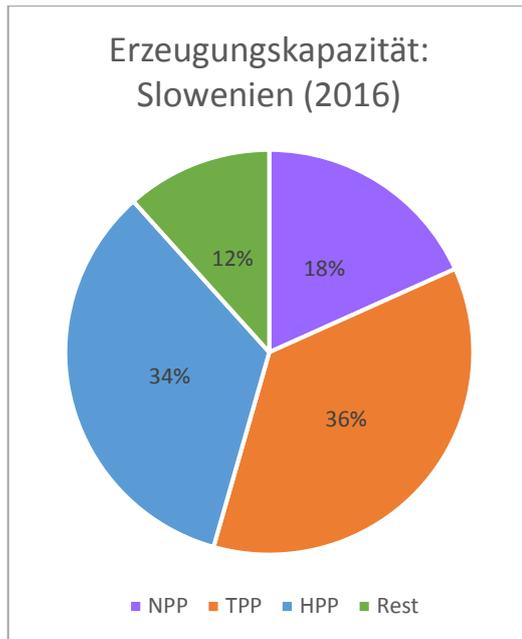


Abbildung 38: Erzeugungskapazität Slowenien 2016<sup>64</sup>

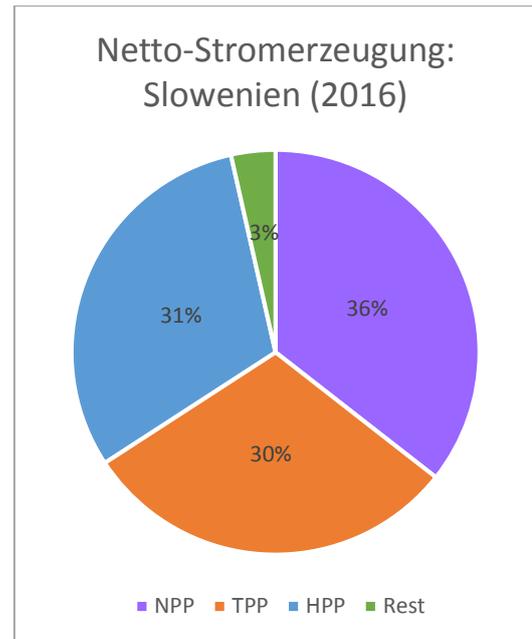


Abbildung 39: Netto-Stromerzeugung Slowenien 2016<sup>65</sup>

Thermische und nukleare Kraftwerke waren 2016 für 2/3 der gesamten inländischen Stromerzeugung verantwortlich. Die restliche Produktion wurde durch Wasserkraft (ca. 31 %) und durch kleine Mengen an RES erzeugt.

Die Wasserkraft spielt also im Energiemix Sloweniens mit 30 % eine wichtige Rolle. Der größte Teil davon kommt von den Kraftwerken mit einer Leistung von mehr als 10 MW, den Großkraftwerken. Von ihnen sind heute 21 Anlagen im Betrieb. Sie haben zusammen eine installierte Leistung von 1142 MW und erzeugten 2016 insgesamt 4250 GWh. Die restlichen Wasserkraftwerke haben Leistungen unter 10 MW. Im Jahr 2014 gab es in Slowenien insgesamt 509 Kleinwasserkraftwerke. Von diesen speisten 460 Kraftwerke ins öffentliche Netz ein, die restlichen befanden sich entweder noch im Bau, waren außer Betrieb oder wurden im Inselbetrieb betrieben.<sup>66</sup> Jene, die ins Netz einspeisten, hatten 2016 eine installierte Leistung von 155 MW und speisten 428 GWh ins Netz ein. Damit ist die Kleinwasserkraft in Slowenien für 9,1 % der gesamten Wasserkrafterzeugung verantwortlich.

Grundsätzlich kann die Stromerzeugung Sloweniens über das Jahr hinweg als ausreichend konstant angesehen werden. Wie Abbildung 40 zeigt, schwankt die Netto-

<sup>64</sup> Daten aus Tabelle 10, eigene Darstellung

<sup>65</sup> Daten aus Tabelle 10, eigene Darstellung

<sup>66</sup> UNIDO: WSHPR 2016 (S. 572)

Erzeugung zwischen 1200 und 1450 GWh pro Monat. Im dargestellten Jahr gab es im 10. Monat einen signifikanten Einbruch der Erzeugung, der auf die Wartung einer großen Kraftwerkseinheit zurückgeht. Jener Produktionsrückgang wurde durch einen Anstieg der Importe und einer gleichzeitigen Exportreduktion abgedeckt. Ansonsten zeigt die Abbildung eine relativ konstante Erzeugung über das Jahr hinweg. Des Weiteren ist ersichtlich, dass die Exporte über weite Teile des Jahres die Importe übersteigen. Slowenien ist also ein Netto-Exporteur von Strom. Nur im oben beschriebenen 10. Monat waren die Importe größer als die Exporte. Die blau dargestellte Kurve repräsentiert die Nettoerzeugung durch Wasserkraft. Sie zeigt die für den Ostalpenraum typischen Verlauf, welcher aufgrund der Niederschlagsmengen am Jahresanfang besonders niedrig ist und im Sommer seinen Höhepunkt erreicht.

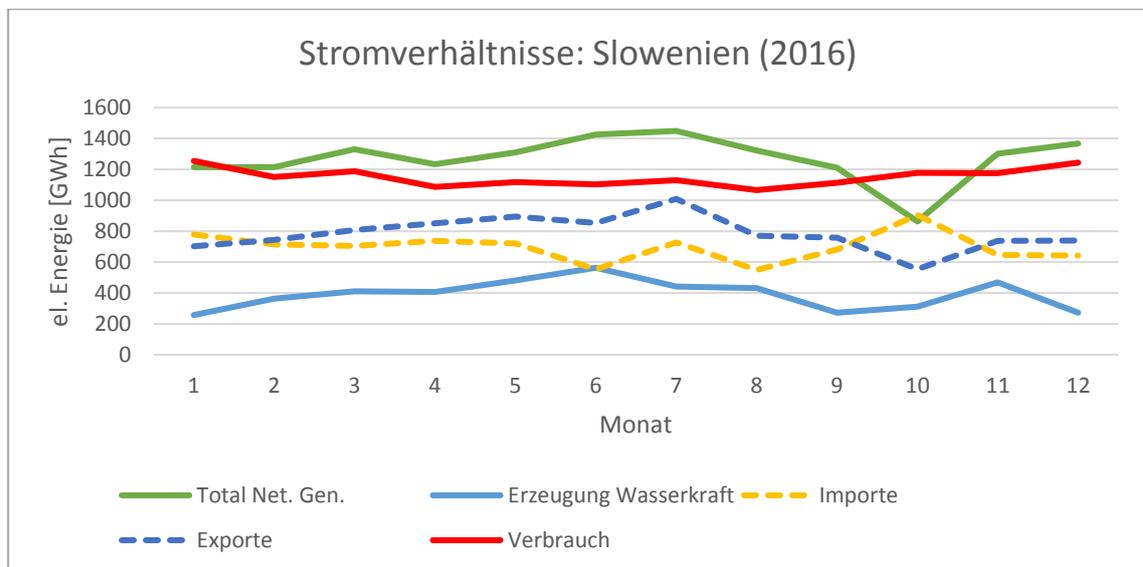


Abbildung 40: Monatsstromerzeugung Slowenien 2016<sup>67</sup>

Die Entwicklung der Stromversorgung der letzten acht Jahre wird in Abbildung 41 wiedergegeben. Es kann ein leichter Anstieg in der Produktion ausgemacht werden. Auch die Wasserkraftproduktion ist in diesem Zeitraum, etwa mit der gleichen Geschwindigkeit, angestiegen. Ein Ausreißer ist im Jahr 2014 zu verzeichnen, in dem die hydrologischen Bedingungen für die Wasserkraft besonders zuträglich waren. Dies wirkte sich direkt auf die gesamte Nettoerzeugung aus. Der in Slowenien verbrauchte

<sup>67</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

Strom ist über die Jahre hinweg stetig angestiegen. Weiters ist die hohe Exportmenge erkennbar, die in den meisten Jahren deutlich über den Importen lag.

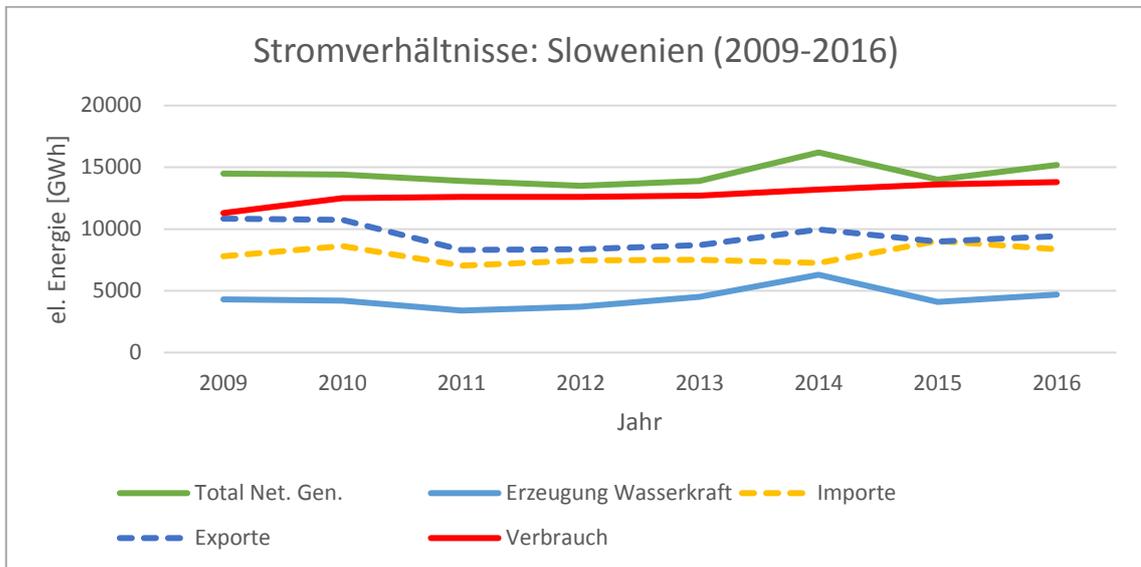


Abbildung 41: Jahresstromerzeugung Slowenien 2009-2016<sup>68</sup>

<sup>68</sup> ENTSO-E: Power Statistics, eigene Darstellung

## 2. Status Quo der Wasserkraft

Der vorherige Abschnitt gab einen allgemeinen Überblick der Stromversorgung der betrachteten Länder. Hier folgt nun eine genauere Betrachtung der gegenwärtig installierten Wasserkraftwerke in der Region. Die Ermittlung dieser Anlagen stellt die Grundlage weiterer Untersuchungen in diesem Bereich dar.

### 2.1. Methodik

Zunächst werden alle bestehenden Wasserkraftwerke ausfindig gemacht. Neben den Kraftwerksnamen und den Standorten der Anlagen sind auch noch eine Reihe anderer kraftwerksspezifischer Kenndaten herauszufinden. Welche diese sind, zeigt die folgende Auflistung:

- **Kraftwerksname:** Grundlegende Bezeichnung für die Anlage selbst.
- **Kraftwerkstyp:** Handelt es sich um ein Lauf-, Schwell-, Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerk (PSKW)?
- **Fluss:** An welchem Wasserlauf liegt das Kraftwerk?
- **Koordinaten:** Genauer Standpunkt der Anlage in dezimaler Darstellung.
- **NUTS:** In welcher NUTS-Region befindet sich das Kraftwerk?
- **Einspeiseknoten:** Mit welchem Netzknoten ist das Kraftwerk verbunden?
- **Eigentümer:** Wer betreibt das Kraftwerk?
- **Inbetriebnahmejahr:** Wann wurde die Anlage in Betrieb genommen?
- **Überholungsjahr:** Das Jahr, in dem eine Anlage ggf. modernisiert wurde.
- **$P_{\min}$ :** Minimale Leistung, die das Kraftwerk im Betrieb abgibt.
- **$P_{\max}$ :** Maximale Leistung, die das Kraftwerk abgeben kann.
- **$P_{\text{brutto}}$ :** Installierte Leistung des Kraftwerks.
- **Regelarbeitsvermögen (RAV):** Durchschnittliche jährliche Stromproduktion.
- **Monatliche Erzeugung:** Wieviel Strom wird in den jeweiligen Monaten erzeugt?
- **Fallhöhe:** Die vertikale Höhendifferenz zwischen Wasserfassung und Turbine.
- **Maximaler Durchfluss:** Die maximale Wassermenge, die von der Turbine abgearbeitet werden kann.

Bei der Ermittlung dieser Daten wurden eine Vielzahl an Quellen verwendet. Für die großen Wasserkraftwerke, die den staatlichen Kraftwerksbetreibern gehören, konnte ein Großteil der Informationen aus den jeweiligen Unternehmenshomepages entnommen werden. Eine Übersicht dieser zeigt Tabelle 11.

Tabelle 11: Quellen der Großkraftwerke

Land	Unternehmen	Homepage
Albanien	KESH (Korporata Elektroenergjitike Shqiptare)	<a href="http://www.kesh.al/">http://www.kesh.al/</a>
BuH	EP BIH (Elektroprivreda Bosne i Hercegovine)	<a href="https://www.elektroprivreda.ba/">https://www.elektroprivreda.ba/</a>
BuH	ERS (Elektroprivreda Republike Srpske)	<a href="http://www.ers.ba/">http://www.ers.ba/</a>
BuH	EP HZHB (Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne)	<a href="http://www.ephzhb.ba/">http://www.ephzhb.ba/</a>
Bulgarien	NEK (Natsionalna Elektricheska Kompania EAD)	<a href="http://www.nek.bg/index.php/en/">http://www.nek.bg/index.php/en/</a>
Kosovo	KEK (Kosovo Energetic Corporation)	<a href="http://kek-energy.com/kek/">http://kek-energy.com/kek/</a>
Kroatien	HEP (Hrvatska elektroprivreda)	<a href="http://www.hep.hr/">http://www.hep.hr/</a>
Mazedonien	ELEM (JS Company Macedonian Power Plants)	<a href="http://www.elem.com.mk/?lang=de">http://www.elem.com.mk/?lang=de</a>
Montenegro	EPCG (Elektroprivreda Crne Gore)	<a href="http://www.epcg.com/">http://www.epcg.com/</a>
Rumänien	HIDRO (Hidroelectrica SA)	<a href="http://www.hidroconstructia.com/">http://www.hidroconstructia.com/</a>
Serbien	EPS (Elektroprivreda Srbije)	<a href="http://www.eps.rs/">http://www.eps.rs/</a>
Slowenien	HSE (Holding Slovenske elektrarne)	<a href="http://www.hse.si/">http://www.hse.si/</a>

Für die kleinen Kraftwerke konnten diese Quellen meist nicht verwendet werden, da diese oft von privaten Unternehmen betrieben werden. Hierfür stellte die PLATTS-Datenbank<sup>69</sup> eine wichtige Grundlage dar. Sie beinhaltet eine sehr umfassende Sammlung verschiedenster Kraftwerke in Europa. Mit ihr konnten weitere Wasserkraftwerke ausfindig gemacht werden. Zusätzlich wurden zahlreiche Veröffentlichungen von Energieministerien, Jahresberichte der Netzbetreiber und Energieregulatoren sowie andere Internetressourcen verwendet.

Besonders aufwendig gestaltete sich die Suche nach den Kleinwasserkraftwerken, die in den oben genannten Quellen meist nur unzureichend abgebildet sind. Hierfür wurden die Flüsse und Bäche aller Länder mittels Google-Earth abgesucht. Über die hochauflösenden Bilder konnten weitere Anlagen aufgefunden werden. Die nächste Herausforderung stellte die Ermittlung der Kraftwerksnamen dar. Dafür wurden die Bezeichnungen der angrenzenden Siedlungen untersucht und mittels der PLATTS-Datenbank und intensiver Internetrecherche abgeglichen. In den meisten Fällen konnten so die Namen der Anlagen gefunden und in weiterer Folge auch die restlichen Kenndaten ermittelt werden.

Für Kraftwerke, bei denen nicht alle der oben genannten Kenndaten durch die beschriebene Vorgehensweise ermittelt werden konnten, wurden Abschätzungen durchgeführt. Für ein besseres Verständnis dieses Prozesses folgt ein Beispiel. Es zeigt die Vorgehensweise bei der Abschätzung der Kenndaten.

**Beispiel:** Laufkraftwerk Jelici in BuH. Das Kraftwerkshaus, die Wasserfassung und das Fallrohr wurden mit Hilfe von Google-Earth ausfindig gemacht. In Abbildung 42 ist der Bildausschnitt dargestellt. Dem Krafthaus am nächsten liegen die beiden Orte Kozice und Jelici. Der Name des ersten Ortes konnte in der PLATTS-Datenbank nicht gefunden werden, der zweite hingegen schon. Dort ist ein Kraftwerk Jelici, mit einer installierten Leistung von 1,35 MW und dem Baujahr 2005, zu finden.

Mittels Google-Earth konnte dann der Höhenunterschied zwischen Wasserfassung und Krafthaus ausgemacht werden. In diesem Fall betrug dieser

---

<sup>69</sup> PLATTS-Database

ca. 295 Meter. Nun konnte der maximale Durchfluss mithilfe folgender Näherungsformel abgeschätzt werden:

Formel 1: Annäherung der installierten Leistung<sup>70</sup>

$$P = c_p * Q * h_f$$

- P installierte Leistung
- $c_p$  Leistungsüberschlagsbeiwert
- Q maximaler Durchfluss
- $h_f$  Fallhöhe

Der Leistungsüberschlagsbeiwert entspricht im Wesentlichen der Erdbeschleunigung ( $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ ) abzüglich der hydraulischen Fließverluste der Kraftwerksanlagen. Bei den Untersuchungen im Zuge dieser Arbeit wurde stets  $c_p = 8$  angenommen. Für den betrachteten Fall ist der Durchfluss  $Q = 1,2 \text{ m}^3/\text{s}$ .

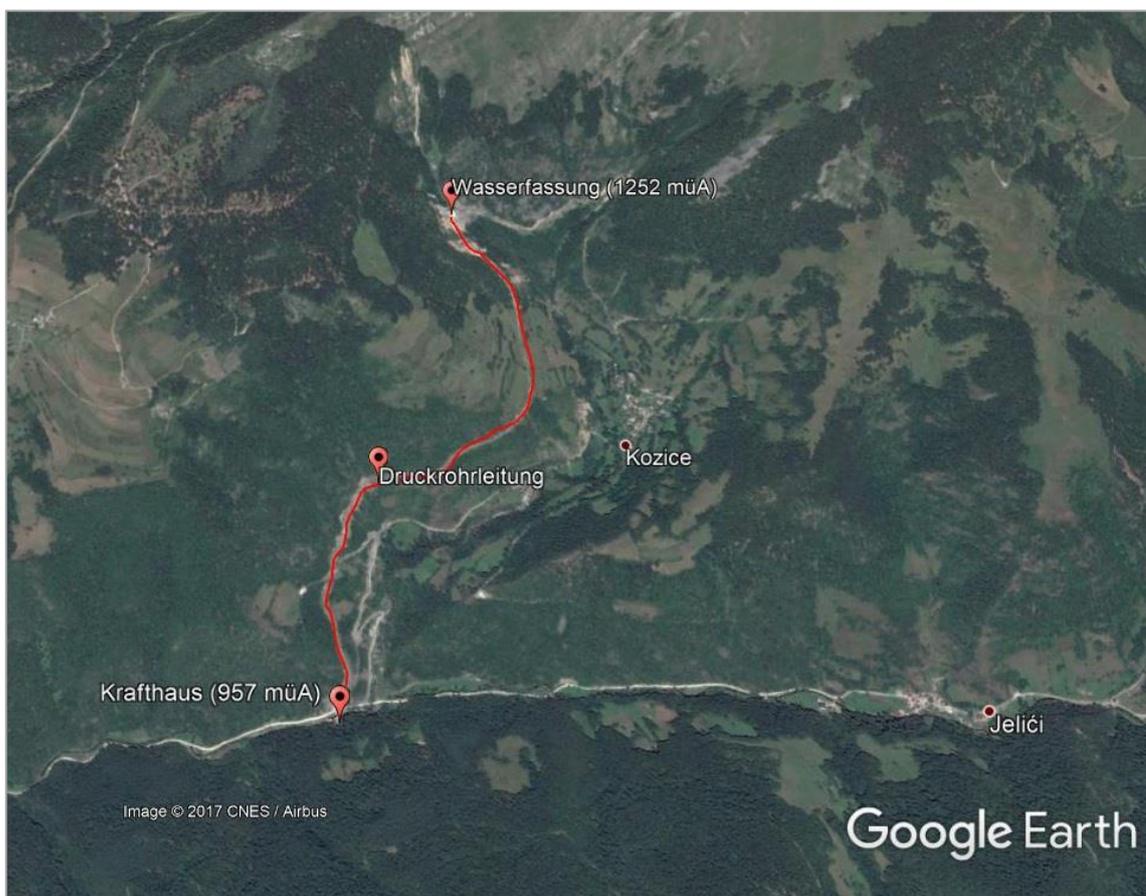


Abbildung 42: Wasserkraftwerk Jelici<sup>71</sup>

<sup>70</sup> Giesecke, Heimerl, Mosonyi: Wasserkraftanlagen (S. 31)

<sup>71</sup> Quelle: Google-Earth, eigene Bearbeitung

Das RAV wurde mittels definierten Volllaststunden für die verschiedenen Kraftwerkstypen ermittelt. Diese sind bei Großkraftwerken:

- 4000 h/a für Laufkraftwerke
- 4400 h/a für Schwellkraftwerke
- 2000 h/a für Speicherkraftwerke

Für Kleinkraftwerke wurden etwas geringere Werte angenommen. Sie lagen bei:

- 3500 h/a für Lauf- und Schwellkraftwerke
- 1500 h/a für Speicherkraftwerke

Das hier betrachtete Kraftwerk ist ein Laufkraftwerk mit 1,35 MW Leistung. Somit wurden hier 3500 Volllaststunden pro Jahr angesetzt. Dadurch liegt das RAV bei rund 4,7 GWh/a. Nun folgt noch die Aufteilung des RAV auf die zwölf Monate eines Jahres. Jedoch darf dies nicht auf alle Monate gleich verteilt werden, da der Niederschlag über das Jahr hinweg nicht konstant bleibt. Es wurde das Niederschlagsverhalten eines Ortes in der Nähe des Kraftwerks untersucht und mit dem RAV skaliert. In diesem Fall lag der Ort Prozor in der Kraftwerksumgebung, dessen Wetterdaten online verfügbar sind.<sup>72</sup>

Mit der beschriebenen Herangehensweise konnte der Kraftwerksbestand in den zehn Ländern analysiert werden. Vorrangig wurden immer jene Daten verwendet, die aus offiziellen Quellen stammen. Für jene Fälle, bei denen nur unzureichende oder gar keine Daten vorhanden waren, wurden die oben angeführten Näherungen angewandt. Im Laufe dieser Untersuchungen stellte sich heraus, dass die genaue Ermittlung aller Kleinkraftwerke einen zu großen Aufwand bedeuten würde, da dies mehrere tausend Anlagen sind.

So wurden jene Kleinkraftwerke nach der oben beschriebenen Methode erforscht, die geographisch zugeordnet werden konnten. Allerdings gibt es laut der PLATTS-Datenbank noch zahlreiche Kleinkraftwerke, bei denen dies nicht möglich war. Alle Leistungen dieser Anlagen wurden aufsummiert. Für jedes Land wurde ein

---

<sup>72</sup> Climate-Data: Proznor, <https://de.climate-data.org/location/37094/> [01.02.2018]

Ersatzkraftwerk mit dieser Leistung eingeführt. Die restlichen Kenndaten konnten nach der oben beschriebenen Methode abgeschätzt werden.

## 2.2. Ergebnisse der eigenen Untersuchungen

Im vorherigen Punkt wurde die Herangehensweise beschrieben, mit jener der Status Quo bezüglich Wasserkrafterzeugung ermittelt werden konnte. Hier sollen nun die Ergebnisse dieser Untersuchungen angeführt und zusammengefasst werden. Auf eine genaue Auflistung aller Kraftwerke mit ihren Kenndaten wird an dieser Stelle aus Platzgründen verzichtet. Für die Betrachtung des gegenwärtigen Standes wurde 2016 als Basisjahr verwendet. Alle bis dahin in Betrieb genommenen Kraftwerke werden hier berücksichtigt. Jene Anlagen, die 2017 oder später in Betrieb gehen, sind Teil der Szenarien (siehe Kapitel 4).

Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse der eigenen Untersuchungen, für die jeweiligen Länder zusammengefasst. Die einzelnen Leistungen und Regelarbeitsvermögen sind gerundet dargestellt.

Tabelle 12: Kraftwerksbestand allgemein<sup>73</sup>

Land	Anzahl			Leistung [MW]			RAV [GWh/a]		
	Gesamt	HPP	SHPP	Gesamt	HPP	SHPP	Gesamt	HPP	SHPP
Albanien	80	10	70	1866	1576	290	6113	5068	1045
BuH	36	16	20	2142	2067	75	6249	5996	253
Bulgarien	86	29	57	3099	2857	242	4297	3466	831
Kosovo	10	1	9	75	35	40	235	88	147
Kroatien	27	17	10	2028	1993	35	6292	6185	107
Mazedonien	45	9	36	645	571	74	1475	1216	259
Montenegro	20	2	18	697	667	30	1573	1491	82
Rumänien	302	120	182	6940	6389	551	19197	17472	1725
Serbien	36	16	20	3013	2967	46	11524	11359	165
Slowenien	70	21	49	1219	1134	85	4859	4440	419
Gesamt	712	241	471	21724	20256	1468	61814	56781	5033

<sup>73</sup> ATLANTIS-Stammdaten, eigene Untersuchungen

Es wurden 712 Kraftwerke ermittelt. Diese sind sehr unterschiedlich auf die verschiedenen Länder aufgeteilt. In Rumänien gibt es über 300 Wasserkraftwerke, in Slowenien sind es 70. Der Kosovo verfügt nur über 10 solcher Anlagen. Auffallend ist, dass in allen Ländern die Anzahl der Kleinkraftwerke deutlich größer ist als die der Großkraftwerke.

Nach eigenen Untersuchungen liegt die installierte Leistung aller Wasserkraftwerke bei rund 21,7 GW, wobei 93 % davon in Großanlagen installiert sind und nur etwa 7 % auf die Kleinwasserkraft entfallen. Wie schon bei der Kraftwerksanzahl liegt Rumänien auch bei der installierten Leistung an erster Stelle. Rund ein Drittel der in Südosteuropa installierten Wasserkraftleistung entfällt allein auf dieses Land. An zweiter Stelle stehen Bulgarien und Serbien mit etwas über 3 GW. In Montenegro und Mazedonien sind heute nur kleine Mengen (unter 1 GW) an Wasserkraft verbaut. Im Kosovo sind es sogar nur 75 MW.

Bei den hier dargestellten RAV handelt es sich um einen durchschnittlichen Wert der Jahreserzeugungen. Das gesamte RAV liegt insgesamt bei 61,8 TWh pro Jahr. Auch hier macht die rumänische Erzeugung etwa ein Drittel des Gesamtbetrages aus. Serbien liegt mit 11,5 TWh/a an zweiter Stelle, gefolgt von Kroatien, BuH und Albanien. Es ist auffallend, dass Bulgarien nur 4,3 TWh/a erzeugt, obwohl die installierte Leistung die zweithöchste in der Region ist. Montenegro, Mazedonien und der Kosovo sind auch beim RAV Schlusslicht.

Eine weitere interessante Darstellung zeigt Tabelle 13. Hier wurden die Kraftwerke auf ihre Speicherfähigkeit hin untersucht. Es wurden die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke sowie die Lauf- und Schwellkraftwerke summiert. Erstere besitzen die Eigenschaft, größere Mengen Wasser in Speicherbecken zu akkumulieren und erst zu einem späteren Zeitpunkt abzarbeiten. Lauf- und Schwellkraftwerke können dies nicht bzw. nur in einem sehr geringen Maße. Die Speicherfähigkeit von Wasserkraftwerken ist relevant, da durch sie die niederschlagsbedingten Schwankungen im Wasserstand der Flüsse ausgeglichen werden können. Das gespeicherte Wasser kann dann abgearbeitet werden, wenn Bedarf dazu besteht.

Die Zahl der speicherfähigen Kraftwerke ist deutlich geringer als die der Laufkraftwerke. Dies ist auf die große Zahl der Kleinkraftwerke zurückzuführen, da diese so gut wie

immer ohne Speicherbecken ausgelegt werden. Rumänien und Bulgarien verfügen sowohl über die größte Anzahl an Speicherkraftwerken als auch über die größte installierte Leistung durch diese.

Tabelle 13: Speicherfähigkeit des Kraftwerksbestandes<sup>74</sup>

Land	Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerk			Lauf- oder Schwellkraftwerk		
	Anzahl	Leistung [MW]	RAV [GWh/a]	Anzahl	Leistung [MW]	RAV [GWh/a]
Albanien	12	1488	4637	68	377	1476
BuH	12	1551	4476	24	591	1773
Bulgarien	49	2958	3648	37	142	650
Kosovo	2	43	124	8	32	110
Kroatien	11	1289	3272	16	739	3020
Mazedonien	12	555	1199	33	89	276
Montenegro	2	667	1491	18	30	82
Rumänien	52	2932	5647	250	4009	13550
Serbien	15	1487	3747	21	1526	7776
Slowenien	8	276	853	62	943	4006
Gesamt	175	13246	29094	537	8478	32719

In den meisten Ländern übersteigt die installierte Leistung der Speicherkraftwerke deutlich jene der Laufkraftwerke, obwohl die Anzahl der Anlagen geringer ist. Dies zeigt, dass die speicherfähigen Kraftwerke im Schnitt wesentlich größer ausfallen als die Laufkraftwerke. Speziell in Montenegro ist dies sehr gut zu beobachten. Slowenien und Rumänien bilden eine Ausnahme, da hier die meiste Leistung in nichtspeicherfähigen Flusskraftwerken installiert ist.

Grundsätzlich verfügt die Region über große Kapazitäten zur Speicherung von Wasser. Sie ist ein wichtiger Faktor für die Nutzung der Wasserkraft, da so die Abhängigkeit vom Niederschlag in der Stromproduktion reduziert werden kann.

Es folgt nun eine genauere Betrachtung der Wasserkraftwerke für die einzelnen Länder. Dabei wird auf die Lage der großen Anlagen und deren Erzeugungsart eingegangen. Weiters erfolgt eine Untersuchung des Alters des Wasserkraftwerksparks der jeweiligen Länder.

<sup>74</sup> ATLANTIS-Stammdaten, eigene Untersuchungen

### 2.1.1. Albanien

Der Großteil der albanischen Erzeugungskapazitäten liegt im Norden des Landes am Fluss Drin. Die größten Anlagen befinden sich im unteren Flussabschnitt nahe der Stadt Shkodra:

- SKW Fierza (500 MW)
- SKW Koman (600 MW)
- SKW Vau i Deja (250 MW)
- LKW Astha 1 (21 MW)
- LKW Astha 2 (32 MW)

Diese Anlagen verfügen über 74 % der albanischen Erzeugungskapazitäten und sind für 80 % der inländischen Stromerzeugung verantwortlich.<sup>75</sup>

Im Oberlauf des Drin liegen vier weitere Laufkraftwerke mittlerer Größe. Zusammen weisen sie eine Leistung von 51,872 MW auf:

- LKW Pobreg (13,452 MW)
- LKW Bele (11 MW)
- LKW Lapaj (13,6 MW)
- LKW Lura (13,82 MW)

Nördlich der Hauptstadt Tirana liegen zwei Speicherkraftwerke und ein Laufkraftwerk:

- SKW Ulza (25,2 MW)
- SKW Shkopeti (24 MW)
- LKW Peshqesh (27,94 MW)

Im südlichen Landesteil liegen weitere sechs Wasserkraftanlagen:

- LKW Rapuni 3+4 (10,2 MW)
- LKW Slabinj (13,8 MW)
- LKW Trevoli (12 MW)
- SKW Banje (73 MW)
- LKW Vlusche (14,2 MW)
- LKW Bistrica (22,5 MW)

Darunter befindet sich das neue Speicherkraftwerk Banje, das erst 2016 in Betrieb genommen wurde.

In Abbildung 43 sind die Standorte der albanischen Wasserkraftwerke dargestellt. Der linke Bildausschnitt zeigt die oben beschriebenen Großkraftwerke. Dabei sind die speicherfähigen Anlagen als rote Rauten eingezeichnet, die Lauf- und Schwellkraftwerke sind blau dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass diese Anlagen mehrheitlich im Norden des Landes liegen. Rechts ist ein Bildausschnitt aus Google-Earth zu erkennen,

---

<sup>75</sup> NREAP Albania 2016 (S. 6)

auf dem alle ermittelten Anlagen zu sehen sind. Diese sind zum einen die eben beschriebenen Großkraftwerke und zum anderen auch die Kleinwasserkraftwerke Albanien. Die kleinen Anlagen liegen nicht nur im Norden des Landes, sondern sind relativ gleichmäßig auf die Gebirgsregionen Albanien verteilt.

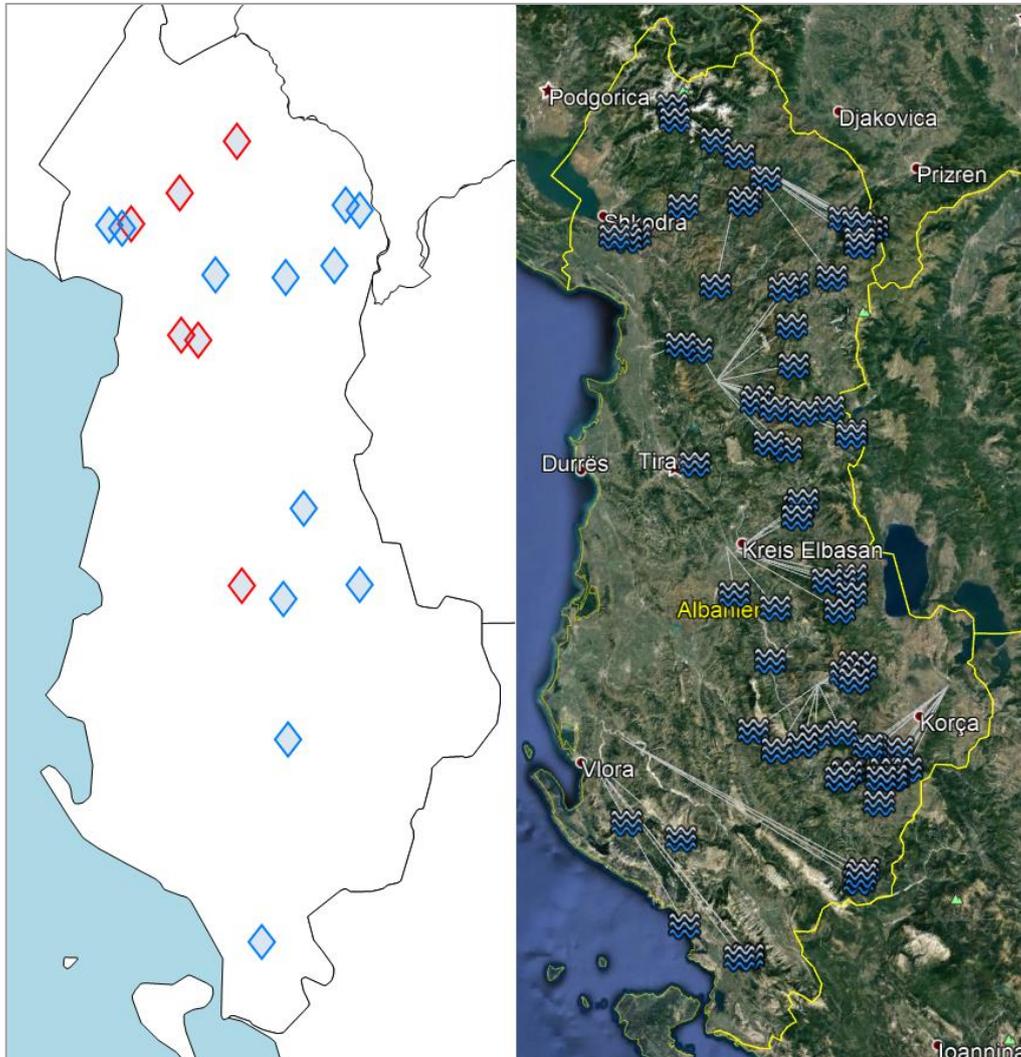


Abbildung 43: Lage der Wasserkraftwerke in Albanien<sup>76</sup>

Die Wasserkraftwerke in Albanien sind heute bereits in einem fortgeschrittenen Alter. Abbildung 44 zeigt eine Auflistung der installierten Leistung im Land. Der Großteil dieser Anlagen wurde in den 70er und 80er Jahren des vergangenen Jahrhunderts in Betrieb genommen. Ein Teil dieser Kraftwerke wurde in den letzten Jahren bereits modernisiert und technologisch auf den neuesten Stand gebracht. Auffallend ist der Anstieg der installierten Leistung in den vergangenen 0-5 Jahren. Somit gab es in den letzten fünf

<sup>76</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

Jahren vermehrt Inbetriebnahmen neuer Anlagen. Dies waren mehrheitlich Laufwasserkraftwerke kleinster Bauweise (bis 10 MW) sowie einige mittelgroße Anlagen bis 30 MW.

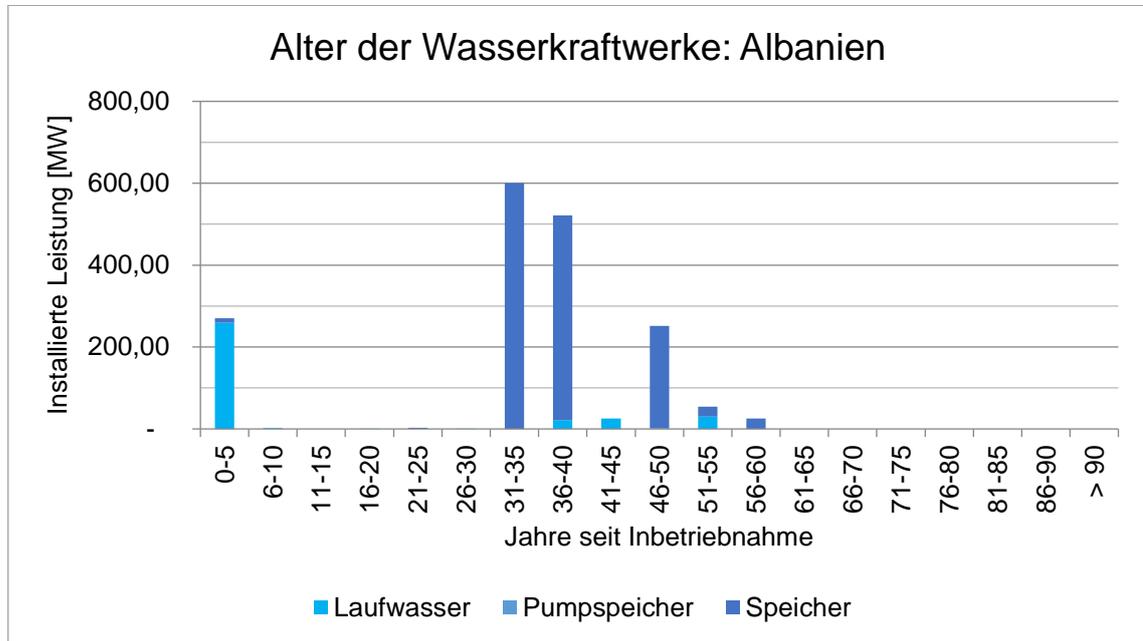


Abbildung 44: Alter der Wasserkraftwerke in Albanien<sup>77</sup>

Anmerkung: In Albanien zählen Anlagen mit einer Leistung bis zu 15 MW zur Kleinwasserkraft. Diese Grenze liegt in den anderen Ländern bei 10 MW. Für ein besseres Verständnis wurde im folgenden Verlauf dieser Arbeit auch für Albanien die Grenze bei den üblichen 10 MW angesetzt.

### 2.1.2. Bosnien und Herzegowina

Wie schon in Albanien sind auch in BuH die Wasserkraftwerke über das ganze Land verteilt. Allerdings liegen die großen Anlagen im Dinara-Gebirge und im Süden des Landes.

Die installierte Großwasserkraft hat eine Kapazität von 2067,4 MW und ist auf 16 Anlagen verteilt. Hierbei handelt es sich um Lauf-, Schwell-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke.

<sup>77</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

Im südlichsten Landesteil befinden sich sieben große Speicherkraftwerke:

- SKW Dubrovnik (105 MW)
- SKW Trebinje (180 MW)
- PSKW Capljina (420 MW)
- SKW Mostarsko Blato (60 MW)
- SKW Jablanica (180 MW)
- SKW Rama (160 MW)
- PSKW Busco Blato (11,4 MW)

Entlang des Flusses Neretva liegen vier weitere Laufkraftwerke:

- LKW Mostar (72 MW)
- LKW Salakovac (210 MW)
- LKW Grabovica (114 MW)
- LKW Pec Mlini (30 MW)

Im äußersten Osten des Landes befindet sich ein weiteres Speicherkraftwerk:

- SKW Visegrad (315 MW).

Schließlich gibt es nördlich der Hauptstadt Sarajevo noch folgende Anlagen:

- LKW Jajce 1 (60 MW)
- LKW Jajce 2 (30 MW)
- SKW Bocac (110 MW)
- LKW Una Kostela (10 MW)

Die genaue Lage der Großkraftwerke ist Abbildung 45 zu entnehmen. Im oberen Bildausschnitt sind die beschriebenen Anlagen als farbige Rauten eingezeichnet. Rote Symbole weisen auf speicherfähige Kraftwerke hin, blaue Symbole auf Lauf- oder Schwellkraftwerke. Der untere Bildausschnitt zeigt sämtliche Wasserkraftanlagen in BuH. Im Gegensatz zu den großen Anlagen liegen die Erzeugungseinheiten der Kleinwasserkraft überwiegend im Osten des Landes.

Auch in BuH sind die bestehenden Wasserkraftwerke in die Jahre gekommen. Das durchschnittliche Alter dieser Anlagen liegt bei 42 Jahren. Der Großteil der Kraftwerkskapazitäten in BuH wurde in den 1970er und 80er-Jahren in Betrieb genommen (siehe Abbildung 46). Den eigenen Untersuchungen zufolge wurde in der jüngeren Vergangenheit lediglich eine Anlage modernisiert. Dadurch gibt es heute noch großes Potential für Leistungssteigerungen durch Überholungen der Kraftwerke. Gleichwohl wurden in den letzten Jahren wieder vermehrt neue Anlagen in Betrieb genommen.

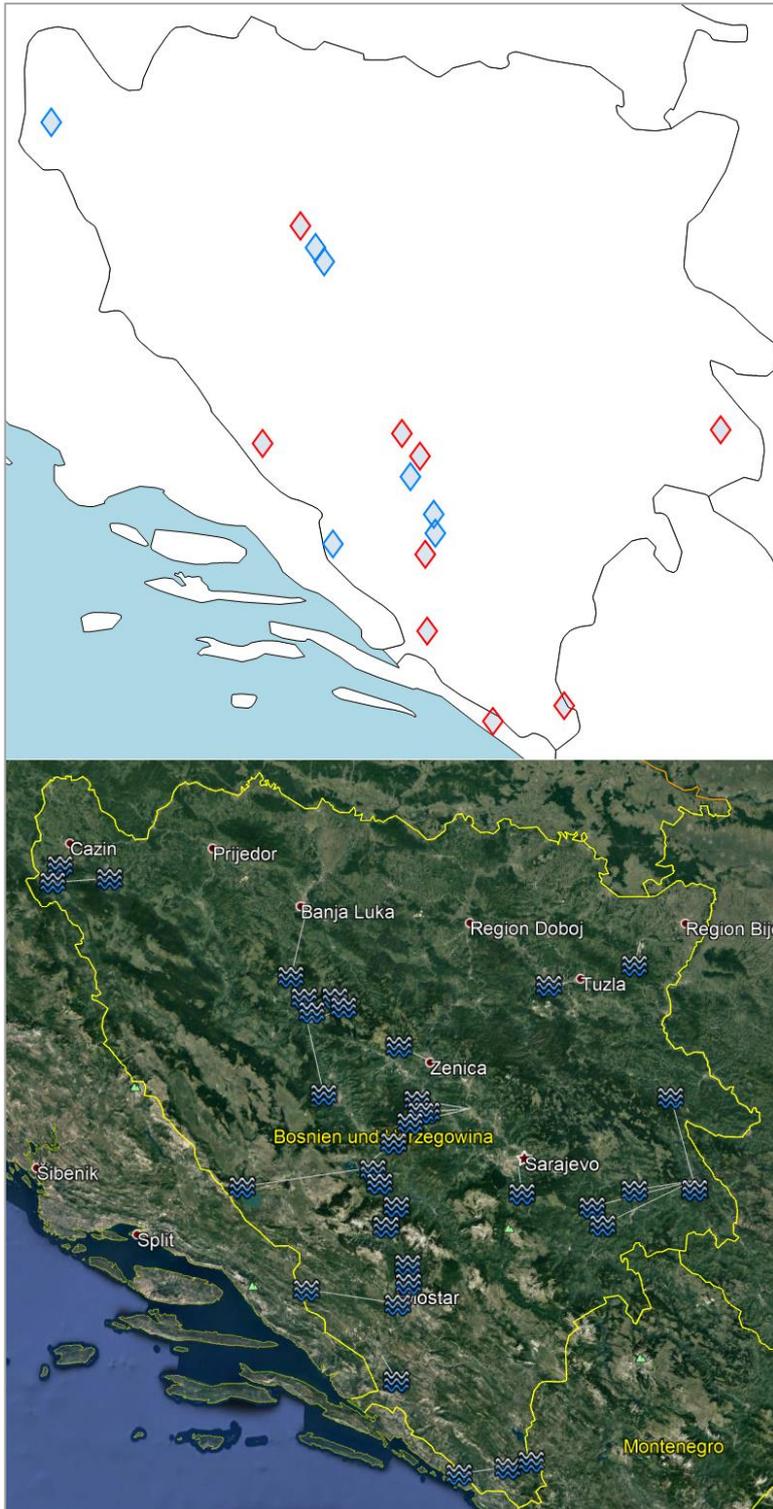


Abbildung 45: Lage der Wasserkraftwerke in BuH<sup>78</sup>

<sup>78</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

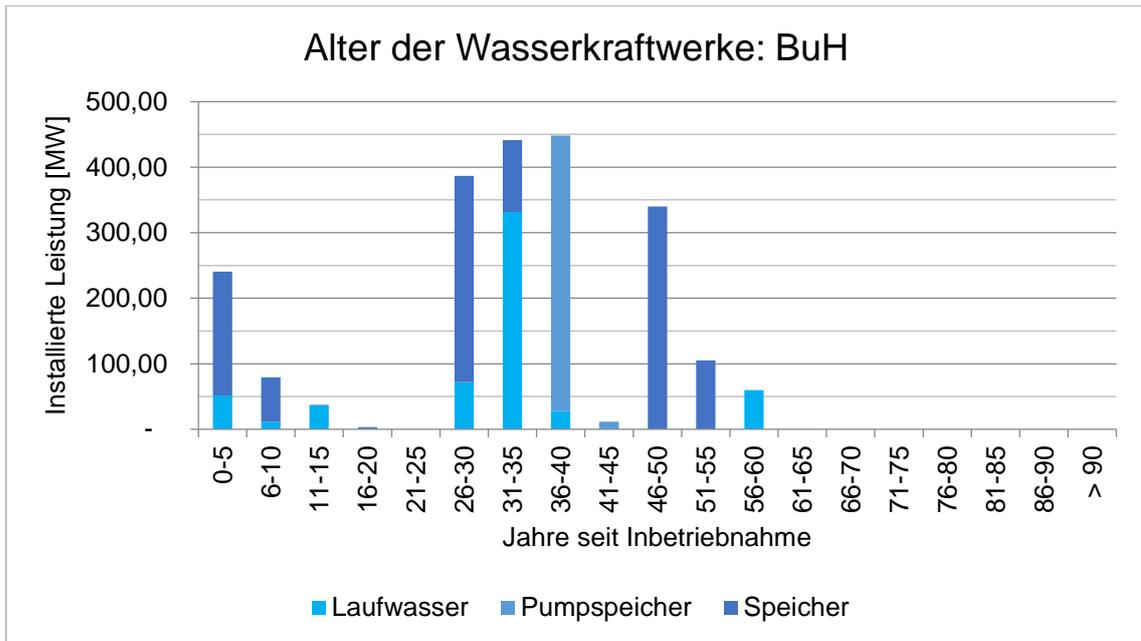


Abbildung 46: Alter der Wasserkraftwerke in BuH<sup>79</sup>

### 2.1.3. Bulgarien

In Bulgarien gibt es 29 Großkraftwerke, die eine installierte Leistung von 2857 MW haben. Auffallend dabei ist, dass alle entweder reine Speicherkraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke sind. Bulgarien verfügt also über große Kapazitäten für die Speicherung von Wasser. Der Großteil dieser Anlagen liegt im Rila-, Pirin- oder Rhodopengebirge südlich der Hauptstadt Sofia. Weiter vier Kraftwerke befinden sich direkt im Balkengebirge. Es folgt eine Auflistung dieser Anlagen:

Rilagebirge:

- SKW Kokalyane (22,4 MW)
- SKW Pasarel (33 MW)
- SKW Beli Iskar (16,8 MW)
- SKW Topolnitza (11,33 MW)
- PSKW Belmeken (375 MW)
- SKW Sestrimo (240 MW)
- PSKW Chaira (864 MW)
- SKW Momina Klisoura (120 MW)

Piringebirge:

- SKW Popina Laka (22 MW)
- SKW Lilianovo (20,6 MW)
- SKW Sandanski (14,4 MW)
- SKW Spanchevo (28 MW)
- SKW Pirin (22 MW)

<sup>79</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

Rhodopengebirge:

- SKW Aleko (66 MW)
- SKW Peshtera (128 MW)
- SKW Batak (46,8 MW)
- SKW Vacha (14 MW)
- SKW Krichim (80 MW)
- PSKW Orfeus (160 MW)
- SKW Tsankov Kamak (80 MW)
- SKW Devin (80 MW)
- SKW Teshel (60 MW)
- SKW Kardzhali (106 MW)
- SKW Studen Kladenets (85 MW)
- SKW Ivailovgrad (104 MW)

Balkangebirge:

- SKW Alexander St. (10,24 MW)
- SKW Rositsa (10,83 MW)
- SKW Stara Zagora (22,4 MW)
- SKW Zhrebtschevo (14,4 MW)

Die genaue Lage der Anlagen zeigt Abbildung 47. Im oberen Bildausschnitt sind die Großkraftwerke eingezeichnet. Wie bereits erwähnt, gibt es bei den bulgarischen Großkraftwerken keine Laufkraft, weshalb lediglich rote Rauten abgebildet sind. Der untere Bildausschnitt zeigt zusätzlich die Kleinwasserkraftwerke Bulgariens. Sie sind wieder als blaue Wellensymbole dargestellt. Die Kleinwasserkraftwerke liegen größtenteils im Rila- und Balkangebirge.

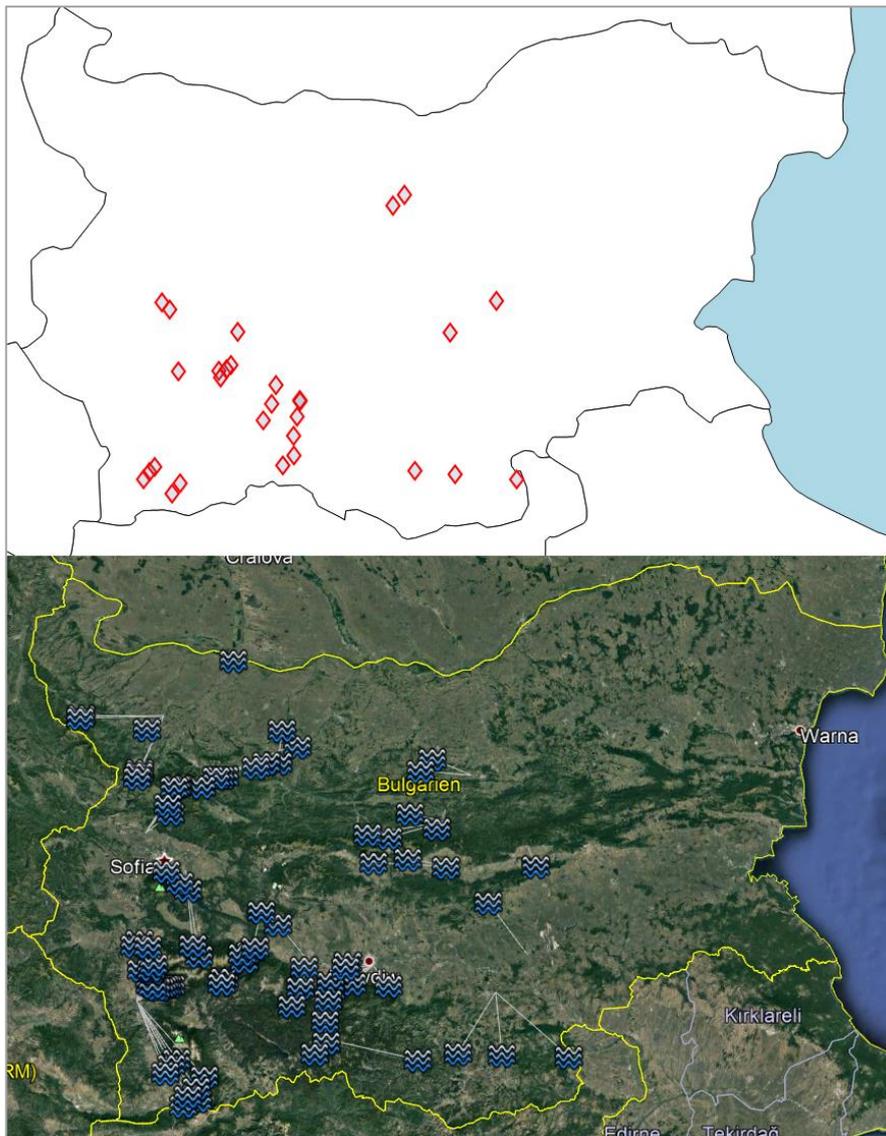


Abbildung 47: Lage der Wasserkraftwerke in Bulgarien<sup>80</sup>

Auch in Bulgarien sind vor allem die großen Wasserkraftwerke bereits in einem fortgeschrittenen Alter. 11 Anlagen sind mindestens 25 Jahre alt, weitere 15 Anlagen sogar älter als 50 Jahre. Seit Beginn 90er-Jahre des zwanzigsten Jahrhunderts wurden nur 3 neue Kraftwerke errichtet. In Abbildung 48 sind die installierten Leistungen der Wasserkraftwerke in Abhängigkeit des Alters dargestellt. Ein Großteil dieser ist, wie bereits erwähnt, 40 bis 60 Jahre alt. Gut zu erkennen ist die Inbetriebnahme des Pumpspeicherkraftwerks Chaira mit 864 MW im Jahre 1993. Ebenso ist hier ein Zuwachs neuer Anlagen in der jüngeren Vergangenheit zu verzeichnen, auch wenn dieser deutlich geringer ausfällt als in Albanien oder BuH.

<sup>80</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

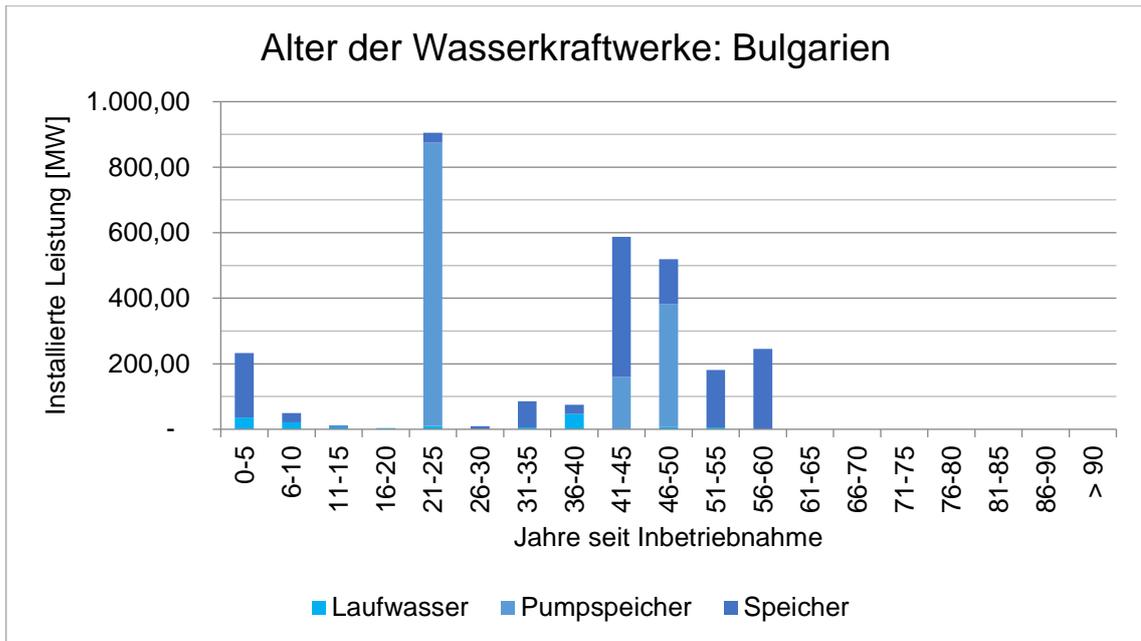


Abbildung 48: Alter der Wasserkraftwerke in Bulgarien<sup>81</sup>

#### 2.1.4. Kosovo

Der Kosovo hat, wie eingangs erwähnt, nur wenige Wasserkraftkapazitäten. Es gibt lediglich ein Großkraftwerk. Das Speicherkraftwerk Ujmani (35 MW) befindet sich an der nördlichen Staatsgrenze zu Serbien. Daneben gibt es noch neun Kleinkraftwerke, die zusammen eine Leistung von 39,63 MW aufweisen. Sie befinden sich entweder im westlichen Morka Gora Gebirge oder im südlichen Landesteil, im Sar Planina Gebirge.

Abbildung 49 zeigt dabei die Lage dieser Kraftwerkseinheiten. Links ist das große Speicherkraftwerk in Rot eingezeichnet. Im rechten Bildteil sind zusätzlich noch die Kleinkraftwerke zu sehen.

Das Alter der kosovarischen Wasserkrafterzeugung ist in Abbildung 50 dargestellt. Die ersten Anlagen gingen bereits vor 1960 in Betrieb. Erst in den 1980er Jahren wurden die nächsten Kraftwerke errichtet. Zu dieser Zeit ging auch das bis dato größte kosovarische Wasserkraftwerk Ujmani ans Netz. In den letzten fünf Jahren wurden vier neue Kleinkraftwerke errichtet.

<sup>81</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

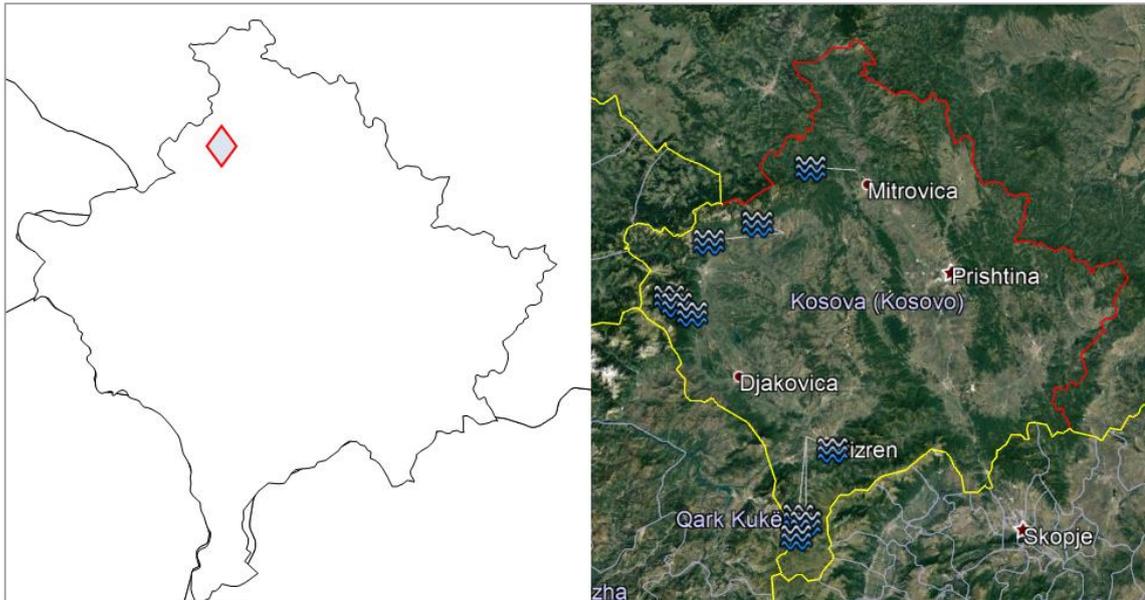


Abbildung 49: Lage der Wasserkraftwerke im Kosovo<sup>82</sup>

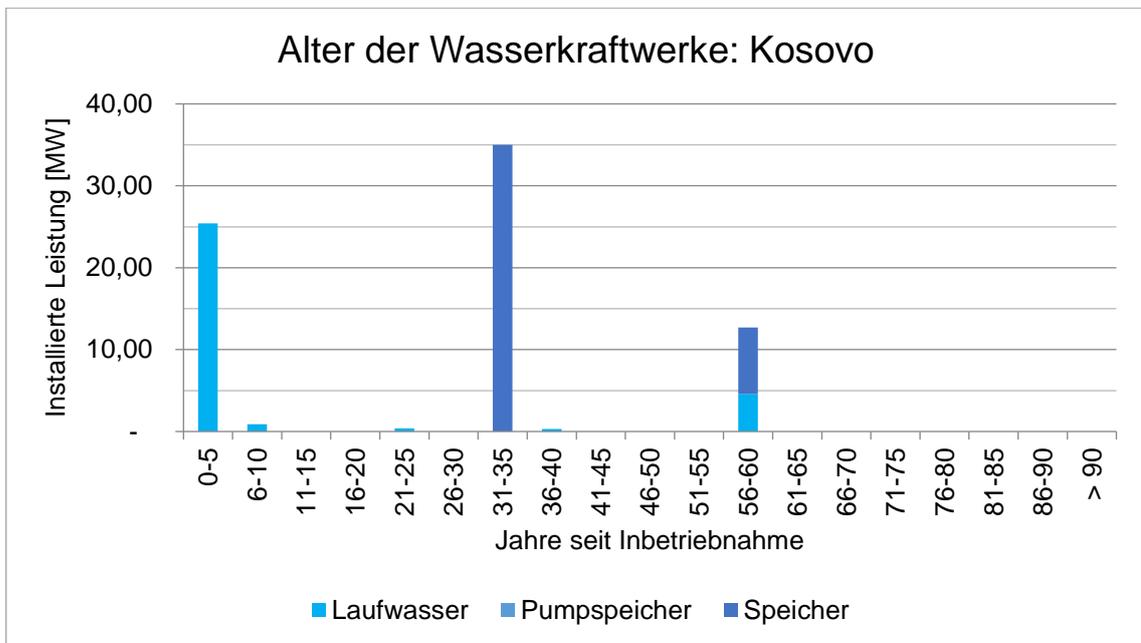


Abbildung 50: Alter der Wasserkraftwerke im Kosovo<sup>83</sup>

### 2.1.5. Kroatien

In Kroatien gibt es heute 27 Wasserkraftwerke, wovon 17 Großkraftwerke sind. Hierbei handelt es sich sowohl um Lauf-, Schwell- und Speicherkraftwerke, als auch um ein Pumpspeicherkraftwerk. Sie liegen hauptsächlich im gebirgigen Norden des Landes und entlang des karstigen Küstenstreifens.

<sup>82</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

<sup>83</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

Am kroatischen Abschnitt der Drau liegen:

- LKW Varazdin (94,58 MW)
- LKW Cakovez (77,44 MW)
- LKW Dubrava (77,78 MW)

Südöstlich der Hauptstadt Zagreb gibt es zwei Schwellkraftwerke:

- LKW Lesce (42,29 MW)
- LKW Gojak (55,5 MW)

Alle anderen Großkraftwerke in Kroatien liegen entlang der Küste:

- LKW Rijeka (36,8 MW)
- LKW Vinodol (94,5 MW)
- LKW Senj (216 MW)
- SKW Sklope (22,5 MW)
- PSKW Velebit (276 MW)
- LKW Miljacka (24 MW)
- SKW Peruca (60 MW)
- SKW Orlovac (237 MW)
- LKW Dale (40,8 MW)
- SKW Zakucac (486 MW)
- LKW Kraljevac (46,4 MW)
- SKW Dubrovnik (105 MW)

Die eben genannten Kraftwerke sind im linken Ausschnitt der Abbildung 51 dargestellt. Die blauen Rauten repräsentieren die Lauf- und Schwellkraftwerke, die roten Rauten sind Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke. Im rechten Bildausschnitt sind zusätzlich noch die zehn Kleinwasserkraftwerke des Landes abgebildet. Sie sind überwiegend an der Küste angesiedelt. Einige der Wasserkraftwerke in Kroatien weisen besonders große Fallhöhen auf (Vinodol: 658 hm, Velebit: 517 hm, Senj: 410 hm, Orlovac: 380 hm, Dubrovnik: 272 hm).

Auffallend ist das Alter der Großkraftwerke (siehe Abbildung 52). Acht davon sind älter als 25 Jahre, weitere acht sogar älter als 50 Jahre. Seit den 1980er Jahren wurde nur eine neue Anlage in Betrieb genommen (HPP Lesce 2010).

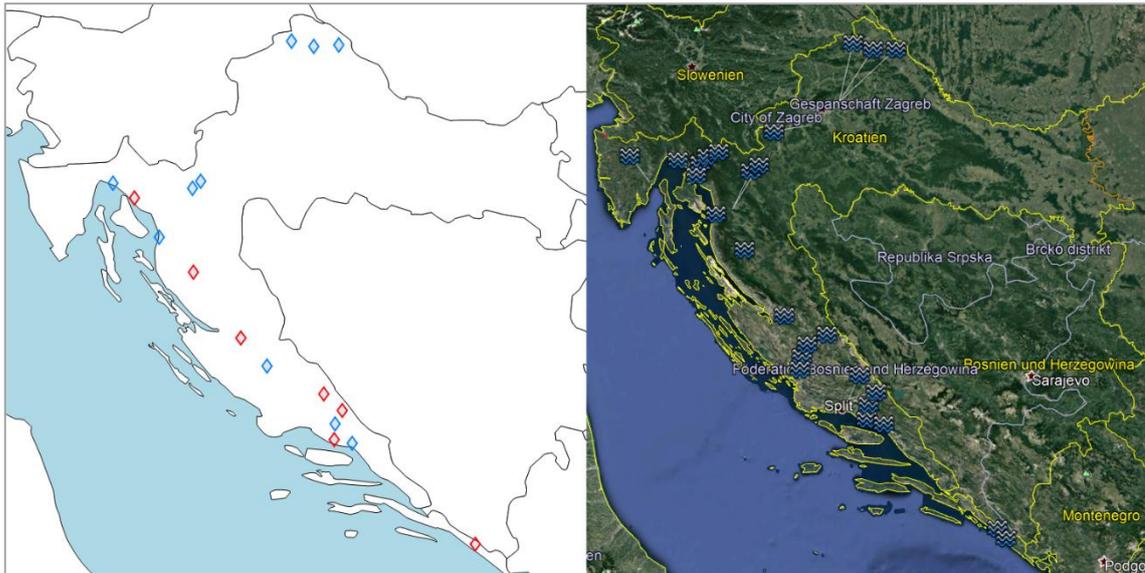


Abbildung 51: Lage der Wasserkraftwerke in Kroatien<sup>84</sup>

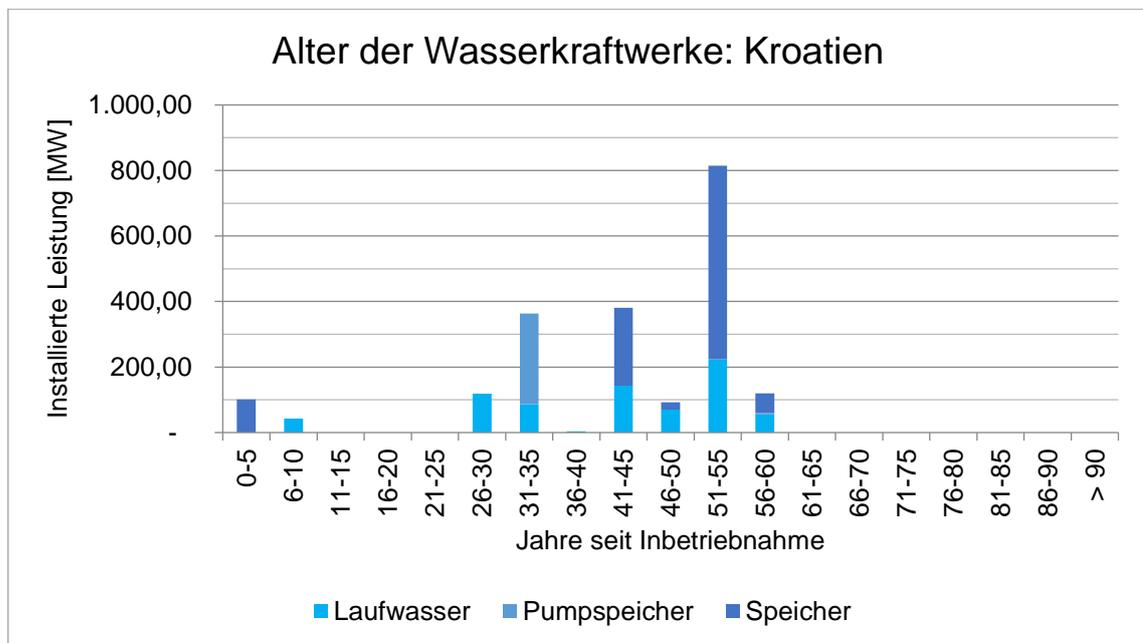


Abbildung 52: Alter der Wasserkraftwerke in Kroatien<sup>85</sup>

### 2.1.6. Mazedonien

Bei den mazedonischen Großkraftwerken handelt es sich um sieben Speicher- und zwei Laufkraftwerke. Der Großteil dieser befindet sich im gebirgigen Nordwesten des Landes:

- SKW Globocica (42 MW)
- LKW Vrben (12,8 MW)
- SKW Spilje (84 MW)
- SKW Vrutok (165,6 MW)

<sup>84</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

<sup>85</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

- LKW Raven (21 MW)
- SKW Sveta Petka (36,4 MW)
- SKW Kozjak (82 MW)

Weitere zwei Großanlagen liegen südlich bzw. östlich davon:

- SKW Tikves (113 MW)
- SKW Kalimanci (13,8 MW)

Abbildung 53 zeigt diese Großkraftwerke im oberen Bildausschnitt (LKW in Blau und SKW in Rot). Darunter sind zusätzlich noch die Kleinkraftwerke abgebildet. Sie sind relativ gleichmäßig über das ganze Land verteilt.

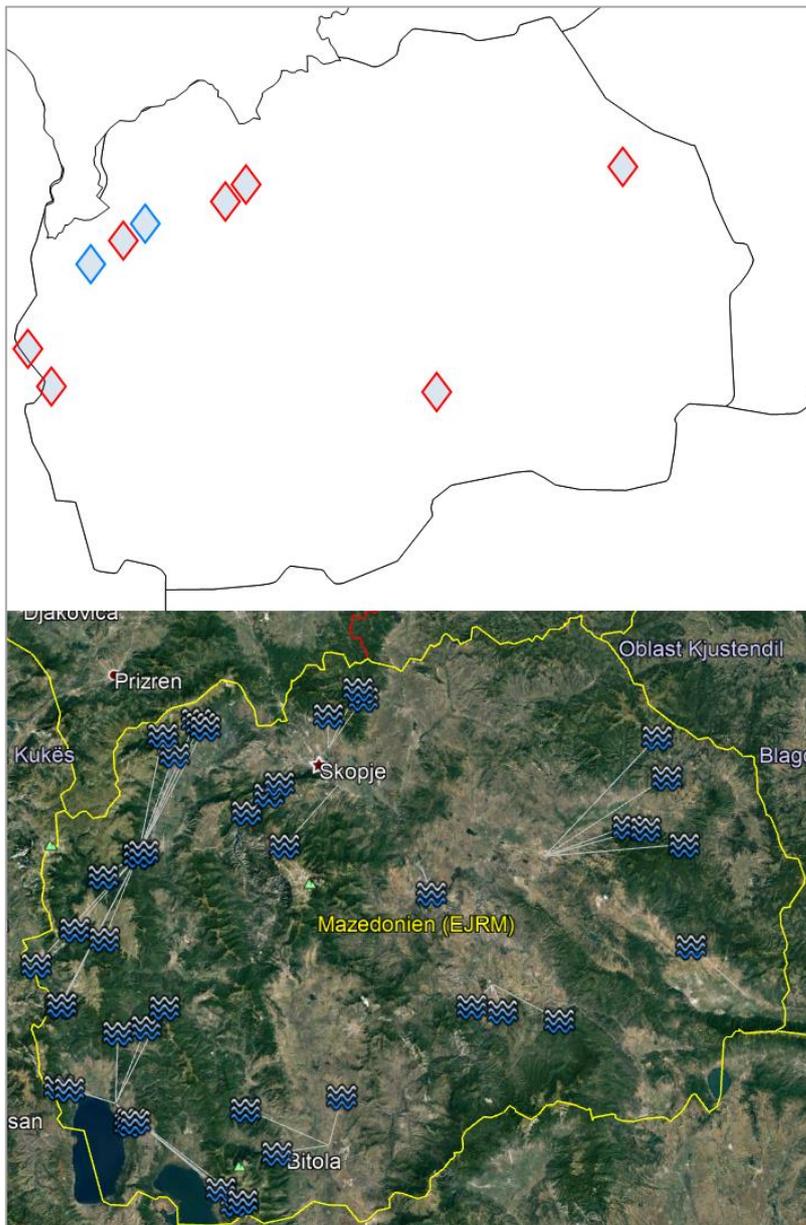


Abbildung 53: Lage der Wasserkraftwerke in Mazedonien<sup>86</sup>

<sup>86</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

Die Großkraftwerke in Mazedonien wurden überwiegend in den 1950er und -60er Jahren errichtet. Dies ist in Abbildung 54 zu erkennen. Allerdings wurden sämtliche Anlagen in den letzten Jahren überholt. Seit gut 20 Jahren werden wieder vermehrt neue Kraftwerke in Betrieb genommen. Auf der erwähnten Abbildung ist die Tatsache gut zu erkennen, dass die Wasserkraft in Mazedonien fast ausschließlich aus Speicherkraftwerken besteht.

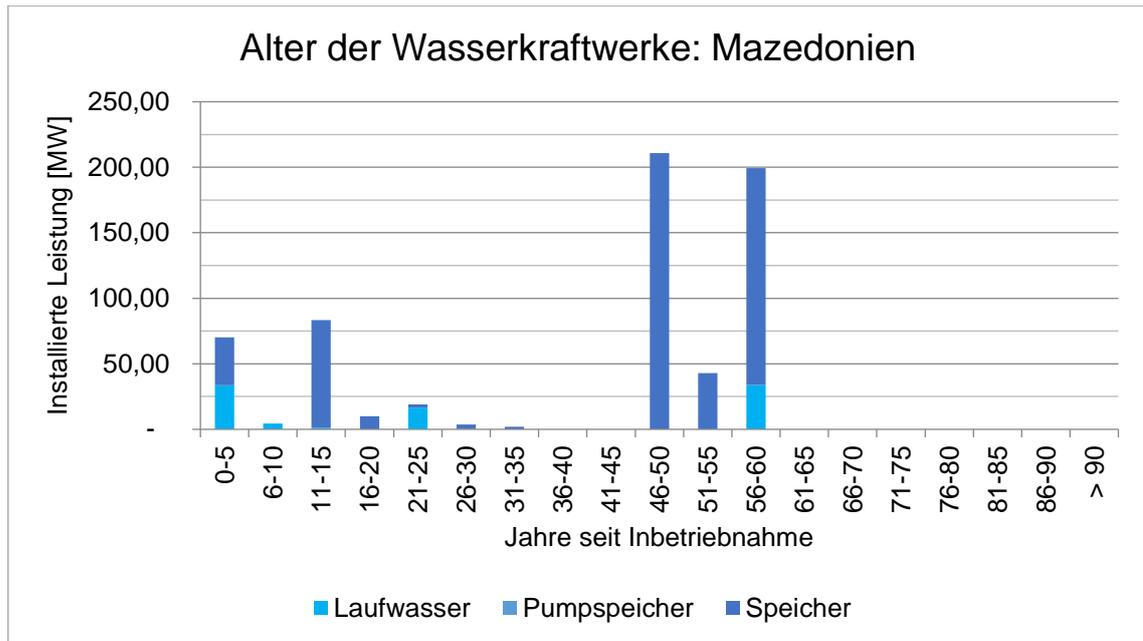


Abbildung 54: Alter der Wasserkraftwerke in Mazedonien<sup>87</sup>

### 2.1.7. Montenegro

In Montenegro gibt es heute erst zwei Großkraftwerke. Bei beiden handelt es sich um Speicherkraftwerke. Eines davon liegt im Norden des Landes, am Piva-Fluss:

- SKW Piva (360 MW)

Das zweite liegt südlich davon, nahe der Stadt Niksic:

- SKW Perucica (307 MW)

In Abbildung 55 sind links die beiden Großkraftwerke Montenegros abgebildet. Die roten Markierungen verdeutlichen, dass es sich hierbei um Speicherkraftwerke handelt. Rechts davon sind darüber hinaus auch noch die Kleinwasserkraftwerke dargestellt. Sie liegen vor allem im gebirgigen Osten des Landes.

<sup>87</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

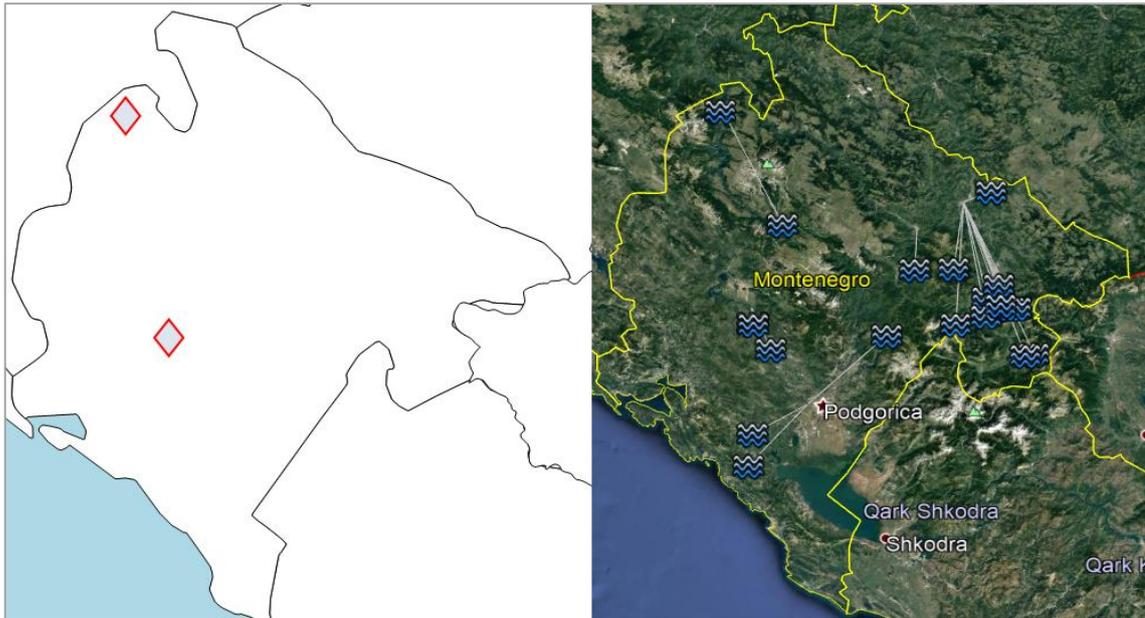


Abbildung 55: Lage der Wasserkraftwerke in Montenegro<sup>88</sup>

Abbildung 56 zeigt das Alter der Wasserkraftwerke in Montenegro. Hier ist die Alterscharakteristik so, wie sie für die Region typisch ist. Ein Teil wurde bereits vor den 1960er Jahren in Betrieb genommen. Weiters folgte ein Anstieg der installierten Leistung Ende der 60er Jahre. In der jüngeren Vergangenheit wurde in Montenegro mit dem Ausbau der Kleinwasserkraft begonnen.

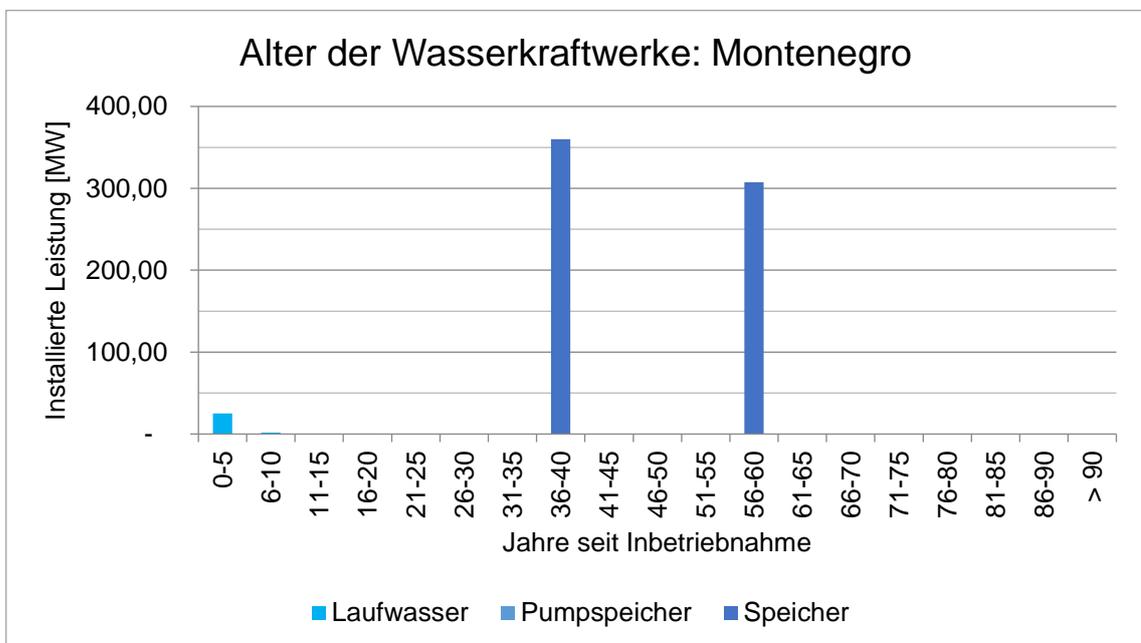


Abbildung 56: Alter der Wasserkraftwerke in Montenegro<sup>89</sup>

<sup>88</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

<sup>89</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

### 2.1.8. Rumänien

In Rumänien liegt ein großer Teil der Wasserkrafterzeugung an der Donau. Es existieren hier drei Großkraftwerke:

- LKW Iron Gates I (1166,4 MW)
- LKW Iron Gates II (321 MW)
- LKW Gogosu (54 MW)

Neben den Donaukraftwerken wird auch an den Flüssen Olt, Bistrita, Arges und Siret eine Vielzahl an großen Wasserkraftwerken betrieben. Entlang des Laufes der Olt befinden sich 27 Anlagen mit einer Leistung von 995 MW:

- LKW Voila (14,2 MW)
- LKW Vistea (14,2 MW)
- LKW Arpasu (14,2 MW)
- LKW Scoreiu (14,2 MW)
- LKW Avrig (14,2 MW)
- LKW Racovita (19 MW)
- LKW Robesti (25,8 MW)
- LKW Cornetu (33,2 MW)
- LKW Gura Lotrului (24,9 MW)
- LKW Turnu (70 MW)
- LKW Calimanesti-Olt (38 MW)
- LKW Daesti (37 MW)
- LKW Ramnicu Valcea (46 MW)
- LKW Raureni (48 MW)
- LKW Govora (45 MW)
- LKW Babeni (37 MW)
- LKW Ionesti (38 MW)
- LKW Zavideni (38 MW)
- LKW Dragasani (45 MW)
- LKW Strejesti (50 MW)
- LKW Arcesti (38 MW)
- LKW Slatina (26 MW)
- LKW Ipotesti (53 MW)
- LKW Draganesti (53 MW)
- LKW Frunzaru (53 MW)
- LKW Rusanesti (53 MW)
- LKW Izbiceni (53 MW)

An der Bistrita liegen 14 Anlagen mit einer installierten Leistung von 465 MW:

- LKW Poiana Teiului (11 MW)
- SKW Stejaru (210 MW)
- LKW Pangarati (23 MW)
- LKW Vaduri (44 MW)
- LKW Piatra Neamt (11 MW)
- LKW Vanatori (14 MW)
- LKW Roznov (14 MW)
- LKW Zanesti (14 MW)
- LKW Costisa (14 MW)
- LKW Buhusi (11 MW)
- LKW Racova (23 MW)
- LKW Garleni (23 MW)
- LKW Lilieci (23 MW)
- LKW Bacau (30 MW)

Weitere 5 große Wasserkraftwerke liegen im unteren Teil der Siret. Sie haben zusammen eine Leistung von 192 MW:

- LKW Galbeni (29,5 MW)
- LKW Racaciuni (45 MW)
- LKW Beresti (43,5 MW)
- LKW Calimanesti-Siret (40 MW)
- LKW Movileni (33,9 MW)

Am Arges gibt es insgesamt 12 Großkraftwerke, die zusammen eine installierte Leistung von 376,1 MW aufweisen:

- SKW Vidraru (220 MW)
- LKW Oiesti (15 MW)
- LKW Albesti (15 MW)
- LKW Cebureni (15 MW)
- LKW Valea Iasului (15 MW)
- LKW Noaptes (15,4 MW)
- LKW Zigoneni (15,4 MW)
- LKW Baiculesti (15,4 MW)
- LKW Minicesti (11,5 MW)
- LKW Vilcele (15,4 MW)
- LKW Merisani (11,5 MW)
- LKW Budeasa (11,5 MW)

Eine weitere Kraftwerksreihe befindet sich entlang des kleinen Flusses Strei, der nahe der Stadt Diemrich in den Mures fließt:

- SKW Retezat Raul M. (335 MW)
- LKW Clopotiva (14 MW)
- LKW Ostrovul Mic (15,9 MW)
- LKW Ostrovul Mare (15,9 MW)
- LKW Carnesti I (15,9 MW)
- LKW Carnesti II (11,5 MW)
- LKW Paclisa (15,9 MW)
- LKW Totesti I (15,9 MW)
- LKW Totesti II (15,9 MW)
- LKW Hateg (15,9 MW)
- LKW Orlea (11,5 MW)
- LKW Subcetate (12,215 MW)
- LKW Plopi (12 MW)
- LKW Bretea (12,25 MW)

Im südöstlichen Teil des Karpatenbogens liegen vier Kraftwerke entlang des Flusses Buzau:

- SKW Nehoiasu Siriu H. (42 MW)
- LKW Candesti (11,2 MW)
- LKW Vernesti (11,8 MW)
- LKW Simileasca (11,7 MW)

Ein weiterer wichtigerer Fluss ist die Sebes-Körös. Sie entspringt im nördlichen Apuseni-Gebirge und ihr Wasser wird von sechs Kraftwerken abgearbeitet:

- SKW Remeti (100 MW)
- SKW Munteni (58 MW)
- LKW Lugasu (18 MW)
- LKW Tileagt (18 MW)
- LKW Sacadat (10 MW)
- LKW Fughiu (10 MW)

Neben den eben beschriebenen Kraftwerken, die sich entlang der großen rumänischen Flüsse befinden, gibt es noch weitere Anlagen, die sich über die Gebirgsregionen im Land erstrecken. Dies sind größtenteils Speicherkraftwerke und liegen in den Süd- und Ostkarpaten sowie im Apuseni-Gebirge:

Apuseni:

- SKW Mariselu (220 MW)
- SKW Tarnita (45 MW)
- SKW Somesul Cald (12 MW)

Ostkarpaten:

- SKW Colibita (21 MW)
- SKW Rastolita (24 MW)

Südkarpaten:

- SKW Crainicel (20 MW)
- SKW Ruieneni (153 MW)
- SKW Raul Alb (40 MW)
- SKW Motru (50 MW)
- SKW Tismana Un. (106 MW)
- SKW Clocotis (10 MW)
- LKW Vadeni (11,8 MW)
- LKW Targu Jui (13,4 MW)
- PSKW Gilceag (150 MW)
- SKW Sebes Sugag (150 MW)
- SKW Sasciori (42 MW)
- LKW Sadu (15,4 MW)
- PSKW Jidoaia (20 MW)
- PSKW Petrimanu (30 MW)
- SKW Lotru Ciunget (510 MW)
- SKW Malaia (18 MW)
- SKW Bradistor (115 MW)
- SKW Clabucet (64 MW)
- LKW Rucar (23 MW)
- SKW Leresti (19 MW)
- SKW Scropoasa (12 MW)
- SKW Dobresti (16 MW)
- SKW Moroieni (15 MW)
- SKW Paltinu (10,4 MW)
- SKW Maneciu (10 MW)
- LKW Izvoarele (16 MW)
- LKW Valenii de Munte (10 MW)

Des Weiteren liegen drei Wasserkraftwerke außerhalb der Gebirgsregionen, im Nord- und Südosten des Landes:

- LKW Stanca Costesti (15 MW)
- LKW Agigea (10 MW)
- LKW Cernavoda (12,6 MW)

Abbildung 57 zeigt die Lage der eben beschriebenen Großkraftwerke auf dem oberen Bildausschnitt. Bei den blau dargestellten Flusskraftwerken sind die Flussverläufe deutlich zu erkennen. Die roten Rauten repräsentieren die speicherfähigen Kraftwerke. Sie sind vorrangig in den Südkarpaten zu finden. Im unteren Bildausschnitt sind zusätzlich noch die Kleinkraftwerke eingezeichnet. Auch sie sind vorrangig im Karpatenbogen sowie dem Apuseni-Gebirge angesiedelt.

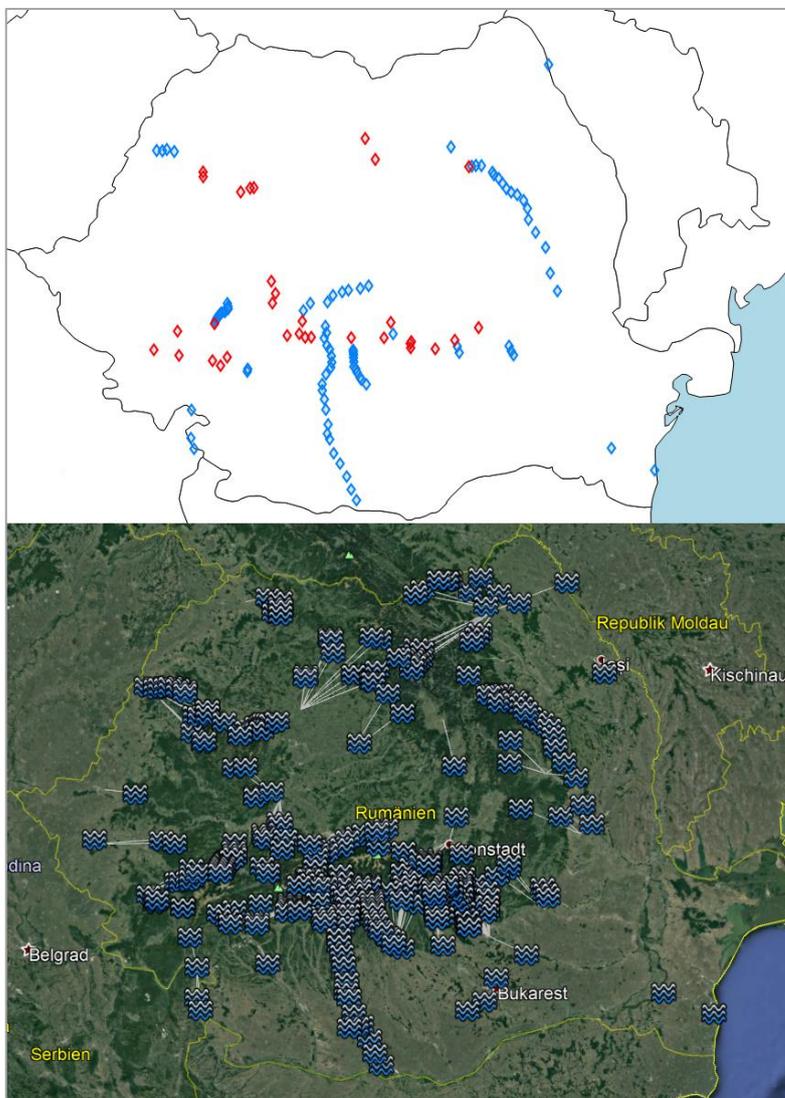


Abbildung 57: Lage der Wasserkraftwerke in Rumänien<sup>90</sup>

<sup>90</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

Auch der rumänische Wasserkraftwerkspark ist heute schon in einem fortgeschrittenen Alter. Abbildung 58 verbildlicht dies. Allerdings ist die Situation hier weniger dramatisch als z.B. in Mazedonien. Bei den Großkraftwerken gibt es 19 Anlagen, die bereits älter als 50 Jahre sind. Weitere 78 sind mindestens 25 Jahre alt und nur 23 Kraftwerke sind nach dem Jahre 1992 errichtet worden. Aufgrund des Alters der Anlagen ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren eine Vielzahl der Kraftwerke überholt werden muss.

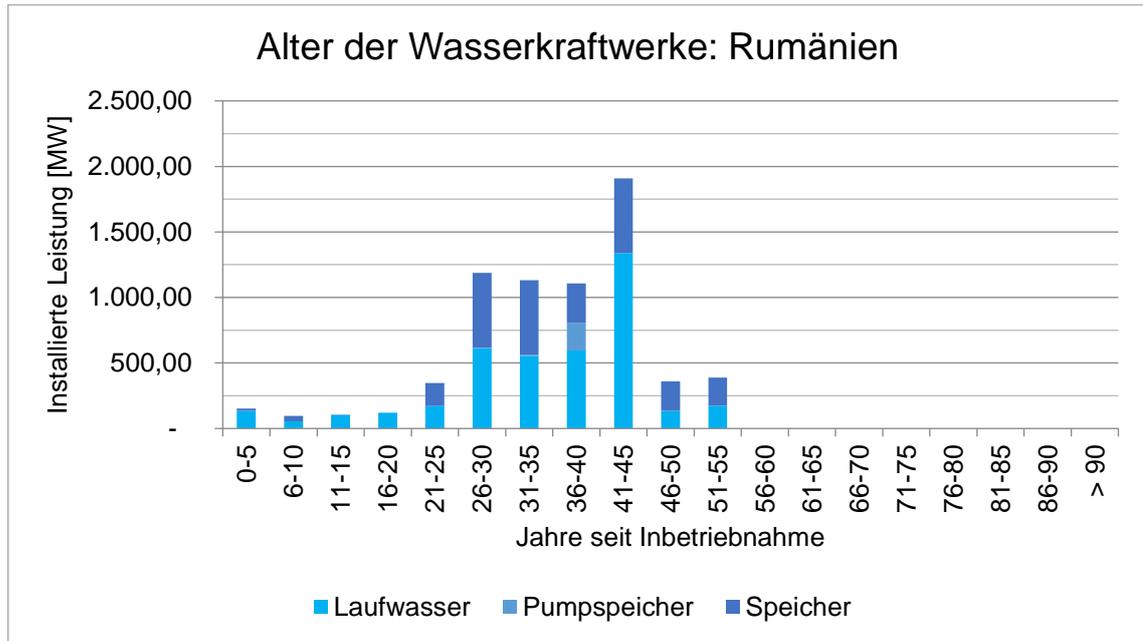


Abbildung 58: Alter der Wasserkraftwerke in Rumänien<sup>91</sup>

### 2.1.9. Serbien

Die serbischen Großkraftwerke liegen alle südlich der Hauptstadt Belgrad. Entlang der Donau befinden sich die größten Kraftwerkskapazitäten:

- LKW Djerdap I (1099 MW)
- LKW Djerdap II (270 MW)

Drei weitere große Kraftwerke liegen am Fluss Drina, wobei eines ein Schwell-, eines ein Speicher- und das dritte ein Pumpspeicherkraftwerk ist:

- SKW Zvornik (96 MW)
- SKW PSPP Banja Basta (614 MW)
- SKW Banja Basta (420 MW)

<sup>91</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

Weitere fünf Kraftwerke liegen im Zlatibor-Gebirge:

- LKW Elektromorava (18 MW)
- SKW Uvac (36 MW)
- SKW Kokin Brod (23 MW)
- SKW Bistrica (102,6 MW)
- SKW Potpec (51 MW)

Die restlichen Großkraftwerke Serbiens liegen alle im äußersten Südwesten des Landes und sind Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke:

- SKW Pirot (80 MW)
- SKW Lisina (28,6 MW)
- SKW Vlasina Vrla 1 (51 MW)
- SKW Vlasina Vrla 2 (24 MW)
- SKW Vlasina Vrla 3 (29 MW)
- SKW Vlasina Vrla 4 (25 MW)

Auf der linken Seite der Abbildung 59 sind die beschriebenen Großkraftwerke Serbiens dargestellt. Die blauen Rauten stehen für Laufwasserkraft-, die roten für Speicherkraftwerke. Auf der rechten Seite der Abbildung ist darüber hinaus noch die Kleinwasserkraft zu erkennen. Diese Anlagen befinden sich in näherer Umgebung der Großkraftwerke.

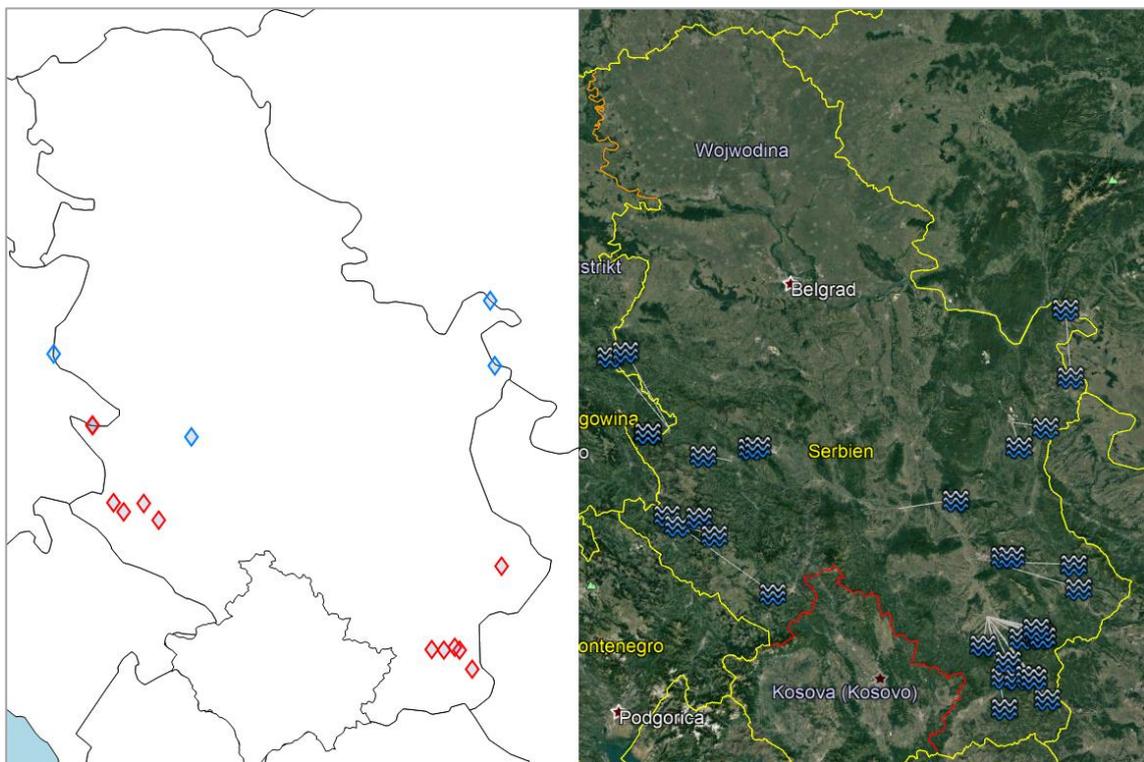


Abbildung 59: Lage der Wasserkraftwerke in Serbien<sup>92</sup>

<sup>92</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

Die Wasserkraftwerke in Serbien sind heute, wie Abbildung 60 zeigt, bereits in einem fortgeschrittenen Alter. Die großen Anlagen wurden zwischen 1960 und 1982 errichtet. Seither gab es nur geringe Leistungszuwächse, die durch den Ausbau der Kleinwasserkraft passierten.

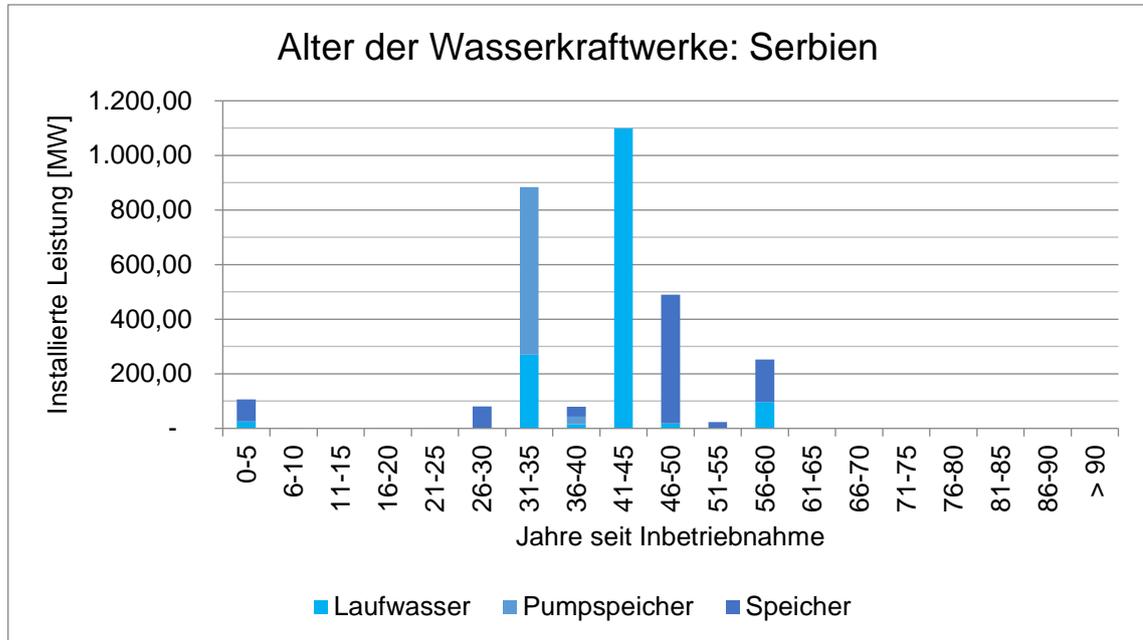


Abbildung 60: Alter der Wasserkraftwerke in Serbien<sup>93</sup>

### 2.1.10. Slowenien

Die großen Wasserkraftwerke Sloweniens liegen alle an den großen Flüssen, Drau, Save und Soca. Hinsichtlich der installierten Leistung ist der wichtigste Fluss die Drau. An ihrem Lauf liegen 8 slowenische Laufkraftwerke, welche zusammen eine Kapazität von 587,3 MW aufweisen:

- LKW Dravograd (26,2 MW)
- LKW Vuzenica (55,6 MW)
- LKW Vuhred (72,3 MW)
- LKW Fala (58 MW)
- LKW Ozbalt (73,2 MW)
- LKW Mariborski O. (60 MW)
- LKW Zlatolicje (126 MW)
- LKW Formin (116 MW)

<sup>93</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

Weitere sieben Großkraftwerke verarbeiten das Wasser der Save. Sie haben eine installierte Leistung von 228,94 MW:

- SKW Moste (21 MW)
- LKW Mavcice (38 MW)
- LKW Medvode (25 MW)
- LKW Vrhovo (34,2 MW)
- LKW Bostanj (32,5 MW)
- LKW Arto-B. (39,12 MW)
- LKW Krsko (39,12 MW)

Entlang der Soca liegen sechs Großkraftwerke mit einer Kapazität von 318 MW, wobei eines ein Pumpspeicherkraftwerk ist:

- PSKW Avce (180 MW)
- SKW Doblar 1 (30 MW)
- SKW Doblar 2 (40 MW)
- LKW Plave 1 (15 MW)
- LKW Plave 2 (20 MW)
- LKW Solkan (33 MW)

Die Abbildung 61 zeigt die geographische Lage der Wasserkraftwerke in Slowenien. Die Standorte der Großkraftwerke sind im oberen Teil eingezeichnet. Im unteren Bildteil werden dazu die Kleinwasserkraftwerke gezeigt. Sie befinden sich überwiegend in den julischen Alpen im Nordwesten des Landes und den Gebirgsregionen südlich davon.

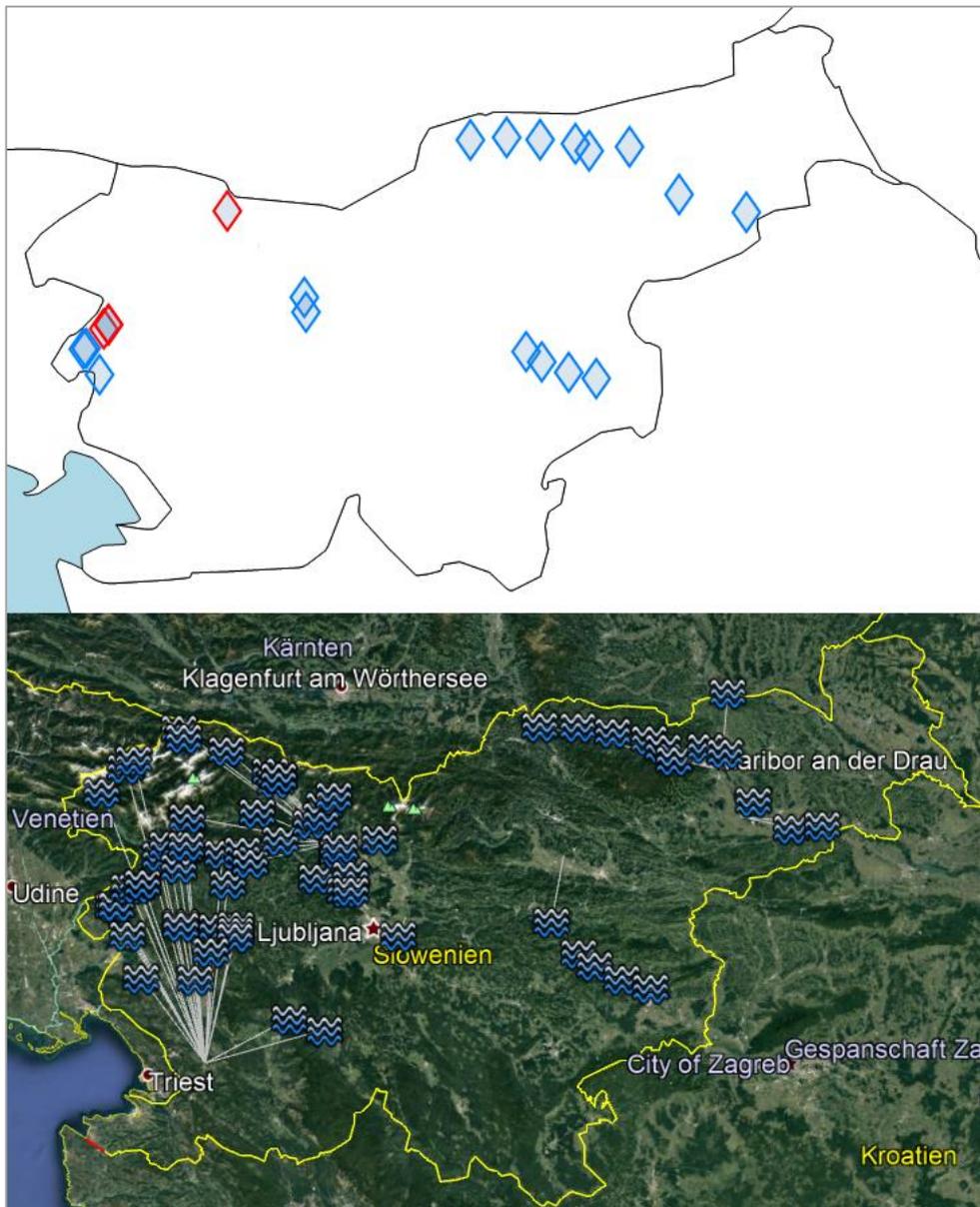


Abbildung 61: Lage der Wasserkraftwerke in Slowenien<sup>94</sup>

Das Alter der slowenischen Wasserkraftwerke ist in Abbildung 62 zu erkennen. Ihre Alterscharakteristik unterscheidet sich deutlich von denen der anderen Länder in SEE. Zwar wurde auch hier ein Großteil der installierten Leistung bereits vor 1980 in Betrieb genommen, allerdings ist der Ausbau in den 80er und 90er Jahren nicht gegen Null gegangen, sondern hat sich auf rund 50 MW pro Jahr eingependelt. Seit der Jahrtausendwende wurde der Ausbau von neuen Anlagen noch intensiver vorangetrieben.

<sup>94</sup> Quelle: Visu und Google-Earth, eigene Untersuchungen

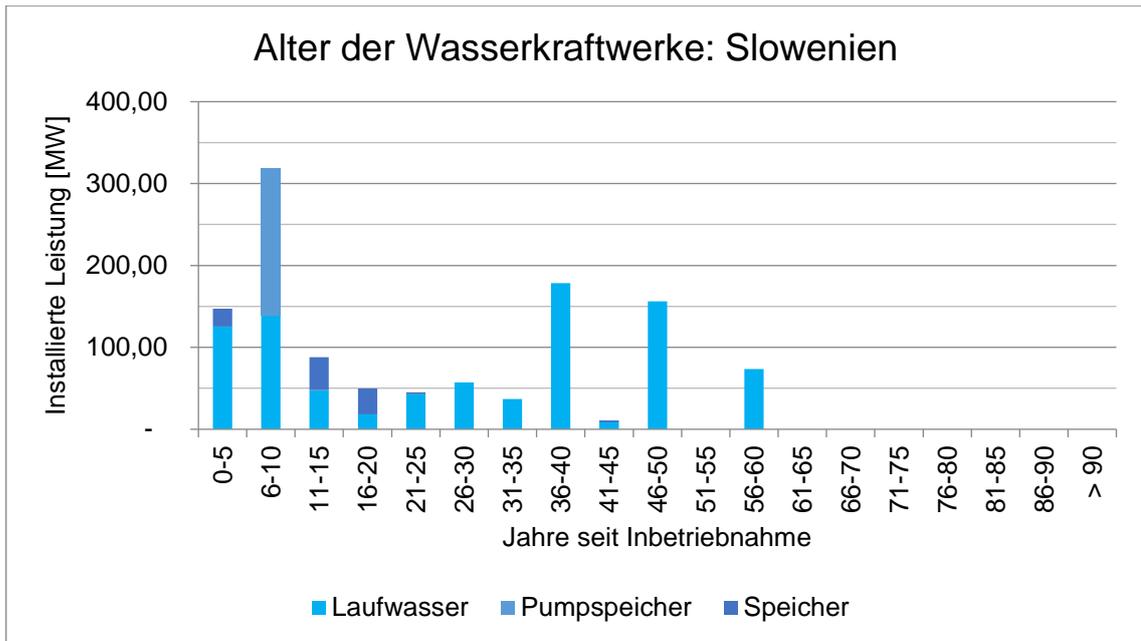


Abbildung 62: Alter der Wasserkraftwerke in Slowenien<sup>95</sup>

### 2.3. Vergleich mit offiziellen Daten

Im folgenden Abschnitt soll eine Gegenüberstellung von eigenen Untersuchungen und den von offizieller Seite veröffentlichten Zahlen erfolgen. Dazu werden die Daten aus Abschnitt 2.2 verwendet und mit jenen aus Abschnitt 1.2 verglichen. Dieser Schritt ist notwendig, da der Prozess der Datengewinnung in den beiden Abschnitten unterschiedlich ablief. In Abschnitt 1.2 wurden die installierten Wasserkraftkapazitäten größtenteils durch die Power-Statistic der ENTSO-E ermittelt. Für den Abschnitt 2.2 wurden die Kraftwerksdaten für jedes Kraftwerk einzeln ermittelt und aufsummiert. Das Ziel dieses Vergleichs ist es, die Qualität der eigenen Ergebnisse aus Abschnitt 2.2 zu evaluieren. Tabelle 14 zeigt die Gegenüberstellung der Erzeugungskapazitäten und Stromerzeugung aller Länder.

Bei der Gegenüberstellung der Erzeugungskapazitäten zeigt sich, dass diese Zahlen in allen Ländern um weniger als zehn Prozent auseinanderliegen. Eine Ausnahme ist der Kosovo. Hier weichen die Zahlen um über 40 Prozent ab. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die Daten der externen Quellen für den Kosovo aus dem Jahre 2015

<sup>95</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

stammen. In diesem Jahr wurden zwei Kraftwerksanlagen in Betrieb genommen, welche für die Statistik noch nicht berücksichtigt wurden.

Tabelle 14: Vergleich des Kraftwerksbestandes<sup>96</sup>

Land	Erzeugungskapazität			Stromerzeugung		
	ext. Quellen	eigene Unters.	Abw.	ext. Quellen	eigene Unters.	Abw.
	[MW]	[MW]	[%]	[GWh/a]	[GWh/a]	[%]
Albanien	1797	1865,563	3,8	5865,7	6112,637	4,2
BuH	2096	2142,298	2,2	5540	6249	12,8
Bulgarien	3204	3099,511	3,3	4519	4297,86	4,9
Kosovo	52,98	74,63	40,9	142	234,8	65,4
Kroatien	2112	2028,089	4	6130	6292,074	2,6
Mazedonien	676	644,572	4,6	1565	1475,281	5,7
Montenegro	660	697,133	5,6	1713	1572,85	8,2
Rumänien	6405	6940,627	8,4	18077	19196,54	6,2
Serbien	3015,47	3013,042	0,1	11322	11523,3	1,8
Slowenien	1296,68	1219,241	6	4678	4858,617	3,9
Gesamt	21315,13	21724,706	1,9	59551,7	61812,959	3,8

Bei der Betrachtung der jährlichen Stromerzeugung ergibt sich ein ähnliches Bild. Hier sind jedoch die Abweichungen im Schnitt etwas größer. Dies hat den Grund, dass sich die Daten der externen Quellen auf ein bestimmtes Jahr beziehen, die der eigenen Untersuchungen aber großteils langjährige Durchschnittswerte wiedergeben. Somit sind die externen Daten davon abhängig, wie niederschlagsreich das betrachtete Jahr war. Für BuH ergibt sich beispielsweise die größte Abweichung von 12,8 Prozent. Die extreme Abweichung von 65 Prozent für den Kosovo ergibt sich auch hier aufgrund der oben genannten Faktoren.

Die Abweichungen liegen damit jeweils in einem annehmbaren Bereich, der für die folgenden Simulationen ausreichen genau ist.

<sup>96</sup> Quelle: Abschnitt 1.2 und Abschnitt 2.2

### 3. Ausbaupotentiale

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten erläutert. Sie nutzen die potenzielle Energie des Wassers um Strom zu erzeugen. Für den Entwurf zukünftiger Ausbaustrategien ist es notwendig das noch ungenutzte Wasserkraftpotential der jeweiligen Länder zu kennen. Diese Potentiale sind grundsätzlich davon abhängig, wie viel Wasser überhaupt vorhanden und wie gebirgig die Region ist. Daher wird Wasserkraft als dargebotsabhängig klassifiziert.

Für ein besseres Verständnis der verwendeten Terminologien folgt eine kurze Erläuterung der verschiedenen Potentialbegriffe im Bereich Wasserkraft. Im Anschluss daran werden die verschiedenen Potentiale der betrachteten Länder angeführt.

#### 3.1. Arten von Potentialen

Es gibt eine Fülle von Potentialbegriffen, wenn es um die Nutzung von Wasserkraft geht. Die wichtigsten davon werden hier erläutert.<sup>97</sup>

- Theoretisches (Flächen-)Potential: Es stellt die Obergrenze des Potentialbegriffs dar. Hierbei wird das gesamte Arbeitsvermögen des Niederschlages berücksichtigt, abzüglich Verdunstung, Versickerung und anderer Verluste. Diese Kennzahl ist für die Bewertung energiewirtschaftlicher Aspekte nicht besonders aussagekräftig, da u.a. keine geographischen Gegebenheiten berücksichtigt werden.
- Linienpotential: Es wird ein bestimmter Abschnitt eines Flusses betrachtet, der einen gewissen mittleren Abfluss besitzt und einen bestimmten Höhenunterschied überwindet. Aus diesen Eckdaten kann das Linienpotential kalkuliert werden. Damit kann eine weitaus genauere Aussage über die Eignung eines Gewässers für die Wasserkraftnutzung getroffen werden.
- Technisch nutzbares Potential: Vom Linienpotential werden die Fließverluste, der Anlagenwirkungsgrad und der Leistungsbeiwert abgezogen. Hierbei wird vom technisch nutzbarem Rohpotential gesprochen. Wird davon noch der

---

<sup>97</sup> Giesecke, Heimerl, Mosonyi: Wasserkraftanlagen (S. 33f)

Abflussnutzungsgrad abgezogen, ergibt dies das technisch nutzbare Potential. Anders ausgedrückt gibt diese Kennzahl Auskunft über das Potential eines Flusses, wenn dieser mit den heutigen technischen Möglichkeiten voll ausgebaut werden würde. Eine wirtschaftliche Sinnhaftigkeit wird hierbei nicht berücksichtigt.

- Wirtschaftlich nutzbares Potential: Naturgemäß ist auch die ökonomische Rentabilität eines Wasserkraftwerks von großer Bedeutung. Deshalb wird das technisch nutzbare Potential weiter auf dessen Wirtschaftlichkeit untersucht und diesbezüglich bewertet.

Die genannten Potentiale sind damit keine statischen Begriffe, die einmal analysiert werden und dauerhaft Gültigkeit besitzen. So kann sich das Niederschlagsverhalten in der Region ändern, der Flussverlauf verlegt oder die Abflusscharakteristik des Gewässers beeinflusst werden. Weiters kann die Abflusscharakteristik durch flussaufwärts liegende Kraftwerksanlagen beeinflusst werden. Zudem spielen auch Weiterentwicklungen der Technologien und wirtschaftliche Aspekte bei der Potentialanalyse eine Rolle.

Wie oben beschrieben sind die verschiedenen Potentialbegriffe von einer großen Anzahl an Einflussfaktoren abhängig. Grundsätzlich verantwortlich für die Eignung eines Gebietes für die Wasserkraftnutzung ist die Niederschlagsmenge gepaart mit den geographischen Gegebenheiten. So sind wasserreiche und gebirgige Gebiete für die Nutzung von Wasserkraft vorteilhaft. Hinzu kommen Faktoren wie der Flussverlauf, technische Machbarkeit, sowie wirtschaftliche und ökonomische Gesichtspunkte. In der heutigen Gesellschaft sind zusätzlich ökologische Aspekte zu berücksichtigen.

### 3.2. Ausbaupotentiale der Länder

Nun stellt sich die Frage nach den konkreten Werten der Potentiale in Südosteuropa. Dazu werden die jeweiligen Länder auf diese hin untersucht. Die Literaturrecherche ergab, dass die vorhandenen Daten diesbezüglich eher inkonsistent, ungenau und teilweise stark veraltet sind. Daher sind die folgenden Ausführungen nur als grobe

Abschätzung anzusehen. Von den Gesamtpotentialen kann jeweils der aktuelle Bestand abgezogen werden, woraus die noch verfügbaren Potentiale resultieren.

### 3.2.1. Albanien

Albanien verfügt auch heute noch über große Ausbaupotentiale für die Wasserkraft. Die Angaben in der Literatur geben für das gesamte technische Potential 4500 MW an. Dies entspricht einer möglichen Erzeugung von 16 TWh/a.<sup>98</sup>

Des Weiteren wird in der Literatur von einer installierten Wasserkraftkapazität von 1500 MW ausgegangen, die eine Erzeugung von 6 TWh/a bereitstellt. Demnach ist das heute noch verfügbare technische Potential der albanischen Flüsse bei 3000 MW bzw. 10 TWh/a angesiedelt.<sup>99</sup>

Werden für diese Kalkulationen die Daten der eigenen Untersuchungen herangezogen, ändern sich die Ergebnisse leicht. Für die installierte Kapazität wird hierbei 1866 MW mit einer Erzeugung von 6,1 TWh/a verwendet. Somit liegt das verfügbare technische Potential bei 2634 MW bzw. 9,9 TWh/a.

Für Wasserkraftwerke mit einer Leistung von bis zu 10 MW wird das gesamte technische Potential auf 1963 MW geschätzt.<sup>100</sup> Davon sind heute nach eigenen Untersuchungen bereits rund 290 MW installiert. Es ist somit noch ein Potential von 1673 MW für die Errichtung von Kleinwasserkraftwerken vorhanden.

### 3.2.2. Bosnien und Herzegowina

Auch BuH verfügt heute noch über großes Wasserkraftpotential. Das theoretische Potential wird in der Literatur mit 70-99 TWh/a angegeben.<sup>101</sup> Für das technische Potential wird allgemein von 6,8 GW bzw. 23-24 TWh/a und für das wirtschaftliche von etwa 5,8 GW bzw. 19 TWh/a ausgegangen.<sup>102</sup>

Eigene Untersuchungen ergaben eine installierte Leistung der Wasserkraft in BuH von 2142 MW, was einer jährlichen Erzeugung von rund 6249 GWh entspricht. Damit stehen noch 4658 MW an technischem und 3659 MW an wirtschaftlichem Potential zur

---

<sup>98</sup> NREAP Albania 2016 (S. 6)

<sup>99</sup> Ose (S. 21)

<sup>100</sup> UNIDO: WSHPR 2016 (S. 545)

<sup>101</sup> BMWi: Länderprofil Bosnien und Herzegowina (S. 42)

<sup>102</sup> wbc-inco: National background report and Energy for Bosnia and Herzegovina (S. 4)

Verfügung. Dies entspricht in etwa 17 TWh/a technischer bzw. 13 TWh/a wirtschaftlicher Reserven.

Das technische Potential für Kleinwasserkraft wird mit 600 MW bzw. 2500 GWh/a angegeben.<sup>103</sup> Von diesem Potential sind heute rund 75 MW (eigene Untersuchungen) verbaut, somit sind noch 525 MW an technischem Kleinwasserkraftpotential verfügbar.

### 3.2.3. Bulgarien

In Bulgarien liegt das theoretische Wasserkraftpotential in einem durchschnittlichen Jahr bei 26 TWh. Davon sind 15 TWh technisch nutzbar.<sup>104</sup> Aus den eigenen Untersuchungen geht hervor, dass in Bulgarien 3100 MW an Wasserkraft installiert ist, wodurch rund 4,3 TWh/a erzeugt werden können. Damit stehen landesweit noch 10,7 TWh/a an technischem Potential für weitere Zubauten zur Verfügung.

Für Kleinwasserkraft liegt das theoretische Potential bei 1527 GWh/a, das technisch umsetzbare bei 755 GWh/a und das wirtschaftliche Potential wird mit 706 GWh/a angegeben.<sup>105</sup>

### 3.2.4. Kosovo

Für das Wasserkraftpotential im Kosovo konnten keine konkreten Zahlen ausfindig gemacht werden.

### 3.2.5. Kroatien

Die 13 größten Flüsse Kroatiens weisen ein technisch nutzbares Potential von 12,45 TWh/a auf (siehe Tabelle 15). Davon werden heute 6,3 TWh/a, also etwa die Hälfte, genutzt. Somit sind noch 6,15 TWh/a an technischem Potential vorhanden.

Daneben gibt es noch zahlreiche kleine Wasserläufe, die ausschließlich für Kleinwasserkraft geeignet sind. So hat Kroatien ein technisches Potential für Kleinwasserkraft von 177,1 MW bzw. 567,7 GWh/a sowie ein wirtschaftliches Potential von 100 MW und 350 GWh/a.<sup>106</sup>

---

<sup>103</sup> BMWi: Länderprofil Bosnien und Herzegowina (S. 42)

<sup>104</sup> KPMG: Central and Eastern European Hydro Power Outlook (S. 67)

<sup>105</sup> UNIDO: WSHDPDR 2016 (S. 473)

<sup>106</sup> UNIDO: WSHDPDR 2016 (S. 552)

Tabelle 15: technisches Potential der kroatischen Flüsse<sup>107</sup>

Fluss	techn. Pot.	genutztes techn. Pot.	genutztes techn. Pot.
	[TWh/a]	[TWh/a]	[%]
Drau	2,6	1,23	47,3
Sava	1	0	0
Kupa	2	0,24	11,9
Una	0,1	0	0
Rjecina	0,18	0,12	66,6
Mirna	0,04	0	0
Rasa	0,02	0	0
Lika i Gacka	1,4	1	71,4
Licanka Lok.	0,15	0,13	86,8
Krka	0,66	0,16	24,2
Zrmanja	0,1	0	0
Cetina	3,7	2,75	74,3
Trebisnjica	0,5	0,5	100
Gesamt	12,45	6,13	49,2

### 3.2.6. Mazedonien

Auch Mazedonien verfügt heute noch immer über große Ausbaukapazitäten. Diese sind folgendermaßen auf die beiden großen Flusssysteme des Landes verteilt:

Tabelle 16: Potential der mazedonischen Flüsse<sup>108</sup>

Flusssystem	theoret. Potential	techn. Potential
	[GWh/a]	[GWh/a]
Vardar	6600	4559,3
Drin	2203	964,9
Gesamt	8803	5524,2

Das technische Potential für Wasserkraft liegt also bei 5524,2 GWh/a. Von diesem Potential werden heute lediglich 1457 GWh/a genutzt. Für den weiteren Kraftwerksausbau stehen 4067 GWh/a zur Verfügung.

<sup>107</sup> BMWi: Kleine Wasserkraft in Kroatien (S. 51)

<sup>108</sup> AHK Mazedonien: Kleinwasserkraft Zielmarktanalyse Mazedonien (S. 49)

Das technische Potential für Kleinwasserkraft wird mit 580 MW bzw. 670 GWh/a angegeben.<sup>109</sup> Laut einer anderen Veröffentlichung sind es nur 260 MW, wovon ca. 23 % ausgebaut sind.<sup>110</sup>

### 3.2.7. Montenegro

Das noch ungenutzte Wasserkraftpotential im Land ist groß. Wie in Tabelle 17 dargestellt, weisen die großen Flüsse Montenegros ein theoretisches Gesamtpotential von 9846 GWh/a auf.

Tabelle 17: Theoretisches Potential der montenegrinischen Flüsse<sup>111</sup>

Fluss	theoretisches Potential
	[GWh/a]
Tara	2255
Zeta	2007
Moraca	1469
Lim	1438
Piva	1361
Ceotina	463
Mala Rijeka	452
Cijevna	283
Ibar	118
Gesamt	9846

Neben den eben genannten großen Wasserläufen gibt es noch zahlreiche kleinere Flüsse, die sich für den Ausbau von Kleinwasserkraft eignen. Laut Literatur liegt das theoretische Potential hier bei rund 1000 GWh/a, das technische Potential bei etwa 400 GWh/a.<sup>112</sup> Dieses Potential basiert auf groben Schätzungen und bedarf noch weiterer Studien.

Somit kann das theoretische Potential für Wasserkraft in Montenegro auf knapp 11000 GWh/a geschätzt werden. Mit den heute durch Wasserkraft erzeugten 1752,2 GWh/a ist vom oben genannten Potential weniger als 16 % ausgebaut. Für praktische Zwecke lässt sich das theoretische Potential allerdings nur bedingt verwenden. Ein Teil des

<sup>109</sup> Macedonien energy Strategy 2030 (S.136)

<sup>110</sup> UNIDO: WSHPDR 2016 (S. 579)

<sup>111</sup> Energy Development Strategy of Montenegro by 2025 (S. 31)

<sup>112</sup> Energy Development Strategy of Montenegro by 2030 (S. 167)

Flusses Tara liegt im Nationalpark Durmitor und steht auf der Liste des UNESCO Naturerbes. Somit kann der Großteil des theoretischen Potentials der Tara nicht genutzt werden. Damit reduziert sich dieses Potential auf lediglich 3,7-4,6 TWh/a. Eine Steigerung dieses Potentials könnte durch die teilweise Umleitung des Wassers der Tara in den Moraca ( $22,2 \text{ m}^3/\text{s}$ ) erzeugt werden. Das Potential würde sich damit auf 4,6-5,3 TWh/a erhöhen.<sup>113</sup> Mit dem aktuellen Bestand von 1752,2 GWh/a sind im besten Fall noch 3547,8 GWh/a unverbaut.

Für die Kleinwasserkraft lag das technische Potential 2013 bei rund 240 MW.<sup>114</sup> In den nächsten Jahren sollen alle relevanten Flüsse im Land genauer auf ihre Wasserkraftpotentiale untersucht werden, um bei der Planung eine bessere Informationsgrundlage zu haben.<sup>115</sup>

### 3.2.8. Rumänien

Das gesamte technische Potential Rumäniens wird in der Literatur mit 35 TWh/a angegeben.<sup>116</sup> Diese Daten sind allerdings aus dem Jahr 2008 und dürften heute höher liegen. Bei einer gegenwärtig installierten Erzeugung von gut 19 TWh/a stehen immer noch 16 TWh/a für einen weiteren Ausbau zur Verfügung.

Für die Kleinwasserkraft wird das technische Potential mit 730 MW angegeben.<sup>117</sup> Bei einer heute installierten Leistung an Kleinwasserkraft von 598 MW ist dieses Potential bereits zu 80 % ausgeschöpft.

### 3.2.9. Serbien

In Serbien liegt das theoretische Potential für Wasserkraft zwischen 25 TWh/a<sup>118</sup> und 27,2 TWh/a<sup>119</sup>. Von diesen Potentialen sind 19,5-19,8 TWh/a technisch nutzbar, wobei 17,7-18 TWh/a durch Großwasserkraft und 1,8 TWh/a durch Kleinwasserkraft genutzt werden können.<sup>120</sup>

---

<sup>113</sup> Energy Development Strategy of Montenegro by 2025 (S. 30)

<sup>114</sup> UNIDO: WSHDPDR 2016 (S. 562)

<sup>115</sup> Energy Development Strategy of Montenegro by 2030 (S. 147)

<sup>116</sup> KPMG: Central and Eastern European Hydro Power Outlook (S. 91)

<sup>117</sup> UNIDO: WSHDPDR 2016 (S. 562)

<sup>118</sup> Energy Sector Development Strategy Serbia 2025 (S. 15)

<sup>119</sup> UNIDO: WSHDPDR 2016 (S.568)

<sup>120</sup> Energy Sector Development Strategy Serbia 2025 (S. 15)

Nach den eigenen Untersuchungen werden pro Jahr rund 11,5 TWh durch Wasserkraft erzeugt. Somit sind vom oben genannten technischen Potential heute noch 8-8,3 TWh/a unverbaut. Durch Kleinwasserkraft werden gegenwärtig 164 GWh/a genutzt. Geht man vom technischen Potential aus, so können noch über 1,6 TWh/a zugebaut werden.

### 3.2.10. Slowenien

Wie in Abschnitt 1.2.10 dargestellt, trägt die Wasserkraft 30 % zum slowenischen Stommix bei. Zwar verfügt das Land noch über einiges an Potential für den Ausbau, jedoch wird der Großteil bereits genutzt. Das theoretische Potential wird auf 19,4 TWh/a geschätzt, das technische auf 9,1 TWh/a und das wirtschaftliche auf 6,37 TWh/a.<sup>121</sup>

Andere Quellen sprechen von einem wirtschaftlichen Gesamtpotential in der Höhe von 7-8,5 TWh/a, wovon heute bereits 46 % ausgebaut sind.<sup>122</sup> Für das theoretische Potential der Kleinwasserkraft werden in der Literatur 2000 MW angegeben, wovon 1100 MW technisch und 475 MW wirtschaftlich nutzbar sind.<sup>123</sup>

### 3.2.11. Zusammenfassung

Die noch verfügbaren technischen Potentiale in SEE sind in Tabelle 18 grob zusammengefasst.

Tabelle 18: Ungenutztes technisches Potential in Südosteuropa<sup>124</sup>

Land	ungenutztes techn. Potential
	[TWh/a]
Albanien	10
BuH	17
Bulgarien	10,7
Kroatien	6,6
Montenegro	3,5
Mazedonien	4,1
Kosovo	k.A.
Rumänien	16
Serbien	10
Slowenien	4,2
Gesamt	82,1

<sup>121</sup> Obrecht, Denac, Furjan, Delcnjak (S. 2427)

<sup>122</sup> KPMG: Central and Eastern European Hydro Power Outlook (S. 99)

<sup>123</sup> UNIDO: WSHPR 2016 (S. 572)

<sup>124</sup> Quelle: Abschnitt 3.2.1 bis 3.2.10

## 4. Szenarioentwicklung

Als Grundlage für die Simulation in ATLANTIS dient der oben beschriebene Status Quo, also die heute bestehenden Wasserkraftwerke der jeweiligen Länder. Mit Hilfe der Simulation sollen die technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen zukünftiger Kraftwerkszubauten untersucht werden. Dazu ist es notwendig, Ausbauszenarien zu entwickeln, nach denen ein bestimmter Zubau in den nächsten Jahren erfolgen könnte.

Im Zuge dieser Arbeit wurden zwei konkrete Szenarien entworfen. Somit wurde die Möglichkeit geschaffen, die Folgen dieser zu vergleichen und zu diskutieren. Wie diese beiden Szenarien konkret aussehen, wird in den nachfolgenden Kapiteln erläutert.

### 4.1. Szenario 1

Das erste Szenario soll einen moderaten Ausbau der Wasserkraft zur Folge haben. Damit ist dessen Realisierung wahrscheinlicher als der Ausbau des zweiten Szenarios (siehe Kapitel 4.2). Für den Entwurf wurden hauptsächlich nationale Energiestrategien verwendet, in denen der konkrete Ausbau von Kraftwerksanlagen angegeben ist. Die Energiestrategien sind bezüglich ihres Planungshorizontes sehr unterschiedlich definiert. So sind diese z.B. in Bulgarien oder Kroatien nur bis 2020 beschrieben. In Serbien hingegen reicht der Strategiehorizont sogar bis 2040. Zusätzlich zu diesen Energiestrategien beinhaltet Szenario 1 weitere Kraftwerksprojekte, die bereits in einer fortgeschrittenen Planungsphase sind und die Realisierung als gesichert angesehen werden kann.

Insgesamt werden im ersten Szenario 165 Kraftwerkszubauten berücksichtigt, die zwischen 2017 und 2040 in Betrieb genommen werden sollen. Dabei handelt es sich um 126 Laufkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3196 MW, vier Schwellkraftwerke mit 70 MW, 28 Speicherkraftwerke mit 2846 MW und sieben Pumpspeicherkraftwerken mit 2481 MW. Es wird also ein Zubau von 8593 MW angestrebt. Bei einem gegenwärtigen Wasserkraftwerksbestand von 21731 MW entspricht dies einem zusätzlichen Ausbau von rund 40 %.

Welche Leistungen nach Szenario 1 in den zehn Ländern hinzukommen, zeigt Tabelle 19.

Tabelle 19: Leistungszuwächse, Szenario 1<sup>125</sup>

Szenario 1	Kapazitätswachstum	Jahre
	[MW]	
Albanien	430,8	2017-2020
BuH	2222,81	2020-2035
Bulgarien	250	2017-2020
Kosovo	545	2017-2026
Kroatien	227,07	2017-2020
Mazedonien	1049,05	2017-2033
Montenegro	571,3	2017-2026
Rumänien	935,94	2020-2027
Serbien	2234,95	2017-2040
Slowenien	126	2017-2020
Gesamt	8592,92	2017-2040

Für die gesamte Region ergibt sich damit die in Abbildung 63 dargestellte Ausbaucharakteristik. Sie zeigt den jährlichen Zubau der Anlagenleistung. Bis zum Jahr 2029 ist mit einem relativ konstanten Ausbau der Wasserkraft zu rechnen. In den Folgejahren schwankt der Verlauf der Zubauten stark. Dies geht auf die Inbetriebnahme großer Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke zurück.

Jene Zubauten werden zum Wasserkraftbestand in SEE dazugezählt. Es resultiert eine gesamt installierte Leistung für die Wasserkraft der nächsten Jahre, die in Abbildung 64 dargestellt ist. Der relativ stetige Zubau von Kapazitäten bis 2029 ist zu erkennen. Danach kommt es in den Jahren 2030 und 2035 zu kleinen Sprüngen beim Zubau, welche auf die Inbetriebnahme neuer und großer Kraftwerke zurückzuführen ist. In den letzten 5 Jahren der Simulationsperiode erfolgt nur mehr ein sehr geringer Zubau neuer Kapazitäten.

<sup>125</sup> Quelle: eigene Untersuchungen

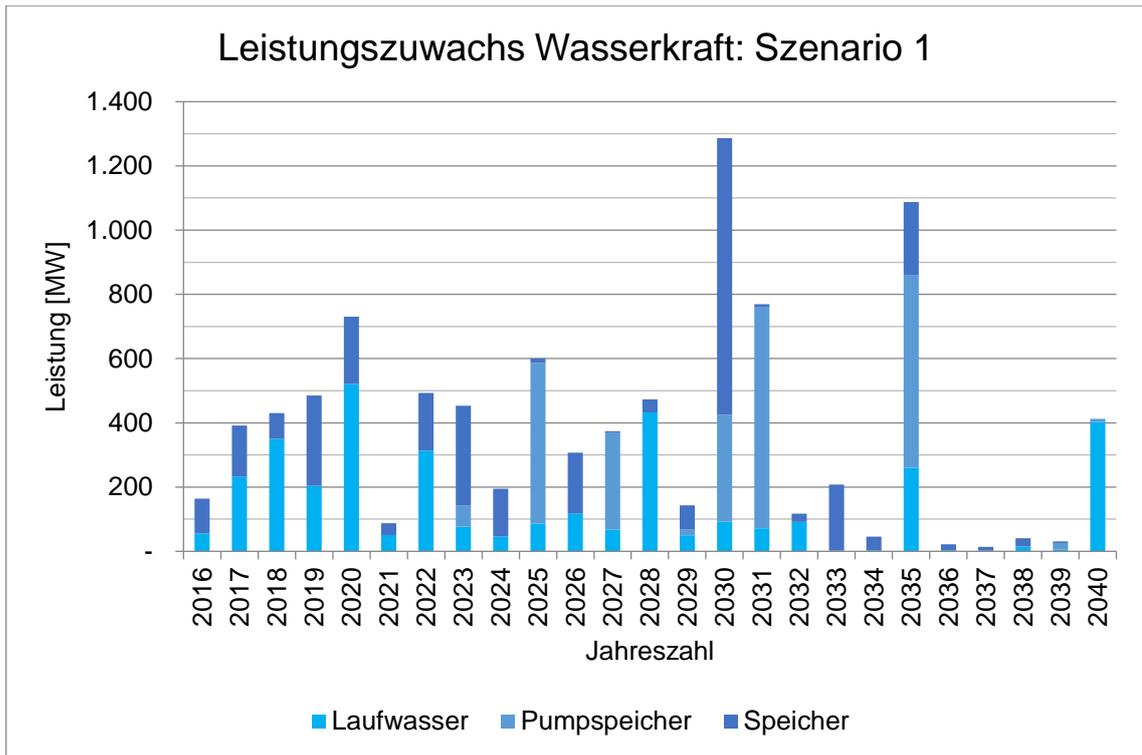


Abbildung 63: Leistungszuwachs der Wasserkraft, Szenario 1<sup>126</sup>

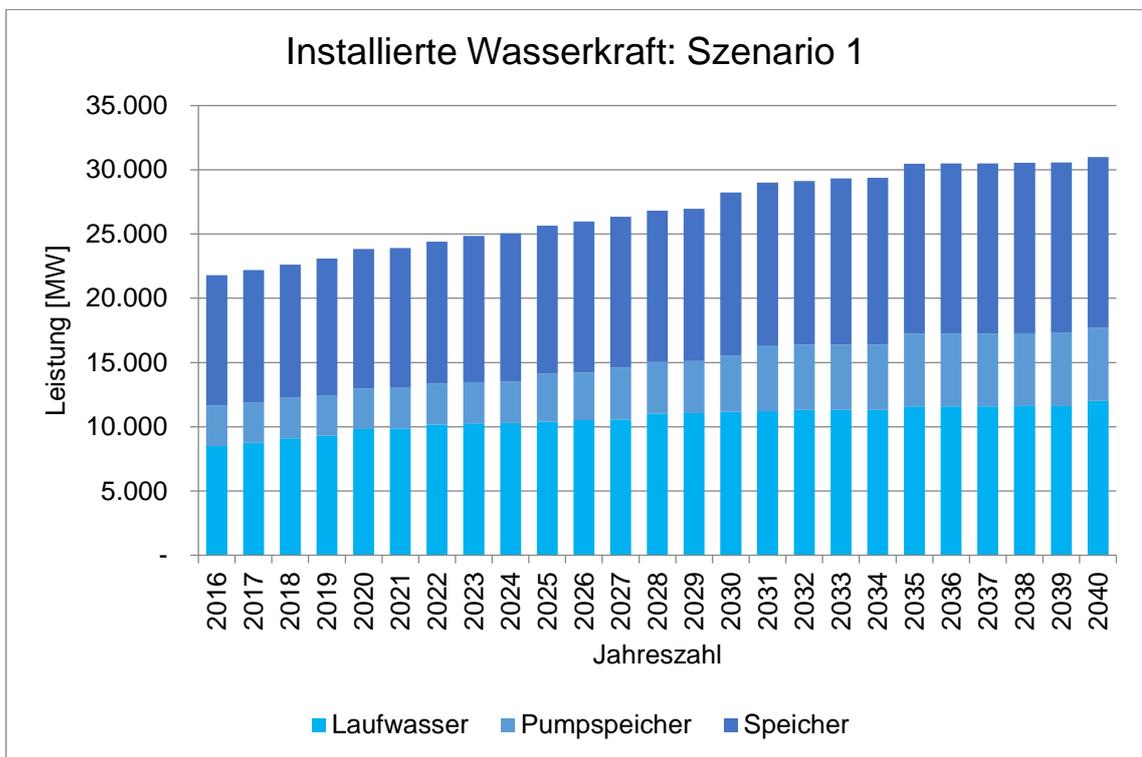


Abbildung 64: Bestand der Wasserkraft, Szenario 1<sup>127</sup>

<sup>126</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

<sup>127</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

#### 4.2. Szenario 2

Das zweite Szenario sind zum einen die Ausbaupläne des Szenario 1 beinhaltet, zum anderen noch weitere Zubauten berücksichtigt. Dies sind u.a. Kraftwerksprojekte, die in Szenario 1 nicht berücksichtigt wurden sowie zahlreiche fiktive Kraftwerke. Sie sollen einen Großteil des restlichen technischen Potentials der größten Flüsse in SEE nutzbar machen. Szenario 2 stellt damit einen intensiven Ausbau der Wasserkraft dar, bei dem ein Großteil des technischen Potentials der Länder genutzt wird. Ein solch intensiver Ausbau ist in den nächsten Jahren zwar nicht sehr realistisch, aber für Folgeanalysen und den Vergleich mit dem ersten Szenario von großem Nutzen.

Wie bereits erwähnt, wird der Ausbau des ersten Szenarios mitberücksichtigt. Dieser ist im vorherigen Abschnitt (siehe Tabelle 19) angeführt. Zudem werden weitere Kraftwerksprojekte, die realistisch erscheinen, miteinbezogen. Bei fehlenden Informationen zu den Projekten wurden wieder Annäherungen getroffen.

Ein zentraler Punkt des Ausbaus in Szenario 2 ist die Definition fiktiver Kraftwerke. Diese sollen das noch verfügbare technische Potential der größten Flüsse in Südosteuropa nutzbar machen. Wie an diese Aufgabe herangegangen wurde, soll mit dem folgenden Beispiel erläutert werden:

**Beispiel:** Entlang des kroatischen Teils der Drau gibt es bereits eine Reihe von Kraftwerken. Allerdings ist der untere Abschnitt, nahe der ungarischen Grenze, noch nicht verbaut. Weder im nationalen Ausbauplan noch bei den kroatischen Kraftwerksbetreibern ist ein Ausbau vorgesehen. Die Gründe dafür sollen an dieser Stelle nicht erörtert werden. Somit könnte das gesamte Potential dieses Abschnitts durch fiktive Kraftwerke genutzt werden.

Das letzte bestehende Kraftwerk an der Drau ist das Laufkraftwerk Dubrava, dessen Unterwasser in etwa auf 136 müA liegt.<sup>128</sup> Ab hier überwindet der Fluss 29 Höhenmeter bis zur ungarischen Grenze. Diese ließen sich durch drei Laufkraftwerke nutzen.

---

<sup>128</sup> Quelle: Google-Earth

Für den maximalen Durchfluss wird jener des erwähnten Kraftwerks Dubrava angenommen, welcher bei  $500 \text{ m}^3/\text{s}$  liegt. Dies ist deshalb eine anwendbare Näherung, da im betrachteten Abschnitt keine nennenswerten Zuflüsse erfolgen. Mit diesen beiden Eckdaten können die drei fiktiven Kraftwerke angenähert (siehe Vorgehensweise Abschnitt 2.1) und mit Koordinaten versehen werden. Abbildung 65 zeigt geographische Lage der neu definierten Kraftwerke.

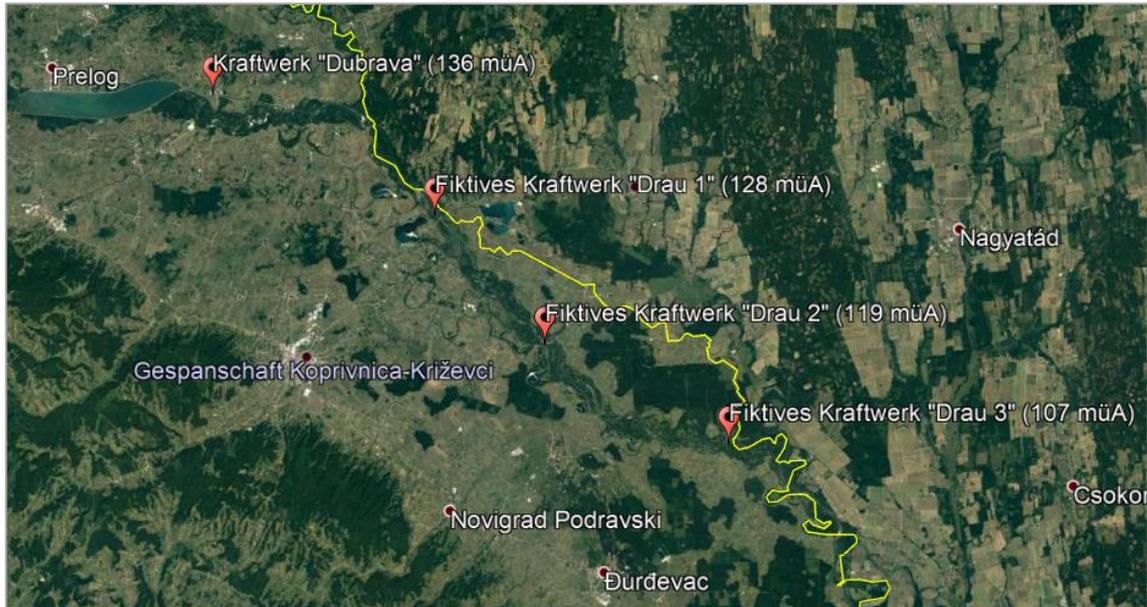


Abbildung 65: Fiktive Wasserkraftwerke Drau1 – Drau 3<sup>129</sup>

Mit dieser Herangehensweise wurden die großen Flüsse der zehn südosteuropäischen Staaten analysiert und mit fiktiven Kraftwerken versehen. Die Inbetriebnahmejahre wurden auf die Jahre bis 2040 so verteilt, dass ein möglichst gleichmäßiger Zubau erfolgt.

In diesem Szenario sind insgesamt 653 neue Kraftwerke vorgesehen. Dabei handelt es sich um 453 Laufkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 9509,457 MW, 123 Schwellkraftwerke mit 1249,95 MW, 68 Speicherkraftwerke mit 5676,56 MW und neun Pumpspeicherkraftwerke mit 3520,85 MW. Es wird ein Gesamtzubau von 19956,827 MW angenommen. Bei einem gegenwärtigen Wasserkraftwerksbestand von 21731 MW entspricht dies einem Zubau von rund 92 %. Die gesamten Kraftwerkskapazitäten, die in Szenario 2 berücksichtigt werden, zeigt Tabelle 20.

<sup>129</sup> Quelle: Google-Earth, eigene Bearbeitung

Tabelle 20: Leistungszuwächse, Szenario 2<sup>130</sup>

Szenario 2	Leistungszuwachs	Jahre
	[MW]	
Albanien	1896,92	2017-2039
BuH	2895,1	2018-2040
Bulgarien	654	2017-2036
Kosovo	624,81	2017-2030
Kroatien	1295,67	2017-2036
Mazedonien	1570,067	2017-2033
Montenegro	2375	2017-2040
Rumänien	3703,34	2020-2035
Serbien	3479,86	2017-2040
Slowenien	1462,05	2017-2035
Gesamt	19956,817	2017-2040

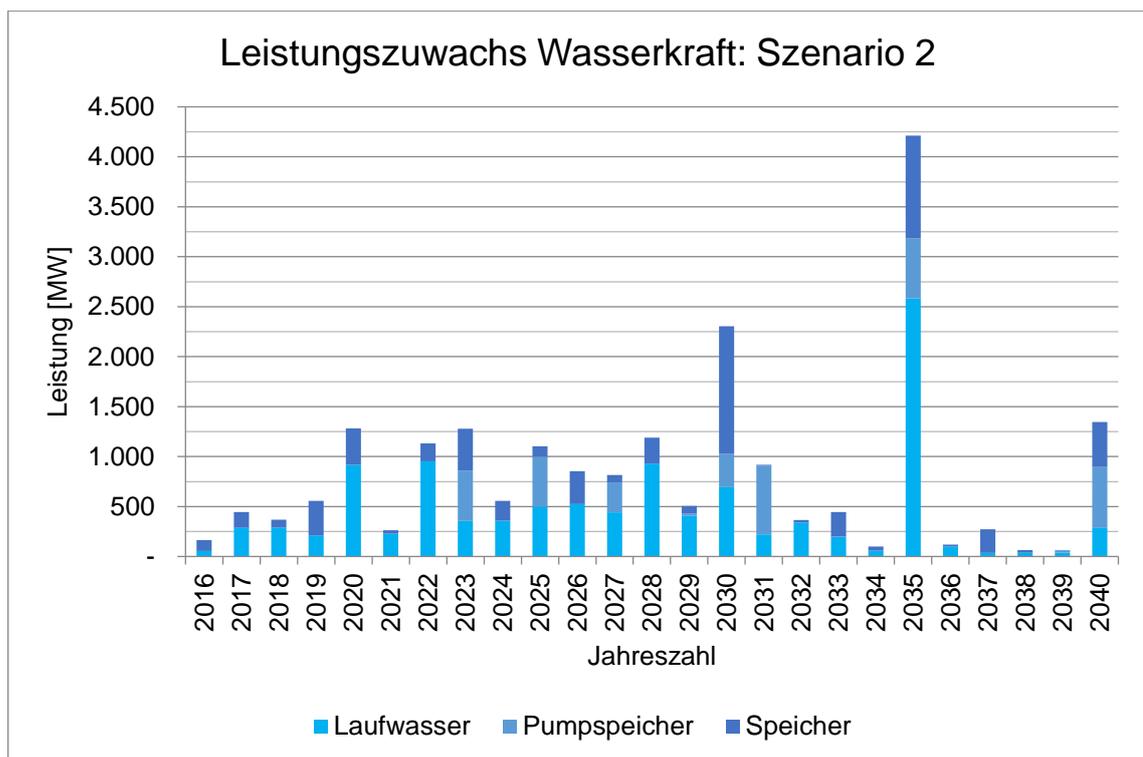


Abbildung 66: Leistungszuwachs der Wasserkraft, Szenario 2<sup>131</sup>

Abbildung 66 veranschaulicht den Verlauf des Gesamtzubaus von Szenario 2. Der große Ausbau im Jahr 2035 resultiert aus der Inbetriebnahme eines neuen Donau-Kraftwerks

<sup>130</sup> Quelle: eigene Untersuchungen

<sup>131</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

in Serbien sowie eines fiktiven Donaukraftwerks. Zusammen haben sie eine installierte Leistung von 2,6 GW.

Die zeitliche Entwicklung der Wasserkraftkapazitäten in SEE ist in Abbildung 67 dargestellt. Bis zum Jahre 2029 zeigt sich ein relativ konstanter jährlicher Anstieg der Gesamtkapazität. 2030 und 2035 resultiert jeweils ein stärkeres Wachstum, da in diesen Jahren große Wasserkraftwerke in Betrieb genommen werden sollen. Dies ist auch in Abbildung 66 zu erkennen.

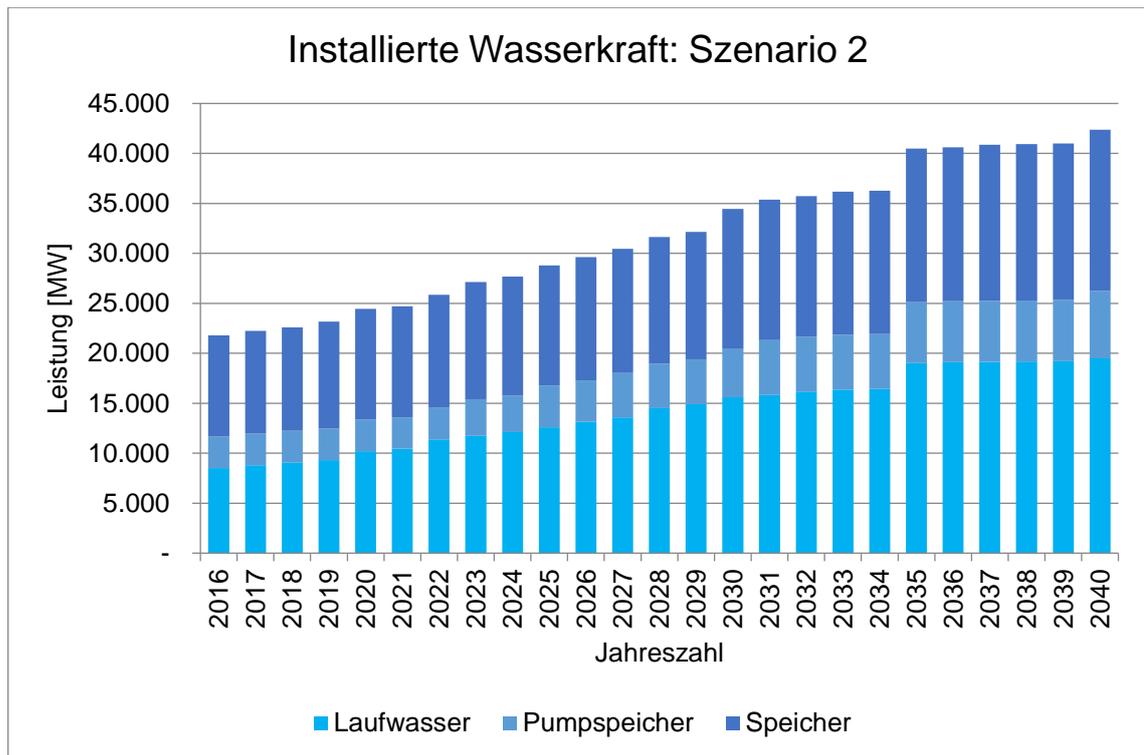


Abbildung 67: Bestand der Wasserkraft, Szenario 2<sup>132</sup>

<sup>132</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

## 5. Simulation

Im folgenden Kapitel wird näher auf das Simulationsmodell ATLANTIS eingegangen. Zunächst erfolgt eine allgemeine Beschreibung des Programmes. Im Anschluss wird die Funktion des Programms kurz erläutert. Im dritten Teil dieses Kapitels erfolgt die Analyse der Ergebnisse aus der ATLANTIS-Simulation. Dabei werden sowohl technische, als auch wirtschaftliche Aspekte diskutiert.

### 5.1. ATLANTIS allgemein

ATLANTIS ist ein Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft, das am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen der TU Graz entwickelt wurde. Es besteht aus einer umfassenden Datenbank, welche die wichtigsten Elemente des europäischen Elektrizitätssystems beinhaltet. Mithilfe dieser Daten können verschiedenste Untersuchungen im Elektrizitätswirtschaftlichen Bereich durchgeführt werden.<sup>133</sup>

### 5.2. Funktionsweise von ATLANTIS

Um einen groben Überblick der Funktionsweise von ATLANTIS zu bekommen, ist in Abbildung 68 das Blockfließbild des Simulationsmodells dargestellt. Als Grundlage für die weiteren Berechnungen werden die Datenbanken definiert. Es werden sowohl bestehende als auch geplante technische Parameter der Elektrizitätswirtschaft (Übertragungsnetz, Kraftwerke, Verbraucher etc.) eingespielt. Im zweiten Schritt erfolgt die Leistungsdeckungsrechnung, um die Jahreshöchstlast und den dazugehörigen Lastfluss zu ermitteln. Anschließend werden, aufbauend auf den vorherigen Ergebnissen, die verschiedenen Marktmodelle berechnet. Daraus resultieren der kostenoptimale Kraftwerkseinsatz, die Länderbilanzen sowie die Kombination aus beiden. Damit wird das Unternehmensmodell gebildet, das betriebswirtschaftliche Informationen der Stromerzeugungsunternehmen liefert. Der erste Schritt der Iteration

---

<sup>133</sup> IEE, TU Graz

ist damit abgeschlossen. Das Programm beginnt nun von neuem mit der Leistungsdeckungsrechnung für das Folgejahr.

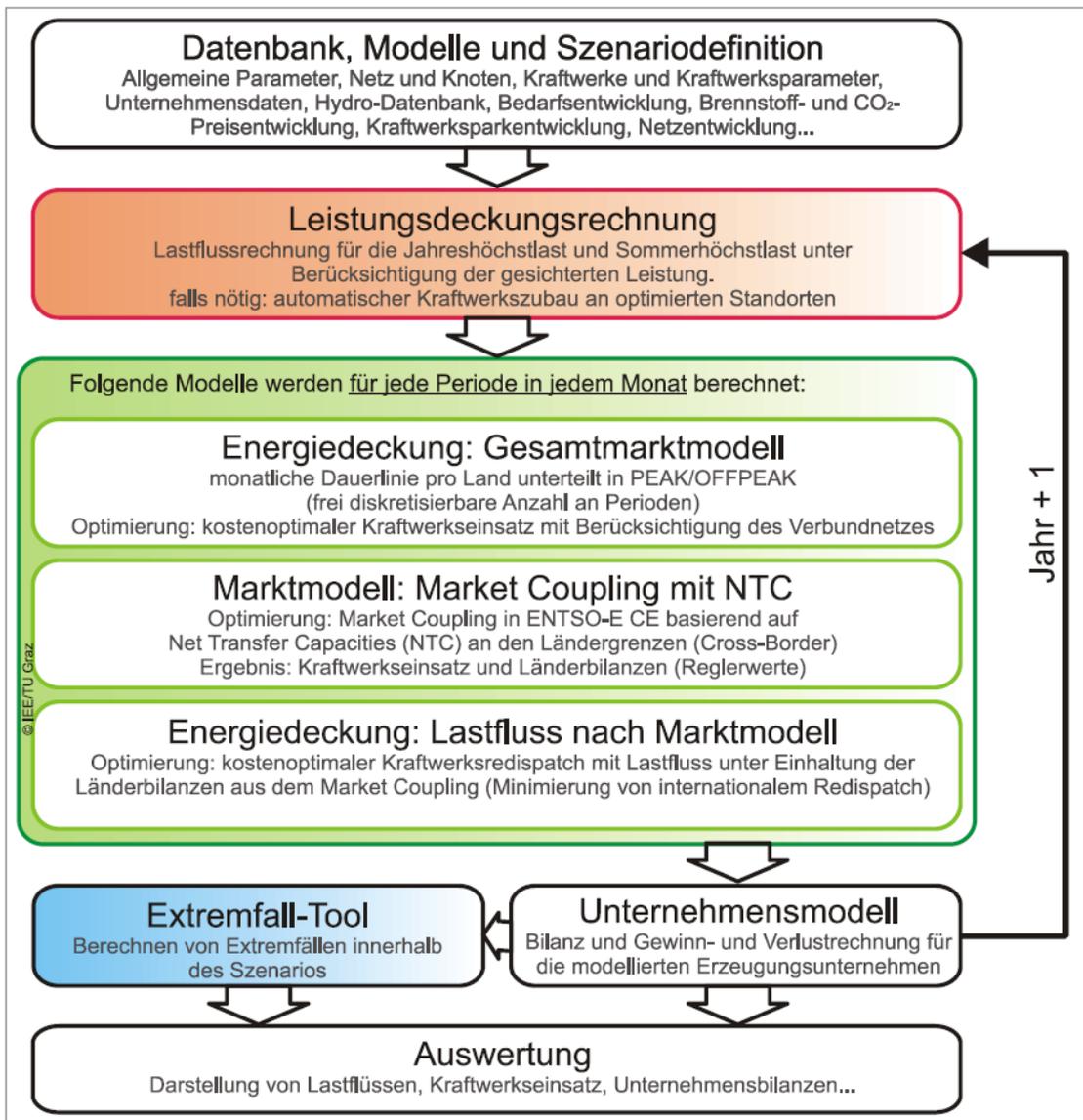


Abbildung 68: Blockfließbild von ATLANTIS<sup>134</sup>

Ist die Berechnung für alle Jahre des betrachteten Zeitraums abgeschlossen, können die Ergebnisse ausgewertet werden. Diese beinhalten unter anderem:

- Visualisierung der Netzelemente und Kraftwerke
- Auslastung des Übertragungsnetzes
- Strompreisentwicklungen
- Erzeugte Energiemengen

<sup>134</sup> Gutsch (S. 5)

- Auslastung der Kraftwerke
- Alter des Kraftwerksparks
- Entwicklung des Anlagevermögens
- Stromgestehungskosten
- etc.

Eine ausführlichere Beschreibung der Funktionsweise von ATLANTIS ist in der Literatur zu finden.<sup>135</sup>

### 5.3. Simulationsergebnisse - technischer Teil

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse genauer untersucht, welche die Simulation lieferte. Dazu wurde für die beiden Szenarien jeweils eine Simulation durchgeführt. ATLANTIS lieferte als Ergebnis numerische Kenndaten, die mittels der Programme Excel und Visu graphisch aufbereitet wurden. Bei diesen Untersuchungen wird speziell auf die technischen Gegebenheiten von Szenario 1 und Szenario 2 eingegangen.

#### 5.3.1. Installierte Leistung

In den Abschnitten 4.1 und 4.2 wurden die Kraftwerkszubauten beschrieben und anschließend der resultierende Kraftwerksbestand dargestellt. Hier folgt nun die Darstellung des gesamten Kraftwerksparks, der gegenwärtig in SEE existiert, sowie dessen zukünftige Entwicklung für Szenario 1 und Szenario 2.

Die Kraftwerkskapazitäten für die Jahre 2016 bis 2040 des ersten Szenarios sind in Abbildung 69 dargestellt. Der wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung ist und wird auch in Zukunft die Kohle sein. Ihre installierte Leistung liegt heute bei gut 21 GW und wird in den nächsten Jahren geringfügig ausgebaut werden. Die Kernkraft wird im betrachteten Zeitraum an Bedeutung deutlich zunehmen. Sie spielt zwar heute mit rund 4 GW nur eine geringe Rolle, wird aber schon im Jahre 2027 doppelt so viel Leistung zur Verfügung haben. Eine ähnliche Entwicklung wird der Windkraft vorausgesagt. Von ihr ist aber ein noch größeres Wachstum zu erwarten als von der Kernkraft. Zu den heute installierten 4 GW sollen bis zum Jahre 2040 weitere 8 GW hinzukommen. Auf die

---

<sup>135</sup> Gutschi (S. 1-13)

Entwicklung der Wasserkraft wurde schon im Abschnitt 4.1 näher eingegangen. Geht es nach Szenario 1, wird die Kernkraft zwischen 2016 und 2040 um 9,2 GW anwachsen. Insgesamt zeigt sich mit Szenario 1 ein Anstieg aller Kraftwerkskapazitäten von 59 GW auf 88 GW. Dies bedeutet einen Anstieg von 50 % in nur 24 Jahren.

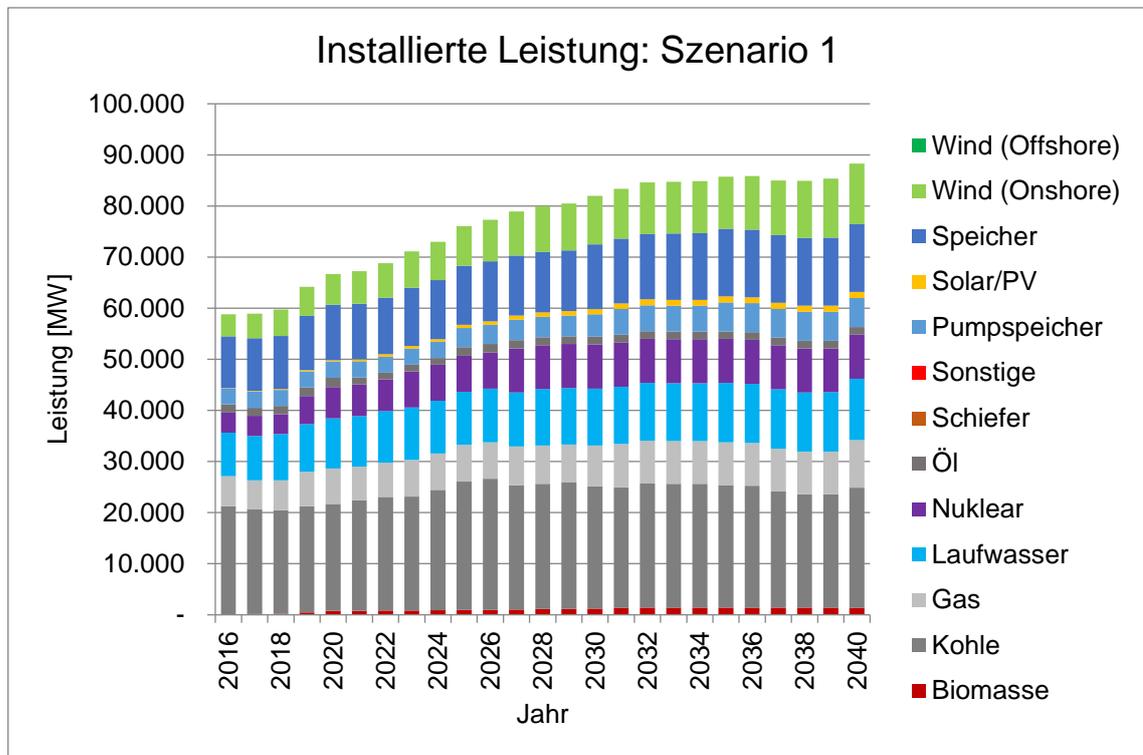


Abbildung 69: Installierte Leistung, Szenario 1<sup>136</sup>

Die gleiche Darstellung, jedoch für Szenario 2, ist der Abbildung 70 zu entnehmen. Bei der installierten Gesamtleistung ist im betrachteten Zeitraum ein deutlicher Anstieg von rund 40 GW bzw. um 70 % zu erkennen. Verantwortlich dafür ist primär der intensive Ausbau der Wasserkraft in Szenario 2. Es werden zwischen 2016 und 2040 hydrologische Anlagen im Umfang von gut 20 GW errichtet. Das bedeutet beinahe eine Verdoppelung des aktuellen Bestandes. Die installierten Leistungen der anderen Erzeugungsarten werden durch die verschiedenen Szenarien nicht beeinflusst und entsprechen den oben beschriebenen.

<sup>136</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

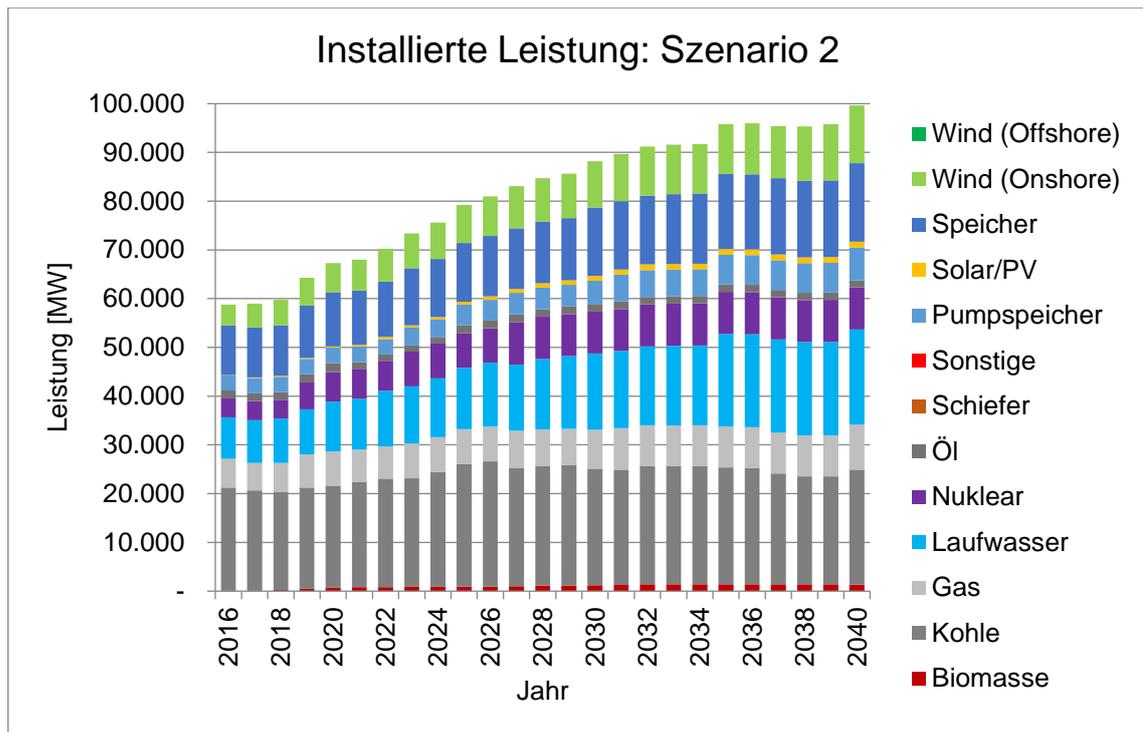


Abbildung 70: Installierte Leistung, Szenario 2<sup>137</sup>

### 5.3.2. Produzierter Strom

Einen weiteren interessanten Vergleich liefern Abbildung 71 und Abbildung 72. Auf ihnen sind die in SEE erzeugten Jahresstrommengen zu erkennen. Hier ist die Dominanz der fossilen Energieträger (Kohle und Gas) und der Kernkraft noch stärker ausgeprägt als bei der vorherigen Betrachtung der installierten Leistungen. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass die kalorische Stromerzeugung viel steter erfolgen kann als die der RES und damit eine höhere Anzahl der Volllaststunden pro Jahr erreicht werden kann.

Beim ersten Szenario (siehe Abbildung 71) erfolgt ein Anstieg der Gesamterzeugung um rund 102 GWh bzw. 45 %. Davon entfallen 61 GWh auf die Erzeugung durch fossile Energieträger (Kohle, Gas, Öl) und die Kernkraft. Weitere 19 GWh trägt die Wasserkraft, 22 GWh die RES (Wind, Biomasse und PV) bei.

<sup>137</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

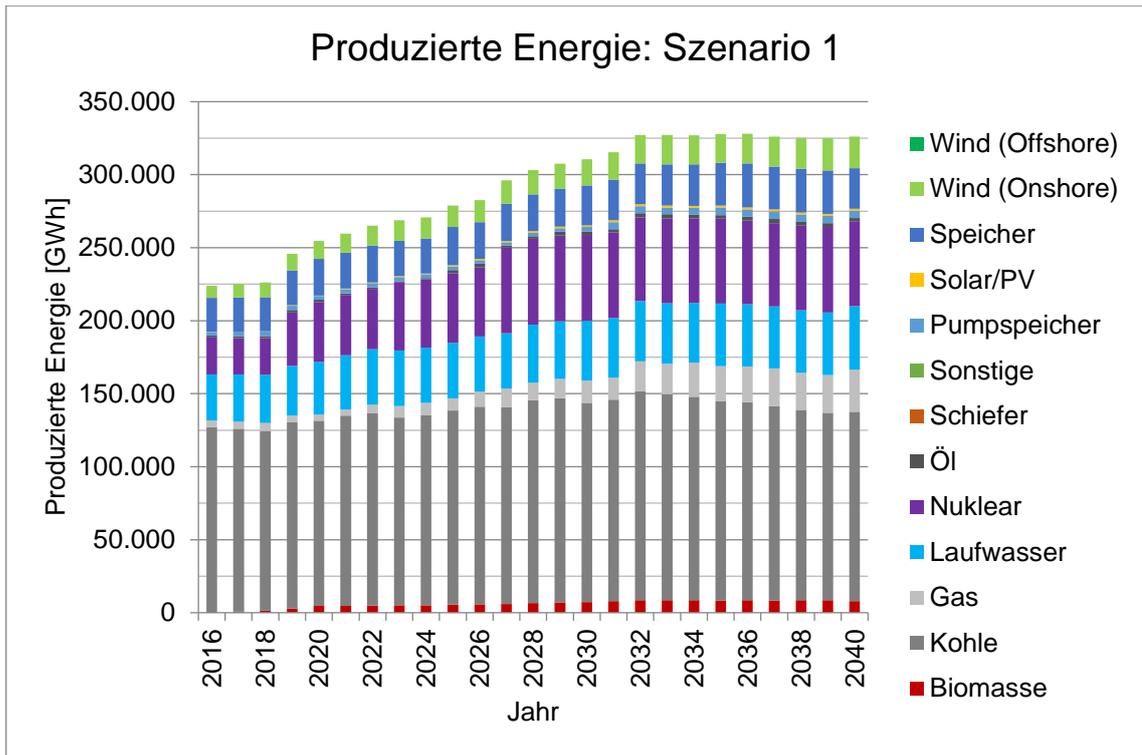


Abbildung 71: Produzierte Energie, Szenario 1<sup>138</sup>

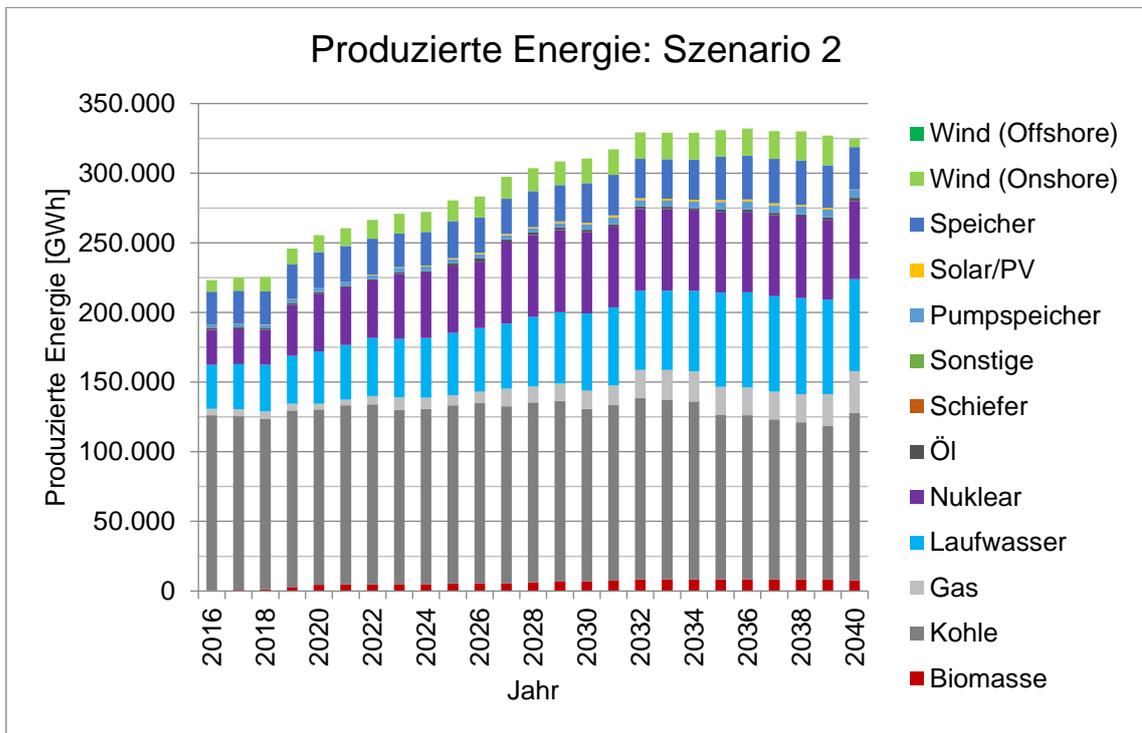


Abbildung 72: Produzierte Energie, Szenario 2<sup>139</sup>

<sup>138</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

<sup>139</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

Im zweiten Szenario zeichnet sich ein ähnliches Bild ab (siehe Abbildung 72). Hier gibt es bis 2040 ebenfalls einen Zuwachs von 102 GWh/a. Der starke Ausbau der Laufwasserkraft ab 2025 sorgt dafür, dass die Erzeugung durch Kohle und Gas weniger stark ansteigt als in Szenario 1. Die nukleare Stromerzeugung befindet sich in beiden Szenarien in etwa auf gleichem Niveau.

### 5.3.3. Kraftwerksauslastung

Die Simulation liefert darüber hinaus Informationen über den Auslastungsgrad der jeweiligen Erzeugungsarten. Im Zuge dessen können die erreichten Volllaststunden der verschiedenen Wasserkraftwerke dargestellt werden. Diese Betrachtung ist deshalb interessant, da mit ihr indirekt Aussagen über die Notwendigkeit neuer Wasserkraftwerke getroffen werden kann. Schwach ausgelastete Anlagen könnten eventuell stillgelegt und deren Auslastung durch andere Kraftwerke übernommen werden.

In Abbildung 73 ist die Auslastung der kroatischen Wasserkraftwerke aus dem Szenario 1 zu erkennen. Die jährlichen Volllaststunden der Laufkraft schwanken nur leicht zwischen 4100 und 3500 Stunden pro Jahr. Im Gegensatz dazu sinkt die Auslastung der Speicherkraftwerke ab 2023 drastisch ab. Dieser Umstand ist von Bedeutung, da in Kroatien für Szenario 1 nach 2020 kein Zubau von Wasserkraft vorgesehen ist. Eine mögliche Erklärung dafür könnte sein, dass im Jahr 2023 neue Gaskraftwerke mit einer Nennleistung von 450 MW in Betrieb genommen werden. Wie auch Speicherkraftwerke, können Gaskraftwerke sehr schnell auf Lastschwankungen im Netz reagieren. Durch das ähnliche Regelverhalten beider Technologien dürfte sich der Bedarf und somit auch die Auslastung verringern.

Abbildung 74 zeigt die gleiche Darstellung, jedoch für das zweite Szenario. Es sind deutliche Unterschiede zu erkennen. Im Jahr 2022 ist die Inbetriebnahme eines 360 MW-Laufkraftwerks in Kroatien geplant. Dies ist in der Abbildung durch einen steilen Abfall der Auslastung zu erkennen. Auch über einen längeren Zeitraum hinweg wird die jährliche Auslastung der Laufkraft unter 3000 Stunden bleiben. Für die speicherfähigen Wasserkraftwerke zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei Szenario 1. Die Auslastung sinkt

ab 2023 dramatisch ab. Es ist wieder anzunehmen, dass dies aufgrund der zunehmenden Erdgasnutzung geschieht.

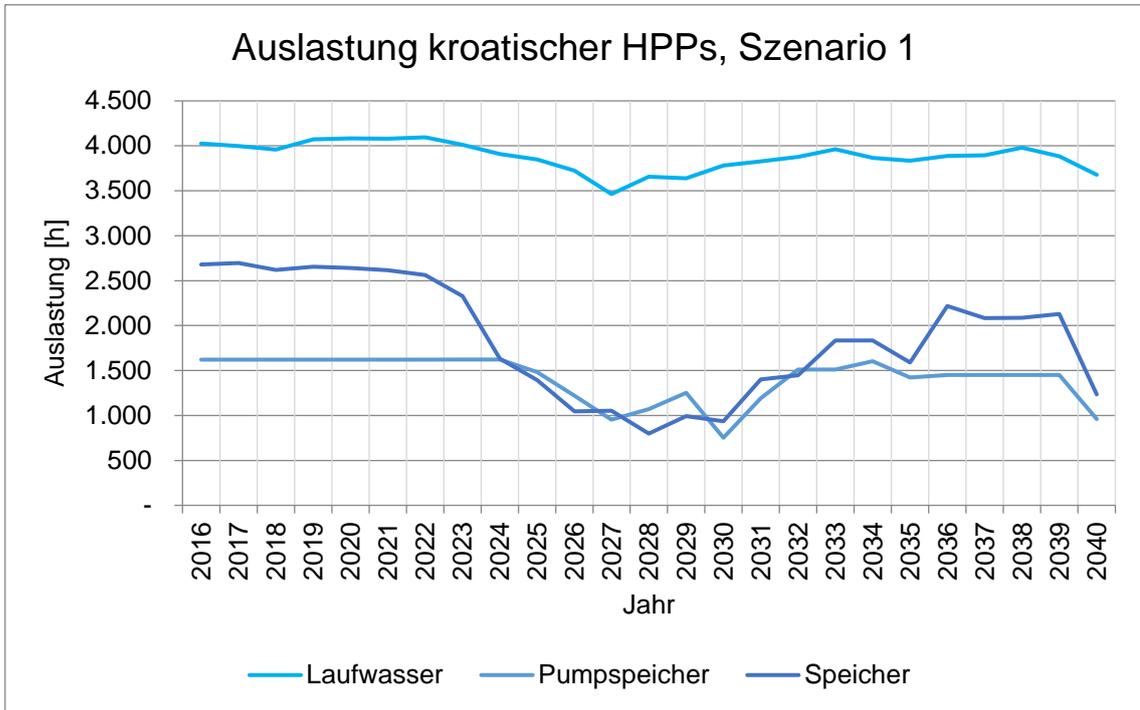


Abbildung 73: Auslastung Wasserkraftwerke Kroatien, Szenario 1<sup>140</sup>

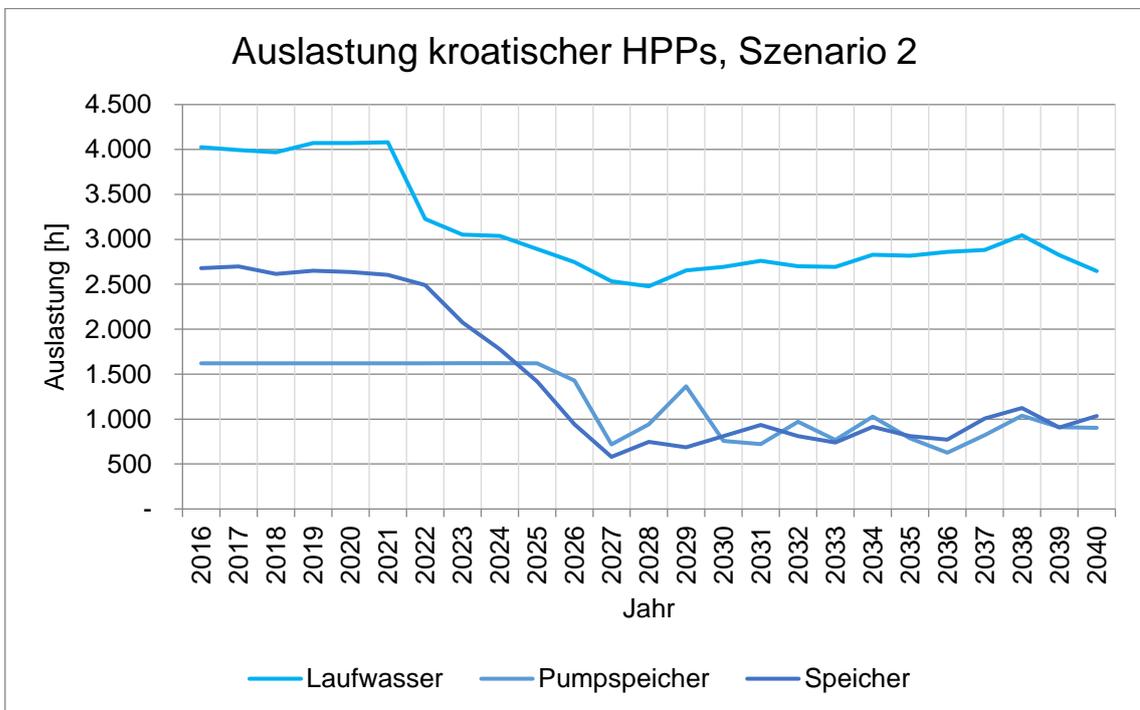


Abbildung 74: Auslastung Wasserkraftwerke Kroatien, Szenario 2<sup>141</sup>

<sup>140</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

<sup>141</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

In fast allen untersuchten Ländern sinkt die Auslastung der Wasserkraftwerke durch den Zubau neuer Kapazitäten, insbesondere in Szenario 2. Neben Albanien ist auch Mazedonien eines der Länder mit steigenden Auslastungszahlen. Abbildung XX zeigt die Auslastungen der mazedonischen Wasserkraftwerke aus dem zweiten Szenario. Trotz des massiven Ausbaus der Wasserkraft bis 2028 steigt die Auslastung der Laufkraftwerke stetig an. Danach pendelt sich die Kurve auf rund 3900 Volllaststunden pro Jahr ein. Dies entspricht auch in etwa dem Durchschnittswert für große Laufkraftwerke. Die Speicherkraft erfährt keine drastischen Änderungen bezüglich der jährlichen Volllaststunden. Allerdings steigt die Kurve für Speicherkraftwerke 2030 steil an, da hier ein großes Pumpspeicherkraftwerk in Betrieb gehen wird.

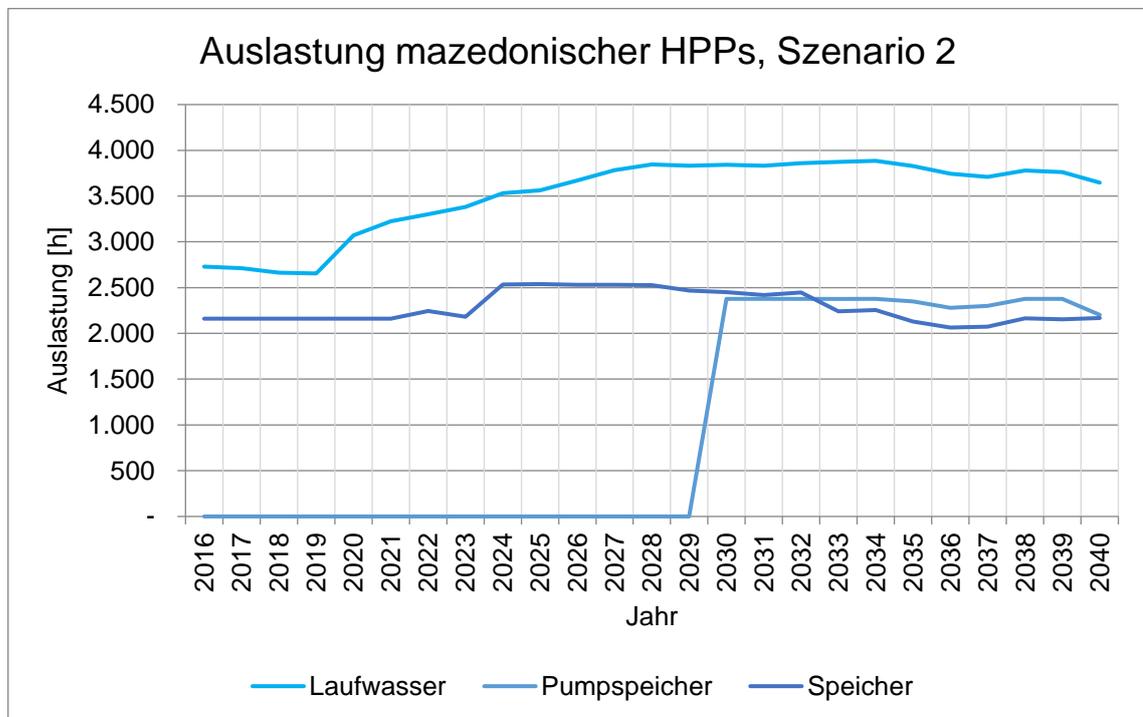


Abbildung 75: Auslastung Wasserkraftwerke Mazedonien, Szenario 2<sup>142</sup>

#### 5.3.4. Netzauslastung

Damit die geplanten Kraftwerke in Zukunft auch in Betrieb gehen können und der Strom zu den Verbrauchern gebracht werden kann, muss das Übertragungsnetz ausreichend dimensioniert sein. Dieser äußerst kostspielige und zeitaufwendige Prozess muss langfristig im Voraus geplant sein. Mithilfe der ATLANTIS-Lastflussrechnung lässt sich die Netzauslastung für beide Szenarien untersuchen. Somit können jene Leitungen ausfindig

<sup>142</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

gemacht werden, die von Überlastungen betroffen wären. In diesem Fall wurde das Netz für die Jahreshöchstlasten untersucht.

Zunächst soll die Ausgangssituation erörtert werden. Hierfür wird die Jahreshöchstlast für das Jahr 2016 betrachtet. Da eine Gesamtdarstellung der Region wenig übersichtlich wäre, werden hier jene Staaten graphisch dargestellt, bei denen der geplante Netzausbau unzureichend ist.

Abbildung 76 zeigt die aktuelle Situation des montenegrinischen Übertragungsnetzes. Sogar für die hier abgebildete Jahreshöchstlast sind im Netz noch genügend Kapazitäten für zusätzliche Übertragungsleistungen vorhanden. Lediglich eine Leitung im Norden des Landes ist zu 70 % ausgelastet.

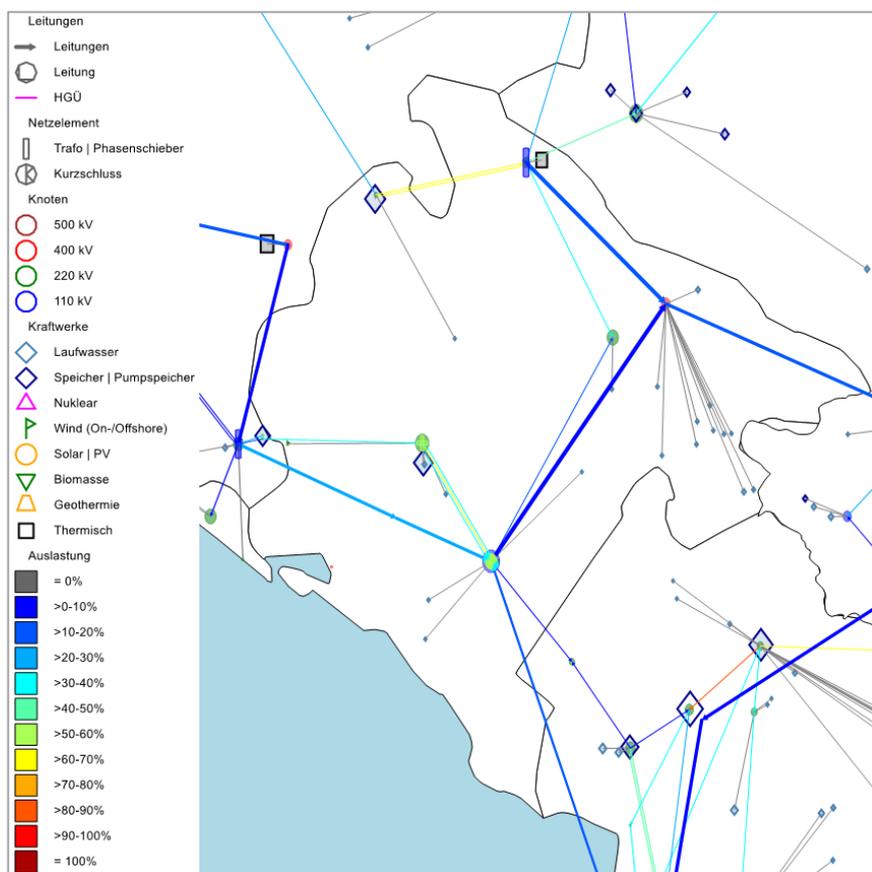


Abbildung 76: Netzauslastung Montenegro 2016<sup>143</sup>

Am Ende des Betrachtungszeitraums, also im Jahre 2040, ist die Netzauslastung für Szenario 1 aufgrund des Kraftwerkszubaues deutlich gestiegen (siehe Abbildung 77). Jene Leitung, die 2016 am stärksten ausgelastet war, ist nun zu 95 % ausgelastet. Die Nord-

<sup>143</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

Südverbindung wurde durch eine zusätzliche 400 kV-Leitung ergänzt. Dadurch verursacht dieser Korridor auch in Zukunft keine Probleme. Bei den südlichen Netzteilen, die Verbindungen zu den Nachbarstaaten bilden, ist die Auslastung gegenüber 2016 deutlich angestiegen. Für die 400 kV-Leitung nach BuH sowie das Seekabel nach Italien liegt die Auslastung bei 100 %. Sie bilden einen physikalischen Engpass, welcher den diskriminierungsfreien Stromhandel einschränkt.

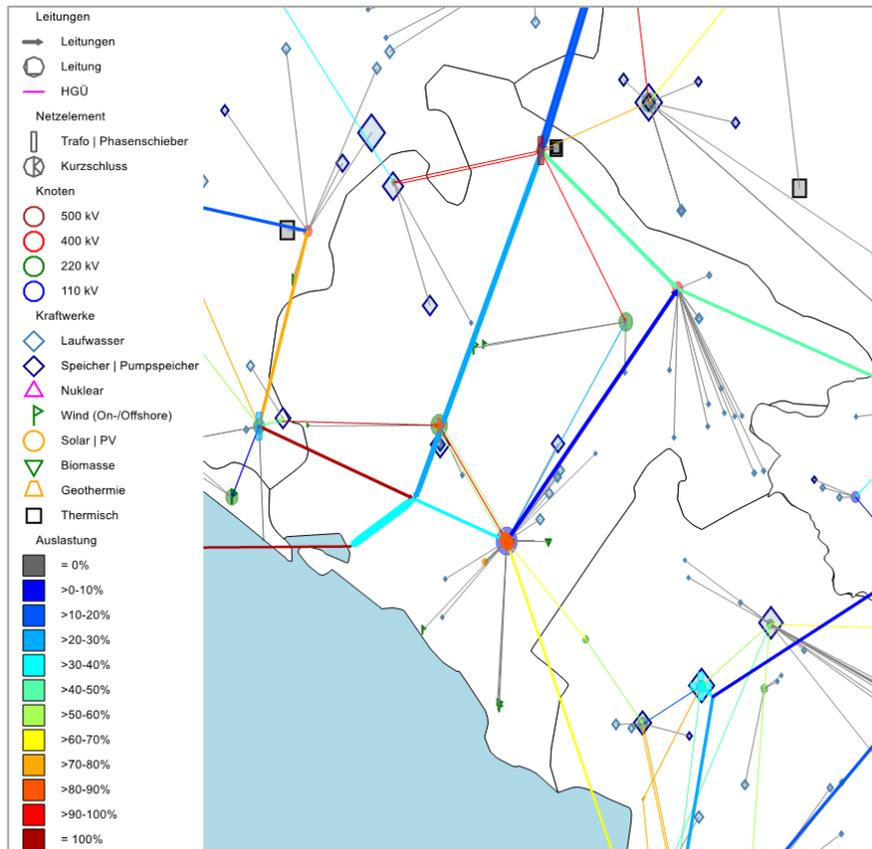


Abbildung 77: Netzauslastung Montenegro 2040, Szenario 1<sup>144</sup>

Szenario 2 zeigt ein ähnliches Bild (siehe Abbildung 78). Hinzu kommt hier eine gestiegene Auslastung der Verbindung in den Kosovo. Diese 400 kV-Leitung ist aufgrund der gestiegenen Einspeisung der Wasserkraft in Montenegro nun zu 60 % ausgelastet. Es ist allerdings erstaunlich, wie gering die Unterschiede der Netzauslastung zwischen Szenario 1 und 2 sind, da in Montenegro im zweiten Szenario 1,8 GW mehr Wasserkraft installiert sein wird.

<sup>144</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

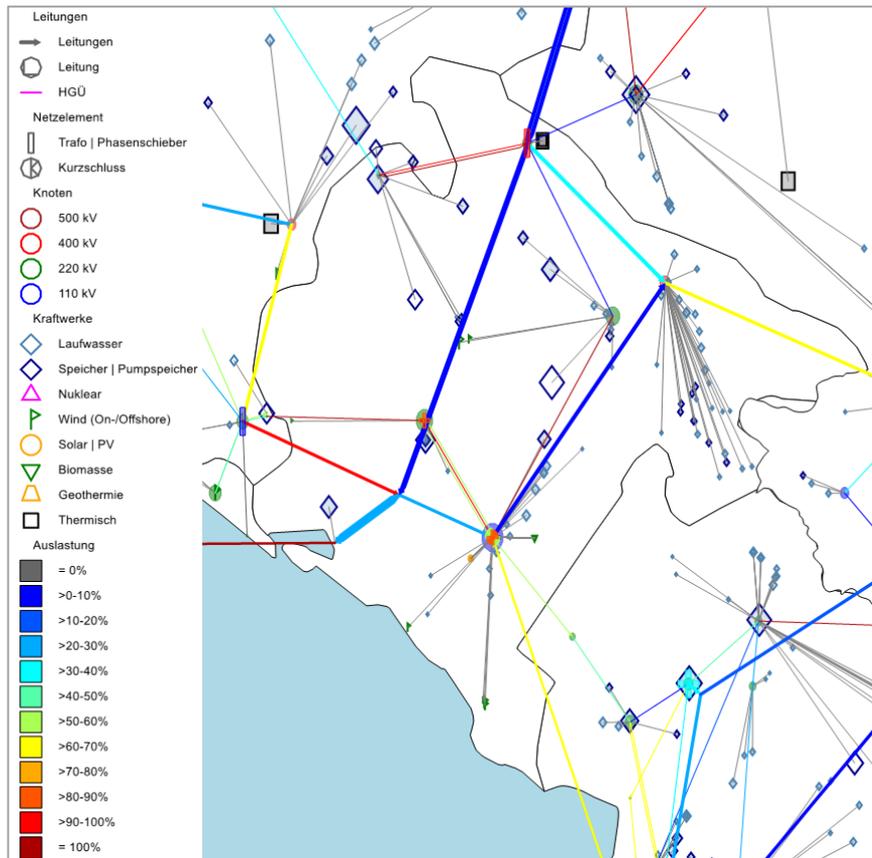


Abbildung 78: Netzauslastung Montenegro 2040, Szenario 2<sup>145</sup>

Als zweites Beispiel für die Netzauslastung wird Mazedonien betrachtet. Die Ausgangssituation für das Jahr 2016 ist in Abbildung 79 dargestellt. Für die hier abgebildete Jahreshöchstlast werden die Leitungen deutlich unter den Belastungsgrenzen betrieben. Auch die Verbindungen zu den Nachbarstaaten sind nur geringfügig ausgelastet.

<sup>145</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

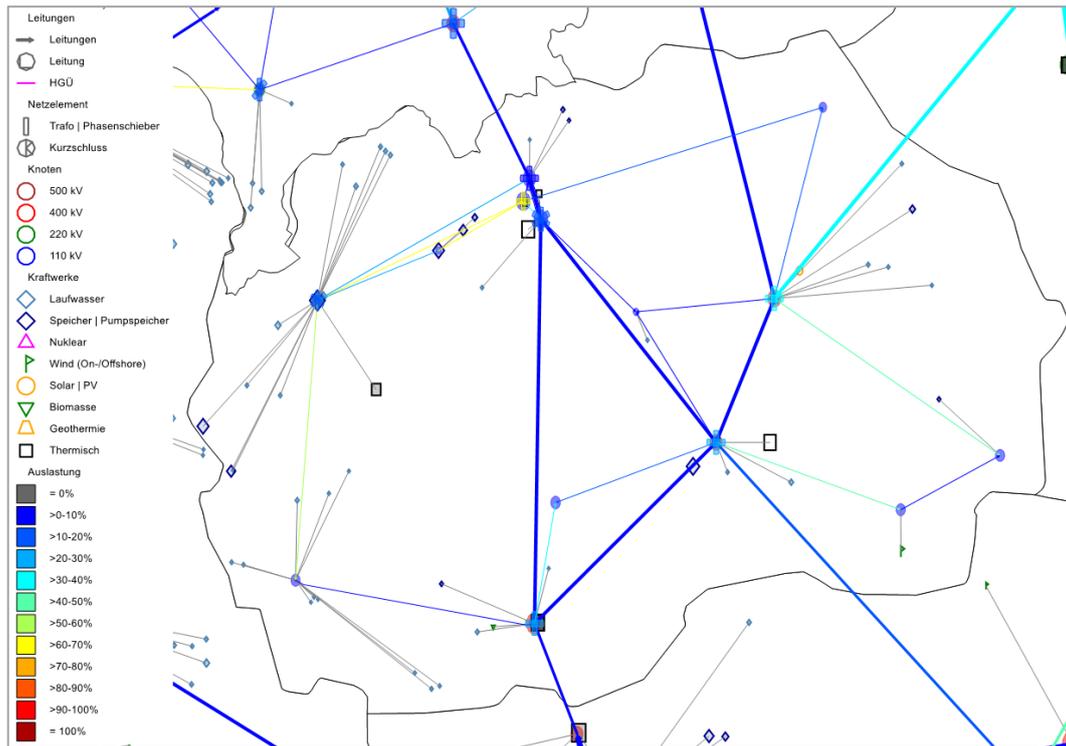


Abbildung 79: Netzauslastung Mazedonien 2016<sup>146</sup>

Abbildung 80 zeigt die Netzauslastung für das Szenario 1 im Jahre 2040. Im Vergleich mit 2016 kann die gestiegene Belastung der Übertragungsleitungen im Nordwesten des Landes ausgemacht werden. Mit 84 bzw. 94 % Auslastungsgrad werden diese Leitungen nahe ihrer Belastungsgrenzen betrieben. Bei dieser Betrachtung ist die starke Auslastung der grenzüberschreitenden Verbindungen augenscheinlich. Dabei sind die beiden südlichen Leitungen nach Griechenland zu 96 bzw. 98 % ausgelastet. Auch die Verbindung in den Kosovo im Norden des Landes ist gegenüber 2016 nun deutlich stärker ausgelastet.

Bei der Betrachtung des zweiten Szenarios (siehe Abbildung 81) ist eine ähnliche Auslastung des Übertragungsnetzes zu erkennen. Die zwei bereits erwähnten Verbindungen nach Griechenland sind nun sogar voll ausgelastet, sind also für einen Engpass im Netz verantwortlich. Die Leitung in den Kosovo ist hier noch stärker ausgelastet als noch im ersten Szenario. Für die Leitungen im Landesinneren Mazedoniens sind gegenüber Szenario 1 nur geringfügige Änderungen zu erwarten.

<sup>146</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

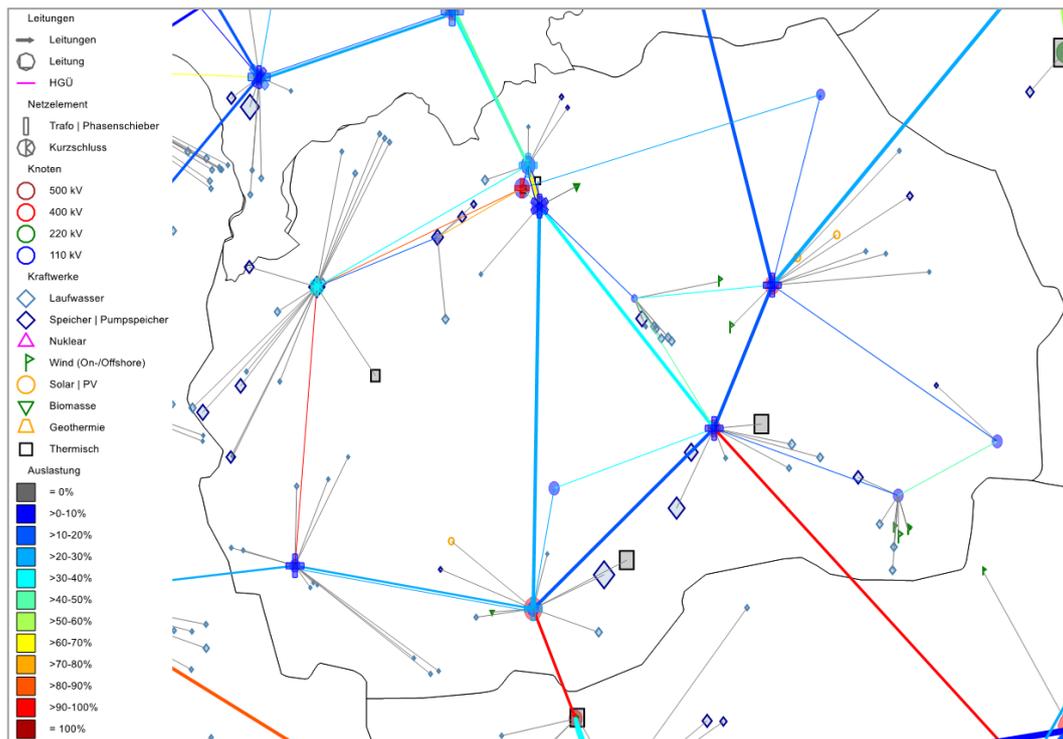


Abbildung 80: Netzauslastung Mazedonien 2040, Szenario 1<sup>147</sup>

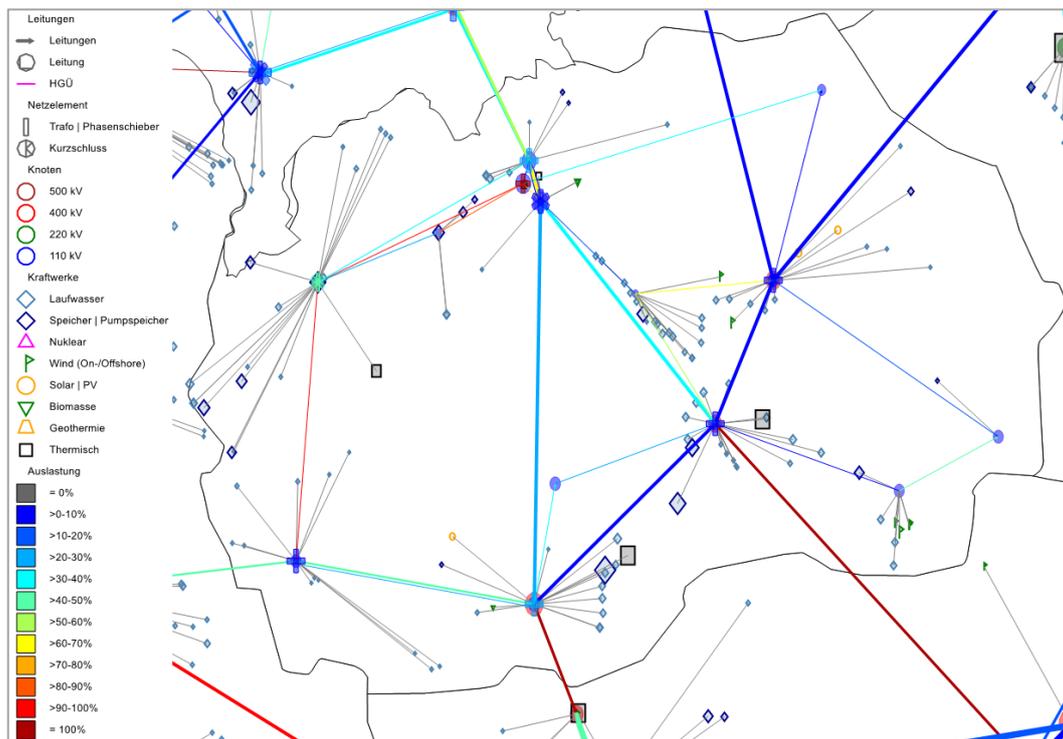


Abbildung 81: Netzauslastung Mazedonien 2040, Szenario 2<sup>148</sup>

<sup>147</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

<sup>148</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

#### 5.4. Simulationsergebnisse - wirtschaftlicher Teil

Für äußerst kapitalintensive Projekte wie Kraftwerksbauten ist eine wirtschaftliche Betrachtung unumgänglich. Die Wasserkraft ist hinsichtlich der Investitionskosten besonders aufwendig. Aus diesem Grund werden die beiden Ausbauszenarien auf ihre Investitionskosten hin untersucht und verglichen. ATLANTIS besitzt dazu einen eigenen Algorithmus, der diese Kosten annähert. Hierbei führt jedes neu installierte MW zu einem definierten Anstieg der Investitionskosten. Dieser Schlüssel variiert je nach Größe des Kraftwerks, der Erzeugungsart und dem Errichtungsland. Zusätzlich sind Lernkurven in ATLANTIS integriert, die auf demselben Ansatz basieren wie jene des U.S. Department of Energy für die Erstellung des Annual Energy Outlook.<sup>149</sup>

##### 5.4.1. Investitionskosten

Die Investitionskosten der jeweiligen Jahre des ersten Szenarios sind in Abbildung 82 dargestellt. Hierbei geben die abgebildeten Investitionskosten die laufenden Preise der Jahre wieder. Auffallend sind die stark schwankenden jährlichen Ausgaben. Speziell in den Jahren 2031 und 2040 fallen sehr große Investitionskosten an. Sie werden durch die Errichtung eines großen Pumpspeicherkraftwerkes und mehrerer Laufkraftwerke in Serbien verursacht.

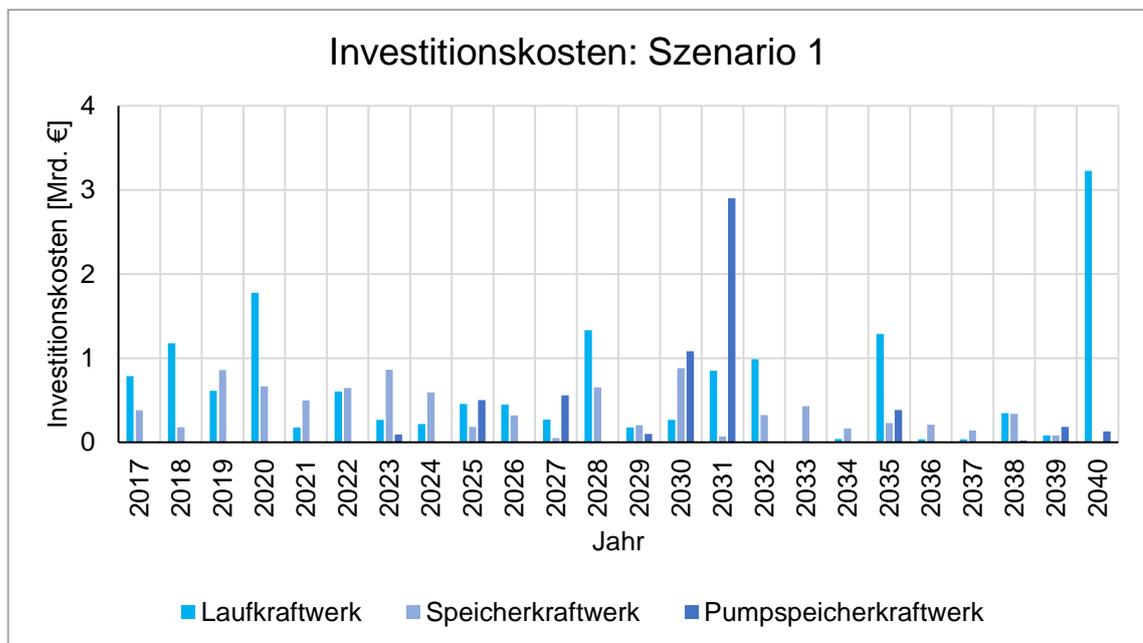


Abbildung 82: Investitionskosten, Szenario 1<sup>150</sup>

<sup>149</sup> Department of Energy: Assumptions to the Annual Energy Outlook 2010 - Electricity Market Module

<sup>150</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

Eine Übersichtsdarstellung der jeweiligen Gesamtinvestitionen aller untersuchten Länder ist Tabelle 21 zu entnehmen. Die mit Abstand größten Investitionskosten fallen in Serbien an. Hier müssen bis 2040 9,6 Mrd. € in die Wasserkraft investiert werden, damit Szenario 1 erfüllt wird. In BuH sind es 4,5 Mrd. €, in Rumänien 4,1 Mrd. € und in Mazedonien gut 3,1 Mrd. €. Die restlichen Länder liegen jeweils unter 2 Mrd. €. Bezüglich der eingesetzten Technologien verursacht die Laufwasserkraft mit Abstand die höchsten Investitionskosten. Sie liegen bei 15,5 Mrd. €, gefolgt von der Speicherkraft mit 8,95 Mrd. € und der Pumpspeicherkraft mit 5,95 Mrd. €. Somit ergibt sich beim ersten Szenario ein gesamter Investitionsbedarf von gut 30 Mrd. €.

Tabelle 21: Investitionen der Länder, Szenario 1<sup>151</sup>

Szenario 1	LKW	SKW	PSKW	Ländersumme
	[Mrd. €]	[Mrd. €]	[Mrd. €]	[Mrd. €]
Albanien	0,498	1,284	0,000	1,782
BuH	2,879	1,286	0,335	4,501
Bulgarien	0,090	0,863	0,147	1,100
Kroatien	1,189	0,752	0,001	1,942
Montenegro	0,360	1,029	0,000	1,389
Mazedonien	0,743	1,322	1,083	3,148
Kosovo	0,868	0,814	0,000	1,683
Rumänien	2,004	0,987	1,130	4,120
Serbien	5,746	0,611	3,253	9,610
Slowenien	1,071	0,003	0,000	1,073
Gesamt	15,447	8,950	5,950	30,347

Für Szenario 2 ergibt sich ein Investitionsmuster wie in Abbildung 83 dargestellt. Gegenüber der vorherigen Betrachtung ist ein genereller Anstieg der Investitionskosten zu erkennen (Hinweis: die Ordinaten sind unterschiedlich formatiert). Es fällt auf, dass die Laufkraft an Dominanz zugenommen hat. Die Investitionskosten für die neuen Laufkraftwerke alleine im Jahr 2035 belaufen sich auf über 11 Mrd. €.

Tabelle 22 zeigt die für Szenario 2 anfallenden Investitionskosten der jeweiligen Länder. Auffallend sind die drastisch gestiegenen Kosten in Slowenien. Lagen sie in Szenario 1 noch bei einer Mrd. €, sind sie nun mit 34,4 Mrd. € die höchsten in der gesamten Region.

<sup>151</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

Dies liegt am starken Ausbau der Lauf- und Pumpspeicherkraft. Auch alle weiteren Länder weisen einen stark gestiegenen Investitionsbedarf auf. Für das gesamte zweite Szenario liegen die Investitionskosten bei 105 Mrd. €. Dies bedeutet mehr als eine Verdreifachung des Wertes aus Szenario 1.

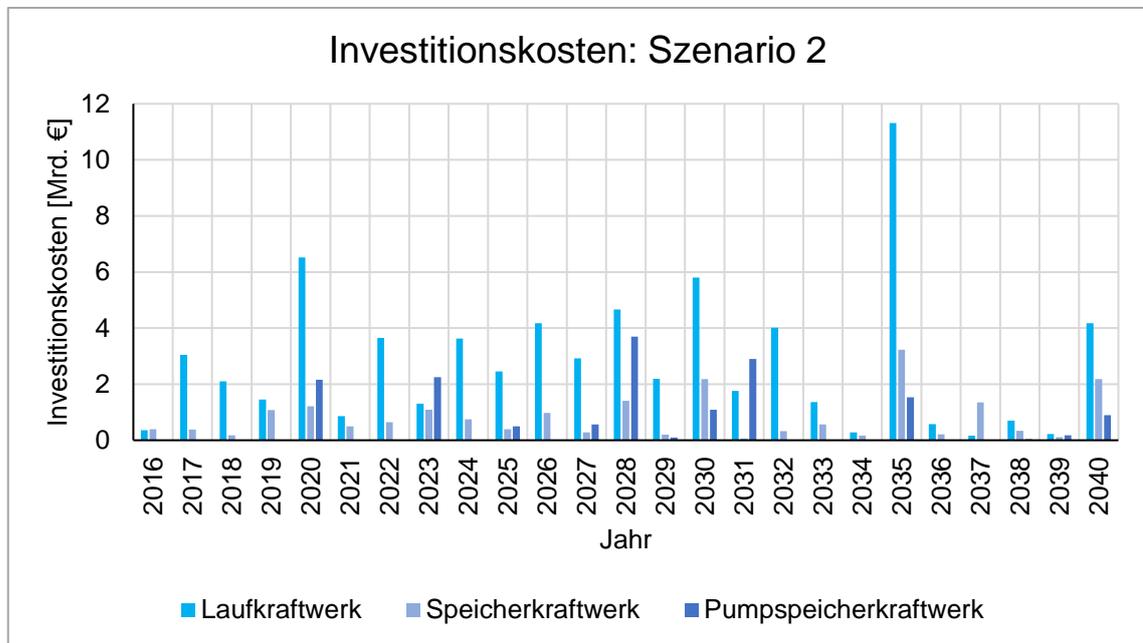


Abbildung 83: Investitionskosten, Szenario 2<sup>152</sup>

Tabelle 22: Investitionen der Länder, Szenario 2<sup>153</sup>

Szenario 2	LKW	SKW	PSKW	Ländersumme
	[Mrd. €]	[Mrd. €]	[Mrd. €]	[Mrd. €]
Albanien	2,798	3,711	0,000	6,509
BuH	5,035	1,477	0,335	6,847
Bulgarien	1,353	0,957	0,147	2,457
Kroatien	3,425	1,615	0,001	5,041
Montenegro	1,718	7,841	0,000	9,559
Mazedonien	2,389	1,322	1,083	4,794
Kosovo	1,223	0,814	0,000	2,037
Rumänien	12,846	0,987	1,130	14,962
Serbien	12,279	0,953	5,187	18,419
Slowenien	26,287	0,122	8,013	34,422
<b>Gesamt</b>	<b>69,352</b>	<b>19,800</b>	<b>15,897</b>	<b>105,049</b>

<sup>152</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

<sup>153</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

#### 5.4.2. Abschreibungen

Die Investitionskosten eines Kraftwerks fallen für den Betreiber nicht in einem Jahr an. Es wird die Investition über mehrere Jahre/Jahrzehnte abgeschrieben. Damit entstehen für den Betreiber jährliche Ausgaben, die bestenfalls durch die Einnahmen aus dem Stromverkauf gedeckt werden. In diesem Kapitel werden die Abschreibungen der gesamten Region bis 2040 dargestellt.

Abbildung 84 stellt die Entwicklung der Absetzung für Abnutzung (AfA) für die Kraftwerkszubauten des ersten Szenarios dar. Demnach steigen die Aufwände bis 2032 etwa linear an. Die folgenden drei Jahre sinken die Aufwände geringfügig und steigen bis 2040 auf 2,9 Mrd. € pro Jahr an. Wie zu erwarten, ist die Kohlekraft die mit Abstand größte Kostenposition. Allerdings zeigt die Graphik auch den hohen Abschreibungsaufwand der Windkraft.

Die gleiche Betrachtung für Szenario 2 ist in Abbildung 85 dargestellt. Aufgrund der großen Investitionen in die Wasserkraft steigen auch die Gesamtaufwände bis 2040 auf gut 3,5 Mrd. € in diesem Jahr an. Die Laufwasserkraft ist für einen Großteil dieses Anstieges verantwortlich. Liegt der Jahresaufwand für neue Laufkraftwerke 2020 noch bei 161 Mio. €, so ist dieser zehn Jahre später schon auf 564 Mio. € angewachsen und steigt bis 2040 auf rund 930 Mio. € an. Zudem wird auch kräftig in Speicherkraftwerke investiert. So sind die jährlichen Aufwände gut doppelt so hoch wie noch im ersten Szenario. Der jährliche Aufwand für die Windkraft sinkt im Gegensatz zu Szenario 1 um rund 100 Mio. € pro Jahr. Unbeeinflusst vom Ausbau der Wasserkraft sind in beiden Szenarien die Jahresaufwände für die restlichen Kraftwerkstechnologien.

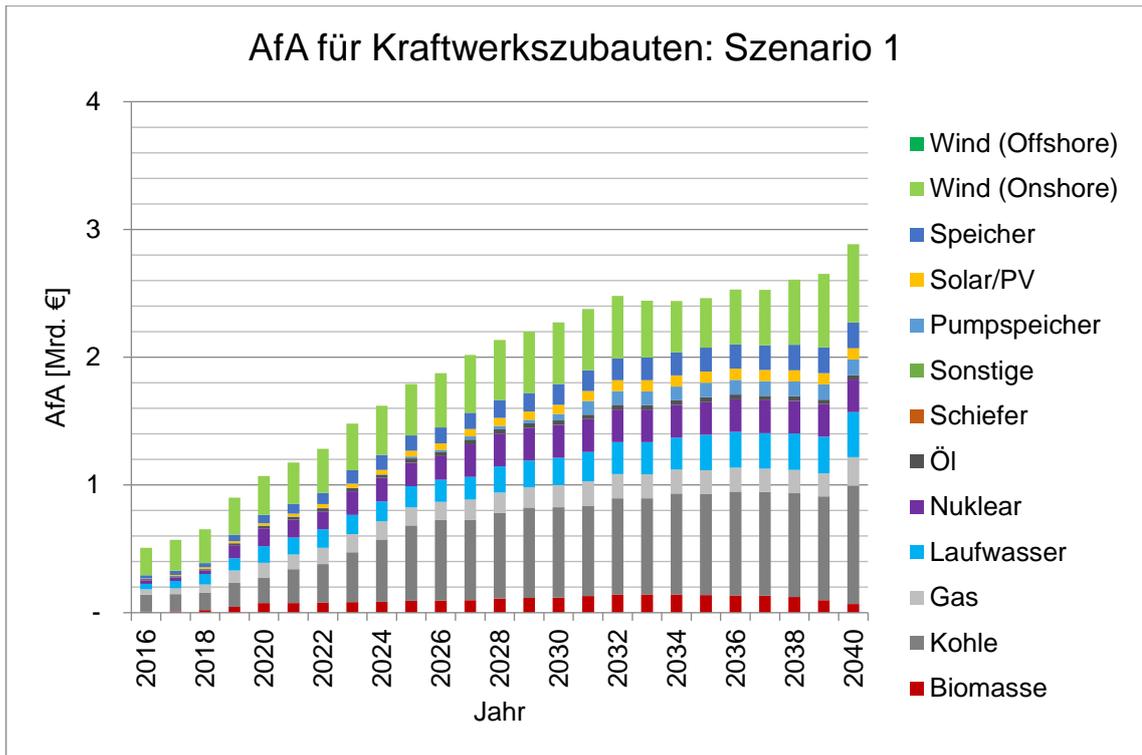


Abbildung 84: AfA für Kraftwerkszubauten, Szenario 1<sup>154</sup>

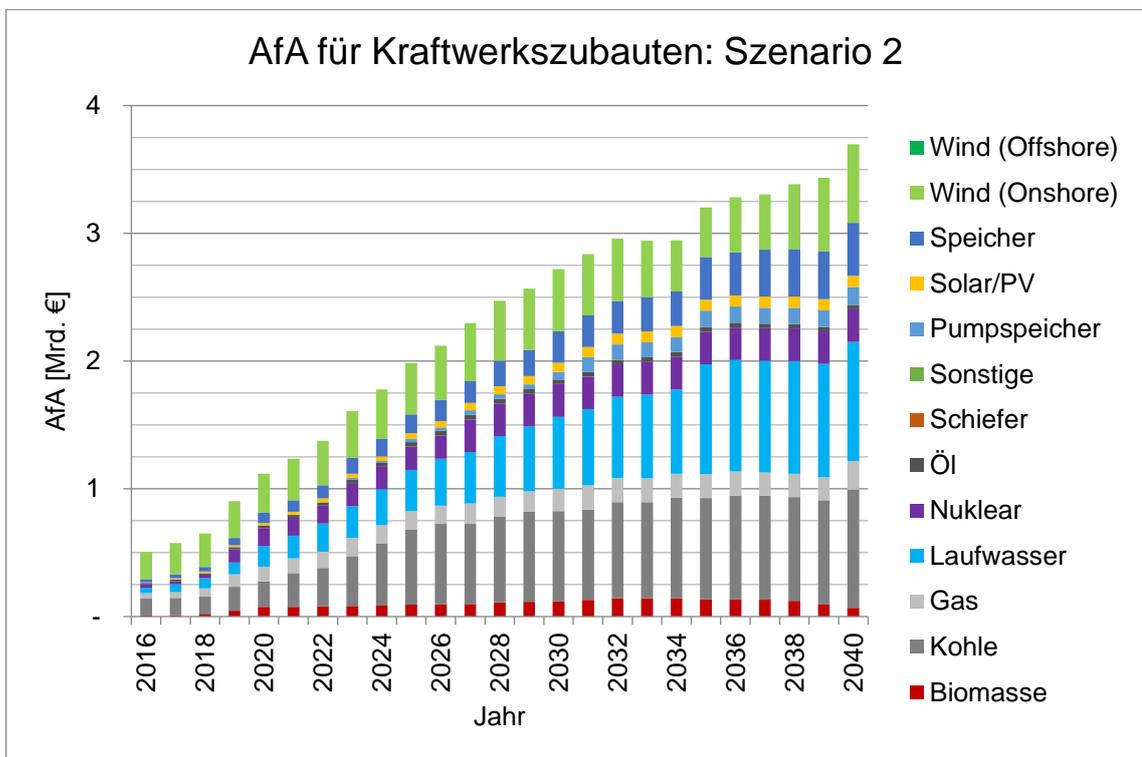


Abbildung 85: AfA für Kraftwerkszubauten, Szenario 2<sup>155</sup>

<sup>154</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

<sup>155</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

#### 5.4.3. Anlagevermögen

Mit den großen Investitionen in neue Kraftwerke steigt automatisch auch das Anlagevermögen (AV). Ein besonders gravierender Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist diesbezüglich in Albanien zu erkennen. Abbildung 86 zeigt das AV für die albanischen Kraftwerke des ersten Szenarios. Die Dominanz der Wasserkraft ist deutlich zu erkennen. Des Weiteren ist das geringe AV des albanischen Kraftwerksparks zu erkennen. Er weist 2016 ein gesamtes AV von lediglich 1,4 Mrd. € auf. Wird dabei bedacht, dass dieses Vermögen mit zunehmenden Anlagenalter sinkt, so deutet dies auf einen Kraftwerkspark hin, der sich bereits in einem fortgeschrittenen Alter befindet. Bis 2020 steigt das AV deutlich auf 2,4 Mrd. € an. Nach diesem Jahr bleiben größere Investitionen im Kraftwerksbereich aus und das AV sinkt bis 2040 auf gut 1,6 Mrd. € ab.

Ein völlig anderes Bild liefert Abbildung 87. Sie zeigt das albanische AV der Kraftwerke des zweiten Szenarios. Deutlich zu erkennen ist, dass der Ausbau der Wasserkraft zu einem massiven Ansteigen des AV führt. So steigt das gesamte AV von gegenwärtig 1,4 auf über 5,2 Mrd. € im Jahre 2039. Ob allerdings die finanziellen Mittel für eine solch große Aufstockung des AV vorhanden sind, ist nicht Thema dieser Arbeit.

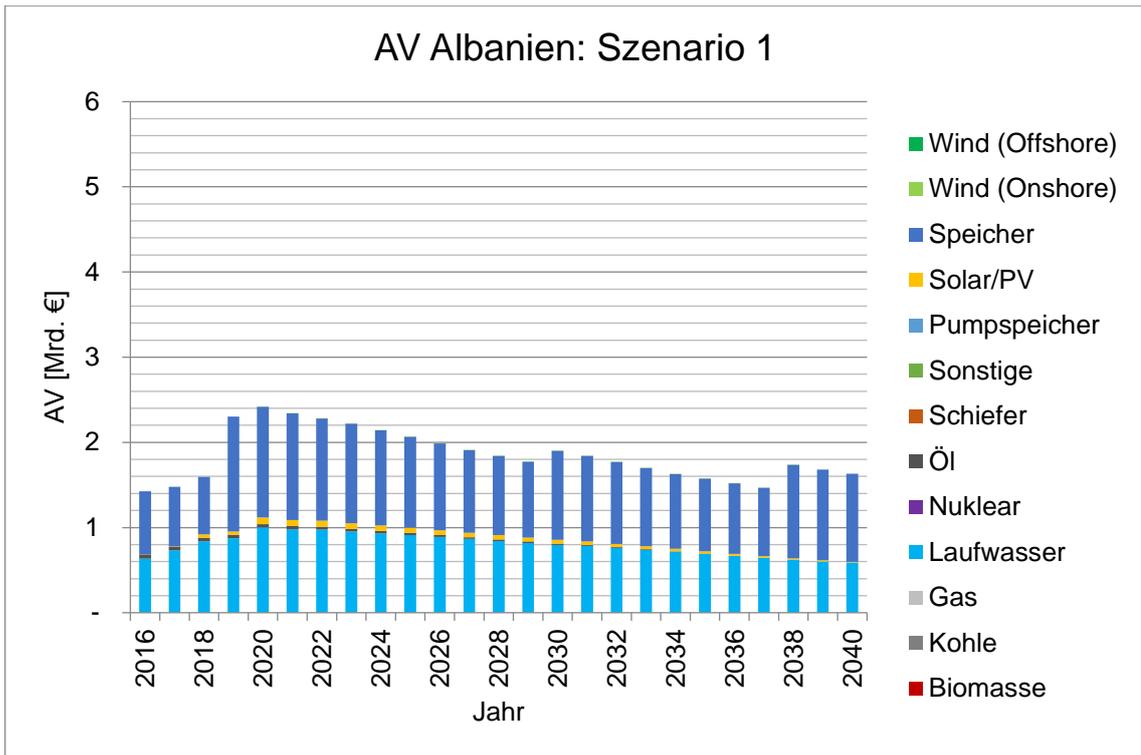


Abbildung 86: AV Albanien, Szenario 1<sup>156</sup>

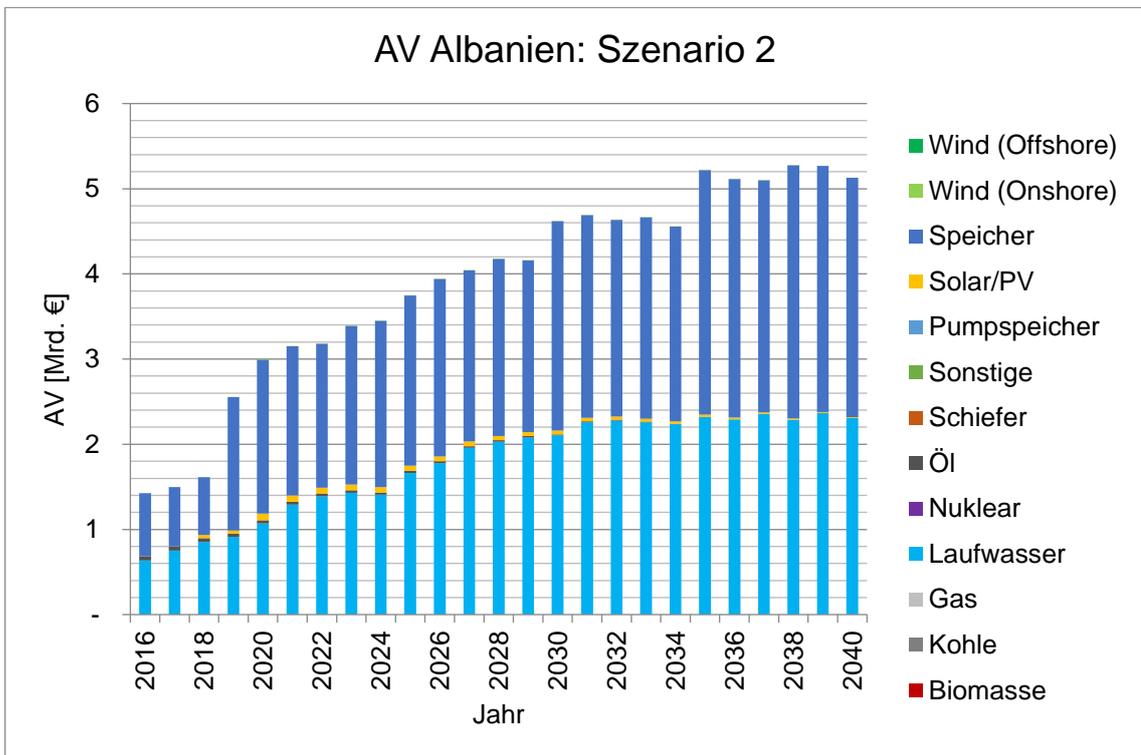


Abbildung 87: AV Albanien, Szenario 2<sup>157</sup>

<sup>156</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

<sup>157</sup> Quelle: Institutseigene Datenbank des IEE, eigene Untersuchungen

### 3. Zusammenfassung

Im Zuge dieser Arbeit wurden zehn südosteuropäische Staaten hinsichtlich ihrer Wasserkraftnutzung und –perspektiven untersucht, Ausbauszenarien entworfen und elektrizitätswirtschaftliche Simulationen in ATLANTIS durchgeführt. Mit den gewonnenen Erkenntnissen können die fünf Forschungsfragen beantwortet werden:

- Wie ist der aktuelle Stand der Wasserkraft in Südosteuropa?

Die untersuchten Länder weisen sehr unterschiedliche Erzeugungsstrukturen hinsichtlich der Stromgewinnung auf. So basiert der Großteil der Stromerzeugung in BuH, Kosovo, Mazedonien und Serbien auf der Kohlekraft. In Albanien, Kroatien und Montenegro wird hingegen mehr als 50 % des Stromes aus Wasserkraft gewonnen. Auf eine Diversifikation der verschiedenen Stromerzeugungsarten setzen Bulgarien, Rumänien und Slowenien. Die Gesamtleistung an installierten Wasserkraftwerken liegt heute bei 21,7 GW. Diese Anlagen produzieren jährlich in etwa 61,8 TWh Strom.

- Welche Ausbaupotentiale bestehen für die Nutzung von Wasserkraft?

Von den erwähnten Ländern verfügen die meisten Staaten heute immer noch über große Potentiale für die Errichtung neuer Wasserkraftwerke. Das noch verfügbare Potential in Südosteuropa liegt bei rund 82,1 TWh/a. BuH und Rumänien sind die Länder mit dem größten unverbauten Wasserkraftpotential.

- Wie könnten mögliche Entwicklungsszenarien aussehen?

Anhand der Potentiale konnten zwei Ausbauszenarien entworfen werden. Szenario 1 stellt einen moderaten Kraftwerksausbau dar, dessen Umsetzung realistisch erscheint. Hier sollen bis 2040 in etwa 8,5 GW an neuen Wasserkraftanlagen in Betrieb genommen werden. Das zweite Szenario sieht einen weitaus stärkeren Ausbau der Wasserkraft vor. Im gleichen Zeitraum sollen hier rund 20 GW hinzukommen, was beinahe einer Verdoppelung des aktuellen Bestandes entspricht.

- Wie hoch ist der Investitionsbedarf in diesen Fällen?

Für beide Szenarien wurde eine Szenariorechnung mittels ATLANTIS durchgeführt. Es wurden deren technische und wirtschaftliche Auswirkungen bis 2040 untersucht. So konnten auch die Investitionskosten für beide Szenarien kalkuliert werden. Für das erste Szenario ergibt sich ein Investitionsbedarf von gut 30 Mrd. € bis 2040. In Szenario 2 liegt dieser Bedarf bei 105 Mrd. €. Diese große Differenz ist hauptsächlich auf den starken Ausbau der Laufwasserkraft zurückzuführen.

- Welche Auswirkungen haben diese Szenarien auf die Elektrizitätswirtschaft?

Die Kohlekraft wird auch in Zukunft die wichtigste Erzeugungsart in Südosteuropa sein. Bei einem Ausbau nach Szenario 1 bleibt die Wasserkraft als zweitwichtigster Stromlieferant hinter der Kohlekraft. Sollte aber der Ausbau von Szenario 2 angestrebt werden, könnte die Wasserkraft an die erste Stelle rücken. Dem Ausbau der Wasserkraft muss auch eine Erweiterung des Übertragungsnetzes folgen. Ansonsten wird es zu weitreichenden Engpässen kommen, die den freien Stromhandel einschränken und zu Versorgungsausfällen führen können. Dies gilt speziell für die länderübergreifenden Leitungsverbindungen, sowohl innerhalb Südosteuropas als auch darüber hinaus. Ein Leitungsausbau ist in beiden Szenarien notwendig.

Der folgende Absatz soll ein kurzes Schlussfazit der vorliegenden Masterarbeit wiedergeben. Wie sich im Zuge dieser Arbeit herausstellte, sind die wichtigsten Primärenergieträger für die südosteuropäische Stromerzeugung Kohle und Wasser. Die in der Region installierte Wasserkraft entspricht in etwa jener von Italien.<sup>158</sup> Allerdings sind die Kapazitäten sehr unterschiedlich auf die jeweiligen Länder verteilt. Besonders groß ist der Kohleanteil der Stromerzeugung in Bulgarien, Kosovo, Mazedonien und Serbien. Die Analyse der Wasserkraftpotentiale belegte, dass die hydrologischen Möglichkeiten für einen starken Ausbau dieser Technologie gegeben sind. Des Weiteren ist ein zusätzlicher Netzausbau anzustreben. Einerseits kann dadurch die Versorgungssicherheit in den einzelnen Ländern gesteigert werden und andererseits ist dies dem internationalen Stromhandel zuträglich. Ein Zusammenwirken von südosteuropäischer und mitteleuropäischer Wasserkraft würde einen positiven Effekt

---

<sup>158</sup> UNIDO: WSHPR 2016 (S. 541)

für die Grundlastfähigkeit dieser Technologie haben. In dieser Arbeit wurden die Netzauslastungen in SEE untersucht. Es zeigten sich starke Auslastungen speziell an den grenzüberschreitenden Leitungen. Die Bestrebungen der Europäischen Union und der Energy Community bzgl. der Verstärkung des Verbundnetzes gehen zwar in die richtige Richtung, allerdings sind sie für einen großangelegten Ausbau der Wasserkraft und den Handel der dadurch erzeugten Energie nicht ausreichend dimensioniert.

## Literaturverzeichnis

- AHK Mazedonien: Kleinwasserkraft Zielmarktanalyse Mazedonien [2012]  
<http://docplayer.org/11878030-Kleinwasserkraft-zielmarktanalyse-mazedonien-mit-profilen-der-marktakteure-www-exportinitiative-bmwi-de-energie.html> [01.02.2018]
- Balkan Energy: Country Report Serbia [06.2017], [http://balkanenergy.com/files/Country\\_report\\_on\\_energy\\_business\\_in\\_Serbia\\_November\\_2017.pdf](http://balkanenergy.com/files/Country_report_on_energy_business_in_Serbia_November_2017.pdf) [01.02.2018]
- BMWi: Kleine Wasserkraft in Kroatien [02.2015],  
[https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2015/zma\\_kroatien\\_2015\\_wasser.html](https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2015/zma_kroatien_2015_wasser.html) [01.02.2018]
- BMWi: Länderprofil Albanien [12.2016],  
<http://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/Laenderprofile/albanien.html> [04.09.2017]
- BMWi: Länderprofil Bosnien und Herzegowina [12.2016],  
<http://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/Laenderprofile/bosnien-herzegowina.html> [04.09.2017]
- Department of Energy: Assumptions to the Annual Energy Outlook 2010 - Electricity Market Module [04.2010], <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo10/assumption/electricity.html> [07.02.2018]
- Deutsche Bank Research: Wasserkraft in Europa [09.2010], <http://www.wkv-ag.com/fileadmin/downloads/wasserkraft-dbr.pdf> [07.02.2018]
- Energy Development Strategy of Montenegro by 2025 [12.2007],  
<http://www.energetska-efikasnost.me/uploads/file/Dokumenta/Energy%20Development%20Strategy%20of%20Montenegro%20by%202025.pdf>  
[01.02.2018]
- Energy Development Strategy of Montenegro by 2030 [12.2015],  
[http://www.oie-res.me/uploads/Dokumenta%202016/Action\\_Plan\\_2016\\_-\\_2020\\_ENG.pdf](http://www.oie-res.me/uploads/Dokumenta%202016/Action_Plan_2016_-_2020_ENG.pdf) [01.02.2018]
- Energy Sector Development Strategy Serbia 2025 [2016],  
<http://www.mre.gov.rs/doc/efikasnost-izvori/23.06.02016%20ENERGY%20SECTOR%20DEVELOPMENT%20STRATEGY%20OF%20THE%20REPUBLIC%20OF%20SERBIA.pdf>  
[01.02.2018]
- ENTSO-E: Power Statistics, <https://www.entsoe.eu/data/statistics/Pages/default.aspx>  
[01.02.2018]
- ENTSO-E: UCTE, <https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/ucte/Pages/default.aspx> [14.01.2018]

- ERE: Annual Report 2015 [03.2016],  
[http://www.ere.gov.al/doc/Annual\\_Report\\_\\_2015.pdf](http://www.ere.gov.al/doc/Annual_Report__2015.pdf) [04.09.2017]
- ERO-KS: Annual Report 2015,  
[http://ero-ks.org/2016/Raportet/Raporti\\_Vjetor\\_2015\\_ZRRE\\_ang.pdf](http://ero-ks.org/2016/Raportet/Raporti_Vjetor_2015_ZRRE_ang.pdf) [21.01.2018]  
EVN-MK: Generation, <https://evn.mk/Za-nas/Proizvodstvo.aspx> [03.09.2018]
- ETH Zürich: Zur Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft [04.2016],  
<https://www.ethz.ch/de/news-und-veranstaltungen/eth-news/news/2016/04/zur-wirtschaftlichkeit-der-wasserkraft.html> [07.02.2018]
- Giesecke, Heimerl, Mosonyi: Wasserkraftanlagen [2014], Springer
- Google-Earth: <https://www.google.com/intl/de/earth/> [01.02.2018]
- Gutschi, Christoph: ATLANTIS – Forschungsinstrument des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation [02.2012], Technische Universität Graz,  
[https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/Eninnov2012/files/lf/LF\\_Gutschi.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2012/files/lf/LF_Gutschi.pdf) [01.02.2018]
- IEE, TU Graz: <https://www.tugraz.at/institute/iee/atlantis/> [06.02.2018]
- KPMG: Central and Eastern European Hydro Power Outlook [2010],  
[https://www.kpmg.de/docs/central\\_and\\_eastern\\_european\\_hydro\\_power\\_outlook\\_web\\_secured.pdf](https://www.kpmg.de/docs/central_and_eastern_european_hydro_power_outlook_web_secured.pdf) [01.02.2018]
- Lenz, Electricity Sector in Southeast Europe: Challenges of European Integration [10.2015], [https://bib.irb.hr/datoteka/782414.Full\\_paper\\_-\\_ADVED15.pdf](https://bib.irb.hr/datoteka/782414.Full_paper_-_ADVED15.pdf) [07.02.2018]
- Macedonien energy Strategy 2030 [2010], [http://www.ea.gov.mk/projects/unece/docs/legislation/Macedonian\\_Energy\\_Strategy\\_until\\_2030\\_adopted.pdf](http://www.ea.gov.mk/projects/unece/docs/legislation/Macedonian_Energy_Strategy_until_2030_adopted.pdf) [01.02.2018]
- NREAP Albania 2016 [01.2016], [https://www.energy-community.org/dam/jcr:65a24569-9c85-4b49-b9eb-fcc30ffa8dc2/NREAP\\_2016\\_AL.pdf](https://www.energy-community.org/dam/jcr:65a24569-9c85-4b49-b9eb-fcc30ffa8dc2/NREAP_2016_AL.pdf) [01.02.2018]
- Obrecht, Denac, Furjan, Delcnjak: Evaluation and Analysis of Renewable Energy Sources Potential in Slovenia and its Compatibility Examination with Slovenian National Renewable Energy Action Plan [05.2011], University of Maribor,  
[http://www.ep.liu.se/ecp/057/vol10/019/ecp57vol10\\_019.pdf](http://www.ep.liu.se/ecp/057/vol10/019/ecp57vol10_019.pdf) [01.02.2018]
- OME Lexikon: Südosteuropa, <https://ome-lexikon.uni-oldenburg.de/begriffe/suedosteuropa/> [07.02.2018]
- Ose, Heidi Theresa: Optimal use of the hydro resources in Albania [06.2009], Norwegian University of Science and Technology,  
<http://folk.ntnu.no/gd/Master%20Heidi%20Ose.pdf> [01.02.2018]

PLATTS-Database,  
<https://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>

SERC: Annual Report 2016 [12.2016], <https://www.derk.ba/DocumentsPDFs/DERK-lzvjestaj-o-radu-2016-en.pdf> [09.10.2018]

Statistica Office Serbia: Database,  
<http://www.stat.gov.rs/WebSite/public/ReportView.aspx> [16.11.2017]

UNIDO: WSHPDOR 2016 [2016], [http://www.smallhydroworld.org/fileadmin/user\\_upload/pdf/2016/WSHPDR\\_2016\\_full\\_report.pdf](http://www.smallhydroworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/2016/WSHPDR_2016_full_report.pdf) [09.12.2017]

VERIVOX, <https://www.verivox.de/nachrichten/kosovo-hat-eines-der-groessten-braunkohlevorkommen-der-welt-22451/> [06.02.2018]

wbc-inco: National background report and Energy for Bosnia and Herzegovina [03.2012], [http://wbc-inco.net/object/document/9828/attach/WBC-INCO.net\\_AL-Report\\_Energy\\_2012\\_v02.pdf](http://wbc-inco.net/object/document/9828/attach/WBC-INCO.net_AL-Report_Energy_2012_v02.pdf) [01.02.2018]