



Amir Lekic, BSc

Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Bosnien und Herzegowina, Montenegro und Serbien

MASTERARBEIT

Zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Begutachter

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

Betreuer

Dipl.-Ing. Robert Gaugl

Institut für Elektrizitätswirtschaft und

Energieinnovation

Graz, November 2017

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 benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

.....

Date

.....

(Signature)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei 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 bedanken.

Zudem möchte ich mich bei Herrn Assoz.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl für die hervorragende Betreuung herzlich bedanken, sowie auch bei Herrn Dipl.-Ing. Robert Gaugl für die Hilfsbereitschaft und Unterstützung.

Des Weiteren gilt auch ein Dank den Mitarbeitern des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation und anderen Diplomanden.

Ein besonderer Dank gilt meiner Familie für die Unterstützung während meines Studiums.

Kurzfassung

Eines der zentralen politischen Ziele der Länder in Südosteuropa ist eine Annäherung beziehungsweise der Beitritt in die Europäische Union. Um dieses Ziel zu erreichen ist es notwendig verschiedene Maßnahmen, Verordnungen und Richtlinien umzusetzen, so auch im Energiesektor durch den Beitritt der Länder Bosnien und Herzegowina, Montenegro und Serbien in die Energy Community im Jahr 2006. Durch die Mitgliedschaft und Verpflichtung zur Umsetzung der Richtlinien ist nach Jahrzehnten des Stillstandes ein Aufschwung im Elektrizitätssektor vorgesehen. Vor allem im Bereich der erneuerbaren Energien sind neue Erzeugungskapazitäten geplant um die Ziele der EU bis 2020 zu erreichen. Auch im Bereich der konventionellen Erzeugungskapazitäten ist es vorgesehen die alten und ineffizienten Kohlekraftwerke die am Ende ihrer Lebensdauer sind durch neue und moderne mit einem höheren Wirkungsgrad zu ersetzen. Für die Realisierung dieser Vorhaben aber auch für den geplanten Netzausbau werden enorme Investitionen in den nächsten Jahren notwendig sein.

Das Ziel dieser Masterarbeit ist es eine Elektrizitätswirtschaftliche Analyse der Länder Bosnien und Herzegowina, Montenegro und Serbien durchzuführen. In den ersten drei Kapiteln wurde der Aufbringungssektor, das Elektrizitätsübertragungssystem, die Verbraucherseite sowie der Elektrizitätsmarkt der jeweiligen Länder näher untersucht. Dabei wurde die aktuelle Situation sowie ein Ausblick in den jeweiligen Sektoren dargestellt.

Im vierten Kapitel wurde dann aus den gewonnen Erkenntnissen und Daten der vorigen Kapiteln eine Simulationsanalyse der Länder anhand des Simulationsmodells ATLANTIS, welches vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation entwickelt und zur Verfügung gestellt wurde, durchgeführt. Im Rahmen dieser Arbeit wurden die Elektrizitätswirtschaften der Länder in ATLANTIS realitätsnah abgebildet, und basierend auf der durchgeführten Szenarioentwicklung konnten verschiedene Erkenntnisse u.a. in Bezug auf die Entwicklung des Kraftwerksparks sowie des Übertragungssystems bis zum Jahr 2035 gewonnen werden.

Abstract

One of the central political objectives of the countries in South-Eastern Europe is to approach or join the European Union. To achieve these goals it is necessary to implement various measures, regulations and guidelines. This also applies to the energy sector through the entry of the countries Bosnia and Herzegovina, Montenegro and Serbia into the Energy Community in 2006. Due to the membership and the obligation to implement the directives, an upsurge is expected in the electricity sector after decades of downtime. Particularly in the field of renewable energies, new generation capacities are planned to meet the EU 2020 targets. But also in the field of conventional generation capacities, it is planned to replace the old and inefficient coal-fired power plants, which are at the end of their lifespan, with new and modern ones with a higher efficiency. Enormous investments will be necessary in the next few years for the realization of this projects but also for the planned network expansion.

The aim of this master thesis was to carry out an analysis of the electricity economies of Bosnia and Herzegovina, Montenegro and Serbia. In the first three chapters, the supply sector, the electricity transmission system, the consumer side as well as the electricity market of the respective countries were examined in more detail. The current situation as well as an outlook in the respective sectors were presented.

In the fourth chapter, a simulation analysis of the countries, based on the simulation model ATLANTIS developed and made available by the Institute of Electricity Economics and Energy Innovation, was carried out from the findings and data of the previous chapters. Within the scope of this thesis, the electricity industry of the states in ATLANTIS was modeled realistically, and based on the scenario developments carried out, various findings, i.a. in terms of the development of the power plant fleet and the transmission system until 2035.

Inhaltsverzeichnis

1	Elektrizitätswirtschaftliche Analyse Bosnien und Herzegowinas.....	1
1.1	Einleitung	1
1.1.1	Allgemeine Informationen.....	1
1.1.2	Wirtschaft	2
1.1.3	Energiesektor	3
1.1.4	Institutionen der Energiewirtschaft	5
1.1.5	Energiestrategie	6
1.2	Analyse des Aufbringungssektors	8
1.2.1	Thermische Kraftwerke	10
1.2.2	Wasserkraftwerke	12
1.2.3	Erneuerbare Energien.....	14
1.2.4	Ausblick.....	21
1.3	Elektrizitätsübertragung	23
1.3.1	Grundlagen	23
1.3.2	Ausblick.....	25
1.4	Die Verbraucherseite.....	30
1.5	Elektrizitätsmarkt	32
2	Elektrizitätswirtschaftliche Analyse Montenegros.....	37
2.1	Einleitung	37
2.1.1	Allgemeine Informationen.....	37
2.1.2	Wirtschaft	38
2.1.3	Energiesektor	39
2.1.4	Institutionen der Energiewirtschaft	40
2.1.5	Energiestrategie	41
2.2	Analyse des Aufbringungssektors	42
2.2.1	Thermische Kraftwerke	44
2.2.2	Wasserkraftwerke	45
2.2.3	Erneuerbare Energien.....	47
2.2.4	Ausblick.....	53
2.3	Elektrizitätsübertragung	55

2.3.1	Grundlagen	55
2.3.2	Ausblick	58
2.4	Die Verbraucherseite	61
2.5	Der Elektrizitätsmarkt	63
3	Elektrizitätswirtschaftliche Analyse Serbiens	65
3.1	Einleitung	65
3.1.1	Allgemeine Informationen	65
3.1.2	Wirtschaft	66
3.1.3	Energiesektor	67
3.1.4	Institutionen der Energiewirtschaft	70
3.1.5	Energiestrategie	70
3.2	Analyse des Aufbringungssektors	72
3.2.1	Thermische Kraftwerke	75
3.2.2	Wasserkraftwerke	77
3.2.3	Erneuerbare Energien	78
3.2.4	Ausblick	83
3.3	Elektrizitätsübertragung	85
3.3.1	Grundlagen	85
3.3.2	Ausblick	88
3.4	Die Verbraucherseite	92
3.5	Elektrizitätsmarkt	94
4	Elektrizitätswirtschaftliche Simulationsanalyse - Szenarien	98
4.1	Das Simulationsmodell ATLANTIS	98
4.2	Simulationsbeschreibung	99
4.3	Simulation gemäß Energiestrategie	104
4.3.1	Bosnien und Herzegowina	104
4.3.2	Montenegro	114
4.3.3	Serbien	124
5	Zusammenfassung	134
6	Verzeichnisse	135
6.1	Abkürzungsverzeichnis	135
6.2	Abbildungsverzeichnis	137
6.3	Tabellenverzeichnis	143

6.4	Literaturverzeichnis.....	145
-----	---------------------------	-----

1 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse Bosnien und Herzegowinas

1.1 Einleitung

1.1.1 Allgemeine Informationen

Nachfolgend werden ein paar allgemeine Informationen zu Bosnien und Herzegowina (BiH) angeführt.

Staatsform: Föderative Republik, bestehend aus der Föderation BiH (FBiH), Republika Srpska (RS) und dem Distrikt Brcko.

Hauptstadt: Sarajevo

Bevölkerung: ca. 3,854 Mio. (2016)

Fläche: 51 197 km²

Währung: BAM-Konvertible Mark (1 EUR = 1,96 BAM, Jahresdurchschnitt 2014)

Bruttoinlandsprodukt (BIP), lauf. Preise, Mrd. USD: 16,6 (2016) (WKO-ME, 2017)

Ethnische Gruppierungen: 50,1% Bosniaken (Bosnier), 30,8% Serben, 15,4% Kroaten, 2,7% Minderheiten (Bosnisch-Herzegowinische Roma, Juden) (BHAS, 2013)

Religion: 50,7% Muslime, 30,7% Serbisch-Orthodoxe, 15,2% Katholiken, 3,4% Sonstige (BHAS, 2013)

In Abbildung 1 ist die politische Gliederung BiHs dargestellt.

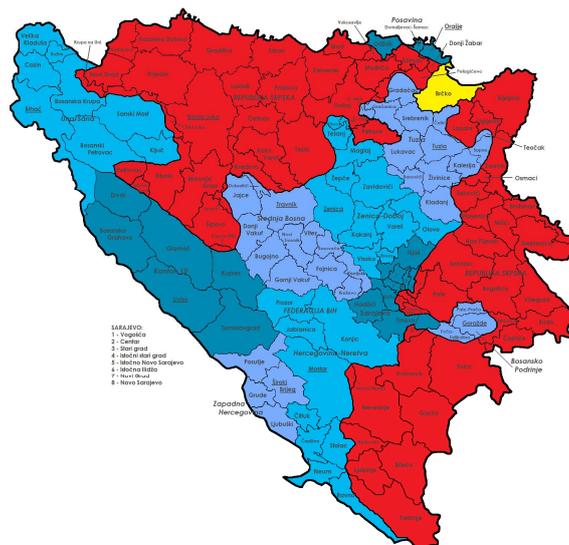


Abbildung 1: Politische Gliederung von Bosnien und Herzegowina: Föderation BiH (blau) mit den Kantonen (verschiedene Schattierung), Republika Srpska (rot) und Brcko-Distrikt (gelb) (Wikipedia, 2017)

1.1.2 Wirtschaft

Ab dem Jahr 2015 kam es in BiH dank des vermehrten Privatkonsums, gestiegener Exporte sowie niedriger Erdölpreise zu einem robusten Wirtschaftswachstum von 3,1%. Das Industriewachstum ist noch höher, dank der erzeugenden Industrie und Bergbau, und betrug in den ersten sechs Monaten des Jahres 2016 +6,3%. (WKO-WB BA, 2017, S. 4)

In Abbildung 2 ist die Entwicklung des BIP BiHs zwischen 2009 und 2017 dargestellt.

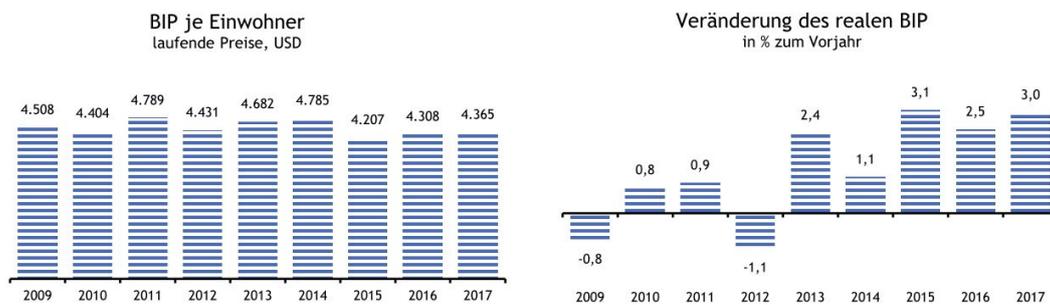


Abbildung 2: Entwicklung des BIP BiHs zwischen 2009 – 2017 (WKO-LP, 2017)

Dank steigender Produktionsraten und Exporte verzeichnete BiH seit 2000 bis zum Ausbruch der Wirtschaftskrise 2009 kontinuierliche Wachstumsraten von 5%. Die Erholung verlief jedoch langsam. Durch den Bosnienkrieg wurden 80 % der Industrieanlagen zerstört und die Industrieproduktion konnte noch immer nicht das Vorkriegsniveau erreichen. Durch internationale Kredite und Unterstützung konnte ein Wiederaufbau beginnen, in nahezu allen Bereichen der Wirtschaft gibt es jedoch Entwicklungs- und Erneuerungsbedarf. Eine entscheidende Rolle dabei spielen ausländische Investitionen sowie die Entwicklung der Privatisierung. (WKO-LR, 2014, S. 17)

Die bedeutendsten Wirtschaftssektoren in BiH sind die Landwirtschaft und Nahrungsindustrie, holzverarbeitende Industrie sowie die metallverarbeitende Industrie.

Die hohe Arbeitslosigkeit im Lande (2015 27,7%) stellt ein großes sozialpolitisches Problem dar. Dies betrifft besonders Jugendliche und Frauen. BiH hat mit 60% eine der höchsten Jugendarbeitslosigkeiten in Europa. Eine Arbeitsmarktverwaltungsreform soll dabei helfen die Arbeitslosigkeit zu reduzieren. Der Durchschnittslohn betrug im September 2016 ca. 428 EUR. (WKO-LR, 2014, S. 18)

Im Außenhandelsbereich steht der EU-Raum für BiH momentan im Mittelpunkt, wobei die Wirtschaftslage in den EU-Staaten für BiH eine wesentliche Rolle spielt. Wichtigster Handelspartner insgesamt ist Kroatien, gefolgt von Deutschland, Italien, Serbien und Slowenien. Österreich ist bei den Exporten an sechster Stelle und bei den Importen an neunter Stelle. (WKO-LR, 2014, S. 23)

Im Bereich der Investitionen steht Österreich seit vielen Jahren an erster Stelle vor Serbien, Kroatien, Slowenien und Russland mit einem kumulierten Investitionsvermögen von 1,3 Mrd.

EUR. Ausländische Investoren werden auch künftig für die Wirtschaft BiHs und dessen weitere Entwicklung von ausschlaggebender Bedeutung sein. (WKO-LR, 2014, S. 23)

1.1.3 Energiesektor

Der Energiesektor BiHs gilt als das größte langfristige Entwicklungs- und Wirtschaftspotenzial des Landes. Die bedeutsamsten Energiequellen des Landes sind Kohle und Wasserkraft. Die Stromerzeugung aus Wasser- und Kohlekraftwerken deckt den gesamten Energiebedarf BiHs ab, darüber hinaus wird die überschüssige Elektrizität exportiert. (WBC-INCO, 2012, S. 4)

Der Kohlesektor ist ein wichtiges Segment im Energiesektor und der Wirtschaftsstruktur BiHs. Von den gesamten Energiepotenzialen des Landes fallen über 90% an Kohle ab, womit Kohle momentan ein dominierendes Energiepotenzial darstellt. In BiH sind momentan 14 bedeutende Kohlebergwerke aktiv.

Gemäß vorhandener Daten verfügte BiH im Jahr 2009/2010 2,63 Mrd. t bilanzierter, 603 Mio. t nichtbilanzierter, sowie 2,51 Mrd. t potenzieller Kohlereserven. Die gesamten geologischen Kohlereserven betragen 5,59 Mrd. t, sowie die förderbaren 1,93 Mrd. t. (MVTEO, 2017, S. 92)

In Bezug auf das jährliche Hydropotenzial ist BiH momentan an achter Stelle in Europa. Das Hydropotenzial des Landes wird auf ca. 8000 MW geschätzt, davon 6800 MW technisch und 5800 MW wirtschaftlich realisierbar ist. Momentan wird ein Drittel des Hydropotenzials genutzt. (WBC-INCO, 2012, S. 4)

Im Bereich der erneuerbaren Energien (RES) ist das Potenzial bei weitem nicht ausgeschöpft. Der Ausnutzungskoeffizient ist 30% höher als im EU Durchschnitt und ist der größte am Balkan (REEEP, 2007). Dies bezieht sich besonders auf das Windpotenzial welches auf 600 MW geschätzt wird, Solarenergie (geschätzt 67,2 PWh), sowie Biomasse in Anbetracht der hohen Waldressourcen. (CPU, 2010)

BiH hat derzeit keine inländische Produktion von Erdöl und Erdgas, aber es werden Aktivitäten im Bereich von geologischen Untersuchungen intensiviert. Das Unternehmen Jadran Naftagas (66% im Besitz von NIS und 34% von NjeftegazInKor a.d.) besitzt die Rechte auf Untersuchungen und Erdölförderung auf dem gesamten Gebiet der Republik Srpska, während im Gebiet der Föderation von BiH es zurzeit keine Untersuchungen gibt. Es sind noch keine nutzbaren Rohölreserven entdeckt worden.

Erdgas hat einen niedrigen Anteil am Gesamtenergieverbrauch von ca. 2% in BiH, während sich der Wert bei den anderen Ländern in der Region zwischen 10-30% bewegt. Einer der Gründe ist die Tatsache, dass BiH unter anderem keine Gaskraftwerke im Erzeugungsmix besitzt, die aber größere Verbraucher darstellen. Für Länder, die in ihrem Erzeugungsmix auch Gaskraftwerke enthalten (z.B. Österreich 20% und Ungarn 50%), ist der Erdgasanteil deutlich höher im Bruttoenergieverbrauch. (MVTEO, 2017, S. 122)

Das gesamte Erdgas importiert BiH aus Russland. Das Gassystem in BiH mit einer Länge von 191 km an Hauptgasleitungen hat eine Kapazität von 1 Mrd./m³. Schätzungen ergeben aber

das Langfristig gesehen 3 Mrd./ m³ an natürlichen Erdgas benötigt werden, was bedeutet das ein hohes Potenzial für den Ausbau neuer Leitungen besteht. (CPU, 2010)

Anhand von Untersuchungen des CEIP (Centre on Emission Inventories and Projections) betragen die SO₂-Emissionen 2007 in BiH 427 kt. Gemäß Schätzungen der International Energy Agency (IEA) betragen die CO₂-Emissionen 16,3 Mt. Der Energiesektor emittierte 52 %, Baugewerbe und Landwirtschaft 16 %, Transport 14 %, Industrie 13 % und Haushalte 5 %. Diese Ergebnisse bedeuten dass die Emissionen sich seit 1995 verdreifacht haben. Zwischen den Jahren 2000-2004 wurde eine Erhöhung um 21 % festgestellt, in dem Zeitraum bei dem die Wirtschaft begonnen hat sich zu erholen. Kohle als Verursacher für Emissionen steht mit 75 % an erster Stelle, gefolgt von Erdöl mit 21 % sowie Erdgas mit 4 %. (CPU, 2010)

In Abbildung 3 ist der Primärenergieverbrauch BiHs zwischen den Jahren 1990 und 2014 dargestellt.

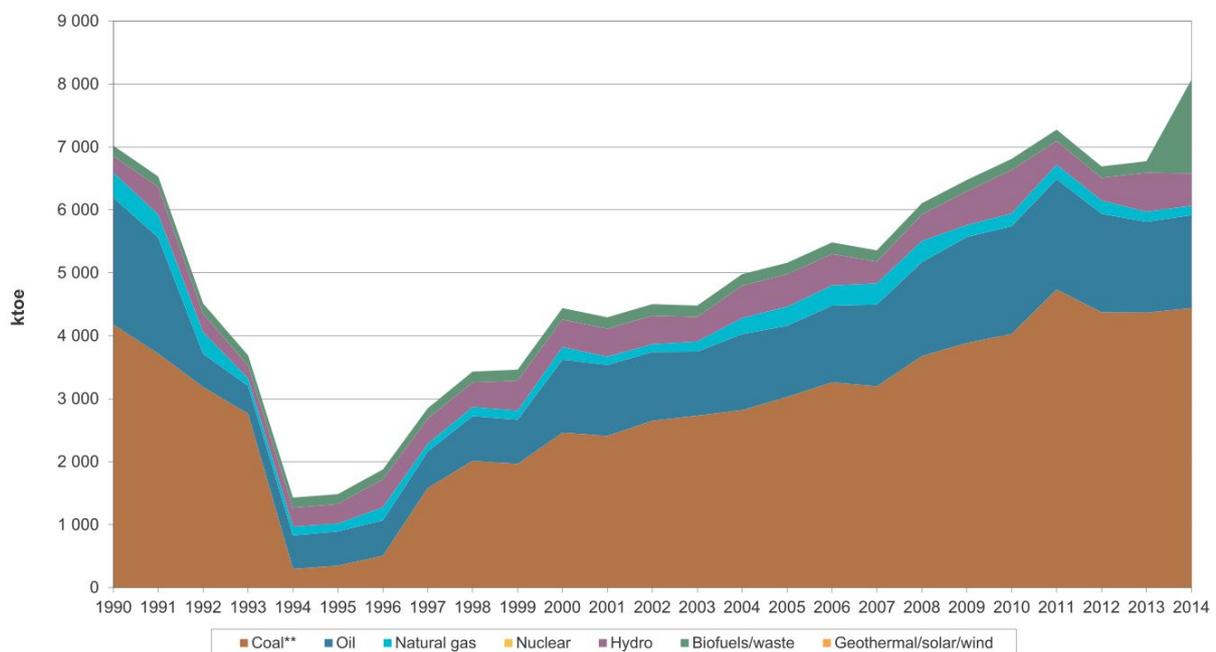


Abbildung 3: Primärenergieverbrauch BiHs von 1990 bis 2014. (IEA, 2017)

Wie aus der Abbildung zu sehen ist fällt der größte Energieverbrauch an Kohle ab. Zwischen den Jahren 1990-1995 kam es zu einem Einbruch des Verbrauchs aufgrund von Kriegshandlungen in BiH um danach wieder kontinuierlich zu steigen.

1.1.4 Institutionen der Energiewirtschaft

Nachfolgend sind die Hauptinstitutionen und Regulierungsbehörden der Energiewirtschaft BiHs angeführt:

- **FMERI**-Das Ministerium für Energie, Bergbau und Industrie (Föderation BiH) ist zuständig für den Energiebereich, Bergbau, geologische Forschung und Industrie in der Föderation BiH.
- **Ministerium für Industrie, Energie und Bergbau** (Republika Srpska - RS)
- **SERC**-Elektrizitätsregulierungsbehörde des Landes. Der Aufgaben- bzw. Regulierungsbereich bezieht sich auf die Übertragung elektrischer Energie, Operationen des Übertragungssystems, internationaler Handel elektrischer Energie, sowie Erzeugung, Distribution und Versorgung der Konsumenten mit elektrischer Energie in Distrikt Brcko und BiH. (SERC-I, 2015)
- **NOS BiH** - Ist der unabhängige Systemoperator in BiH der für die Regulierung des Übertragungssystems elektrischer Energie, im Sinne der kontinuierlichen Versorgung der Kunden mit definierten Qualitätsstandards zuständig ist. Gegründet wurde das Unternehmen im Jahr 2005.

NOS BiH ist ein nicht profitables Unternehmen in BiH, im Besitz der beiden Entitäten FBiH und RS, deren Tätigkeitsbereich in ganz BiH ist. Die Tätigkeiten NOS BiH überwacht und reguliert SERC. Es gibt drei Schlüsselaufgaben NOS BiHs.

- Steuerung und Verwaltung aller Hochspannungsanlagen 110 kV und höher
- Die Verwaltung des balancierten Handels elektrischer Energie in BiH
- Die Bestimmung des indikativen Entwicklungsplans der Erzeugung, sowie die Überprüfung, Genehmigung und die direkte Revision des langfristigen Entwicklungsplans des Übertragungsnetzes. (NOS-BiH, 2015)
- **FERK** - Energieregulierungsbehörde in der Föderation BiH.
- **RERS** - Energieregulierungsbehörde in Republik Srpska.
- **OIEIEK** - Regulierungsbehörde im Bereich der Erneuerbaren Energie und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) der Föderation BiH.
- **Elektroprijenos BiH** - Das Unternehmen Elektroprijenos BiH hat eine Monopolstellung und ist für die Elektrizitätsübertragung, Instandhaltung, Ausbau und Entwicklung der Übertragungs- und Verteilnetze in BiH zuständig.
- **EP BiH, EP HZHB und MH ERS** - sind Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) die für die Erzeugung, Versorgung und Verteilung elektrischer Energie am Endkundenmarkt zuständig sind.

1.1.5 Energiestrategie

Die langfristige Vision des Energiesektors in BiH ist es einen wettbewerbsfähigen und langfristig nachhaltigen Energiesektor zu schaffen, unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit. Die angeführte Vision ist im Rahmen der verfügbaren Kapazitäten, Ressourcen und einer angemessenen Dynamik nötig zu realisieren.

Im Hinblick auf die Erreichung der angeführten Vision, und gleichzeitig des Zieles, sind fünf Schlüsselprioritäten, und die entsprechenden Schwerpunkte, definiert worden:

Effiziente Nutzung von Ressourcen - Kohle ist eine dominierende natürliche Ressource in der Stromerzeugung, und als solche stellt sie eine der Hauptgrundlagen der Energietechnik dar. Obwohl die langfristige Entwicklung des Energiesektors BiH eine Reduzierung der Schadstoffemissionen, sowie die Reduzierung der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen vorsieht, ist es sehr wichtig, dass die zukünftigen Aktivitäten im Bereich der Kohlegewinnung und Kohleerzeugung effizienter erfolgen, unter Verwendung angemessener Technologien und Arbeitsmethoden.

Sichere und zugängliche Energie - zwei sehr wichtige Komponenten des so genannten Energie-Trilemma im Zusammenhang mit der wirtschaftlichen Situation und geopolitischen Lage von BiH. In Bezug auf die Energiesicherheit, kann BiH heute nicht alleine die unabhängige Energiesicherheit in allen Segmenten erreichen, vor allem wegen des Mangels an eigener Produktion von Erdöl und Erdgas. (MVTEO, 2017, S. 9)

Effiziente Energienutzung - Die Schlüsselemente der Energieeffizienzstrategie wurden gemäß der langfristigen Vision der EU-Länder vorgeschlagen, sowie auf die Art und Weise die realen Interessen BiHs im Einklang mit der 2012/27/EU Richtlinie zu harmonisieren.

Energiewende und Verantwortung für die Umwelt - Die Ziele für eine sauberere Energie sowie die negativen Auswirkungen auf die Umwelt zu reduzieren sind sehr hoch auf der Agenda von BiH, die verschiedene Initiativen verabschiedet und kontinuierlich implementiert, die direkt mit dem Umweltschutz verbunden sind. Konkret hat sich BiH bis zum Jahr 2028 verpflichtet von SO₂ um 95 %, NO_x um 62 % und die Feststoffpartikel um 88 % im Vergleich zum Jahr 2014 in großen Verbrennungsanlagen zu reduzieren. In Bezug auf den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020, ist ein Ziel von 40 % festgelegt worden. Auf der Verbraucherseite, sind Maßnahmen zur Energieeffizienz in Ausarbeitung.

Die Entwicklung und Anpassung des rechtlichen und institutionellen Rahmens - Die Harmonisierung der Rechtsvorschriften an den Rechtsbestand der Europäischen Union ist eine komplexe Aufgabe, da sie umfangreiche und substantielle Änderungen und eine umfassende Reform des Energiesektors beinhaltet. Das wichtigste strategische Ziel ist eine schnelle Angleichung der Rechtsvorschriften an den Rechtsbestand, bzw. die Umsetzung und Durchführung der Verpflichtungen aus dem Vertrag zur Gründung der Energiegemeinschaft.

Das Ziel von BiH ist es den Energiesektor mit dem dritten Energiepaket sowie den künftigen EU-Richtlinien zu harmonisieren. (MVTEO, 2017, S. 11)

Die EU hat bis 2020 eine Energiestrategie verabschiedet, wonach von Mitgliedsstaaten und diejenigen, die es werden wollen, wie BiH, eine Verringerung der Treibhausgasemissionen um mindestens 20%, eine RES Zunahme von mindestens 20% im Energieendverbrauch sowie eine Energieeffizienz von mindestens 20% gefordert wird.

Die EU setzt mit noch einer stärkeren Intensität die Stimulierung der Dekarbonisierungspolitik und der Energieeffizienz durch das sogenannte Winterpaket, welches die EU-Ziele bis 2030 festlegt, fort. Darüber hinaus hat die EU im April 2017 zusätzliche strengere Standards zur Verringerung der lokalen Emissionen für thermische Kraftwerke (TKW) unter dem Namen LCP BREF genehmigt. (MVTEO, 2017, S. 65)

Die Ziele BiHs im Hinblick auf die EU Ziele sind in Abbildung 4 dargestellt.

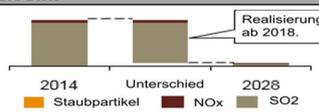
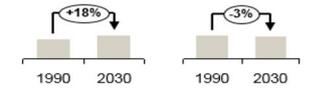
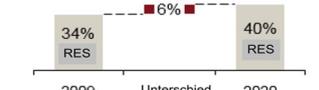
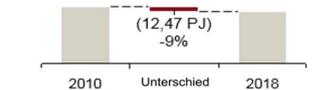
EU-Ziele 20-20-20	EU-Ziele bis 2030	Momentane Ziele BiHs	
Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 20%	Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 40%	Ziel bis 2028. ist die Reduzierung von SO ₂ um 95%, NO _x um 62% und Staubpartikel um 88% im Verhältnis zu 2014.	
		Bis 2030. CO ₂ -Emissionen auf 18% über, oder 3% unter den Wert von 1990.	
Erhöhung RES im Bruttoenergieendverbrauch auf 20%	Erhöhung RES im Bruttoenergieendverbrauch auf 27%	Das Nationale Ziel BiHs ist es ein RES Anteil von 40% am Bruttoenergieendverbrauch	
Energieeinsparung um 20% oder höher	Energieeinsparung um 30% oder höher	Ausgearbeitet aber noch nicht beschlossenes Ziel: Reduzierung des Energieverbrauch um -9% bis 2018. im Verhältnis zu 2010.	

Abbildung 4: Ziele BiHs im Hinblick auf die EU-Ziele (MVTEO, 2017, S. 65)

In Bezug auf die Energieeffizienz hat BiH immer noch nicht den Energieeffizienz-Aktionsplan verabschiedet. Auf dem Niveau BiHs ist eine Einsparung von 12,47 PJ vorgesehen. BiH hat den Aktionsplan über die Nutzung von RES verabschiedet, mit dem sie sich verpflichtet hat bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 40% am gesamten Energieendverbrauch zu erzielen. Bei den Emissionen hat sich BiH bis zum Jahr 2028 verpflichtet die SO₂-Emissionen um 95%, die NO_x um 60% und Festpartikel um 90% im Vergleich zum Jahr 2014 zu reduzieren. In Bezug auf die Reduzierung der CO₂-Emissionen bestehen 2 Szenarien gemäß dem INDC der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC):

- 1) Milderer Szenario - nach dem die CO₂-Emissionen um 18% gegenüber dem Niveau von 1990 liegen sollen und
- 2) ein strengeres Szenario, nach dem die CO₂-Emissionen mit internationaler Unterstützung um 3% unter dem Niveau von 1990 liegen sollten. (MVTEO, 2017, S. 65)

1.2 Analyse des Aufbringungssektors

Die Stromerzeugung in BiH erfolgt fast ausschließlich aus Wasser- und Kohlekraftwerken. Die gesamt installierten Erzeugungskapazitäten in BiH im Jahr 2016 betragen 4 351,88 MW, davon 2 083,50 MW in Wasserkraftwerken (WKW) und 2 065 in TKW. Die installierte Leistung bei kleinen WKW, Windkraftanlagen (WKA), Solaranlagen und Biomasseanlagen beträgt 112,15 MW und 91,23 MW bei Industrieanlagen. (SERC, 2016, S. 61)

In Tabelle 1 sind die installierten Kraftwerkskapazitäten in BiH im Jahr 2016 dargestellt.

Hydro power plants	Capacity of power unit (MW)	Total installed capacity (MW)	Thermal power plants	Installed capacity (MW)	Available capacity (MW)
Trebinje I	2×54+63	171	TUZLA	715	635
Trebinje II	8	8	G3	100	85
Dubrovnik (BIH+HR)	126+108	234	G4	200	182
Čapljina	2×210	420	G5	200	180
Rama	80+90	170	G6	215	188
Jablanica	6×30	180			
Grabovica	2×57	114	KAKANJ	450	398
Salakovac	3×70	210	G5	110	100
Mostar	3×24	72	G6	110	90
Mostarsko blato	2×30	60	G7	230	208
Peć-Mlini	2×15.3	30.6			
Jajce I	2×30	60	GACKO	300	276
Jajce II	3×10	30			
Bočac	2×55	110	UGLJEVIK	300	279
Višegrad	3×105	315			
Ustiprača	2×3.45	6.9	STANARI	300	283

Tabelle 1: Installierte Kraftwerkskapazitäten in BiH im Jahr 2016 (SERC, 2016, S. 63)

In Abbildung 5 (links) sind die installierten Kraftwerkskapazitäten in Prozent [%] in BiH, sowie der Stromerzeugungsmix [GWh] (rechts) in BiH für das Jahr 2016 dargestellt.

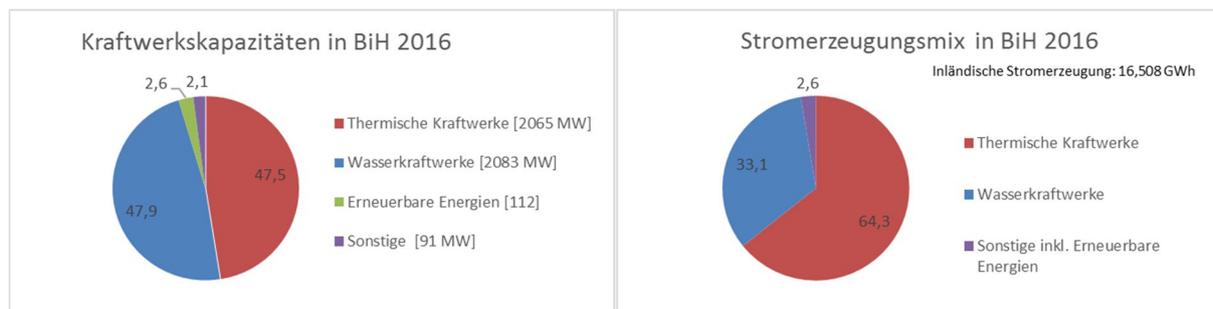


Abbildung 5: Installierte Kraftwerkskapazitäten in BiH [%] (links), Stromerzeugungsmix [GWh] (rechts) (SERC, 2016) - eigene Darstellung

Wie bereits erwähnt und aus der Abbildung zu entnehmen ist, teilt sich die installierte Kapazität fast gleichmäßig auf Kohlekraftwerke und WKW auf, sowie einen vernachlässigbaren Teil auf RES. Betrachtet man die Stromerzeugung im Jahr 2016 (Abbildung rechts) ist ersichtlich das zwei Drittel der Energie durch TKW bzw. Kohlekraftwerke bereitgestellt wird.

In Abbildung 6 ist die gesamt erzeugte und verbrauchte elektrische Energie zwischen den Jahren 1990 und 2016 dargestellt.

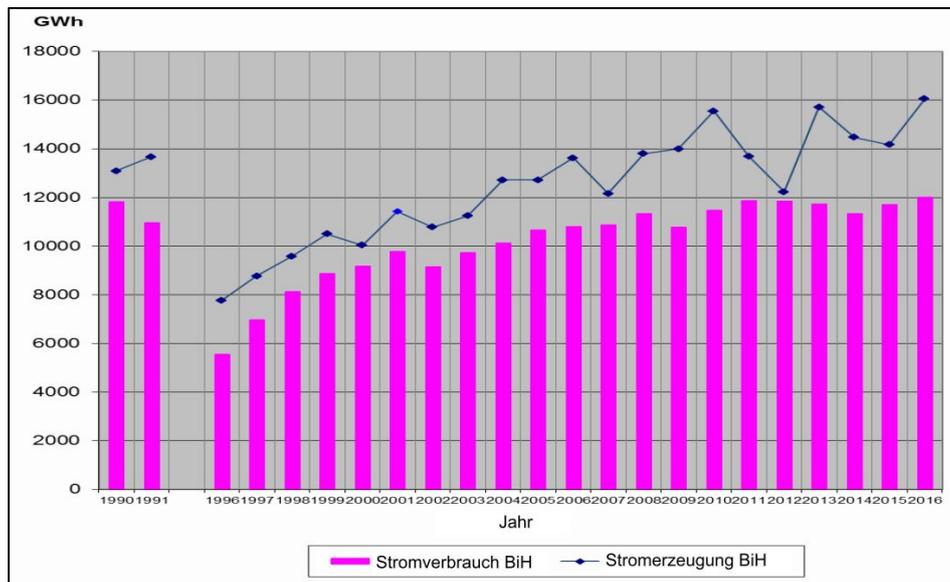


Abbildung 6: Gesamt erzeugte und verbrauchte elektrische Energie BiHs zwischen 1990-2016 (NOSBiH, 2017, S. 15)

Wie aus der Abbildung zu sehen ist steigt die Erzeugung und der Verbrauch ab dem Jahr 1990 kontinuierlich an. Zwischen den Jahren 1991 und 1996 kam es zu keiner Aufzeichnung aufgrund von Kriegshandlungen in BiH. Zwischen den Jahren 2010 und 2013 kam es zu einem Erzeugungseinbruch aufgrund der schlechten Hydrologie wie auch in Abbildung 7 zu sehen ist.

Betrachtet man die Stromerzeugung zwischen den Jahren 2007 und 2016 (Abbildung 7) aufgeteilt nach den Kraftwerkstechnologien ist ersichtlich, dass die Erzeugung durch TKW fast konstant bleibt und ca. zwei Drittel der Gesamtproduktion ausmacht. Die Schwankungen bei den WKW ist auf die jeweilige Hydrologie der Jahre zurückzuführen.

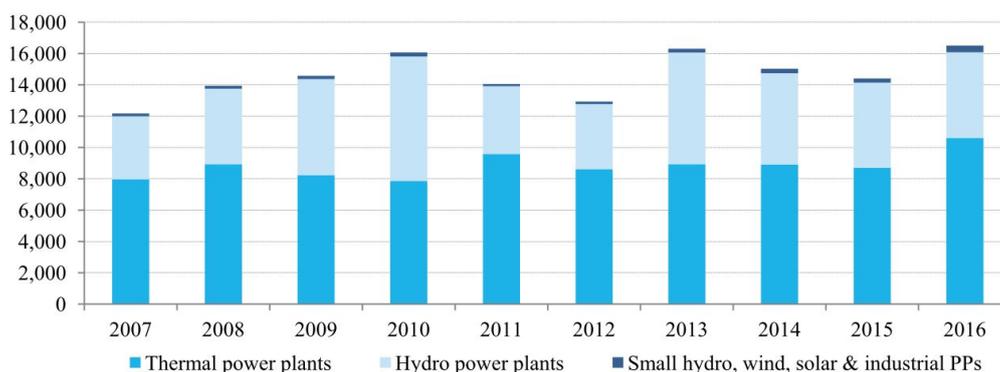


Abbildung 7: Gesamt erzeugte elektrische Energie BiHs nach Erzeugungsart zwischen 2007-2016 (SERC, 2016)

1.2.1 Thermische Kraftwerke

In BiH gibt es momentan 5 TKWs. Die TKWs Tuzla und Kakanj sind in Besitz des Staatsunternehmens EP BiH, Ugljevik und Gacko in Besitz des Staatsunternehmens ERS, sowie ein privates TKW Stanari in Besitz des Unternehmens EFT welches 2016 errichtet wurde.

Die meisten TKWs sind älter als 30 Jahre und benutzen Braunkohle aus den lokalen Kohlewerken als Brennstoff. Alle Kraftwerke bis auf das TKW Stanari charakterisiert eine tiefe Energieeffizienz. Im Durchschnitt verbrauchen sie 11500 bis 14500 kJ Wärmeenergie für die Erzeugung einer kWh. Der Wirkungsgrad der bestehenden KWs ist ebenfalls niedrig und bewegt sich zwischen 29% bis 34%, ausgenommen das KW Stanari mit 39% siehe Tabelle 2, was im Gegensatz zu modernen TKWs mit einem Wirkungsgrad bis zu 41% niedrig ist. (CIN)

In Tabelle 2 ist ein Überblick der thermischen Kraftwerke in BiH dargestellt.

Thermische Kraftwerke - BiH											
Objekt	Block	Installierte Leistung	Verfügbare Leistung	Technisches Minimum	Scheinleistung	Kohleart	Spezifischer Verbrauch	Mögliche Erzeugung	IBN/ Jahr	Geplante ABN	Wirkungsgrad
		[MW]	[MW]	[MW]	[MVA]		[kJ/kWh]	[GWh]			
Tuzla	G3	100	90	60	118	LM	14396	300	1966	2021	0,30
Tuzla	G4	200	180	125	235	LM	12159	1.020	1971	2023	0,29
Tuzla	G5	200	180	125	235	LM	12169	1.030	1974	2030	0,29
Tuzla	G6	223	200	115	253	M	10703	1.150	1978	2035	0,34
Tuzla		723	650		841			3.500			
Kakanj	G5	110	100	60	134	M	11600	500	1969	2024	0,31
Kakanj	G6	110	100	55	137,5	M	11350	500	1977	2027	0,31
Kakanj	G7	230	208	140	270,5	M	11850	1.200	1988	2035	0,32
Kakanj		450	408		542			2.200			
Gacko	G1	300	276	180	353	L	11520	1149,40	1983	2031	0,31
Ugljevik	G1	300	279	155	353	M	11470	1457,70	1985	>2035	0,31
Stanari	G	300	275	150	353	L	.	2000	2016	>2035	0,39
Gesamt		2073	1888					10307,10			

Tabelle 2: TKWs in BiH im Jahr 2017 (NOSBiH, 2017, S. 4) - eigene Darstellung

Das TKW Stanari wurde im Jahr 2016 mit einer installierten Leistung von 300 MW in Betrieb genommen. Der Besitzer ist das Unternehmen EFT (Energy Financing Team). Gebaut wurde das TKW seitens des chinesischen Unternehmens „Dongfang Electric Corporation Limited“. Der Bau des KW hat 550 Mio.€ gekostet, wovon 320 Mio.€ von der chinesischen Entwicklungsbank aufgebracht wurden.

Mit dem Beitritt BiHs in die Energy Community (EnC) hat sich BiH verpflichtet die Schadstoffemissionen aus TKWs, die mit der LCPD Direktive 2001/80/EU bzw. IED Direktive 2010/75/EU (Begrenzung von Schadstoffemissionen SO₂, NO_x und Feinstaub) geregelt werden, zu reduzieren. Die Umsetzung der Direktive sollte bis Ende 2017 erfolgen.

Die Schadstoffemissionskonzentration in Rauchgasen der bestehenden TKWs, im gegenwärtigen Zustand der Brennkammercharakteristik (BAU - Business as usual) zusammen mit der Ofenkapazität und den Anforderungen der 2001/80/EU (LCPD) [Die LCPD wurde am 1 Januar 2016 durch die IED Richtlinie ersetzt] und der 2010/75/EU (IED) Richtlinie sind in Tabelle 3 dargestellt. (EnC, 2013, S. 26)

Code	Plant name	Fuel type	Furnace input MW	Emission - BAU			Requirements LCPD			Requirements IED		
				Concentration, mg/m ³			Concentration, mg/m ³			Concentration, mg/m ³		
				Dust	NO _x	SO ₂	Dust	NO _x	SO ₂	Dust	NO _x	SO ₂
1	Gacko	L	770	250	600	1,500	50	200	400	20	200	200
2	Ugljevik	L	830	210	500	16,200	50	200	400	20	200	200
3	Tuzla 3	L	310	25	312	1,594	100	600	1,160	20	200	200
4	Tuzla 4	L	620	78	344	2,170	50	200	400	20	200	200
5	Tuzla 5	L	620	56	180	1,895	50	200	400	20	200	200
6	Tuzla 6	L	650	30	350	3,946	50	200	400	20	200	200
7	Kakanj 5	L	330	11	1,036	7,831	100	600	1,080	20	200	200
8	Kakanj 6	L	330	20	747	7,733	100	600	1,080	20	200	200
9	Kakanj 7	L	670	173	794	7,833	50	200	400	20	200	200
Total			5,130									

Tabelle 3: Emissionen und Grenzwerte der TKWs in BiH (EnC, 2013, S. 26)

Maßnahmen zur Vermeidung von Emissionspartikeln wurden in den meisten Einheiten der TKWs Tuzla und Kakanj getätigt, und in einigen Fällen erfüllen sie nicht nur die LCPD, sondern auch die stärkeren IED - Emissionsstandards. Für die Reduktion von (Stickoxiden) NO_x, wurden primäre Maßnahmen in allen Einheiten der TKWs Tuzla und Kakanj angewendet. Das TKW Ugljevik hat die höchste Schwefeldioxidkonzentration nicht nur in BiH sondern auch in den Mitgliedstaaten der EnC. (EnC, 2013, S. 26)

Da einige bestehende Kohlekraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke bis 2035 stillgelegt werden sind einige neue KWs geplant wie in Tabelle 4 zu sehen ist.

Energieträger	Objekt	Installierte Leistung (MW)	Geplante Erzeugung (GWh/Jahr)	Indikative CAPEX (Mio. EUR)	Indikative IBN
Kohle	TKW Tuzla 7	450	2.650	820	2020-2035
Kohle	TKW Kakanj 8	350	2.000	520	2024-2028
Kohle	TKW Banovići	350	2.200	525	2020-2030
Kohle	TKW Kongora	2x275	3.000	1.100	2025-2035
Gas	KWK Zenica	385	3.250	380	2020-2035
Kohle	TKW Ugljevik 3	600	4.000	850	2019-2025
Kohle	TKW Gacko 2	350	2.000	460	2024-2025

Tabelle 4: Mögliche neue TKWs in BiH (MVTEO, 2017, S. 79-80) – eigene Darstellung

1.2.2 Wasserkraftwerke

Neben der Kohle ist die Wasserkraft die bedeutendste Energiequelle BiHs, die 50% des Energiehaushaltes bei normalen klimatischen Bedingungen decken kann. Das geschätzte Hydropotenzial des Landes beträgt wie schon erwähnt 8 000 MW, wovon 6 800 MW technisch und 5 800 MW wirtschaftlich realisierbar sind. Die installierte Leistung der Wasserkraftwerke im Jahr 2016 beträgt 2 083,5 MW (ausgenommen kleine WKW), was ein Drittel (37%) des wirtschaftlich möglichen Potenzials ausmacht. Mit einem jährlichen Hydropotenzial von 99 256 GWh befindet sich BiH an 8. Stelle in Europa. Im Bereich der kleinen WKW wird das Hydropotenzial auf 700 MW geschätzt (WBC-INCO, 2012, S. 4).

In Tabelle 5 sind die installierten WKW in BiH im Jahr 2016 (ausgenommen kleine WKW) angegeben.

Wasserkraftwerke in BiH								
Name	Fluss	EVU/EP	Installierte Leistung	Verfügbare Leistung	Durchfluss	Akkumulation	Durchschnittliche Jahreserzeugung	IBN/Jahr
			[MW]	[MW]	[m ³ /s]	[GWh/hm ³]	[GWh]	
Trebinje I	Trebinjica	RS	2x54+1x63	171	3x70	1010,7/1074,6	370-420	1968
Trebinje II	Trebinjica	RS	8	7,6	82,9	9,30	12,5	1981
Dubrovnik	Trebinjica	RS	2x108*	108	2x48,5	8,02/9,30	1168	1965
Capljina	Trebinjica	BiH	2x220	440	2x112,5	3,43/6,47	400	1979
Rama	Neretva	HZ HB	2x80	160	2x32	530,8/466	731	1968
Jablanica	Neretva	BiH	6x30	180	2x30+4x35	127,7/288	792	1955
Grabovica	Neretva	BiH	2x57	114	2x190	2,9/5	342	1982
Salakovac	Neretva	BiH	3x70	210	3x180	5,3/16	593	1981
Mostar	Neretva	HZ HB	3x24	72	3x120	0,4/6	310	1988
Jajce II	Vrbas	HZ HB	2x30	60	2x30	2	247	1957
Jajce I	Vrbas	HZ HB	3x10	30	3x27	0,21	157	1954
Bocac	Vrbas	RS	2x55	110	2x120	5,09/42,9	307	1981
Visegrad	Drina	RS	3x105	315	3x270	10/100	1108	1989
Ustiparca	Drina	RS	2x3,45	6,9	2x7	-	35,35	2015
Mos. Blato	Listica	HZ HB	2x30	60	2x18	-	-	2010
Pec-Mlini	Tihaljina	HZ HB	2x15,3	30,6	2x15	0,2/0,74	72-80	2004
Gesamt				2075,1				

Tabelle 5: Wasserkraftwerke in BiH 2016 (ausgenommen kleine WKW) (NOSBiH, 2017) - eigene Darstellung

Die Wasserkraft wird auch in Zukunft eine wesentliche Rolle in der Elektrizitätswirtschaft BiHs spielen, was sich auch in den neu geplanten Erzeugungskapazitäten widerspiegelt. Neben dem geplanten Bau von einigen Großanlagen rücken auch kleine WKW immer mehr in den Focus.

In FBiH sind die Flüsse Sana, Drina, Una, Fojnica, Lasva, Zeljeznic, Krivaja und Bosna besonders aussichtsreich für den Bau neuer WKW. Die Energiestrategie in FBiH hält den Bau weiterer großer WKW mit einer Leistung von 980 MW für möglich, wobei die Leistung einzelner Anlagen zwischen 10 und 61 MW betragen könnte. Ein beträchtliches Potenzial besteht auch in den Wasserläufen, wo Anlagen kleiner 10 MW realisiert werden können. Genannt werden 800 kleine WKW mit einer Leistung von ca. 700 MW, die technisch realisierbar sind.

Die Energiestrategie RS hält 3 200 MW für technisch machbar, womit eine Stromerzeugung von bis zu 9 500 GWh möglich ist. Aktuell wird jedoch nur ein Viertel genutzt. Großes Potenzial für den Kraftwerksbau sehen Experten vor allem in den Flüssen Trebisnjica, Drina und Vrbas sowie deren jeweilige Einzugsgebiete. (GTAI, 2014)

In Tabelle 6 sind potenzielle neue WKWs in BiH dargestellt.

Energieträger	Objekt	Installierte Leistung (MW)	Geplante Erzeugung (GWh/Jahr)	Indikative CAPEX (Mio. EUR)	Indikative IBN
Hydro	LKW Vranduk	20	95	70	2019-2023
Hydro	LKW Ustikolina	59	240	90	2022-2030
Hydro	LKW Glavatićevo	28	100	60	2030-2034
Hydro	LKW Han Skela	9	40	15	2022-2028
Hydro	LKW Vrletna Kosa	12	50	45	2022-2028
Hydro	LKW Bjelimići	100	220	140	2023-2035
Hydro	LKW Janjići	13	80	55	2021-2028
Hydro	LKW Kovanići	10	45	40	2025-2028
Hydro	LKW Babino Selo	5	25	30	2023-2026
Hydro	LKW Neretvica I	9	40	20	2017-2019
Hydro	LKW Neretvica II	15	50	30	2023-2025
Hydro	LKW Una Kostela	6	20	12	2018-2020
Hydro	PSKW Vrilo	66	200	90	2020-2023
Hydro	PSKW Kablyć	52	75	60	2020-2027
Hydro	LKW Ugar Ušće	12	35	13	2020-2023
Hydro	LKW Ivik	11	20	7	2020-2026
Hydro	kleine LKW am Cetina	15	75	25	2024-2035
Hydro	LKW Dabar	159,15	251+265	177,56	2020-2022
Hydro	LKW Nevesinje	60	100,6	97,4	2023-2028
Hydro	SKW Buk Bijela	93,52	332,3	193,42	2022-2024
Hydro	PSKW Buk Bijela	600	1.164,85	376,1	2022-2030
Hydro	LKW Foča	44,15	175,9	118,87	2024-2028
Hydro	LKW Dubrovnik 2 (RS Teil)	152	159,2	84,32	2021-2030
Hydro	LKW Sutjeska	44,08	95,62	138,66	2024-2028
Hydro	LKW Paunci	43,21	166,9	125,34	2024-2028
Hydro	LKW Rogačica (RS Teil)	56,64	206,71	121,63	2025-2030
Hydro	LKW Tegare (RS Teil)	60,47	224,02	140,97	2025-2028
Hydro	LKW Dobož	8,39	36,8	36,42	2021-2028
Hydro	LKW Bileća	33	116,4	48,26	2021-2028
Hydro	LKW Cijevna 1	14,1	67,7	36,49	2021-2028
Hydro	LKW Cijevna 2	14,2	69,6	35,7	2021-2028
Hydro	LKW Cijevna 3	13,9	69	42,39	2021-2028
Hydro	LKW Cijevna 4	13,9	69,9	42,42	2021-2028
Hydro	LKW Cijevna 5	13,2	62,4	n/a	2021-2028
Hydro	LKW Cijevna 6	12,9	63,1	n/a	2021-2028
Hydro	LKW Ulug	35	100	60	2017-2020
Hydro	LKW Mrsovo	43	123	85	2017-2020
Hydro	LKW Cehotina	18	80	40	2021-2028
Hydro	LKW Kozluk (RS Teil)	44,25	188	153,02	2025-2035
Hydro	LKW Drina I (RS Teil)	43,85	181,85	144,89	2025-2035
Hydro	LKW Drina II (RS Teil)	43,9	189,9	166,02	2025-2035
Hydro	LKW Drina III (RS Teil)	50,5	234,55	215,61	2025-2035
Hydro	LKW Dubravica (RS Teil)	43,61	167,74	172,46	2025-2035
Hydro	LKW Trn	21,42	89,09	72,17	2025-2035
Hydro	LKW Laktaši	21,42	92,99	103,14	2025-2035
Hydro	LKW Kosjerevo	21,42	93,05	128,93	2025-2035
Hydro	LKW Razboj	21,42	92,02	13,33	2025-2035
Hydro	LKW Dub	9	20	12	2018-2020
Hydro	LKW Bočac II	8,76	41,6	n/a	n/a
Hydro	LKW Novoselija	16,4	69,98	n/a	n/a

Tabelle 6: Potenzielle WKW in BiH (MVTEO, 2017, S. 79-80) – eigene Darstellung

Das Gesamtziel über den Anteil der Energie aus RES am Energieendverbrauch bis 2020 ist in Abbildung 9 dargestellt.

Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoenergieendverbrauch im Jahr 2009	34 %
Ziel erneuerbarer Energieträger am Bruttoenergieendverbrauch im Jahr 2020	40 %
Erwarteter Gesamtenergieverbrauch im Jahr 2020	4851,3 ktoe
Erwartete Energiemenge aus erneuerbaren Energieträgern die dem Ziel 2020 entsprechen	1940,5 ktoe

Abbildung 9: Gesamtziel über den Anteil der Energie aus RES im Energieendverbrauch für das Basisjahr und 2020 für BiH (MVTEO-BiH, 2016) – eigene Darstellung

Ausgehend von den oben genannten, hat BiH einen ungeprüft hohen Anteil von RES im Basisjahr 2009. Das vorgegebene Ziel BiHs zur Nutzung RES ist eines der höchsten von den Mitgliedsstaaten der EnC in Süd-Ost Europa. Die erfolgreiche Umsetzung des vorgegebenen Zieles für BiH hängt von vielen Faktoren ab, die es umzusetzen gilt. Um diese Ziele zu erreichen sind Förderungen in beiden Entitäten für die Erzeugung von Strom aus RES vorgesehen.

Gemäß dem Artikel 4 (1) der Richtlinie 2009/28/EG, werden im nationalen Aktionsplan verpflichtende Ziele für den Anteil RES am Bruttoenergieendverbrauch in folgenden Sektoren festgelegt:

- Heizen und Kühlen (Ziel im Jahr 2020 - 56,9%)
- Elektrische Energie (Ziel im Jahr 2020 - 52,4%)
- Transport (Ziel im Jahr 2020 - 10%)

Alle diese einzelnen Ziele werden zur Erfüllung des Gesamtzieles von 40% beitragen, stellen aber keine fixen Ziele für die einzelnen Sektoren dar.

Im Elektrizitätssektor ist eine Erhöhung der Beteiligung Erneuerbarer Energieträger von 495,2 ktoe im Basisjahr auf 741,4 ktoe im Jahr 2020 vorgesehen. Dadurch wird der Anteil von RES von 50,3% auf 56,9% erhöht. (MVTEO-BiH, 2016, S. 14)

Gemäß den Aktionsplänen der beiden Entitäten sollen bis zum Jahr 2020 345 MW an neuen Erzeugungskapazitäten installiert werden. Den größten Anteil werden kleine WKW und WKA haben. Angesichts verschiedener Ausbauszenarien bis zum Jahr 2035 unterscheidet sich die installierte Leistung und Erzeugung aus RES wie in Abbildung 10 zu sehen ist. Dementsprechend würde die gesamt installierte Leistung im Jahr 2035 1 453 MW betragen, von denen ca. 800 MW an WKA abfallen. Die Gesamt produzierte Energie im Jahr 2035 würde 4 325 GWh betragen. Vergleicht man das Entitätsszenario, bei dem die Nutzung von RES am meisten gefördert wird, mit dem Medianwert aller Szenarien ist ersichtlich das sich der Betrag der installierten Leistung wesentlich unterscheidet. (MVTEO, 2017, S. 109)

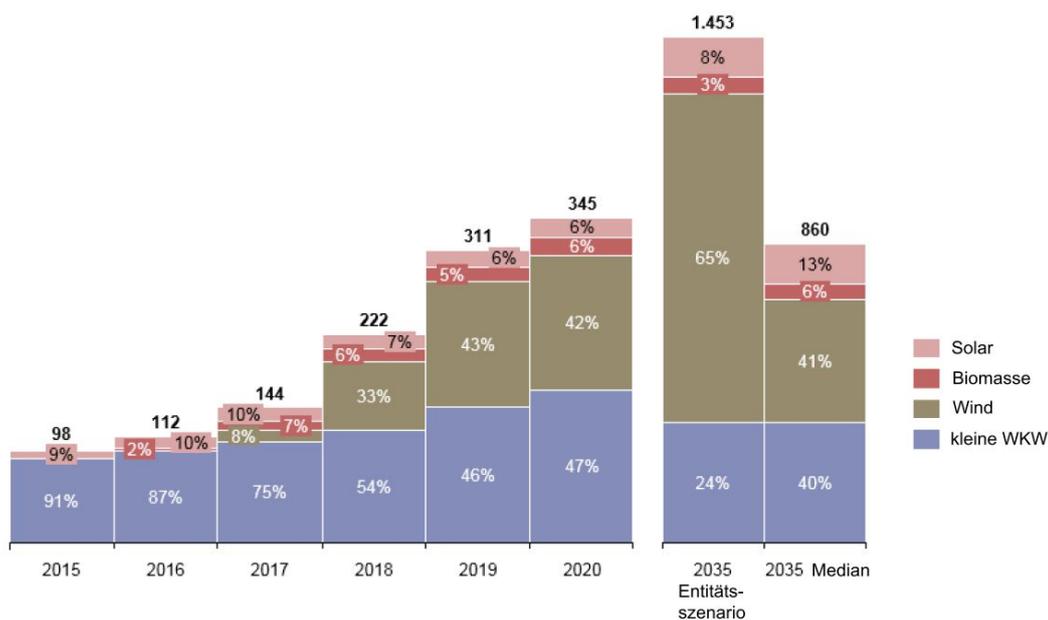


Abbildung 10: Anteil RES zur Stromproduktion in % (GWh) im Jahr 2035 (MVTEO, 2017, S. 2018)

Kleine Wasserkraftwerke

Wie schon erwähnt wird das Hydropotenzial bei kleinen WKW auf 700 MW bzw. 10% von dem gesamten Hydropotenzial geschätzt. Die bisherige Ausnutzung des Hydropotenzials beträgt 4,4% nach der Leistungsrealisierung bzw. 5,7% gemäß der verfügbaren Energie.

Anhand der unzureichenden Untersuchungen der Wasserläufe in BiH, ist eine genauere Abschätzung des Potenzials nicht möglich.

Es ist dringend erforderlich, ein kontinuierliches hydrologisches Messsystem für die Wasserläufe in BiH einzuführen um so schnell wie möglich die intensive Ausnutzung dieses sehr wichtigen Wasserpotenzials zu ermöglichen. (APEOR-BiH, 2017)

Bisher wurden ca. 25 kleine WKW in Betrieb genommen, 10 WKW befinden sich in Bau.

Windenergie

Das theoretische Windpotenzial in BiH wird auf ca. 2 000 MW geschätzt. Der südliche Teil BiHs (Herzegowina) gilt als der aussichtsreichste für den Bau von WKA aber auch das Gebiet um Sarajevo ist interessant. Unweit der Städte Livno, Kupres, Stolac, Tomislavgrad und Mostar (Herzegowina) sind einige WKA geplant. Momentan gibt es keine Windkarte für BiH aber es wurden einige Messungen durchgeführt. Anhand von Messungen die im Jahr 2004-2005 durchgeführt wurden beträgt die Windgeschwindigkeit im betrachteten Gebiet (vgl. Abbildung 11) zwischen 7-9 m/s. (ESSBiH-M12, 2008, S. 225)

In Abbildung 11 ist das Gebiet mit dem größten Windpotenzial in BiH eingezeichnet.

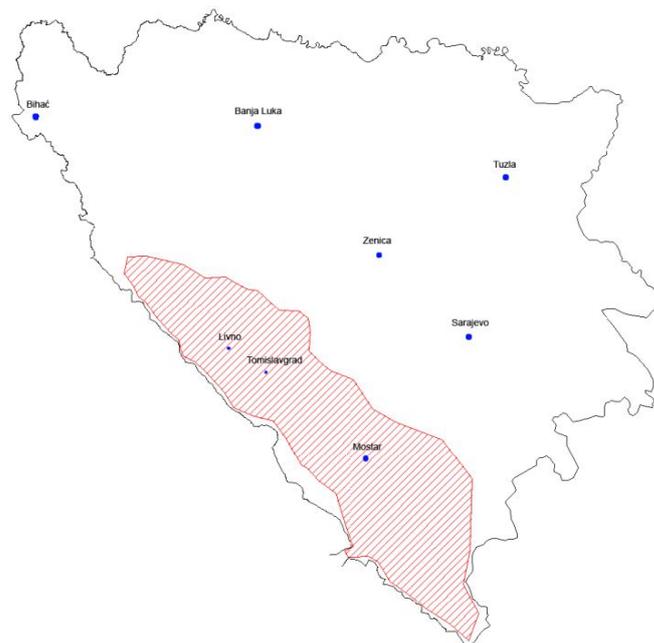


Abbildung 11: Gebiet mit dem größten Windpotenzial in BiH (ESSBiH-M12, 2008, S. 225)

Das theoretische Potenzial für den Ausbau von WKA im betrachteten Gebiet an 18 Standorten wird auf 900 MW geschätzt. Hier muss erwähnt werden dass die Netzanbindung nur teilweise berücksichtigt wurde, was zu einer Minderung der Kapazitäten führen kann. Die gesamte Stromproduktion an diesen Standorten wird auf ca. 2,4 TWh/Jahr geschätzt, mit einem durchschnittlichen Ausnutzungsfaktor von 30% was einen hohen Wert entspricht selbst in europäischen Ausmaß. (ESSBiH-M12, 2008, S. 233)

Momentan gibt es in BiH nur eine WKA (Mostre I) mit einer Leistung von 300 kW die 2013 gebaut wurde. Sie befindet sich 30 km nördlich von Sarajevo.

Angesichts der Ziele der europäischen Strategie EU 2020 besteht in BiH in letzter Zeit ein großes Interesse für den Bau von Windkraftanlagen.

Da einige WKA geplant sind hat die Regulierungsbehörde (SERC) eine Obergrenze von 350 MW bis 2019 für die Einspeisung in das Übertragungsnetz, aufgrund der benötigten Regelleistung, aus WKA festgelegt. 230 MW davon können in FBiH und 120 MW in RS realisiert werden. (GTAI, 2014)

Das EVU EP BiH plant im Bereich der Windkraft den Bau des Windparks Podveležje von insgesamt 16 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 48 MW. Das Windprojekt des EVU EP HZ HB der Windpark Mesihovina in der Nähe von Tomislavgrad, der demnächst fertiggestellt werden soll, wird über eine Leistung von 44 MW verfügen. Des Weiteren hält das Unternehmen in den nächsten Jahren den Bau von Windparks an Standorten wie Borava Glava (Livno), Velika Vljajna (Mostar) oder Poklečani (Posusje) für möglich.

Das vom Energieministerium der FBiH geführte Register zu Vorhaben im Bereich erneuerbare Energien zählte Ende März 2014 insgesamt zwölf laufende Vorhaben zum Bau von Windkraftanlagen, die sich in unterschiedlich weit fortgeschrittenen Stadien befanden.

Auch in RS soll in den nächsten Jahren in Windparks investiert werden. Die Energiestrategie RS nennt vorerst 13 Standorte im Gebiet zwischen Kalinovik und Trebinje die interessant sind, mit einer möglichen Leistung von bis zu 640 MW. (GTAI, 2014)

In Tabelle 7 sind potenzielle WKA in BiH angeführt.

Energieträger	Objekt	Installierte Leistung (MW)	Geplante Erzeugung (GWh/Jahr)	Indikative CAPEX (Mio. EUR)	Indikative IBN
Wind	WKA Mesihovina	50	200	90	2017-2018
Wind	WKA Poklečani	72	260	110	2020-2025
Wind	WKA Velika Vljajna	32	90	50	2023-2028
Wind	WKA Borova Glava	52	150	80	2026-2030
Wind	WKA Podveležje	48	120	70	2018-2019
Wind	WKA Vlašić	48	120	70	2021-2025
Wind	WKA Bitovinja	54	145	80	2027-2035
Wind	WKA Zukića Kosa	15	35	25	2028-2035
Wind	WKA Medveđak	40	95	60	2031-2035+
Wind	WKA Rostovo	20	50	30	2033-2035+
Wind	WKA Borisavac	48	115	70	2035-2035+
Wind	WKA Trusina	51	160	65	2018-2020
Wind	WKA Hrgud	48	126	64,29	2019-2021
Wind	WKA Grebak	48	110	65	2031-2035

Tabelle 7: Potenzielle WKA in BiH (MVTEO, 2017, S. 79-80) – eigene Darstellung

Solarenergie

BiH hat im Durchschnitt 1841 Sonnenstunden pro Jahr, wobei der Wert im Süden des Landes bis an die 2353 Stunden pro Jahr beträgt. Das theoretische Potenzial der Sonnenenergie in BiH beträgt 67 PWh, mit der Annahme einer horizontalen Globaleinstrahlung von 3,6 kWh/m² pro Tag. (FMERI, 2009)

In Abbildung 12 ist die jährliche horizontale Globaleinstrahlung pro m² dargestellt.

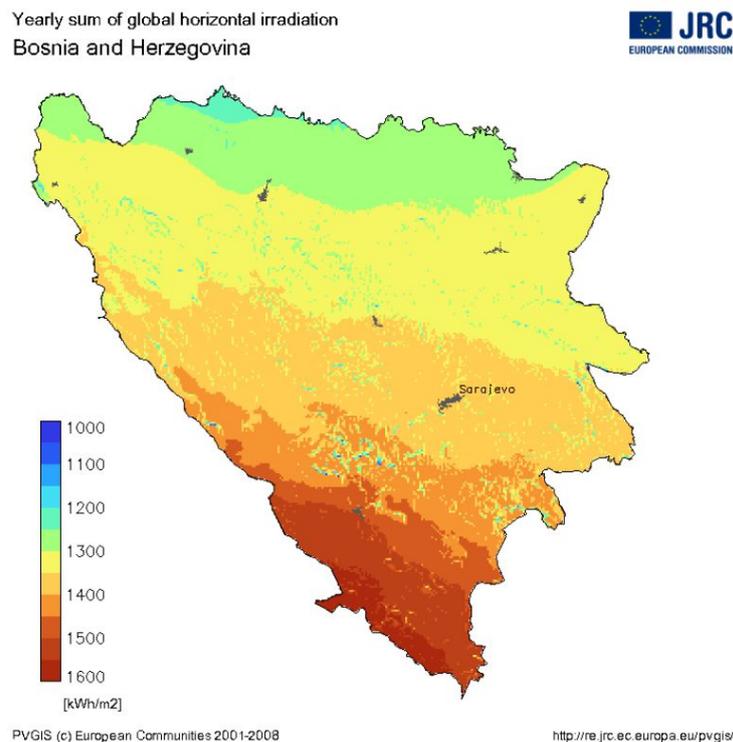


Abbildung 12: Jährliche horizontale Globaleinstrahlung in BiH (ESSBiH-M12, 2008, S. 240)

Im Bereich der Photovoltaik hat BiH momentan 14,6 MW an installierter Leistung. Die PV-Anlagen wurden bisher fast ausschließlich durch Unternehmen realisiert.

Im Bereich der Solarenergie hat der unabhängige Systemoperator (NOS BiH) das Unternehmen Parsons Brinckerhoff für die Ausarbeitung einer Studie (Einfluss von Solarkraftwerken auf die Elektrizitätsversorgung BiHs) beauftragt.

Das Endresultat ist die max. mögliche Einspeisung durch Solarkraftwerke in das Übertragungsnetz BiHs unter den Aspekten Übertragungskapazität des Netzes sowie die Erfüllung sicherheitstechnischer Bedingungen.

Die Integration von Solarkraftwerken in BiH für das Jahr 2020 in Anhängigkeit der Netzkapazitäten ist durch folgende Szenarien dargestellt:

- **Kombiniert - 565 MW**
 - Solarthermische Kraftwerke - 250 MW
 - PV-Anlagen - 315 MW

- **PV-Anlagen - 565 MW**

Die installierte Leistung von 565 MW durch Solaranlagen entspricht 11% der Gesamt installierten Leistung für das Jahr 2020.

Die Integration von Solarkraftwerken in BiH für das Jahr 2025 in Abhängigkeit der Netzkapazitäten ist durch folgende Szenarien dargestellt:

- **Kombiniert - 705 MW**
 - Solarthermische Kraftwerke - 250 MW
 - PV-Anlagen - 455 MW

- **PV-Anlagen - 705 MW**

Die installierte Leistung von 705 MW durch Solaranlagen entspricht 14% der Gesamt installierten Leistung für das Jahr 2025.

Bei den Berechnungen der möglichen max. Anschlussleistung und der Sicherheitsanalyse wurde ausschließlich die installierte Leistung berücksichtigt und nicht der Typ des Solarkraftwerkes weshalb gleiche Ergebnisse zustande kamen. (NOSBiH, 2017)

Der Ausbau weiterer PV-Anlagen in BiH wird im weiten Maße von den Einspeisevergütungen abhängen und somit auch von der Landespolitik.

Biomasse

BiH hat auch hinsichtlich der Nutzung von Biomasse ein beachtliches Potenzial. 50% des Landes (ca. 2,7 Mio. ha) sind mit Wald bedeckt, wobei auch die Biomasse in der Landwirtschaft nicht zu vernachlässigen ist. Feste Biomasse wird momentan hauptsächlich für Heizzwecke, Produktion von Holz-Pellets und Holz-Briketts verwendet. Bisher hat Biomasse keine wichtige Rolle in der Energiepolitik BiHs gespielt, wird aber in Zukunft für die Stromerzeugung bedeutsamer. (AHK, 2011)

In BiH ist zu diesem Zeitpunkt kein Biomassekraftwerk für die Stromerzeugung vorhanden.

1.2.4 Ausblick

Für die zukünftige Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten gemäß dem Ausbauszenario der beiden Entitäten bis zum Jahr 2035, ist eine Erhöhung der installierten Leistung von 126 %, bzw. 5 129 MW vorgesehen. Die überwiegende Mehrheit der installierten Kapazitäten 4 354 MW, wird bis 2025 in Betrieb genommen. In dieser Periode wird es zu der Stilllegung des TKW Gacko in Republika Srpska, sowie der Blöcke 3,4 und 5 im TKW Tuzla, sowie der Blöcke 5 und 6 im TKW Kakanj in der FBiH, mit einer Gesamtleistung von 926 MW kommen. In der Periode von 2025 bis zum Jahr 2035 werden noch 1 700 MW neue Erzeugungskapazitäten installiert, wobei keine weiteren KWs außer Betrieb genommen werden. Es wird auch ein Anstieg von RES erwartet, sowie neuer WKW von 56 % auf 61 % wie in Abbildung 13 zu sehen ist. (MVTEO-BiH, 2016, S. 72)

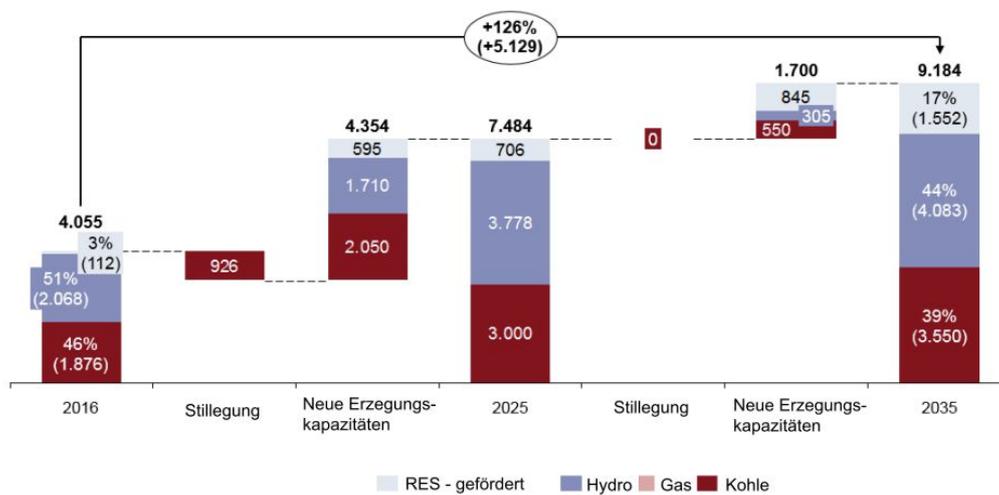


Abbildung 13: Installierte Erzeugungskapazitäten nach Technologie (MW) zwischen den Jahren 2025 – 2035 (Entitätsszenario) (MVTEO, 2017, S. 72)

Gemäß dem Entitätsszenario (aber ohne eine Exportgrenze) würden die neuen 5 129 MW an installierter Leistung im Jahr 2035 zu einer Verdopplung der Stromerzeugung gegenüber dem Jahr 2016 führen, und somit zu einem hohen Stromexport. In diesem Fall würde der Exportanteil zwischen 100 % und 119 % betragen, abhängig davon ob die Energieeffizienzmaßnahmen berücksichtigt werden. In den nächsten Jahren würde der Anteil der Stromerzeugung aus Kohle fast gleich bleiben, während der Anteil von RES deutlich ansteigt (von 2 % im Jahr 2016 auf 15 % im Jahr 2035) wie in Abbildung 14 zu sehen ist. (MVTEO-BiH, 2016, S. 72)

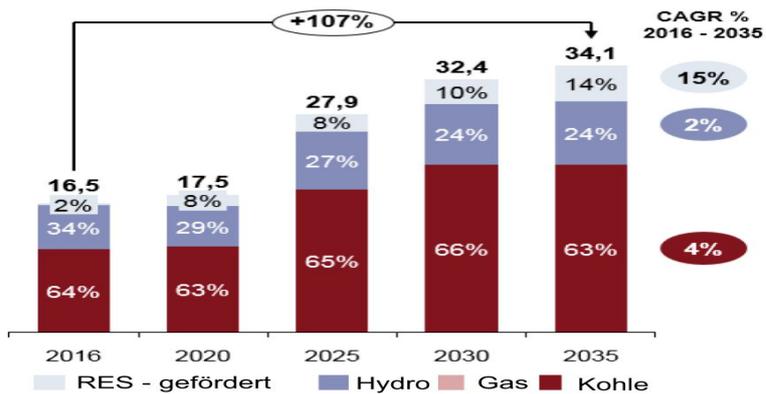


Abbildung 14: Stromerzeugung in BiH zwischen 2016 – 2035 (TWh) ohne Exportgrenze (Entitätsszenario) (MVTEO-BiH, 2016, S. 73)

1.3 Elektrizitätsübertragung

1.3.1 Grundlagen

Ab dem Jahr 2005 verwaltet der unabhängige Systemoperator NOSBiH das Übertragungssystem BiHs sowie den Bilanzmarkt.

Das Unternehmen Elektroprijenos BiH (Elektrizitätsübertragung BiH) mit dem Sitz in Banja Luka ist für die Elektrizitätsübertragung, Instandhaltung, Ausbau und Entwicklung der Übertragungs- und Verteilnetze in BiH zuständig. Gegründet wurde es am 17. Juni 1953 in Sarajevo. Im Bereich der Energieübertragung hat das Unternehmen eine Monopolstellung und wird durch die Regulierungsbehörde (SERC) kontrolliert. (Elektroprijenos-BiH, 2017)

Elektroprijenos BiH ist eine Aktiengesellschaft mit einem Verhältnis der Anteile:

- Föderation BiH 58,90 %
- Republika Srpska 41,10 %

In Abbildung 15 ist die Karte des Übertragungssystem BiHs mit den vier Operationsbereichen dargestellt.

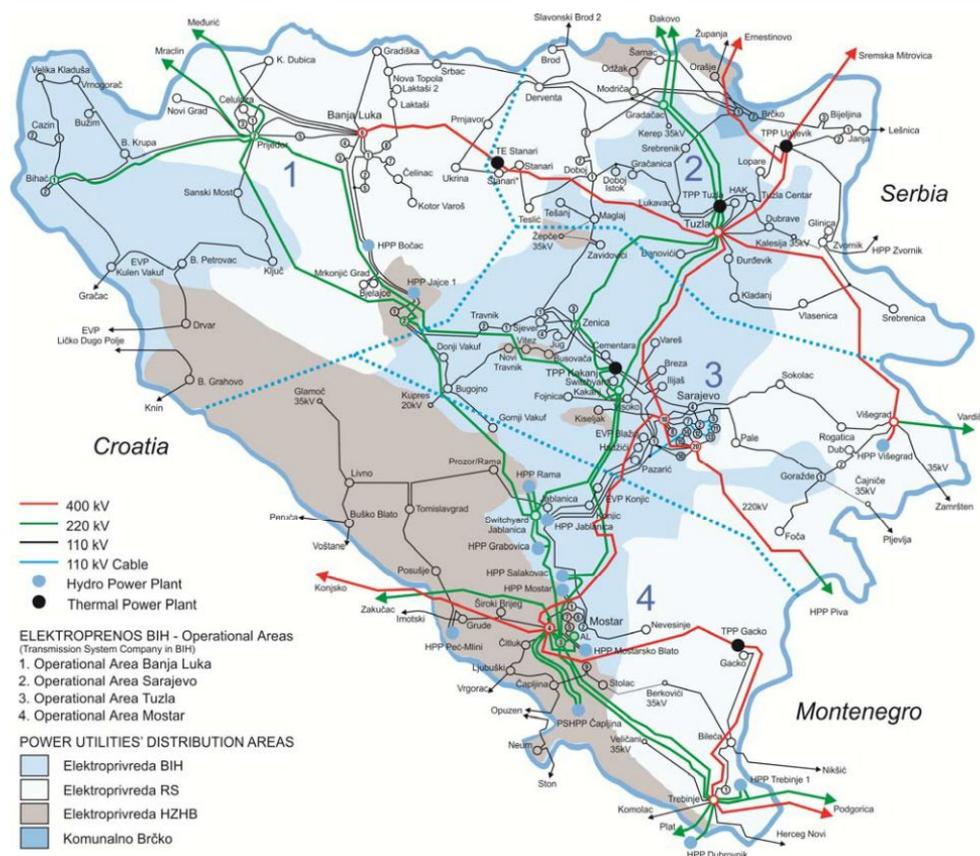


Abbildung 15: Karte des Übertragungssystem BiHs (Elektroprijenos-BiH, 2017)

In Abbildung 16 sind die Grunddaten des Übertragungssystems BiH angegeben.

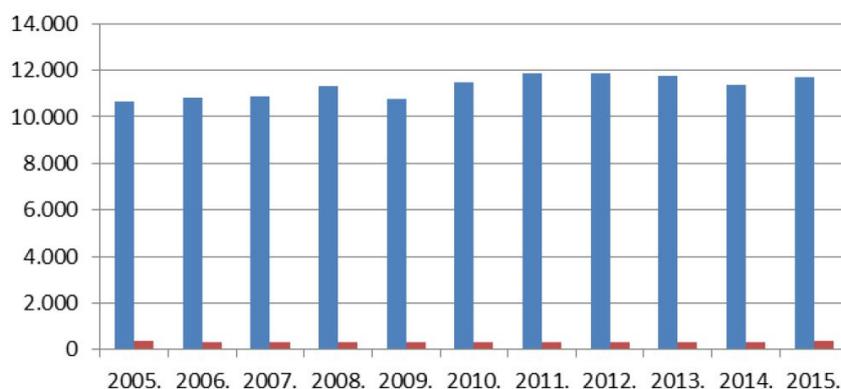
<i>transmission lines</i>			<i>interconnections</i>		
Nominal voltage of transmission lines	Length (km)		Nominal voltage of transmission lines	Number of interconnectors	
400 kV	864.73		400 kV	4	
220 kV	1,520.38		220 kV	10	
110 kV	3,903.75		110 kV	23	
110 kV – cable line	32.08		<i>Total</i>	37	

<i>substations</i>			<i>transformers</i>		
Type of substation	Number of substations	Installed capacity (MVA)	Transmission ratio of transformers	Number of transformers	Installed capacity (MVA)
TS 400/x kV	10	6,087.5	TR 400/x kV	14	4,900.0
TS 220/x kV	8	1,423.0	TR 220/x kV	14	2,100.0
TS 110/x kV	132	5,248.0	TR 110/x kV	237	5,636.5

Abbildung 16: Grunddaten über das Übertragungssystem BiH (SERC, 2016)

Die Verteilungsnetzbetreiber in BiH sind die drei vertikal integrierten Staatsunternehmen (EP BiH, EP HZHB, ERS), die zugleich die Tätigkeit der Elektrizitätserzeugung aber auch Versorgung und Verteilung ausüben. In Zukunft sollte der Prozess der Aufteilung der Tätigkeiten von Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie eingeleitet werden. (MVTEO, 2017, S. 56)

Die Übertragungsnetzverluste im Jahr 2005 bis 2012 betragen zwischen 2,6% und 3,6% des gesamten jährlichen Stromverbrauchs am Übertragungsnetz wie in Abbildung 17 zu sehen ist.



Jährlicher Verbrauch am Übertragungsnetz [GWh], Verluste am Übertragungsnetz [GWh]

Abbildung 17: Jährlicher Gesamtverbrauch und Verluste am Übertragungsnetz zwischen 2005 – 2015 (Elektroprijenos-BiH, 2017)

Die Übertragungsnetzverluste BiHs für den Zeitraum von 2017 bis zum Jahr 2026 werden auf 2,2% im Verhältnis zur geplanten Stromerzeugung am Übertragungsnetz geschätzt. (Elektroprijenos-BiH, 2017)

In Abbildung 18 sind die Übertragungs- und Verteilnetzverluste in Süd-Ost Europa dargestellt.

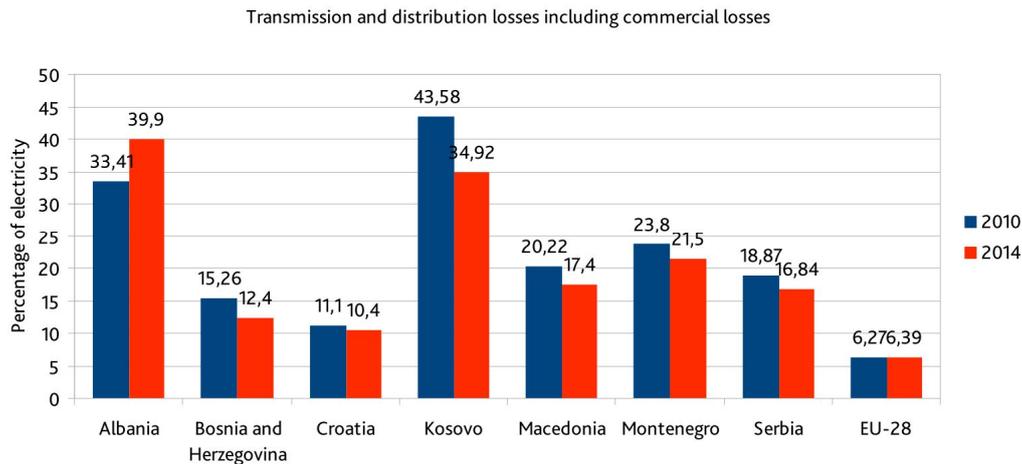


Abbildung 18: Übertragungs- und Verteilnetzverluste in Süd-Ost Europa (SEE-SEP, 2016, S. 5)

Wie aus der Abbildung zu sehen ist hat Kroatien die geringsten Verluste in der Region mit 10,4% gefolgt von BiH mit 12,4%. Im Vergleich zum EU-Durchschnitt mit 6,39% im Jahr 2014 ist dies aber kein zufriedenstellender Wert. (SEE-SEP, 2016, S. 5)

1.3.2 Ausblick

Die Netzinfrastruktur der Übertragungs- und Verteilnetze in BiH ist bisher von Experten weitgehend zufriedenstellend beurteilt worden. Um aber in den nächsten Jahren einige neue Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie in das Übertragungssystem zu integrieren ist der punktuelle Netzausbau notwendig.

Im Bereich der Smart Grids/Smart Metering verfolgen die tätigen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber bei ihren Modernisierungs- und Ausbauaktivitäten die Smart-Grid-Strategie. So werden z.B. beim Austausch alter Messzähler Smart Meter eingesetzt (GTAI, 2014).

Gemäß den Angaben des langfristigen Netzentwicklungsplanes BiHs 2017-2026 werden die benötigten Investitionen in die Entwicklung des Übertragungsnetzes auf ca. 419,8 Mio. EUR geschätzt.

Der geplante Ausbau von Interkonnektoren sowie die Netzverstärkungen in den Nachbarländern werden Einfluss auf die Übertragungskapazitäten haben. (MVTEO, 2017, S. 55)

In Tabelle 8 werden die gesamten Länderüberschreitenden Übertragungskapazitäten für das Jahr 2018 und das Jahr 2027 angezeigt.

Richtung	2018.	2027.
BA > HR	800	1.440
HR > BA		1.180
BA > RS	600	1.460
RS > BA		1.510
BA > ME	500	1.260
ME > BA		1.140

Tabelle 8: Gesamte Länderüberschreitende Übertragungskapazitäten [MW] 2018 und 2027 (NOSBiH, 2017)

Vergleicht man die Ergebnisse im Jahr 2018 und die berechneten Ergebnisse im Jahr 2027, kommt man zum Schluss, dass durch den Ausbau der neuen Interkonnektoren, sowie die Netzverstärkung in BiH und in den Nachbarländern, die in dem Berechnungsmodell berücksichtigt wurden, die Übertragungskapazitäten signifikant höher sind als es jetzt der Fall ist. (Elektroprijenos, 2016, S. 74)

Nachfolgend wird ein kurzer Überblick über PCI Projekte die im TYNDP 2016 enthalten sind und in naher Zukunft (Mid-term Project) realisiert werden sollen gegeben.

In Abbildung 19 ist das Projekt 136 - CSE1 dargestellt.



Abbildung 19: Projekt 136 – CSE1 (ENTSOE, 2016)

Die neue 400kV Übertragungsleitung (Nr. 227) zwischen Bosnien (Banja Luka) und Kroatien (Lika) ist Teil des Projekts 136. Durch die neue 400kV Leitung wird die Markt- und RES Integration in der Region Süd- und Zentralkroatien sowie Nord- und Zentralbosnien unterstützt. Die erhöhte Übertragungskapazität ermöglicht eine höhere Vielfalt an Erzeugungs- und Versorgungsquellen, sowie eine Erhöhung der Widerstandsfähigkeit und Flexibilität des Übertragungsnetzes.

Das Projekt trägt bei die Übertragungskapazität im Bereich von 1200-1670 MW oder im Durchschnitt für 52% für die dominante Richtung aus Ost (BA) nach West (HR) zu erhöhen. Die Netzübertragungskapazität an der Grenze wird bis zu 1970 MW im Jahr 2030 erreichen.

In entgegengesetzter Richtung ist die Zunahme der Übertragungskapazität im Bereich von 1760-1970 MW oder im Durchschnitt 46% aufgrund der vorherrschenden Ströme aus Ost-West. Die Übertragungskapazität an der Grenze wird bis zu 500 MW (in vorherrschender Richtung O -> W) im Jahr 2030 erreichen. (ENTSOE, 2016)

In Tabelle 9 sind die strategischen Investitionen zum Projekt 136 angegeben.

Investments								
Investment ID	Description	GTC Contribution	Substation 1	Substation 2	Present Status	Commissioning Date	Evolution since TYNDP 2014	Evolution Driver
227	New 400kV interconnection line between BA and HR	82%	Banja Luka (BA)	Lika (HR)	Under Consideration	2030	Rescheduled	Feasibility study is expected to be launched.

Tabelle 9: Strategische Investitionen zum Projekt 136 (ENTSOE, 2016)

In Abbildung 20 ist das Projekt 241 dargestellt.



Abbildung 20: Project 241 – Ersatz bestehender 220 kV auf 400 kV Leitung zwischen Kroatien und Bosnien (ENTSOE, 2016)

Das Ziel des Projektes ist es die bestehende 220 kV Leitung zwischen der TS Dakovo (HR) und der TS Tuzla (BA) sowie der TS Gradacac durch eine 400 kV Leitung zu ersetzen.

Die Ziele des Projekts 241, im Einklang mit den grundlegenden Zielen der EU-Energiepolitik, sind:

- 1) Verbesserung der Funktion und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsmärkte in Kroatien und Bosnien und Herzegowina;
- 2) Erleichterung der weiteren Integration und Ausbau des 400 kV-Netzes in der Region;
- 3) Erhöhung der Übertragungskapazität an der Grenze HR-BH, wodurch ein höherer Marktaustausch erleichtert wird.

In Tabelle 10 sind die strategischen Investitionen zum Projekt 241 dargestellt.

Investments								
Investment ID	Description	GTC Contribution	Substation 1	Substation 2	Present Status	Commissioning Date	Evolution since TYNDP 2014	Evolution Driver
1276	Upgrading of existing 220 kV line between SS Đakovo (HR) and SS Tuzla (BA) to 400 kV line.	80%	Đakovo	Tuzla	Under Consideration	2030	New Investment	Based on the results by the Common Planning Studies based on Vision 4. Project will increase the transfer capacity between BA and HR in order to accommodate connection of RES and improve market integration.
1277	Upgrading of existing 220 kV line between SS Đakovo (HR) and SS Gradačac (BA) to 400 kV line.	80%	Đakovo	Gradačac	Under Consideration	2030	New Investment	Based on the results by the Common Planning Studies based on Vision 4. Project will increase the transfer capacity between BA and HR in order to accommodate connection of RES and improve market integration.

Tabelle 10: Strategische Investitionen zum Projekt 241 (ENTSOE, 2016)

In Abbildung 17 ist das Projekt 227 - CSE8 Transbalkan Korridor dargestellt.



Abbildung 21: Project 227 - CSE8 Transbalkan Korridor (ENTSOE, 2016)

Teil des Projektes 227 ist die 400 kV Verbindungsleitung (Nr. 627) zwischen Visegrad (BA) und Bajina Basta (RS).

Das Ziel des Projektes ist es die Übertragungskapazitäten innerhalb Serbiens zu steigern und den Austausch der Energie zwischen Nord-Ost und Süd-West Europas zu erleichtern.

In Tabelle 11 ist ein Teil der strategischen Investitionen zum Projekt 227 dargestellt.

Investments								
Investment ID	Description	GTC Contribution	Substation 1	Substation 2	Present Status	Commissioning Date	Evolution since TYNDP 2014	Evolution Driver
627	New double 400kV OHL between Serbia and B&H.	100%	Bajina Basta (RS)	Visegrad (BA)	Design & Permitting	2022	Delayed	Del_ Financing issues

Tabelle 11: Strategische Investitionen zum Projekt 227 (ENTSOE, 2016)

In Abbildung 22 ist die Karte des Übertragungssystems BiH für das Jahr 2026 dargestellt.

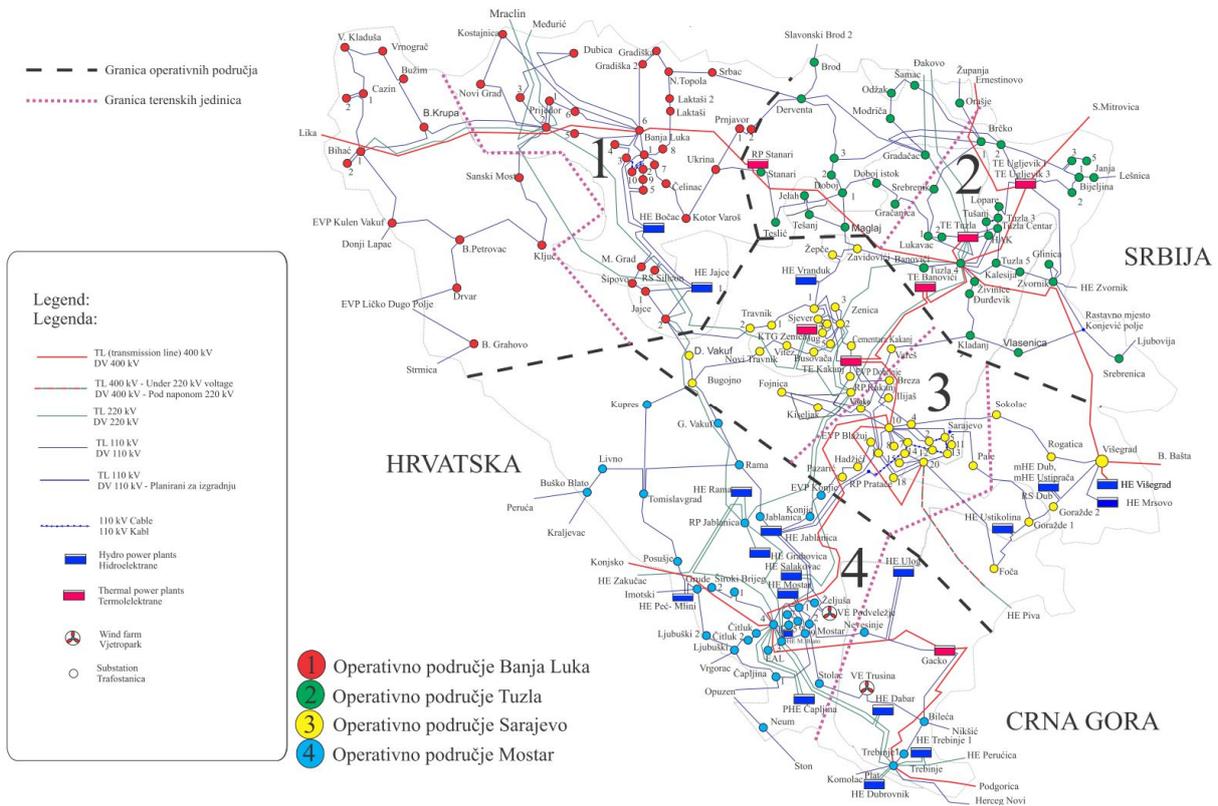


Abbildung 22: Karte des elektrischen Energiesystems BiH im Jahr 2026 (Elektroprijenos-BiH, 2017, S. 73)

1.4 Die Verbraucherseite

Der gesamte Stromverbrauch Bosniens 2016 belief sich auf 12 865 GWh, womit der jährliche Wachstumstrend aus dem letzten Jahr von 3,2% auf 2,1% reduziert worden ist. Trotzdem wurde ein historisches Maximum erreicht. Der Verbrauch der Kunden angeschlossen an das Übertragungssystem war um 4,1% höher als im Vorjahr und belief sich auf 2 469 GWh, der distributive Verbrauch auf 9 988 GWh, bzw. 1,4% höher als im Vorjahr.

Der größte Verbrauchsanstieg 6,5% konnte bei den Endkunden der Spannungsebene 10kV verzeichnet werden, gefolgt von der öffentlichen Beleuchtung (3,7%), sowie in der Kategorie anderer Verbrauch (Gewerbliche Kunden an Spannung 0,4kV) betrug die Steigerung 2,3%. Bei den Haushalten konnte fast der gleiche Stromverbrauch wie im Vorjahr (ein Anstieg von 0,01%) verzeichnet werden, und Kunden an der 35kV Spannungsebene konnten eine Verringerung des Stromverbrauchs von 2,5% aufweisen. (SERC, 2016, S. 31)

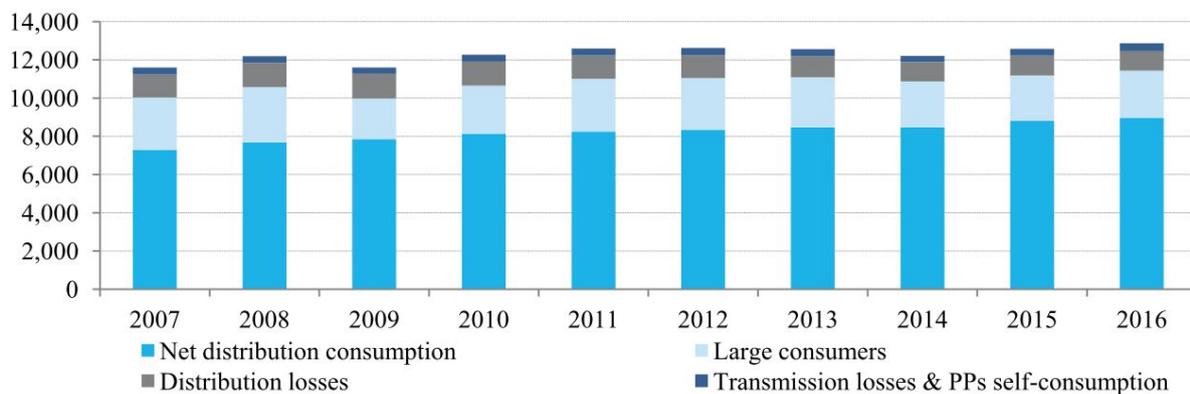


Abbildung 23: Struktur des Stromverbrauchs in BiH in den letzten zehn Jahren (GWh) (SERC, 2016, S. 31)

In Abbildung 24 ist der Stromverbrauch aufgeteilt nach Sektoren dargestellt.

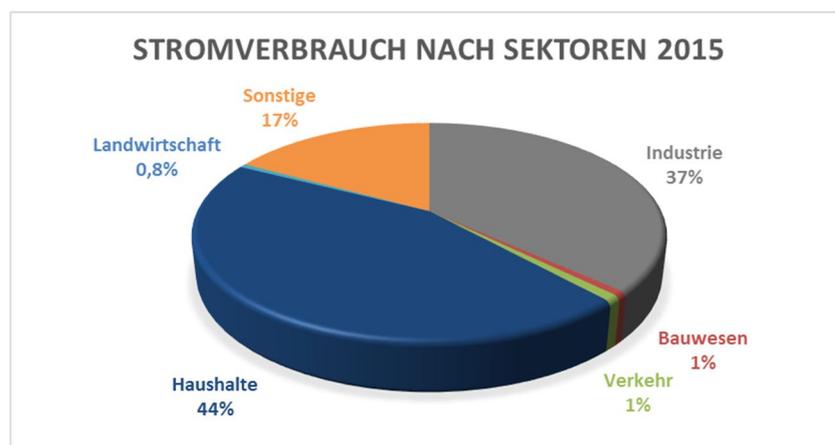


Abbildung 24: Stromverbrauch BiHs aufgeteilt nach Sektoren (IEA, 2017) – eigene Darstellung

In Abbildung 25 sind die Stromimporte und Exporte BiHs dargestellt.

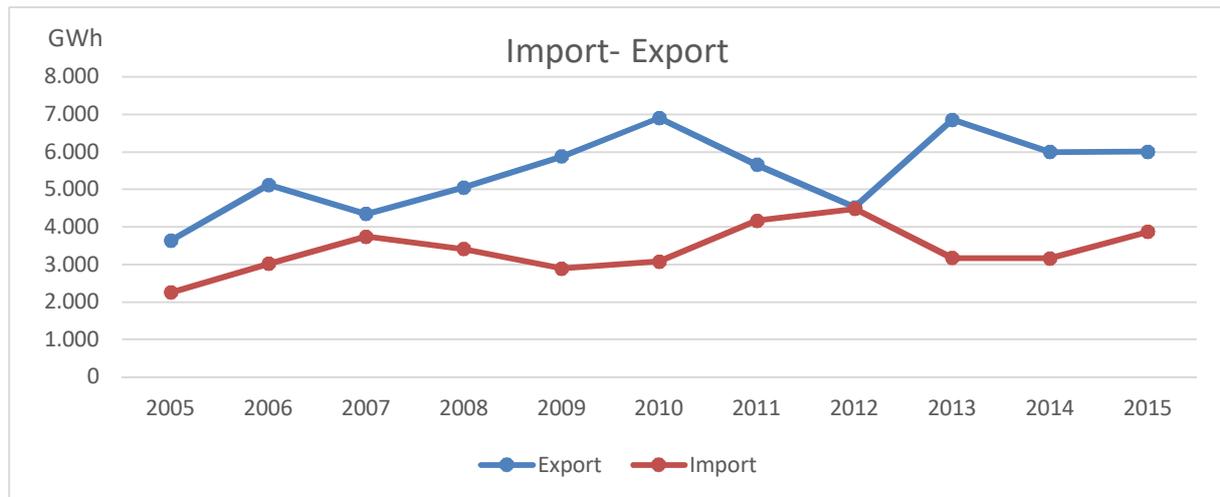


Abbildung 25: Verhältnis von Elektrizitätsimport/Export BiHs zwischen 2005 – 2015 (IEA, 2017) - eigene Darstellung

Wie aus der Abbildung zu sehen ist übersteigen die Stromexporte die Importe. Zwischen den Jahren 2010 bis 2012 kam es zu einem Rückgang der Exporte aufgrund der geringeren Erzeugung in WKW wegen der schlechten Hydrologie.

Für die künftige Verbrauchsentwicklung gemäß der Energiestrategie bis zum Jahr 2035 wurde ein Anstieg des BIP von 3% Jährlich zwischen 2017-2035 angenommen. Mit einem Elastizitätskoeffizienten von 0,5 zwischen der Bewegungsrate des BIP und der Bewegungsrate des Stromverbrauchs würde das zu einem durchschnittlichen Jährlichen Anstieg des Stromverbrauchs von 1,5% führen ohne die Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen. Somit würde sich der Stromverbrauch im Jahr 2035 auf 17,07TWh belaufen. Berücksichtigt man die Energieeffizienzmaßnahmen kommt es zu einer Verringerung des Stromverbrauchs von 9% im Jahr 2035 wie in Abbildung 26 zu sehen ist. (MVTEO, 2017, S. 66)

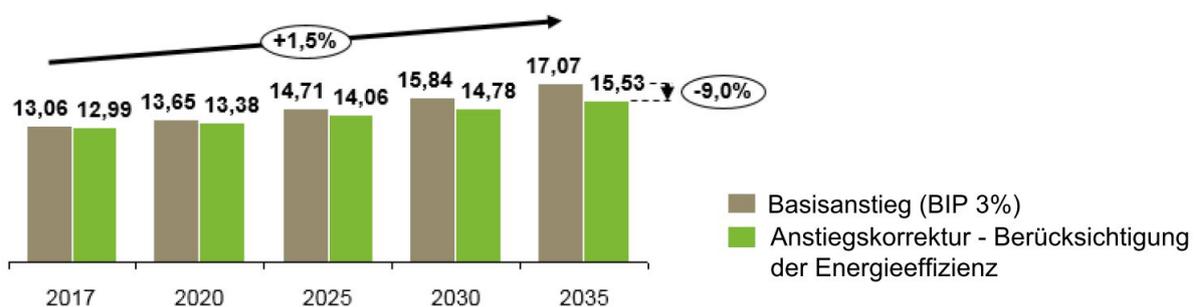


Abbildung 26: Entwicklung des Stromverbrauchs zwischen dem Jahr 2017 bis 2035 (MVTEO, 2017, S. 67)

1.5 Elektrizitätsmarkt

Der Elektrizitätsmarkt von Bosnien und Herzegowina ist charakterisiert durch die Domination von drei vertikal integrierten Unternehmen: Elektroprivreda BiH (EP BiH), Elektroprivreda Hrvatske zajednice Herceg Bosne (EP HZHB) und Elektroprivreda Republike Srpske (ERS), wo ca. 7,2 TWh seitens EP BiH, ca. 5,8 TWh seitens ERS und ca. 1,5 TWh seitens EP HZHB im Jahr 2016 produziert wurden.

In Abbildung 27 ist die Struktur des Elektrizitätsmarktes in BiH für das Jahr 2016 dargestellt.

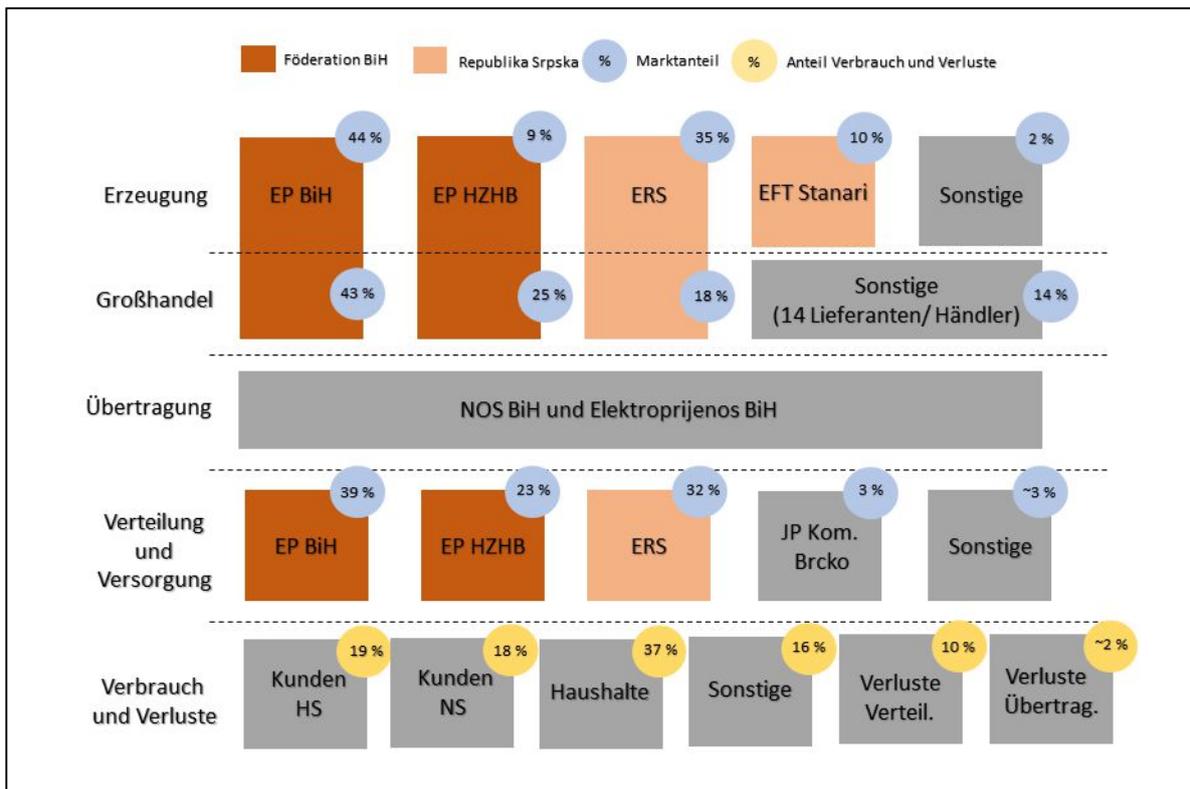


Abbildung 27: Struktur des Elektrizitätsmarktes BiHs im Jahr 2016 (MVTEO, 2017, S. 45) – eigene Darstellung

Der Handel wurde weitgehend durch bilaterale Verträge im Bereich von ca. 7,8 TWh durchgeführt. Im grenzüberschreitenden Handel BiHs wurde ca. 5,3 TWh im Jahr 2016 (mehr um 53% im Vergleich zu 2015) exportiert, indem 16 Subjekte teilgenommen haben. Gemäß dem Exportvolumen sind folgende drei Unternehmen unter den Top drei: EFT Kohlewerk und TKW Stanari (1 116 GWh), GEN-I (828 GWh) und Alpiq Energie BiH (740 GWh). Darüber hinaus hat der Stromimport im Jahr 2016 ca. 1,5 TWh betragen (16% Wachstum im Vergleich zu 2015), wobei den größten Anteil folgende Unternehmen hatten: Energy Financing Team (EFT) (338 GWh), BH Petrol Oil Company (333 GWh) und Interenergo (214 GWh).

Im Zuge der Strommarktliberalisierung in Europa hat auch BiH den Strommarkt für Endkunden schrittweise eröffnet. Die Regulierungsbehörde SERC hat den Beschluss über die Liberalisierung seit dem 01.01.2007 und abschließend mit dem 01.01.2015 erbracht.

Ab dem Januar 2015 haben Haushaltskunden genauso wie große Endverbraucher die Möglichkeit ihren Stromlieferanten frei zu wählen. Durch diese Tatsache verlieren die drei großen EVUs (EP BiH, EP HZHB und ERS) formell ihre Monopolstellung. (CIN, 2015)

Aufgrund von niedrigen Preisen, besonders in der Kategorie Haushalte, verlieren die EVUs noch immer nicht bedeutend an ihren Marktanteilen. Die Endkunden beziehen noch zum größten Teil ihren Strom von den EVUs, welche neben der Marktversorgung auch die Verpflichtung des öffentlichen Anbieters und des Universaldiensteanbieters haben. (MVTEO, 2017, S. 45)

Angesichts der Tatsache das BiH noch keine entwickelte Strombörse und keinen Auktionshandel hat, wird der Großhandel durch bilaterale Verträge abgehandelt. Ab dem Jahr 2016 wurde ein Ausgleichsmarkt durch Ausschreibungen etabliert, wobei die Beschaffung in Zukunft anhand einer Auktionsmethode erfolgen sollte. In Anbetracht der Entwicklung der Börse und der Bedeutung der Exporte innerhalb der Region, ist in BiH eine Institutionalisierung des Großhandels notwendig. Die Nachbarländer wie Kroatien, Serbien und Bulgarien haben im Jahr 2016 ihre Plattformen für den „Day Ahead Markt“ eingeführt. Ziel dieser Börsen (CROPEX, SEEPEX, IBEX) ist es eine Transparenz und Liquidität auf dem Elektrizitätsmarkt auf dem Balkan durch die Bereitstellung von Referenzpreisen zu erbringen. Die weiteren Pläne der Börsen sind dahin gerichtet sich mit anderen Märkten zu verbinden, und somit die Liquidität zu erhöhen und infolgedessen Preisschwankungen zu reduzieren.

Die Hauptvorteile der Strombörse sind: Sicherheit der Abrechnung und Transparenz, die Festlegung eines Stromreferenzpreises, die Verknüpfung mit anderen Märkten und die zunehmende Bedeutung der Rolle des Intraday-Marktes in der Zukunft. Im März 2016 wurde an der HUPX (Ungarischen Strombörse) gehandelt, die als Referenzplattform für die Preisbildung in der Region dient, sowie der Slowenischen BSP-Strombörse wie in Abbildung 28 zu sehen ist. (MVTEO, 2017, S. 52)

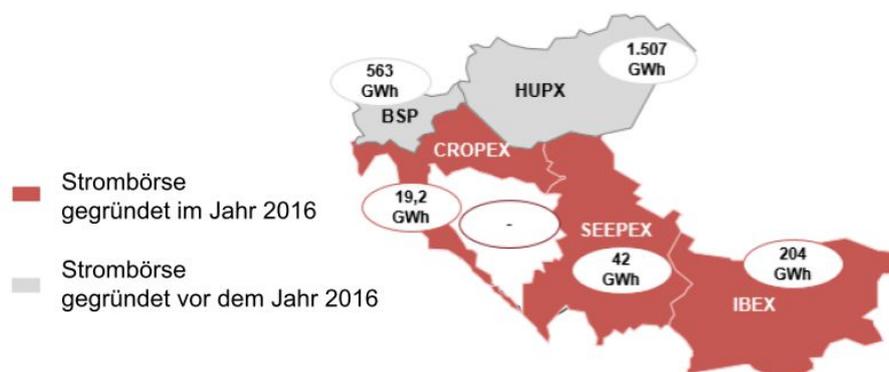


Abbildung 28: Handelsmengen an der Strombörse für den „Day Ahead“ Handel in GWh, 1. März - 1. April 2016 (MVTEO, 2017, S. 52)

Der Elektrizitätsmarkt in Süd-Ost Europa wird wie in den vergangenen Jahren durch den Rückgang der Großhandelspreise charakterisiert. Im größten Teil des Jahres liegen die Preise am Großhandelsmarkt gemäß den Indikatoren der Ungarischen Energiebörse (HUPX), die am häufigsten als Referenz für die Region genommen wird, unter 40€/MWh mit einem Jahresdurchschnitt von 34€/MWh was um 15,9% weniger ist als im Durchschnitt des vergangenen Jahres. (SERC, 2016, S. 34)

In Abbildung 29 sind die Strompreise an den Börsen im Jahr 2016 dargestellt.

<i>PX indices</i>	<i>Average price</i>	<i>Maximum price</i>	<i>Minimum price</i>
Phelix	28.94	60.06	-12.89
ELIX	29.79	76.02	-26.55
SIPX	35.58	65.76	1.45
HUPXDAM	34.16	62.20	6.25
OPCOM	33.28	62.20	6.99
SEEPEX	35.04	63.14	9.14
CROPEX	35.16	63.67	7.93

Phelix – European Energy Exchange (EEX) index for Austria and Germany
ELIX – European Power Exchange index of EEX
SIPX – Slovenian Power Exchange index
HUPXDAM – Day-ahead index of Hungarian Power Exchange (HUPX)
OPCOM – Romanian Power Exchange index
SEEPEX – Serbian Power Exchange index
CROPEX – Croatian Power Exchange index

Abbildung 29: Strompreise an den Börsen im Jahr 2016 (SERC, 2016, S. 39)

Im Gegensatz zum Kleinhandelsmarkt ist der Stromhandel am Großhandelsmarkt in BiH wesentlich dynamischer. Trotz der Tatsache das der Großhandelsmarkt in BiH noch nicht institutionalisiert ist, ist das Ergebnis des Stromhandels mit bilateralen Verträgen dennoch beeindruckend. Im Jahr 2016 waren am Großhandelsmarkt 16 lizenzierte Unternehmen aktiv mit einem Handelsvolumen von 7 861,59 GWh wie in Abbildung 30 zu sehen ist. (SERC, 2016, S. 37)

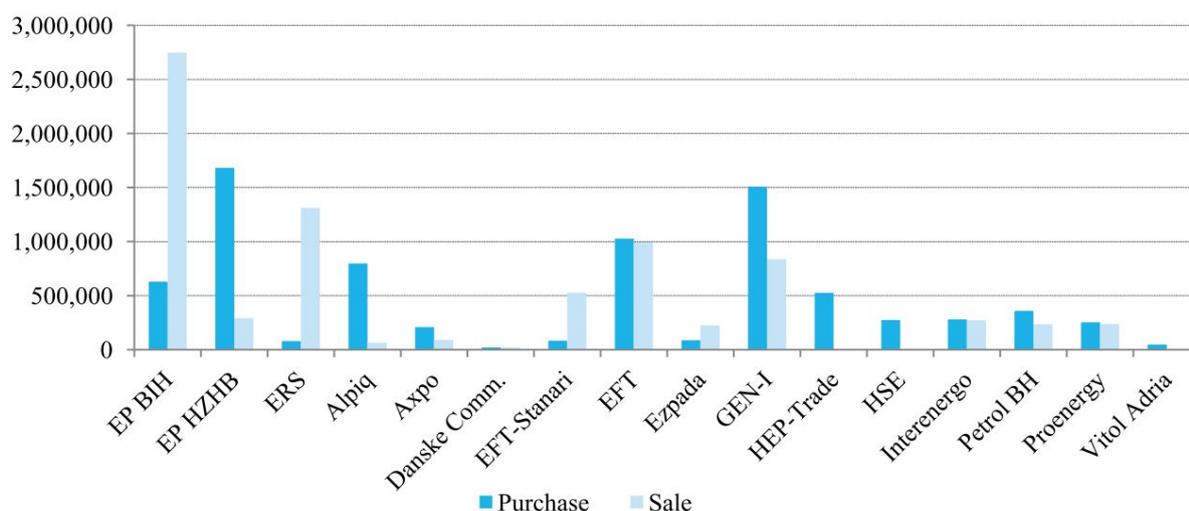


Abbildung 30: Stromhandel am Großhandelsmarkt BiHs im Jahr 2016 (MWh) (SERC, 2016, S. 42)

Das durchschnittliche tägliche Handelsvolumen betrug 21,5 GWh was wesentlich höher ist als an den Börsen der Nachbarländer. Eine wesentliche Erhöhung des Stromhandels am Großhandelsmarkt hat auch das neue TKW Stanari beigetragen mit einer Erzeugung im ersten Jahr von 1 566 GWh. (SERC, 2016, S. 38)

Wie bereits erwähnt ist der Großhandelsmarkt in BiH noch nicht vollständig institutionalisiert, sondern ist durch bilaterale Transaktionen zwischen lizenzierten Lieferanten/Händlern (Unternehmen), von denen 17 im Jahr 2016 aktiv waren (7 861,52 GWh), geregelt. NOSBiH erfasst alle Transaktionen in Zusammenhang mit den Handelsmengen aber nicht die Preise. Ab dem Jahr 2016 ist ein Ausgleichsmarkt vorhanden, indem die Ausgleichsleistung durch jährliche, monatliche oder tägliche Ausschreibungen beschafft wird.

Um das nächste Niveau der Reife und Entwicklung des Großhandelsmarktes zu erreichen, sollte BiH Auktionsmodelle für den Kauf und Verkauf elektrischer Energie, sowie der Ausgleichleistung implementieren. Für die weitere Organisation des Großhandelsmarktes in BiH sollte eine Studie mit dem Ziel der Definition eines optimalen Organisationsmodells des Elektrizitätsmarktes in Erwähnung gezogen werden. Auf diese Art und Weise wird eine weitere Verbesserung der Transparenz bei der Durchführung von Transaktionen sowie der Bildung von Strompreisen, die nach bewährten Praktiken in Europa modelliert sind und im Einklang mit den Richtlinien der EnC, geschafft. (MVTEO, 2017, S. 52)

Auf dem Kleinhandelsmarkt konnten ab dem 1. Januar 2016 erste Stromanbieterwechsel von Kunden die an das Verteilnetz angeschlossen sind verzeichnet werden. Mit dem Ende des Jahres 2016 wurden 56 Endkunden die den Anbieter gewechselt haben registriert, von denen 31 angeschlossen an die 10 kV Ebene und 25 Endkunden in der Kategorie sonstige Verbraucher (kommerzielle Endkunden angeschlossen an die 0,4 kV Ebene) wie in Abbildung 31 zu sehen ist. (SERC, 2016, S. 36)

	<i>110 kV</i>	<i>35 kV</i>	<i>10 kV</i>	<i>Other customers</i>	<i>Households</i>	<i>Public lighting</i>	<i>Total</i>
Elektroprivreda BIH	5	66	817	62,438	683,051	4,120	750,497
Elektroprivreda RS	10	34	1,012	34,927	514,942	1,740	552,665
Elektroprivreda HZHB	2	1	178	14,954	176,394	1,622	193,151
Komunalno Brčko		1	36	3,851	30,811	431	35,130
Other suppliers	2		31	25			58
<i>Total</i>	19	102	2,064	116,195	1,405,198	7,913	1,531,501

Abbildung 31: Anzahl Endkunden elektrischer Energie in BiH im Jahr 2016 (SERC, 2016, S. 36)

In Abbildung 32 sind die Strompreise in der Kategorie Haushalte (links), sowie in der Kategorie Industrie (rechts) in BiH für das Jahr 2016 dargestellt.

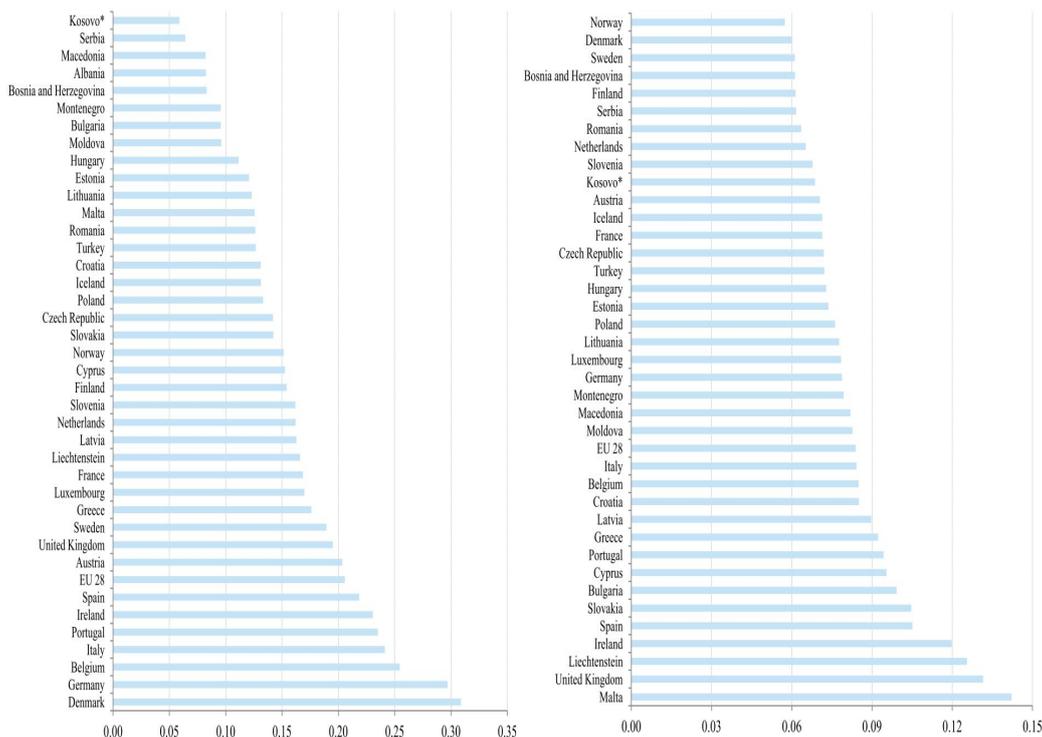


Abbildung 32: Strompreise €/kWh in der Kategorie Haushalte (links) sowie Strompreise in der Kategorie Industrie (rechts) BiHs im Jahr 2016 gemäß Eurostat Methodologie (SERC, 2016, S. 40)

Wie aus der Abbildung (links) zu sehen ist sind die Strompreise in der Kategorie Haushalte in Süd-Ost Europa am niedrigsten. In der Kategorie Industrie dann nur teilweise wie auch in Abbildung 33 zu sehen ist.

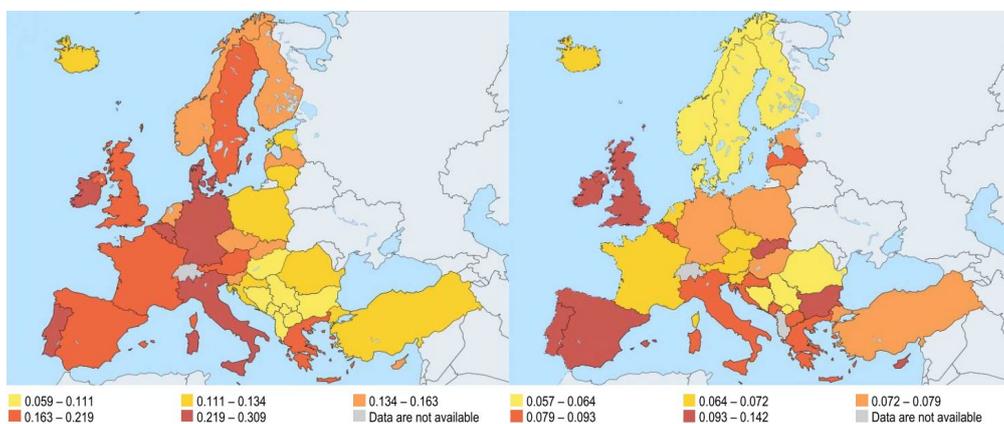


Abbildung 33: Geografische Darstellung der Strompreise in der Kategorie Haushalte (links) und in der Kategorie Industrie (rechts) in Europa (SERC, 2016, S. 41)

Der Elektrizitätsmarkt im Jahr 2016 ist durch den Anstieg des Stromhandels und den Rückgang der Strompreise, wie am Großhandelsmarkt so auch am Kleinhandelsmarkt charakterisiert. Anhand dessen sind die Auswirkungen der Strommarktkliberalisierung sowie die Ergebnisse regulatorischer Maßnahmen in BiH zu erkennen. (SERC, 2016, S. 38)

2 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse Montenegros

2.1 Einleitung

2.1.1 Allgemeine Informationen

Im nachfolgenden Kapitel werden einige Grunddaten zu Montenegro wiedergegeben.

Staatsform: Parlamentarische Republik

Hauptstadt: Podgorica

Fläche: 13 812 km²

Bevölkerung: ca. 623 Tsd. (2016)

Währung: EURO (EUR)

Bruttoinlandsprodukt (BIP), lauf. Preise, Mrd. USD: 4,1 (2016) (WKO-ME, 2017)

Ethnische Gruppierungen: 44,9% Montenegriner, 28,7% Serben, 8,6% Bosniaken, 4,9% Albaner, 3,3% Muslime (im ethnischen Sinn), 9,5% Sonstige (MONSTAT, 2011)

Religion: 72% Serbisch-Orthodox, 3,4% Katholiken, 19,1% Muslime, 5,5% Sonstige (MONSTAT, 2011)

In Abbildung 34 ist die politische Gliederung Montenegros dargestellt.



Abbildung 34: Karte der politischen Gliederung Montenegros (Wikipedia, 2017)

2.1.2 Wirtschaft

Das Wirtschaftswachstum Montenegros betrug im Jahr 2016 2,5%. Im Jahr 2017 wird ein Wachstum von 3% prognostiziert, vor allem dank der guten Tourismussaison. Dadurch wird der recht schwache Privatkonsum wieder etwas angekurbelt, wobei die hohen öffentlichen Ausgaben weiterhin die Nachfrage bestimmen. Zu den ohnehin hohen Staatsausgaben kommt noch der aufgeblähte Staatsapparat, großzügige Transferleistungen sowie das Großprojekt, der Autobahnbau nach Serbien, welches durch den Staat finanziert wird und ein Viertel des gesamten BIP ausmacht. Die Staatschulden betragen mittlerweile 70% des BIPs. (WKO-WB ME, 2017)

In Abbildung 35 ist die Entwicklung des BIP Montenegros dargestellt.

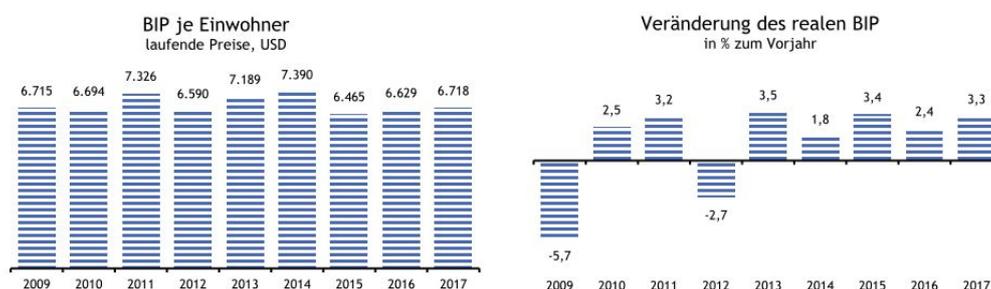


Abbildung 35: Entwicklung des BIP Montenegros zwischen 2009-2017 (WKO-ME, 2017)

Durch strukturelle Probleme wie z.B. De-Industrialisierung, Migration, aufgeblähtem Staatsektor, zögerliche Privatisierung ist die Produktivität und Wettbewerbsfähigkeit des Landes negativ betroffen, wobei die Größe des Landes auch eine Rolle spielt. Des Weiteren ist die hohe Arbeitslosigkeit, die sich zwischen 15-17% bewegt, ein Problem des Landes. Die Jugendarbeitslosigkeit ist noch höher und beträgt 38%.

Ein wichtiger Wirtschaftszweig des Landes ist der Tourismus der ca. 20% des BIP ausmacht. Bis zum Jahr 2025 soll 32% des BIP aus der Tourismusbranche generiert werden. Momentan werden 34% aller Investitionen in die Tourismusbranche getätigt und ist neben den Autobahnbau der wichtigste Motor der Baubranche.

Neben der Tourismusbranche ist der Energiesektor ein wichtiger Wirtschaftszweig. So ist Montenegro bestrebt von einem Stromimportland durch den Kraftwerksaubau ein Stromexportland zu werden. Des Weiteren profitiert Montenegro auch von der Verlegung des Seekabels zwischen Italien und Montenegro, welches Italien beim Erreichen der CO₂-Ziele bis 2020 auf die Stromimporte aus erneuerbaren Energien aus anderen Ländern anhängig macht. (WKO-WB ME, 2017, S. 4)

Im Bereich des Außenhandels sind die Importe sechs Mal höher als die Exporte mit steigendem Trend. Die bedeutendsten Exportländer sind Serbien, Ungarn und BiH. Bei den Importen sind die Wichtigsten Partnerländer Serbien gefolgt von Deutschland und China. Die wichtigsten Exporte in der Vergangenheit bestanden vorwiegend aus den Erzeugnissen des

Aluminiumwerkes Podgorica (KAP) welches momentan insolvent ist. Bei den Importen handelt es sich hauptsächlich um Fahrzeuge und Maschinen.

Das Österreichische Investitionsvolumen nimmt seit einigen Jahren ab und beträgt mittlerweile ca. 62 Mio. EUR, dennoch ist Österreich ein wichtiger Investor und gehört zu den 5 größten ausländischen Investoren. (WKO-WB ME, 2017, S. 6)

2.1.3 Energiesektor

Nach offiziellen Angaben hat Montenegro bedeutende Kohlereserven und Potenziale aus RES, während sich die potenziellen Öl- und Gasreserven noch in der Forschungsphase befinden.

Nach der Wasserkraft ist Kohle die zweitwichtigste Energiequelle in Montenegro. Es bestehen zwei geographisch getrennte Gebiete für die Kohlegewinnung im Norden und Nordosten von Montenegro, Pljevlja und Berane mit den Bilanzierten Reserven im Pljevljagebiet von 188,4 Mio. t sowie Geologische Reserven von 158 Mio. t im Beranegebiet (BMW, 2014, S. 11)

Nach offiziellen Angaben besitzt Montenegro keine Erdöl- und Erdgasreserven. Bisherige Erdöl und Erdgasuntersuchungen der montenegrinischen Unterwassergebiete weisen eine Perspektive dieses Gebietes hin.

Die Schätzungen des Hydropotenzials datieren aus der Wasserwirtschaft aus dem Jahre 2001. Es konnte bisher kein wesentlicher Fortschritt in der Bewertung des Hydropotenzials gemacht werden. Somit beträgt das gesamte theoretische Hydropotenzial 10,6-10,8TWh. (BMW, 2014, S. 12)

Anhand des durchgeführten Inventarberichtes über Treibhausgas-Emissionen für die Jahre 1990, 2003, 2006 und 2009, seitens der zuständigen Behörden Montenegros, geht hervor dass die Verbrennung fossiler Brennstoffe mehr als 90% aller CO₂-Emissionen in Montenegro verursacht und dies entspricht etwa 55% der Emissionen aller anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen. (BMW, 2014, S. 94)

Die Energieeffizienz stellt eines der Prioritäten der Energiepolitik Montenegros und darüber hinaus in der Region Südosteuropa und EU dar. Die Energieeffizienz ist für Montenegro von großer Bedeutung, wo die Energienachfrage unausgeglichen ist.

Im Jahr 2008 betrug der Energieverbrauch der zwei energieintensivsten Industrieunternehmen KAP und dem Stahlwerk Niksic ca. 45% des Gesamtenergieverbrauchs und 50% Elektrizitätsendverbrauchs in Montenegro. Dies beeinflusst wesentlich die Energieintensitätsindikatoren des Landes welche 6 bis 8 mal höher sind als der EU Durchschnitt. Die hohe Energieintensität wird auch der tiefen Energieeffizienz in allen Wirtschaftssektoren gutgeschrieben. (BMW, 2014, S. 67)

In Abbildung 36 ist der Primärenergieverbrauch Montenegros zwischen 2005-2014 dargestellt.

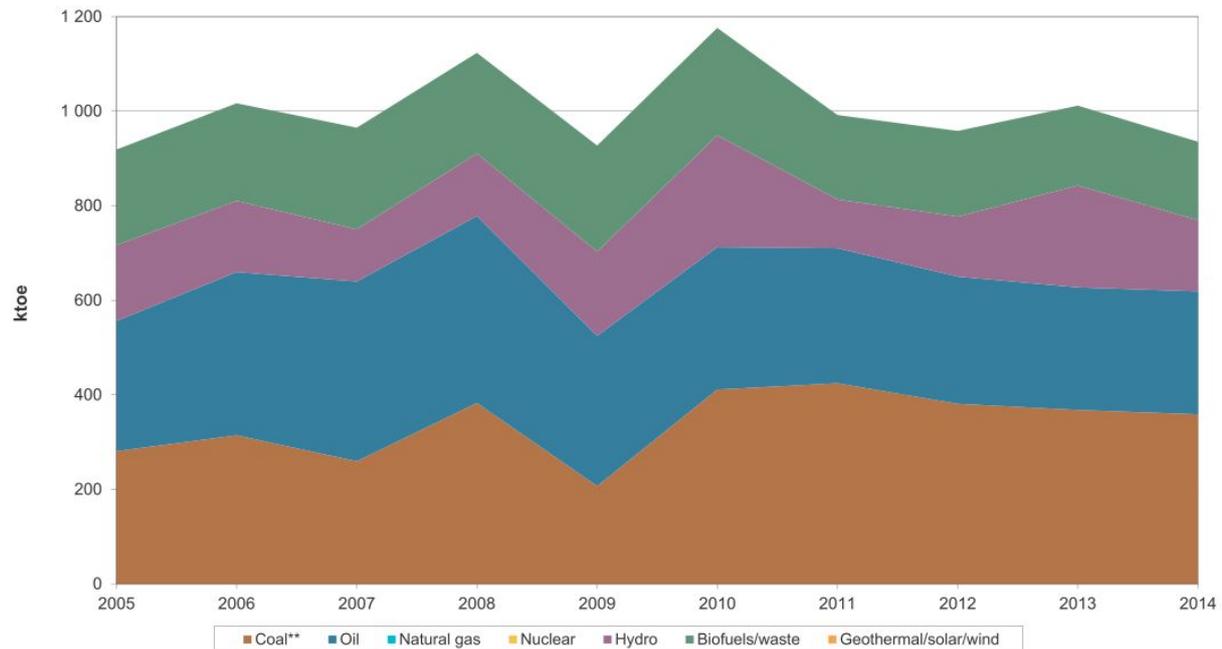


Abbildung 36: Primärenergieverbrauch Montenegros zwischen dem Jahr 2005 und 2014

Wie schon erwähnt hängt der Energieverbrauch Montenegros wesentlich von den 2 genannten Unternehmen ab. So kam es zwischen dem Jahr 2008 und 2009 zu einem Rückgang des Energieverbrauchs aufgrund der Reduktion der Produktion von KAP Podgorica und Probleme bei dem Stahlwerk Niksic.

2.1.4 Institutionen der Energiewirtschaft

Nachfolgend sind die Hauptinstitutionen und Regulierungsbehörden der Energiewirtschaft Montenegros angeführt:

- Das **Wirtschaftsministerium** Montenegros mit den Sektoren im Bereich Energie und Energieeffizienz.
- Die **Energieregulierungsbehörde Montenegros** ist eine unabhängige Aufsichtsbehörde im Bereich des Elektrizitätssektors, Erdgas und Erdölsektors sowie im Bereich der Wärmeenergie.
- Der **Marktoperator (COTEE)** ist zuständig für die Organisation und Verwaltung des Strommarktes in Montenegro.
- **Montenegrinisches Übertragungssystem (CGES AD)** ist für das Übertragungssystem Montenegros zuständig.
- **Montenegrinisches Verteilsystem (CEDIS)** ist der Verteilnetzbetreiber in Montenegro.
- **Elektropivreda Crne Gore AD Niksic (EPCG)** ist das Nationale EVU deren Haupttätigkeit die Stromerzeugung und Versorgung von Endkunden ist.

2.1.5 Energiestrategie

Die Energiepolitik Montenegros bis zum Jahr 2030 sieht 3 Hauptprioritäten vor und beinhaltet 20 Schlüsselfestlegungen:

- 1) Energieversorgungssicherheit
- 2) Die Entwicklung eines konkurrenzfähigen Energiemarktes
- 3) Nachhaltige Energieentwicklung

Die Energiepolitik erkennt die radikalen Strukturen und technologischen Veränderungen in der Energietechnik die in den kommenden Jahrzehnten erwartet werden an. Mit einer intensivierenden Aktivierung der inländischen Energiepotenziale, vor allem des Hydropotenzials kann Montenegro als ein Mittelmeerland und künftiges EU Mitglied, ein bedeutender Energiepartner in der Region werden.

Die Energiepolitik muss die Rahmenbedingungen schaffen damit der Energiesektor Montenegros sich wie ein offenes System entwickelt, im Einklang mit dem Energiesystem der EU und der EnC, offen für private, inländische und ausländische Investitionen. (BMW, 2014, S. 2)

Wie die anderen Mitgliedstaaten der EnC hat sich auch Montenegro, mit der Ratifizierung des Abkommens über die Gründung der EnC, verpflichtet entsprechende Richtlinien im Bereich (elektrischer Energie, Gas, Umweltschutz, Wettbewerb, RES und Energieeffizienz) umzusetzen.

Im Bereich der RES Nutzung ist das Ziel bis zum Jahr 2020 33% des Bruttoenergieendverbrauchs zu gewährleisten. Für das Basisjahr 2009 wurden Montenegro 26,3% angerechnet. (MEK.GOV, 2014)

Basierend auf dem Referenzszenario der Nutzung von RES sind drei sektorspezifische Ziele für 2020 berechnet worden: (MEK.GOV, 2014)

- Heizen und Kühlen: 38,2 %
- Elektrische Energie: 51,4 %
- Transport: 10,2 %

2.2 Analyse des Aufbringungssektors

Wie in BiH erfolgt die Stromerzeugung auch in Montenegro ausschließlich aus Wasser- und Kohlekraftwerken. Neben den zwei größeren WKW (Perucica und Piva), sowie einiger kleiner WKW gibt es nur noch das TKW Pljevlja. (BMW, 2014, S. 39)

Die gesamt installierte Kapazität aller Kraftwerke im Energiesystem Montenegros beträgt 886,251 MW, von welchem die WKW 667,751 MW (75,35 %), und dem TKW Pljevlja 218,5 MW (24,65 %) betragen. (MERA, 2015, S. 19)

In Tabelle 12 sind die installierten Kraftwerkskapazitäten Montenegros dargestellt.

No.	Power Plant	Nominal capacity	Starting year	Generation realised for the last three years (MWh)		
		(MW)		2013.	2014.	2015.
1.	TPP "Pljevlja"	218,5	1982	1.311.420	1.322.062	1.411.614
2.	HPP "Perućica"	307	1960-76	1.333.964	1.006.682	783.358
3.	HPP "Piva"	342	1976	1.134.071	679.338	631.040
4.	Small HPP EPCG	2,1	1937-88	6.119	6.630	5.024
5.	Small HPP Zeta Energy	6,56	1952-54	23.648	22.236	15.009
6.	Small HPP Hidroenergija Montenegro	8,522	2013-15	867	1.730	21.794
7.	Small HPP Synergy	0,615	2015	-	-	2.694
8.	Small HPP Igma Energy	0,954	2015	-	-	1.025
9.	Total HPP	667,751	1937-2015	2.498.669	1.716.616	1.459.944
TOTAL (1+9)		886,251		3.810.089	3.038.678	2.871.558

Tabelle 12: Installierte Kraftwerkskapazitäten in Montenegro (MERA, 2015, S. 19)

In Abbildung 37 (links) sind die installierten Kraftwerkskapazitäten Montenegros in [%] sowie der Stromerzeugungsmix (rechts) in [%] im Jahr 2015 dargestellt.

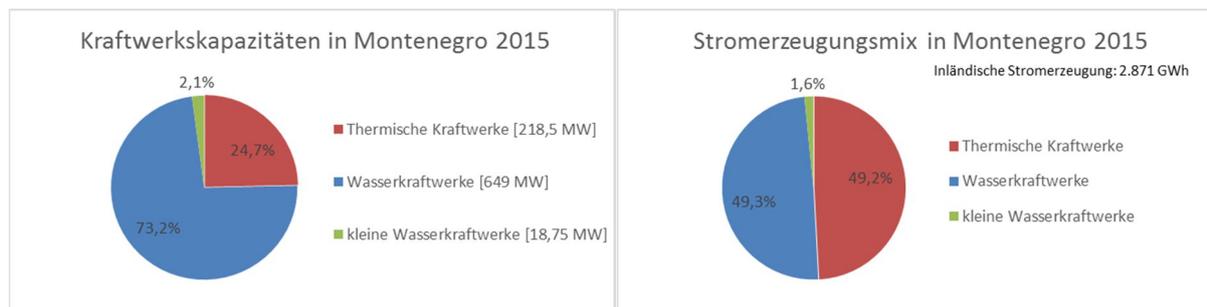


Abbildung 37: Installierte Kraftwerkskapazitäten in Montenegro (links), sowie Stromerzeugungsanteil (GWh) im Jahr 2015 (MERA, 2015, S. 20) – eigene Darstellung

Die durchschnittliche jährliche Stromerzeugung aus KWs in Montenegro, im Zeitraum von 2008 bis 2015 beträgt 3 100 GWh.

In Abbildung 38 ist die Netto-Stromerzeugung sowie der Stromverbrauch für die Periode von 2008 bis 2015 dargestellt.

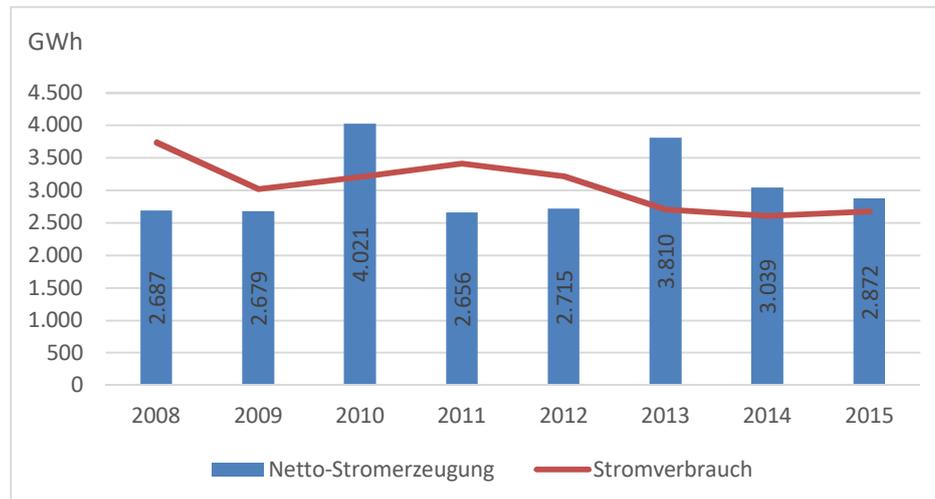


Abbildung 38: Netto-Stromerzeugung und Verbrauch von 2008 bis 2015 (MERA, 2015, S. 21) – eigene Darstellung

Die Stromerzeugung im Jahr 2015 ist um 5,5% niedriger als die Erzeugung 2014 und um 24,63% als die Erzeugung im Jahr 2013. Im Vergleich zur durchschnittlichen Erzeugung zwischen 2008-2014, ist die Erzeugung im Jahr 2015 um 6% niedriger. Der Grund für diese große Abweichung ist die Abhängigkeit von den hydrologischen Bedingungen im Laufe des Jahres, aufgrund des hohen Anteils an WKWs (73,35%), die dreiviertel der gesamten installierten Kraftwerkskapazitäten ausmachen. (MERA, 2015, S. 21)

Im Hinblick auf die ausgezeichnete Hydrologie im Jahr 2010 und überdurchschnittlicher Produktion in sämtlichen WKW (4 171 GWh brutto) sowie im TKW Pljevlja (1 272 GWh), war es zum ersten Mal möglich die Elektrizitätsnachfrage seit dem Jahr 1990 aus eigenen Erzeugungskapazitäten zu decken. (BMW, 2014, S. 37)

Dank des mehrjährigen Rückgangs der Stromnachfrage (beim Stahlwerk Niksic ist eine Abnahme seit 2008, und beim „Kombinat Aluminium Podgorica“ seit 2011 zu verzeichnen) auf der einen Seite, und einer sehr guten Hydrologie auf der anderen Seite in den letzten Jahren (ab 2013) konnte der Jahrzehnt lange Trend des Elektrizitätsdefizits beendet werden. (CGES-16, 2016, S. 36)

Mit der Realisierung der geplanten neuen Erzeugungskapazitäten sowie der Revitalisierung der bestehenden Erzeugungskapazitäten wird ersichtlich das Montenegro ab dem Jahr 2020 Netto-Stromexporteur wird, wie in Abbildung 39 zu sehen ist.

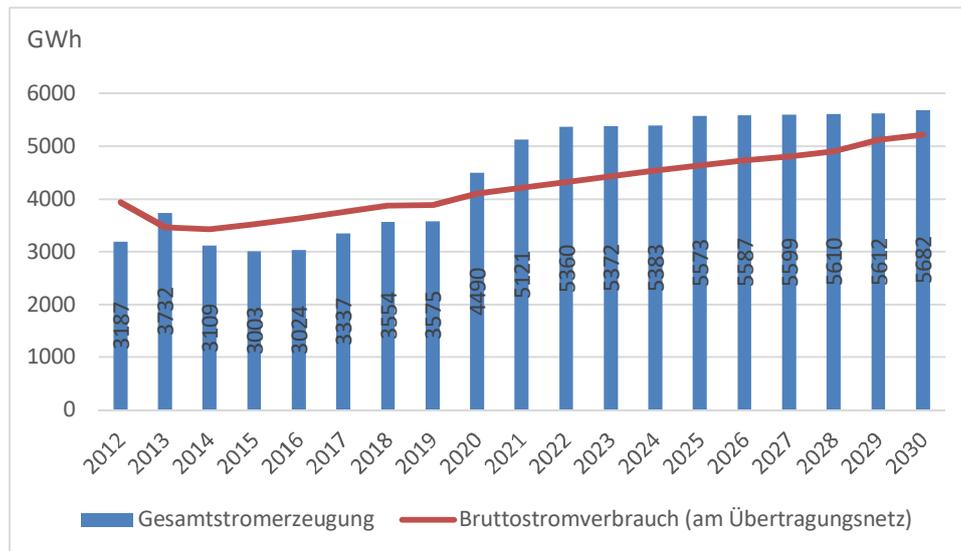


Abbildung 39: Elektrizitätsbilanz zwischen dem Jahr 2012 -2030 - KAP 84 MW (Kombinat Aluminium Podgorica) (BMW, 2014, S. 47) – eigene Darstellung

2.2.1 Thermische Kraftwerke

Montenegro verfügt über Braunkohlereserven im weiten Gebiet um Pljevlja, wo Pljevlja und Maoce die wichtigsten Becken darstellen, sowie im Gebiet um Berane. Die gesamten Braunkohlereserven im Plevljagebiet betragen 198,93 Mio.t, und im Gebiet um Berane 185 Mio.t wobei die Förderbaren Reserven, geschätzt im Jahr 2008, max. 17,8 Mio.t (IMC Studie 2008) betragen. (BMW, 2014, S. 11)

Das einzige TKW Pljevlja wurde im Jahr 1982 in Betrieb genommen und gehört dem staatlichen Unternehmen EPCG. Nach der Revitalisierung und Modernisierung im Jahr 2009, konnte die Zuverlässigkeit und die Versorgungssicherheit gesteigert werden, sowie auch der Wirkungsgrad, aber nicht im hohen Maße wegen dem Technologiezustand. Der Nettowirkungsgrad betrug 32% und konnte auf 34% gesteigert werden. Im Vergleich zu modernen TKWs die einen Wirkungsgrad bis zu 45% erreichen ist der Wirkungsgrad niedrig. (GOV, 2012)

In Tabelle 13 ist die Grundcharakteristik des TKWs Pljevlja dargestellt.

Code	Plant name	Fuel type	Power MW	Energy GWh/a	Key dates					Service time /000h/	Load factor /%/	
					Start up	Rehab.	Env. upgrading					Retirement plan
							Dust	DeNox	FGD			
1	Pljevlja	L	219	1,489	1982	2009		2001		2025	85	
	Total		219	1,489								

Tabelle 13: Grundcharakteristik des TKW Pljevlja (EnC, 2013, S. 29)

Das TKW Pljevlja ist schon über 30 Jahre in Betrieb. Die projektierte Lebensdauer wurde auf 25 Jahre angesetzt. Durch die Revitalisierung der Grundausstattung kann die Lebensdauer auf 40 Jahre verlängert werden.

Die Schlüsselprobleme für den Betrieb des Kraftwerkes sind die hohen Investitionskosten für die relativ kleine Restlebensdauer des Kraftwerkes sowie der niedrige Wirkungsgrad. (GOV, 2012)

Neben den getätigten Revitalisierungsmaßnahmen im Jahr 2009 (Nachrüstung elektrostatischer Abscheider) sind weitere Maßnahmen die der LCPD Direktive 2001/80/EU bzw. IEC Direktive 2010/75/EU (Begrenzung von Schadstoffemissionen SO₂, NO_x und Feinstaub) entsprechend geplant um die Grenzwerte wie in Tabelle 14 zu sehen einzuhalten. Die Umsetzung der Direktive sollte bis spätestens 31.12.2017 erfolgen. (BMW, 2014, S. 40)

Code	Plant name	Fuel type	Furnace input MW	Emission - BAU			Requirements LCPD			Requirements IED		
				Concentration, mg/m ³			Concentration, mg/m ³			Concentration, mg/m ³		
				Dust	NO _x	SO ₂	Dust	NO _x	SO ₂	Dust	NO _x	SO ₂
1	Pljevlja	L	516	30	450	6,000	50	200	400	20	200	200
	Total		516									

Tabelle 14: Emissionen und Grenzwerte der TKWs in Montenegro (EnC, 2013, S. 29)

Gemäß dem Ausbauszenario ist ein weiterer Block, Pljevlja II geplant, der im Jahr 2020 in Betrieb gehen soll. Bis dahin ist es vorgesehen das Pljevlja I mit der vollen Kapazität arbeitet und danach mit der halben Kapazität, mit einer Jahrerzeugung von 600GWh. (BMW, 2014, S. 40)

Der Block Pljevlja II soll über eine installierte Leistung von 225 MW und eine Jahrerzeugung von 1360GWh verfügen.

Des Weiteren wurde auch der Bau des TKWs Maoce in Betracht gezogen. Die Resultate der Beurteilung ergeben das der Bau bis zum Jahr 2030 nicht notwendig ist. (BMW, 2014, S. 41)

2.2.2 Wasserkraftwerke

Das Theoretische Hydropotenzial Montenegros wurde aus der Energiestrategie 2007 in die Strategie bis zum Jahr 2025 übernommen. Bei der Bewertung dieses Potenzials wurden keine nennenswerten Fortschritte erzielt, da die Daten in der Energiestrategie aus der Wasserwirtschaft 2001 übernommen wurden.

Es besteht die Notwendigkeit die Wasserwirtschaft zu aktualisieren, sowie die Erstellung eines Plans über die Wasserführung aller Flüsse. Der Wasserführungsplan muss in enger Verbindung mit dem Energiesektor stehen, da er die Ambition des Energiesektors das Hydropotenzial durch den Bau von WKWs aufzuwerten, sowie die Wasserrahmenrichtlinie in Betracht ziehen muss.

Anhand der Daten die in die Energiestrategie 2007 klassifiziert wurden, sowie der durchgeführten Grundstudie im Jahre 2005-2006 ist in Tabelle 15 ein Überblick des Hydropotenzials dargestellt. (BMW, 2014, S. 12)

Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial
Hauptwasserläufe: 9,8 TWh 1)	Hauptwasserläufe: 3,7-4,6 TWh 2)
Kleine Wasserläufe: 0,8 - 1,0 TWh	Kleine Wasserläufe: 0,4 TWh
Gesamt: 10,6 - 10,8 TWh	Gesamt: 4,1 - 5,0 TWh

Tabelle 15: Theoretisches und Technisches Hydropotenzial Montenegros (BMW, 2014, S. 12)

Anmerkung:

1) Hauptwasserläufe geeignet für den Bau Grosser WKW: Tara (2,255 TWh), Zeta (2,007 TWh), Moraca (bei Zeta) (1,469 TWh), Lim (1,438 TWh), Piva (1,361 TWh), Cehotina (0,463 TWh), Mala Rijeka (0,452 TWh), Cijevna (0,283 TWh) und Ibar (0,118 TWh)

2) ohne die Wasserüberführung von Tara in Moraca

Von den gesamten theoretischen Hydropotenzial 9846 GWh des Landes sind bisher nur 1800 GWh oder etwas mehr als 17% durch die bestehenden WKW (Perucica und Piva), hauptsächlich durch die Nutzung des Hydropotenzials der Flüsse Piva und Zeta, ausgenutzt. (MERA, 2015, S. 8)

In Tabelle 16 ist die Grundcharakteristik der bestehenden WKWs, die dem Unternehmen EPCG gehören, dargestellt.

Plant	HPP Operator	Owner	River / Tributary	Basin or (Sub)River Basin	Plant type 3)	Total reservoir storage - volume (mill m ³)	Number and structure of units (n x N MW) 4)	Entered into commercial operation (year)
Montenegro (MNE)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Peručica	EPCG	EPCG	Zeta	Morača	RES	225,0	5x38; 2x58,5	1960
Piva	EPCG	EPCG	Piva	Drina	RES	880,0	3x114	1976

Tabelle 16: Installierte WKW (ausgenommen kleine WKW) in Montenegro 2017 (WBIF-1, 2017, S. 21)

Basierend auf durchgeführten Explorationen und sonstigen Aktivitäten bisher, konnten für den Ausbau großer WKW folgende Anlagen in Betracht gezogen werden: WKW Moraca, WKW Kostanica, WKW Buk Bijela und das WKW Ljutica (am Fluss Tara), WKW Komarnica, WKW an der Cehotina, WKW am Lim, WKW Krusevo (Piva) und das WKW Boka (Trebisnjica). Einige dieser Optionen wurden aus der Strategie entfernt, aufgrund der bestehenden Wasserschutzrichtlinie am Tarafluss aus dem Jahr 2004 oder aufgrund unvollständiger Projektdokumentationen der anderen WKW. Für die eventuelle Realisierung der Projekte des WKW Krusevo und des WKW Boka ist es vorher notwendig eine zwischenstaatliche Vereinbarung über die Verwendung des Hydropotenzial zu erreichen. (BMW, 2014, S. 41)

In Abbildung 40 sind mögliche Standorte für den Bau neuer WKW angegeben. Die grün dargestellten Bereiche stellen verschiedene Schutzgebiete dar.

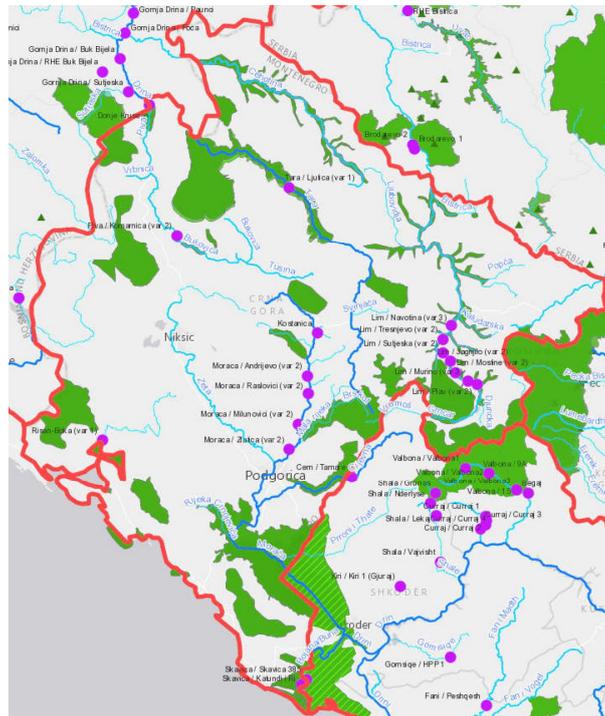


Abbildung 40: Mögliche Standorte für neue WKW in Montenegro (WBIF-6, 2017, S. 72)

Unter den gegebenen Umständen und dem nationalen Ziel der Nutzung von RES, hat Montenegro eine eher begrenzte Anzahl von Optionen für die Valorisierung des Hydropotenzials. Ein günstiges Szenario wäre es, zusätzliche ~400 MW aus großen WKWs zu realisieren (z.B. durch die WKW Moraca und Komarnica). Ihr Ausbau spielt bei der Erfüllung des nationalen Ziels über die Nutzung von RES eine sehr wichtige Rolle. (BMW, 2014, S. 41)

2.2.3 Erneuerbare Energien

Die EnC hat beim zehnten Ministertreffen am 18. Oktober 2012 in Budva (ME) die Mitgliedsstaaten und somit auch Montenegro verpflichtet die RES-Richtlinie 2009/28/EU umzusetzen. Für Montenegro wurde, im Einklang mit der Methodik der Richtlinie, anhand des Basisjahres 2009 (26,3%), der nationale Bruttoenergieverbrauch aus RES mit 33 % bis 2020 festgelegt.

Das nationale Ziel über die Nutzung von RES wurde vom Energieministerium festgelegt und geht aus der Richtlinie 2009/28/EU hervor. Anhand des angeführten Beschlusses beträgt das nationale Ziel der Nutzung von RES bis 2020 33 %. (BMW, 2014, S. 84)

Im nationalen Energiegesetz werden bestimmte Verordnungen für die Implementierung der 2009/28/EU Richtlinie über die Nutzung elektrischer Energie aus RES eingeführt. (BMW, 2014, S. 78)

Die Nutzung von RES in der Vergangenheit und Abschätzungen bis zum Jahr 2030 ist in Abbildung 41 dargestellt.

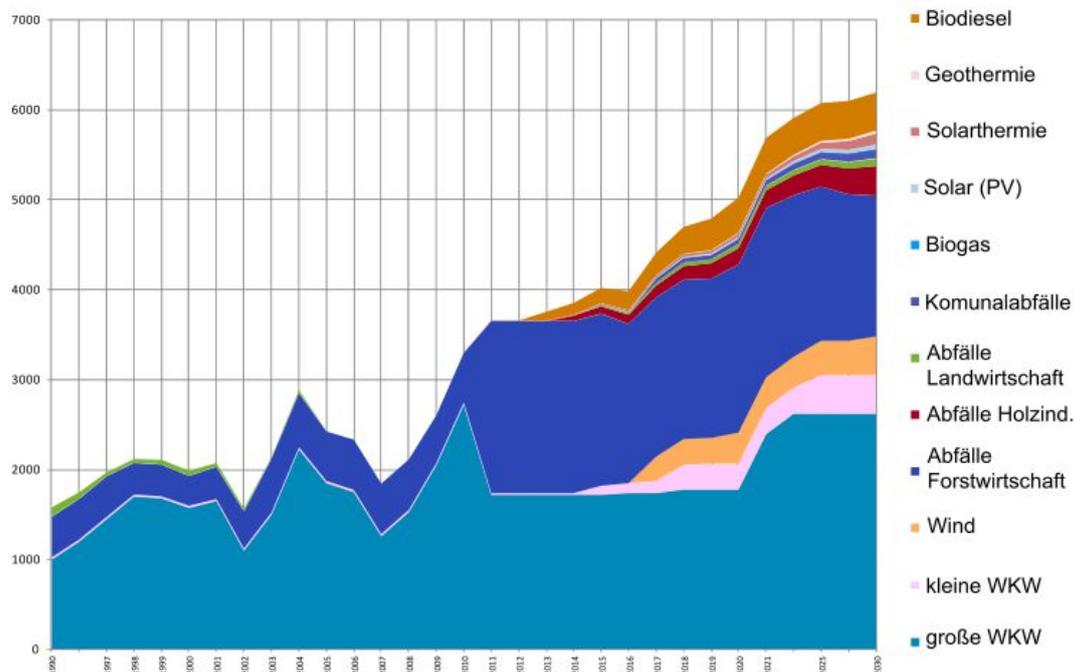


Abbildung 41: Benutzung von RES in der Vergangenheit (1990-2010) sowie gemäß der Energiestrategie bis zum Jahr 2030 in (GWh) (BMW, 2014, S. 78)

Aus der Grafik ist klar ersichtlich das Montenegro im letzten Jahrzehnt RES aus Wasserkraft für die Stromerzeugung, sowie Biomasse in Form von Brennholz genutzt hat. Die Nutzung der Wasserkraft bei unvorhersehbaren hydrologischen Bedingungen zeigt bedeutende Schwankungen auf, sowie deutliche Folgen (positiv oder negativ) auf das Elektrizitätssystem und die Versorgungssicherheit. Die Jahre 2001, 2004 und 2010 sind bekannt als Jahre mit einer sehr guten Hydrologie. (BMW, 2014, S. 78)

Bis zum Jahr 2030 sollen neben dem Ausbau der großen WKWs am Fluss Moraca und des WKW Komarnica, auch kleine WKWs (425 GWh/Jahr) und WKA (436 GWh/Jahr), die einen ähnlichen Beitrag wie kleine WKW haben, realisiert werden. Einen erheblich größeren Anteil als kleine WKW und WKA hat Biomasse (2 716 GWh/Jahr), in verschiedenen Formen, welche am meisten (ca. 80%) für Heizzwecke benutzt wird. Die restlichen RES machen Sonnenenergie (173 GWh/Jahr) und Geothermie (36 GWh/Jahr) aus. Gemäß der Energiebilanz aus der Strategie wird die Gesamtnutzung aus RES im Jahr 2020 5 294 GWh und im Jahr 2030 6 659 GWh betragen. (BMW, 2014, S. 80)

Die Nutzung von RES zur Erzeugung elektrischer Energie berechnet anhand der Methodik aus der Richtlinie 2009/28/EU, was notwendig ist für die Berechnung des nationalen Zieles über die Nutzung von RES ist in Abbildung 42 dargestellt.

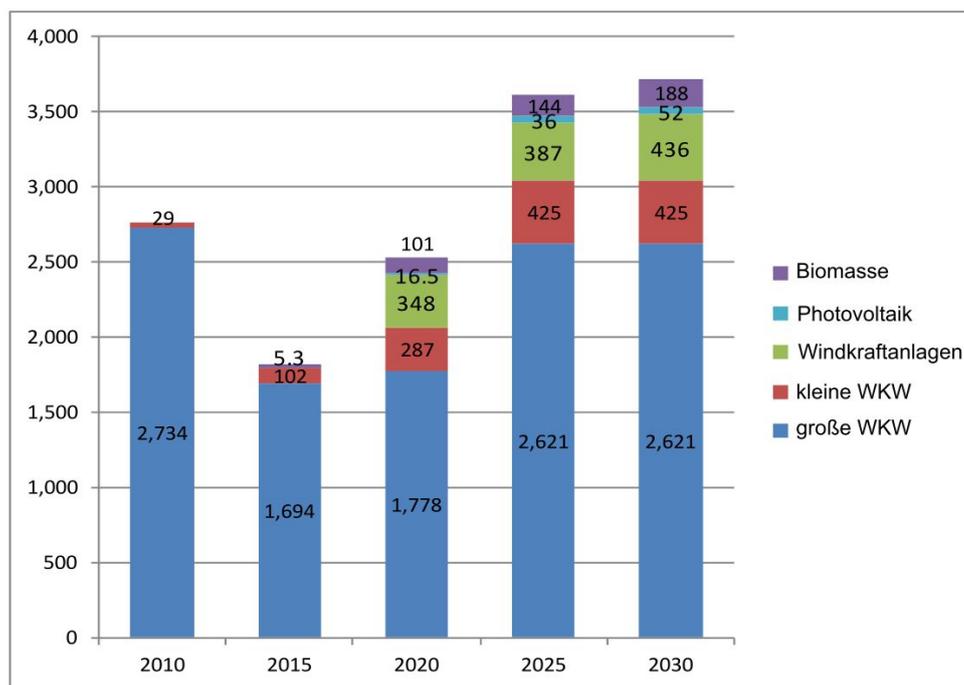


Abbildung 42: Berechnung von RES zur Erzeugung elektrischer Energie (GWh) (BMWi, 2014, S. 81)

Wie in der Abbildung zu sehen ist steigt die Stromproduktion aus großen WKWs aufgrund der Inbetriebnahme von neuen WKWs am Fluss Moraca und des WKW Komarnica. Ein nicht vernachlässigbarer Anteil der Stromerzeugung aus kleinen WKWs, WKA und Biomasseanlagen wird bis zum Jahr 2030 noch hinzukommen. (BMWi, 2014, S. 91)

Kleine Wasserkraftwerke

Wie schon im Kapitel 2.2.2 angeführt wird das theoretische Hydropotenzial kleiner Wasserläufe auf ca. 800-1000 GWh geschätzt, von denen etwa 400 GWh technisch realisierbar sind. Bis Ende des Jahres 2030 sieht die Energiestrategie Montenegros den Ausbau kleiner WKW in der Größenordnung von 132 MW und einer durchschnittlichen jährlichen Erzeugung von 425 GWh vor, wodurch das gesamte technische Potenzial von 400 GWh (gemäß der Wasserwirtschaft Montenegros) ausgenutzt wäre. (MERA, 2015, S. 12)

Aus den bisherigen Erfahrungen im Hinblick von Projekten kleiner WKW, wurde aber das theoretische und technische Potenzial unterschätzt. Beginnend mit dem Jahr 2007 hat Montenegro hydrometrische Messungen an Lokalitäten an kleinen Flüssen durchgeführt, die für den Bau kleiner WKW genutzt werden könnten. Die Messungen wurden hauptsächlich an den Hauptzubringern großer Flüsse in Montenegro durchgeführt. Drei Messserien in Dauer von einem Jahr wurden an näherungsweise 40 Lokalitäten bzw. 35 Flüssen durchgeführt. Die hydrometrischen Messungen werden heute noch weitergeführt. Es ist nicht unüblich dass an diesen Zubringern Machbarkeitsstudien durchgeführt werden die den Bau kleiner WKWs gesamt installierter Kapazität größer 10 MW rechtfertigen.

Daneben haben die hydrometrischen Messungen an den kleinsten Flüssen im Jahr 2010 begonnen, besonders an den kleinen Flüssen die am besten für den Bau kleiner WKW bis 1 MW (mini WKW) ausgenutzt werden könnten. Neben den früheren und aktuellen Messungen, verbessert sich das hydrometrische Landesnetz ständig im Hinblick auf automatische hydrometrische Stationen und die Qualität des Zubehörs. Somit kann erwartet werden das die Abschätzung des Hydropotenzials der einzelnen Wasserläufe leichter und zuverlässiger wird. (BMW_i, 2014, S. 12)

Momentan sind nur 18,75 MW an kleinen WKW mit einer jährlichen Erzeugung von 0,045 GWh im Jahr 2015 installiert. (MERA, 2015, S. 23)

Windenergie

Das Wind-, Sonnen- und Biomassepotenzial wurde das erste Mal im Jahr 2007 in der Studie „Renewable Energy Resource Assessment - Republic of Montenegro“ seitens CETMA durchgeführt. Das Windkraftpotenzial wurde anhand eines dreidimensionalen makroskopischen numerischen Modells geschätzt, neben der Kalibrierung der Ergebnisse anhand von Messungen vor Ort. Das Ergebnis ist die Darstellung eines makroskopischen Windpotenzials im ganzen Territorium Montenegros.

Die interessantesten Zonen für den Bau von WKAs anhand der Studie sind:

- Küstengebiete - mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten über 6 m/s
- Die Berge bei Niksic mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten zwischen 5,5-6,5 m/s (BMW_i, 2014, S. 13)

In Abbildung 43 ist die theoretische mittlere Windgeschwindigkeit dargestellt. (CETMA, 2007, S. 35)

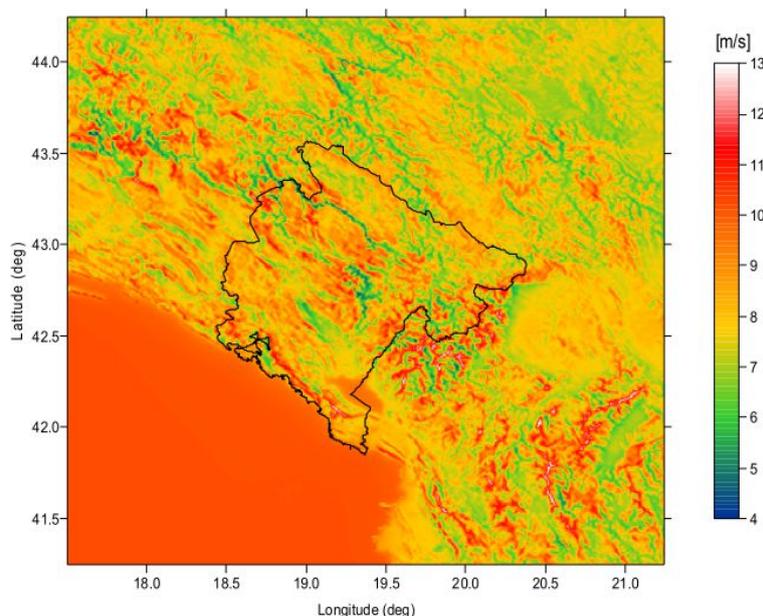


Abbildung 43: Mittlere Windgeschwindigkeit in Montenegro (50 m über den Meeresspiegel) (CETMA, 2007, S. 35)

Unter den Annahmen, dass nur die hohe und mittlere Produktivität des Windpotenzials berücksichtigt werden, hat die Studie gezeigt, dass die mögliche gesamt installierte Bruttokapazität von Windkraftanlagen 400MW beträgt. davon 100MW im Bereich hoher Produktivität (bzw. einem Kapazitätsfaktor von ca. 30%) und 300MW im Bereich mittlerer Produktivität (bzw. einem Kapazitätsfaktor von ca. 25%). Das technische Windpotenzial wird auf ca. 900GWh/ Jahr geschätzt.

Außer der Beurteilung des Windpotenzials im onshore Bereich Montenegros, arbeiten die italienischen, kroatischen und albanischen Partner mit dem Energieministerium am Projekt zur Beurteilung des Windpotenzials im offshore Bereich der Adria im Rahmen des „IPA Adriatic Cross Border Cooperation 2007-2013“. Das Ziel des Projekts ist die Beurteilung des offshore Windpotenzials der Adria zu untersuchen. (BMW, 2014, S. 13)

Momentan sind 2 Windparks in Bau (Mozura und Krnovo) die 2017 in Betrieb genommen werden. Der Windpark Mozura, mit einer Leistung von 46 MW und einer Jahresproduktion von 105,8GWh und Krnovo dass in zwei Phasen realisiert werden soll. Die erste Phase mit einer installierten Leistung von 50MW und einer jährlicher Produktion von 115GWh, und die zweite Phase von zusätzlichen 22MW und 50,6GWh an Erzeugung. Zusätzlich zu diesen Standorten wurden bis 2020 und später mehrere Windparks ohne genaue Standortbestimmung in die Energiestrategie hinzugefügt, in der Art und Weise, dass die jährliche Stromproduktion von Windparks bis zum Jahr 2020 348GWh (151MW) und um das Jahr 2030 436GWh (190MW) beträgt. (BMW, 2014, S. 43)

Sonnenenergie

Die Globalstrahlung in Montenegro ist ähnlich anderer Länder in Süd Ost Europa und beträgt in Podgorica ca. 1600kWh/m² jährlich. Die durchschnittliche Globalstrahlung beträgt 1450kWh/m² im Jahr. Das theoretische Potenzial beträgt gemäß Schätzungen ca. 20PWh/Jahr. (BMW, 2014, S. 13)

In Abbildung 44 ist die globale Sonneneinstrahlung Montenegros dargestellt.

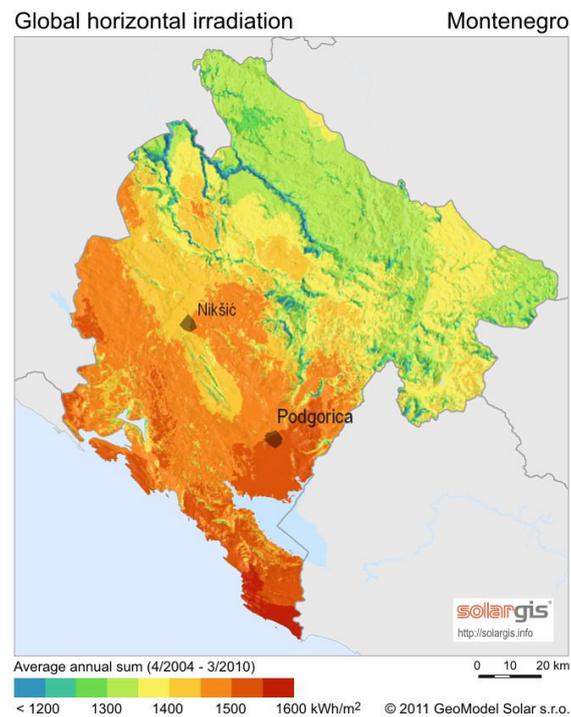


Abbildung 44: Durchschnittliche globale Sonneneinstrahlung in Montenegro für die Periode zwischen 2004 - 2010 (SOLARGIS, 2017)

In der Zukunft sieht die Energiestrategie eine gewisse Anzahl von PV-Anlagen vor. Es wird aber nicht erwartet dass die Stromproduktion aus PV-Anlagen eine bedeutende Rolle an der Elektrizitätsbilanz haben wird.

Die Verwendung der Sonnenenergie für die Stromerzeugung ist nicht besonders ausgenutzt in Montenegro und es wird erwartet, dass es sich nicht wesentlich ändern wird bis zum Jahr 2030. Die Dynamik und die erwartete jährliche Stromerzeugung aus PV-Anlagen ist so geplant, dass im Jahr 2020 die Höhe von 16,5 GWh (ca. 10 MW Spitzenleistung) erreicht und im Jahr 2030 52 GWh (31,5 MW Spitzenleistung).

Die Strategie sieht die Möglichkeit eine spätere Revision dieses Ansatzes vor, wenn sich in der Praxis herausstellt, dass die Preise für PV-Module und Anlagen in Zukunft noch weiter fallen werden, wovon Entwicklungsanalytiker ausgehen, womit diese Technologie wettbewerbsfähiger wäre. (BMW, 2014, S. 43)

Biomasse

Für die Erzeugung elektrischer Energie aus Biomasse gab es bisher keine Erfahrungen in Montenegro. Für den Ausbau solcher Anlagen ist ein mäßiges Szenario für die Zukunft angenommen worden. Das Referenzszenario sieht eine Erzeugung aus Biomasse von 101 GWh bis 2020 und 188 GWh bis 2030 vor. (BMW, 2014, S. 43)

2.2.4 Ausblick

In der verabschiedeten Energiepolitik 2011 entschied sich Montenegro für eine aktive Politik im Bereich der Elektrizitätswirtschaft und einer Zusammenarbeit mit der Region im Zusammenhang mit der Erzeugung und Austausch von Energie. Genauer, setzt die Energiepolitik 2011 das Ziel vor das Montenegro vom jetzigen Nettoimporteure nach dem Jahr 2020 ein Nettoexporteur elektrischer Energie wird.

Neue Erzeugungskapazitäten zur Stromerzeugung können durch den Ausbau neuer Anlagen an qualitativen Lokalitäten, sowie die Rekonstruktion, Revitalisierung und Erweiterung bestehender Anlagen oder der Kombination dieser zwei Methoden realisiert werden. (BMW, 2014, S. 40)

Als Referenzszenario für den Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten sieht die Strategie ein Szenario mit gemäßigten Stromexporten vor.

Gemäß der Energiestrategie ist es vorgesehen das (im Jahr 2015) eine gewisse Anzahl von kleinen WKW, eine geringe Anzahl von PV-Anlagen und eine Biomasseanlage in Betrieb genommen wird. Im Jahr 2017 sollen WKA sowie die restlichen RES Anlagen in Betrieb gehen. Im Jahr 2020 beträgt die Erzeugung aus RES, ausgenommen großer WKW, 890 GWh bzw. 21,7% des gesamten Bruttostromverbrauchs. Am Ende der betrachteten Periode bzw. im Jahr 2030 würden die neuen RES Anlagen (kleine WKW, Windkraftanlagen, PV-Anlagen sowie Biomasseanlagen) auf eine Erzeugung von 1098 GWh kommen, was 16,3% des gesamten geplanten Bruttostromverbrauchs in diesem Jahr entspricht.

Das erste große Kraftwerk das in Betrieb genommen werden kann, ist das TKW Pljevlja II (2020). Danach, im Jahr 2021, die WKWs am Fluss Moraca und danach das WKW Komarnica (2022). (BMW, 2014, S. 46)

In Tabelle 17 ist die Revitalisierung bestehender und der Ausbau neuer Stromerzeugungsanlagen dargestellt.

Erzeugungsanlagen	IBN	Installierte Leistung und geplante Produktion (MW/GWh)
Revitalisierung bestehender Anlagen		
TKW Pljevalja	2015.	225 MW / 1.179 GWh
WKW Piva	2020.	363 MW / 800 GWh
WKW Perucica	2018.	307 MW / 958 GWh (365,5 MW / 978 GWh) ¹⁾
kleine WKW - 5 kleine WKW (EPCG)	2017.	3,2 MW / 7,8 GWh
kleine WKW - Glava Zete, Slap Zete	2017.	8,2 MW / 29,6 GWh
Neue Anlagen		
TKW Pljevalja II	2020.	225 MW / 1.360 GWh
WKW an der Moraca	2021.	238,4 MW / 616 GWh
WKW Komarnica	2022.	172 MW / 227 GWh
kleine WKW	2015. 2016. 2017. 2018. 2019. 2025.	26 MW / 80 GWh 3 MW / 8 GWh 2 MW / 9 GWh 42 MW / 140 GWh 7 MW / 13 GWh (Gesamt: 120,9 MW / 388,1 GWh)
Windkraftanlage Mozura	2017.	46 MW / 105,8 GWh
Windkraftanlage Krnovo (Niksic)	2017.	50 MW / 115 GWh
Windkraftanlage Krnovo (Savnik)	2017.	22 MW / 50,6 GWh
Windkraftanlage (Lokalität nicht bestimmt)	2018. 2020. 2025. 2030.	7,5 MW / 17,2 GWh 25,7 MW / 59,2 GWh 17,1 MW / 39,3 GWh 21,4 MW / 49,2 GWh (Gesamt: 71,7 MW / 164,9 GWh)
PV-Anlage	2015-2030.	1,5-31,5 MWp / 2,5-52 GWh ²⁾
Biomasseanlage für Kommunalabfall	2020.	10 MW / 70 GWh ³⁾
Restliche Biomasseanlagen	2015-2030.	0,4-39,0 MW / 1,1-118 GWh ^{2),4)}

Hinweis:

1) zusammen mit Aggregat Nr. 8 (58,5 MW und 20 GWh zusätzliche Energie)

2) „Von - bis“ in der erwähnten Periode

3) Leistung und Energie gelten nur für die elektrische Energie

4) Stellt nur die Kapazität und Stromerzeugung die im Netzeingespist wird (ohne Einrichtungen in den Endverbrauchssektoren, die für ihre eigenen Bedürfnisse produzieren)

Tabelle 17: Revitalisierung bestehender und der Ausbau neuer Stromerzeugungsanlagen in Montenegro (BMWi, 2014, S. 46)

2.3 Elektrizitätsübertragung

2.3.1 Grundlagen

Das Übertragungssystem Montenegros ist im Besitz des Übertragungsnetzbetreibers Crnogorski elektroprenosni sistem AD (CGES). Die Hauptaufgabe des Unternehmens ist die Übertragung elektrischer Energie. Des Weiteren ist CGES auch für die Entwicklung, Betriebsführung und Instandhaltung des Übertragungsnetzes zuständig. (CGES, 2015, S. 8).

CGES ist eine Aktiengesellschaft mit dem Land Montenegro als größten Aktienbesitzer mit 55%. Ein weiterer großer Anteilseigner ist der italienische Übertragungsnetzbetreiber Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.A (22%). Die weiteren kleineren Anteilseigner können aus der Abbildung 45 entnommen werden. (CGES, 2015, S. 12)

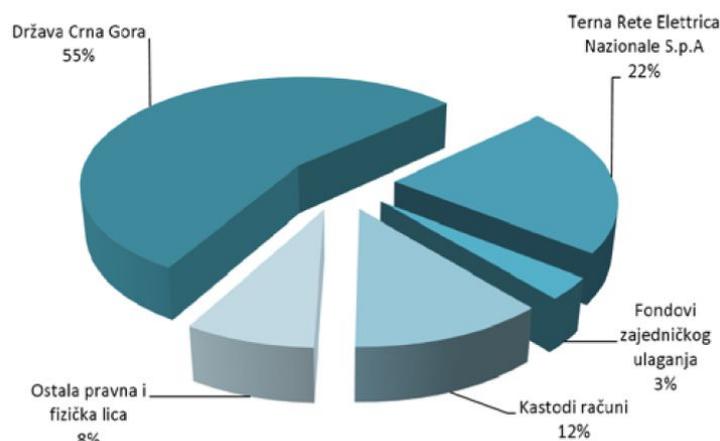


Abbildung 45: Eigentumsstruktur CGES 31.12.2015 (CGES, 2015, S. 12)

Im Bereich des Verteilnetzes wurde im Jahr 2016 die Trennung der Tätigkeit als Verteilnetzbetreiber, die im Rahmen des Unternehmens EPCG durchgeführt wurde, vollzogen. Ab dem 01.07.2016 ist das Unternehmen CEDIS, welches zu 100% dem Unternehmen EPCG gehört, als Verteilnetzbetreiber tätig. (regagen, 2015)

An das Übertragungsnetz Montenegros sind drei große KWs angeschlossen. Zwei WKWs Perucica (310 MW) und Piva (347 MW), sowie das TKW Pljevlja (210 MW). Bei den direkten Verbrauchern das Unternehmen Kombinat Aluminium Podgorica, das Stahlwerk Niksic sowie die Eisenbahn Infrastruktur Montenegros. Über das Verteilnetz werden indirekt 360 000 registrierte Verbraucher versorgt. (CGES, 2015, S. 12)

Das Übertragungsnetz wird außer von den EVUs unter anderem auch von zwanzig regionalen Stromhändlern, mit dem Ziel der Nutzung von überländlichen Übertragungskapazitäten, genutzt. (CGES, 2015, S. 12)

Das Übertragungssystem Montenegros besteht aus Anlagen und Leitungen der 110, 220 und 400 kV Ebene. Das Übertragungsnetz besteht aus:

- 30 Hochspannungsleitungen 110 kV mit einer Gesamtlänge von 551,3 km, einem Erdkabel mit einer Länge von 3,6 km und 5 weiteren Leitungen mit einer Länge von 121,2 km die mit 35 kV betrieben werden.
- 8 Hochspannungsleitungen 220 kV mit einer Länge Gesamtlänge von 334,4 km und
- 5 Hochspannungsleitungen 400 kV mit einer Gesamtlänge von 283,3 km. (CGES, 2015, S. 9)

In Tabelle 18 sind die grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen dargestellt:

Land	Spannung [kV]	Anzahl	in ME [km]	Gesamt [km]
Bosnien	400	1	61,4	89,4
	220	2	42,5+23,4	63,2+25
	110	2	15,6+55,6	30,8+59,5
	110(35)	1	20,8	25,8
Serbien (in Besitz von EMS)	220	2	-	-
	110	1	-	-
Kosovo	400	1	53,1	128,1
Albanien	400	1	29,3	156
	220	1	21	65,6

Tabelle 18: Grenzüberschreitende Übertragungsleitung zwischen Montenegro und den Nachbarländern (CGES, 2015, S. 10)

Charakterisiert wird das Übertragungsnetz Montenegros hauptsächlich durch die radiale Struktur aller drei Spannungsniveaus (400 kV, 220 kV, 110 kV), aber auch durch eine gute Anbindung an die Elektrizitätssysteme der Nachbarländer was zusätzlich das Elektrizitätssystem Montenegros absichert und einen Austausch elektrischer Energie zwischen den Nachbarsystemen ermöglicht, wodurch über das Übertragungsnetz auch ein bedeutender Transit elektrischer Energie über das Territorium Montenegros erzielt wird. (BMW, 2014, S. 50)

Unvorteilhaft für das Übertragungssystem Montenegros sind die Parallelen 400 kV und 220 kV Leitungen (400 kV Pljevlja2 - Ribarevine - Podgorica 2 - Trebinje und 220 kV WKW Piva - Pljevlja 2 - Podgorica 1 - WKW Perucica - Trebinje) ungleicher Übertragungskapazität (1330 MVA der 400 kV Linie gegenüber 280 - 310 MVA der 220 kV Linie) wodurch es bei Ausfall einer Teilstrecke der 400 kV Leitung in bestimmten Betriebszuständen zu Überlastungen in Teilen der 220 kV Leitungen kommt, was zu ernsthaften Störungen bis hin zu einem Blackout des Energiesystems führen kann. (BMW, 2014, S. 51)

In Abbildung 46 ist die Karte des Übertragungssystems Montenegros für das Jahr 2015 sowie zukünftige Übertragungsleitungen strichliert dargestellt.

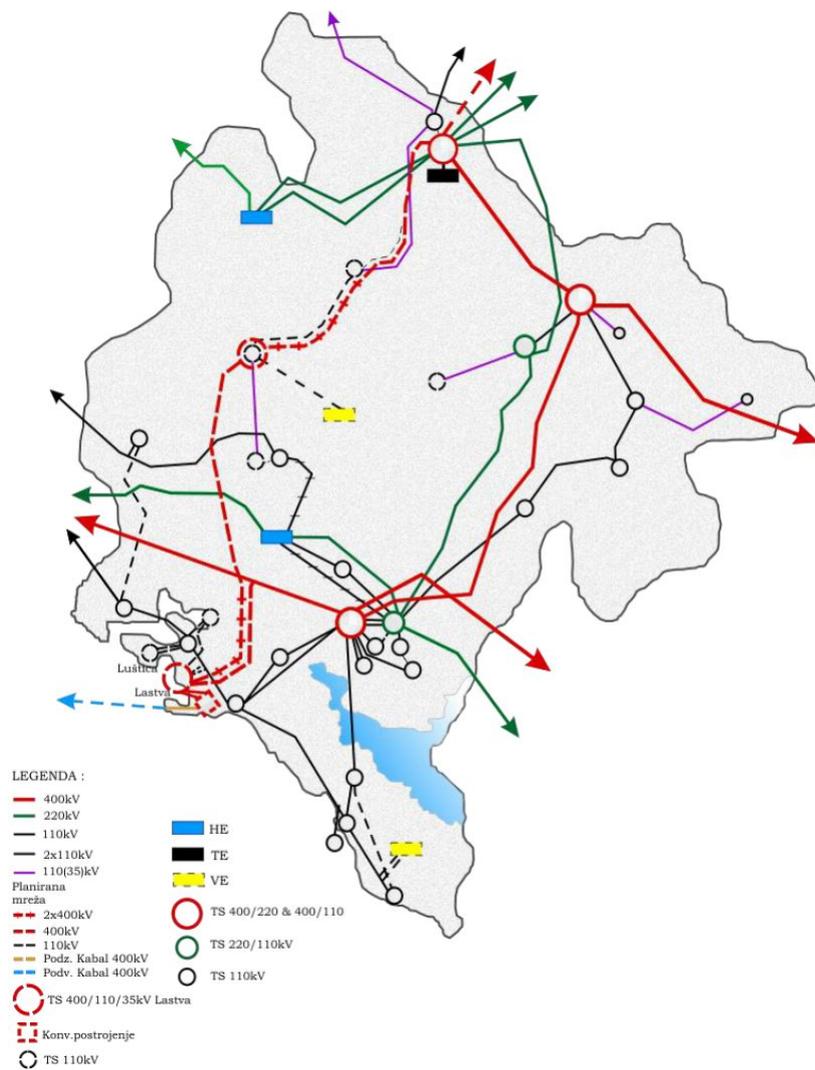


Abbildung 46: Karte des Übertragungssystems Montenegros 31.12.2015 (CGES, 2015, S. 11)

Die Netzverluste am Übertragungsnetz betragen 2015 135,17 GWh bzw. 2,28%, bezogen auf die gesamt eingespeiste Energie am Übertragungsnetz inkl. Transite. Im Gegensatz zum Jahr 2015 betragen die Netzverluste im Jahr 2014 122,13 GWh bzw. 1,77%. Die höheren Netzverluste im Jahr 2015 sind auf einen höheren Verbrauch der Endkunden sowie des Stahlunternehmens Niksic zurückzuführen. (regagen, 2015)

In Abbildung 47 sind die Verluste am Übertragungs- und Verteilnetz dargestellt.

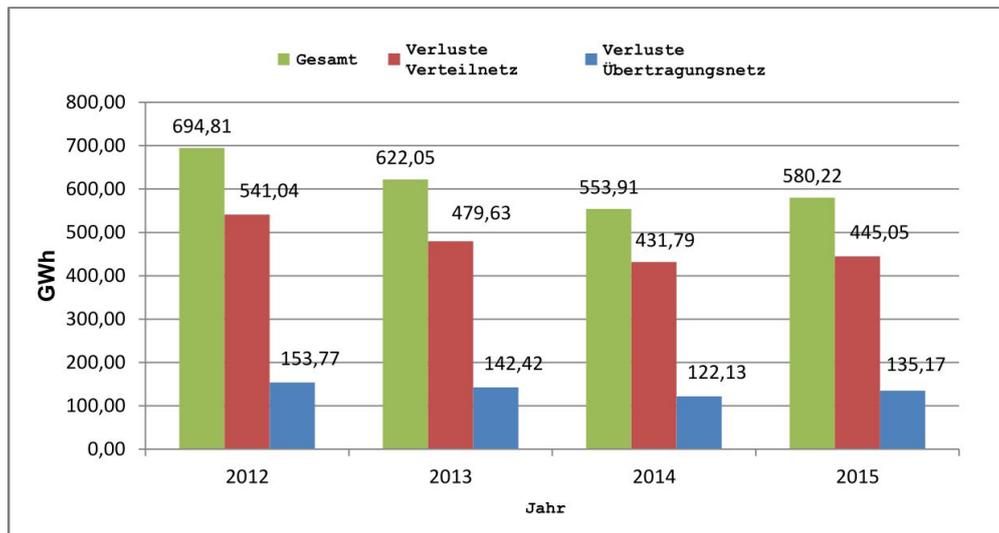


Abbildung 47: Verluste am Übertragungs- und Verteilnetz zwischen 2012-2015 (regagen, 2015, S. 42)

2.3.2 Ausblick

Der dominante Lastfluss in der Region Süd-Ost Europa ist von Nord nach Süd und von Ost nach West. Die größte Lastflussänderung am Übertragungsnetz Montenegros wird nach dem Bau der Überseeleitung nach Italien (2019) geschehen. Die vollständige Auslastung des Seekabels (1200 MW) ist nach den benötigten Netzverstärkungen im Inland als auch der Interkonnektoren zu den Systemen BiHs und Serbiens vorgesehen.

Die neuen Erzeugungskapazitäten, gemäß den langjährigen Entwicklungsplänen der Länder (Serbien, Bosnien, Rumänien, Albanien und Kosovo), werden zu einem relevanten Anstieg des Transits in den Süden nach Italien führen. Wie schon erwähnt werden für den angeführten Transit Netzverstärkungen nötig sein. Der Zubau neuer RES Anlagen, vor allem WKA, wird den Effekt noch verstärken.

Bedeutende Lastflussänderungen können nach dem Bau neuer großer Erzeugungskapazitäten in der Region nach dem Jahr 2017 erwartet werden. (BMW, 2014, S. 52)

Bei den zukünftigen Projekten wird zwischen Projekten vom gemeinsamen Interesse PCI (Project of common interest) und Projekten vom Regionalen bzw. Nationalen Interesse unterschieden. (ENTSOE, 2014, S. 66)

In Abbildung 48 ist die Überseeverbindungsleitung (ENTSO-E TYNDP 2016 - P028) zwischen Italien und Montenegro dargestellt:

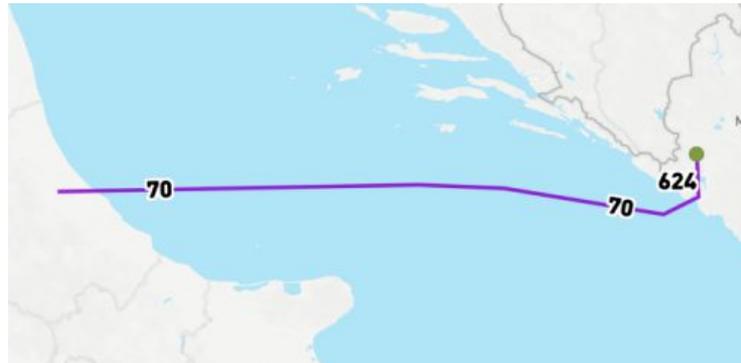


Abbildung 48: HGÜ Verbindungsleitung zwischen Italien(Villanova) und Montenegro (Lastva) (ENTSOE, 2016)

Die Verbindungsleitung zwischen Italien-Montenegro (Nr.70) wird mittels eines HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) Seekabels mit 1200MW Übertragungsleistung zwischen Villanova (Italien) und Lastva (Montenegro) realisiert. Die Überseeleitung korreliert mit dem Transbalkan-korridor und mit dem Mittel Kontinental Ost Korridor (ENTSO_P028, 2017, S. 1)

Zu diesem Projekt gehört auch eine neue 400/110kV AC Trafostation (Lastva 2x300MVA) (Nr. 624). Mit der neuen TS Lastva wird erhofft die Versorgungsprobleme im Küstengebiet des Elektrizitätssystems Montenegros zu lösen, mit der Idee die bestehenden 110kV Leitungen mit denen das Küstengebiet im Norden (von TS Porgorica 1 und TS Podgorica 2) versorgt wird, zu entlasten. Da das Übertragungsnetz (220 und 400kV) Montenegros relativ schwach ausgelastet ist, sowie die elektrische Leistung vorwiegend über das 110kV Netz übertragend wird, verhilft der Ausbau der TS Lastva einer besseren Netzausnutzung der 400kV Ebene und somit auch zu einer Senkung der Netzverluste. (BMW, 2014, S. 53)

In Abbildung 49 ist die 400kV Übertragungsleitung (Transbalkankorridor) zwischen TS Lastva und TS Pljevlja 2 (ENTSOE TYNDP 2016-P146) dargestellt.



Abbildung 49: 400kV Übertragungsleitung zwischen TS Lastva und TS Pljevlja 2 (Transbalkan Korridor Nr.625) (ENTSOE, 2016)

Mit dem Bau der Übertragungsleitung in Verbindung mit der Überseeleitung werden die Übertragungskapazitäten zwischen Nord-Ost und Süd-West Europa erhöht und der Energieaustausch erleichtert. (ENTSOE, 2016)

Durch die neue Übertragungsleitung wird auch der 400 kV Ring innerhalb des Übertragungsnetzes Montenegros (Lastva-Pljevalja-Ribarevine-Podgorica) geschlossen, wodurch das Netz sicherer und zuverlässiger wird, sowie eine Verringerung des Einflusses der Systeme der Nachbarländer bei großen Systemstörungen erreicht. (BMW, 2014, S. 54)

Momentan gibt es keine 400 kV Leitung im Norden des Landes zwischen Montenegro und BiH bzw. Serbien. Eine neue 400 kV Doppelleitung zwischen Montenegro (TS Pljevlja) und Serbien (TS Bajina Basta) ist vorgesehen, siehe Abbildung 50 (ENTSOE TYNDP 2016, P227, Nr.630). Dieses Projekt gehört ebenso zum Transbalkankorridor.



Abbildung 50: Projekt 227 mit der 400 kV Leitung (Nr. 630) zwischen Montenegro und Serbien (ENTSOE, 2016)

2.4 Die Verbraucherseite

Die konstante Abnahme des Stromverbrauchs der größten Stromabnehmer (bei dem Unternehmen Stahlwerk Niksic gibt es eine Abnahme seit 2008, und beim Unternehmen „Kombinat Aluminium Podgorica“ KAP seit 2011) ist im Jahr 2014 und 2015 angehalten worden, so dass der gesamte Inlandsstromverbrauch im Jahr 2016 das Niveau der Jahre 2014 und 2015 hatte und 3,12 TWh betrug, wie in Abbildung 51 zu sehen ist. (CGES-16, 2016, S. 33)

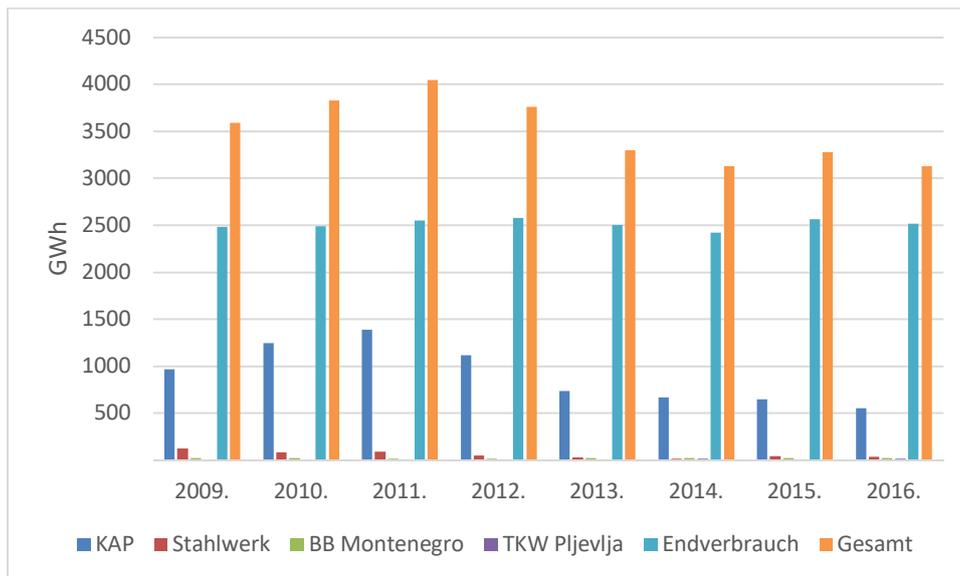


Abbildung 51: Stromverbrauch in der Periode von 2009 bis 2016 (CGES-16, 2016, S. 33) – eigene Darstellung

In Abbildung 52 ist der Stromverbrauch aufgeteilt nach Sektoren dargestellt.

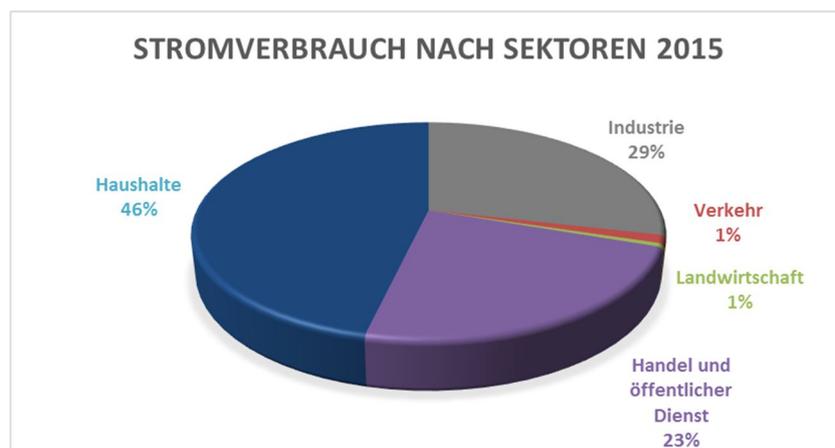


Abbildung 52: Stromverbrauch Montenegros aufgeteilt nach Sektoren (IEA, 2017) – eigene Darstellung

Wie aus der Abbildung zu sehen ist, fällt der größte Stromverbrauch auf Haushalte, gefolgt von der Industrie und öffentlichen Dienst.

Beim Vergleich zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch elektrischer Energie Montenegros in den letzten Jahren wird die relativ hohe Importabhängigkeit elektrischer Energie ersichtlich (Abbildung 53). Montenegro ist der größte Importeur elektrischer Energie in der Region. Der durchschnittliche Import elektrischer Energie in den Jahren 2005-2010 betrug ca. 30% von der gesamten verbrauchten elektrischen Energie. (BMW, 2014, S. 39)

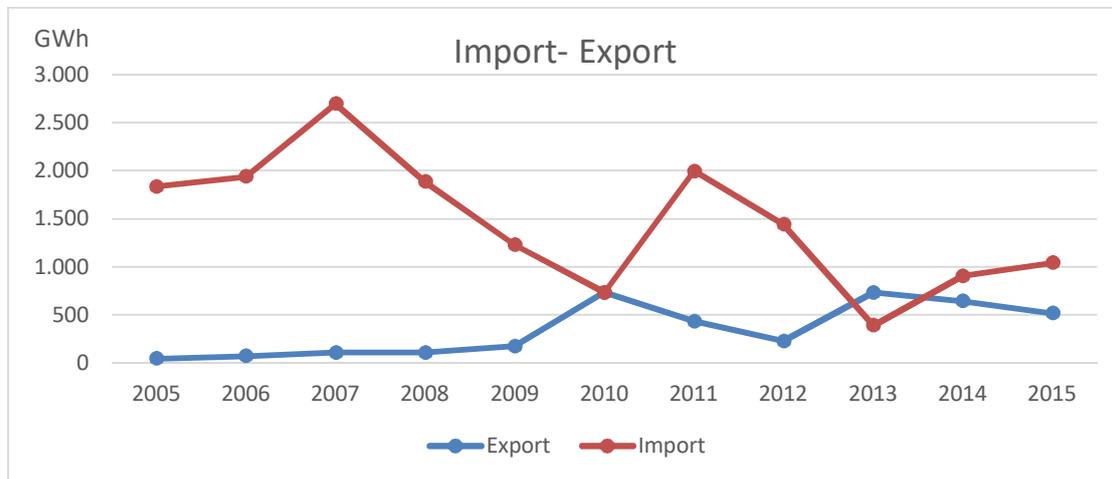


Abbildung 53: Verhältnis von Elektrizitätsimport/Export Montenegros zwischen 2005 – 2015 (IEA, 2017) - eigene Darstellung

Wie aus der Abbildung zu sehen ist übersteigen die Stromimporte die Exporte in allen Jahren außer im Jahr 2010 und 2013, aufgrund der guten Hydrologie und einer Rekorderzeugung im Jahr 2010. Dieser negative Trend soll sich wie schon erwähnt ab dem Jahr 2020 ändern.

Der Stromverbrauch in der Zukunft wird sehr stark vom Schicksal des Unternehmens „Kombinat Aluminium Podgorica - KAP“ abhängen. In der Energiestrategie wird der Betrieb des Unternehmens in Zukunft mit 84 MW angenommen. Der vorgesehene zukünftige Bruttostromverbrauch im Fall KAP 84 MW im Jahr 2020 (4 105 GWh) und im Jahr 2030 (5 214 GWh) ist in Abbildung 54 dargestellt. (BMW, 2014, S. 37)

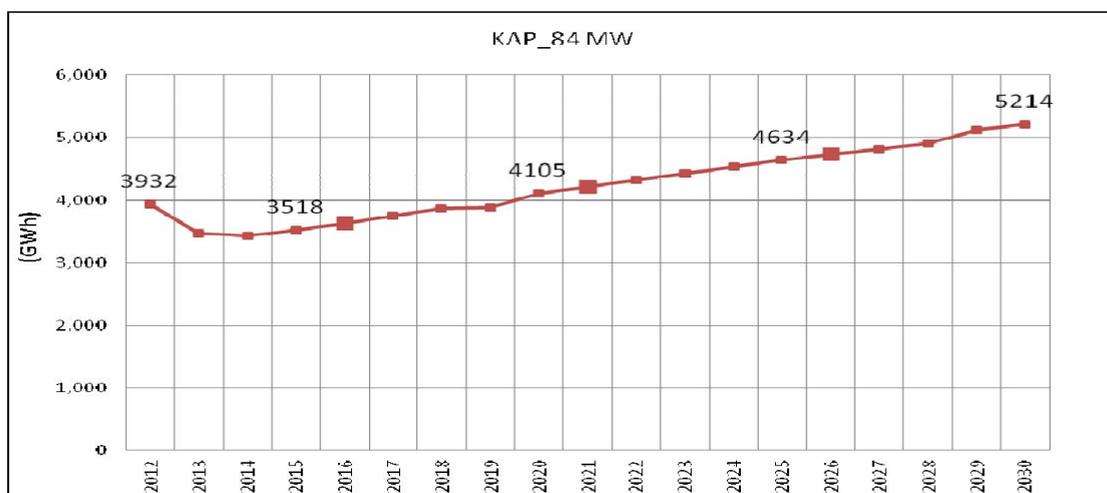


Abbildung 54: Gesamter Bruttostromverbrauch am Übertragungsnetz (BMW, 2014, S. 38)

2.5 Der Elektrizitätsmarkt

Der Elektrizitätsmarkt in Montenegro ist relativ klein (eine kleine Anzahl qualifizierter Kunden) und "konzentriert" was bedeutet, dass es auf dem Markt ein „vertikal integriertes“ EVU EPCG gibt, welches gleichzeitig auch ein öffentlicher Lieferant ist. Die Große Importabhängigkeit von Montenegro im Elektrizitätssektor sowie die Stauung der länderübergreifenden Kapazitäten schränken noch zusätzlich die Wettbewerbsfähigkeit und Liquidität des Marktes ein. (BMW, 2014, S. 87)

In Abbildung 55 ist das Elektrizitätsmarktschema Montenegros für das Jahr 2016 dargestellt.

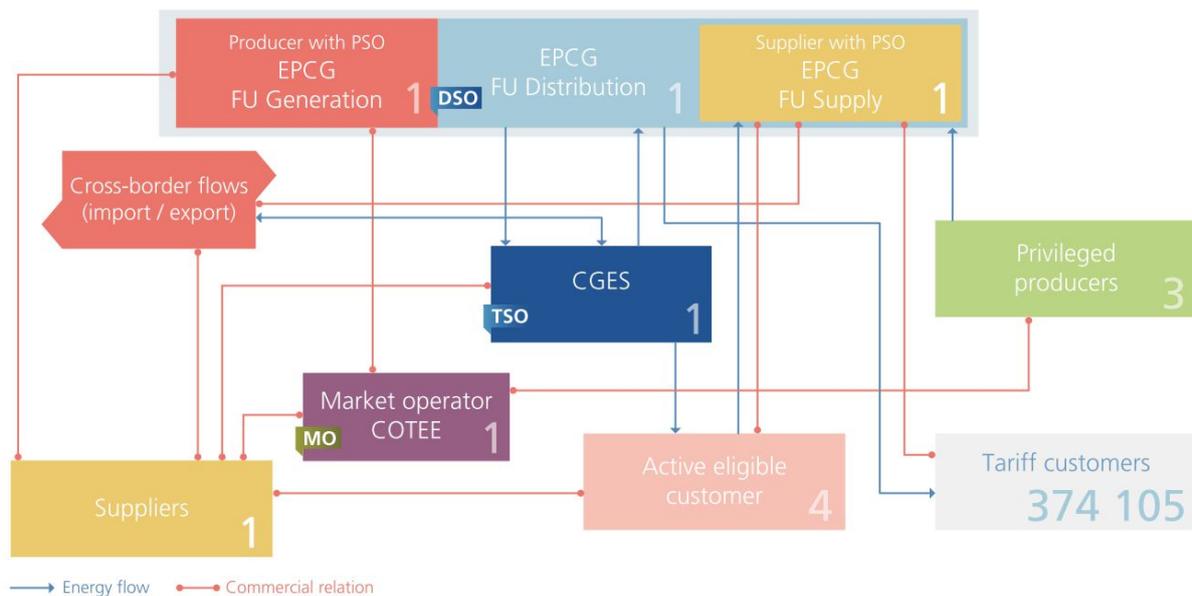


Abbildung 55: Elektrizitätsmarktschema Montenegros 2016 (Energy Community, 2016)

Der Großhandelsmarkt Montenegros existiert seit mehreren Jahren, seit der Zeit des großen Verbrauchsbedarfs, vor allem von zwei großen Industriebetrieben (KAP - Podgorica und dem Stahlunternehmen Niksic). Die jährliche Energiebilanz hatte ein konstantes Elektrizitätsdefizit, welche durch öffentliche Ausschreibungen gedeckt wurde, was bedeutet dass die Marktprinzipien von EPCG als einziges EVU festgelegt wurden. Allerdings ist zu beachten, dass zur gleichen Zeit jeder große Verbraucher das Recht hatte, wenn es für ihn vorteilhafter gewesen wäre, unabhängig von EPCG selbstständig Energie für die eigenen Bedürfnisse zu beziehen, welche wiederholt von KAP durchgeführt wurden.

Diese Art von Handel kann jedoch keinen wirklichen Markt darstellen. Der Weg zur Schaffung eines organisierten, offenen und wettbewerbsorientierten Marktes in Montenegro hat mit der Reform der Organisation und Funktionsweise des Energiesystems begonnen, im Einklang mit den Richtlinien über einen Elektrizitätsbinnenmarkt und anderen Energievorschriften der EU. (MERA, 2015, S. 77)

Entsprechend dem Beschluss über das Elektrizitätsmarktmodell in Montenegro besteht der Elektrizitätsmarkt in Montenegro aus dem Groß- und Kleinhandelsmarkt. Es wurde das Modell des Großhandels-Strommarktes festgelegt, welches folgendes beinhaltet:

- Langfristig: Bilateraler Markt
- Mittelfristig: Day-Ahead Markt, d.h. Spot-Markt und
- Kurzfristig: Intra-Day Markt und Ausgleichsmarkt

Mit dem Beitritt zur EnC hat sich auch Montenegro, wie auch die anderen Mitglieder verpflichtet den Elektrizitätsmarkt vollständig zu liberalisieren. Ab dem 01. Januar 2009 für alle Endkunden (qualifizierte Kunden) außer den Haushaltskunden, die ab dem 01. Januar 2015 ihren Stromanbieter frei wählen können. (BMW, 2014, S. 87)

Auf dem Elektrizitätsmarkt von Montenegro im Jahr 2015 nahmen 42 Teilnehmer teil, davon 35 Händler, 2 Lieferanten und 5 Erzeuger. Es handelte sich dabei nur um einen Markt mit bilateralen Verträgen und nicht um einen organisierten (institutionellen) wettbewerbsorientierten Markt, in dem die Energiepreise auf der Grundlage von passenden Angeboten bestimmt werden. Darüber hinaus handelt es sich hier um einen Großhandelsmarkt, wo Endkunden (mit Ausnahme der Großkunden) kein Recht auf Zugang haben, während der Einzelhandelsmarkt wo jeder Kunde Zugang hat und einen Lieferanten wählen kann praktisch nicht besteht weil es keine neuen Lieferanten gibt. (MERA, 2015, S. 78)

3 Elektrizitätswirtschaftliche Analyse Serbiens

3.1 Einleitung

3.1.1 Allgemeine Informationen

Nachfolgend sind einige Grundinformationen zu Serbien angeführt.

Staatsform: Parlamentarische Republik

Hauptstadt: Belgrad

Fläche: 77 474 km²

Bevölkerung: ca. 7,021 Mio. (2016)

Währung: Serbische Dinar (RSD)

Bruttoinlandsprodukt (BIP), lauf. Preise, Mrd. USD: 37,7 (2016) (WKO-RS, 2017)

Ethnische Gruppierungen: 83,3% Serben, 3,5% Ungarn, 2,1% Roma, 2,0% Bosniaken, 5,7% weitere 21 Minderheiten (RZS, 2011)

Religion: 84,6% Serbisch-Orthodox, 5% Katholiken, 3,1% Muslime, 1% Protestanten, 6,3% Sonstige (RZS, 2011)

In Abbildung 56 ist die politische Gliederung Serbiens dargestellt.



Abbildung 56: Politische Gliederung Serbiens (Wikipedia, 2017)

3.1.2 Wirtschaft

Das Wirtschaftswachstum in Serbien wird auch wie in den letzten Jahren im Jahr 2017 mit 2,6% fortgesetzt. Die Ursache für das zunehmende Wirtschaftswachstum sind zum größten Teil durch die Auslandsinvestitionen, von denen viele in die Produktionen fließen wodurch auch ein Anstieg bei den Exporten zu verzeichnen ist, zu erklären. Eine weitere Rolle spielt dabei auch der EU-Annäherungsprozess der mit Reformen in der Rechtsstaatlichkeit verbunden ist. (WKO-WB RS, 2017, S. 4)

In Abbildung 57 ist die Entwicklung des BIP Serbiens zwischen 2009-2017 dargestellt.

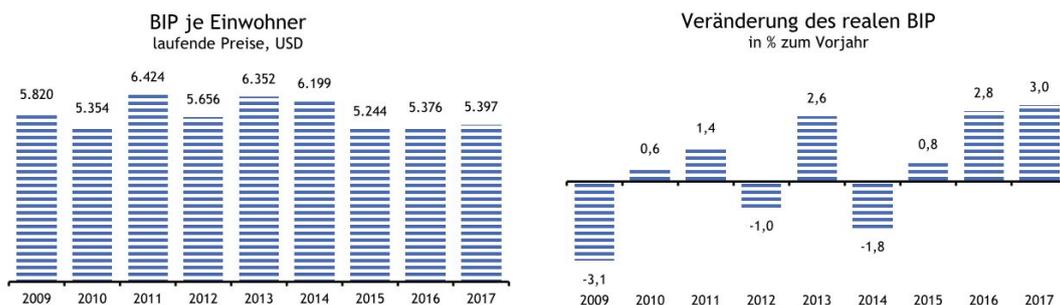


Abbildung 57: Entwicklung des BIP Serbiens zwischen 2009-2017 (WKO-RS, 2017)

Serbien steht weiterhin vor großen strukturellen Herausforderungen trotz der positiven wirtschaftlichen Ergebnisse. Eine Restrukturierung der öffentlichen Betriebe ist zwar vorgesehen dennoch besteht hier das größte Risiko für eine stabile Wirtschaftsentwicklung des Landes. So ist z.B. das Elektrizitätsunternehmen EPS mit 1 Mrd. EUR stark verschuldet und das größte Sorgenkind des Landes. Eine Ausnahme sind dabei die Staatsbahnen, welche ernsthafte Restrukturierungen vornehmen. (WKO-WB RS, 2017, S. 4)

Um die Staatsfinanzen, die Arbeitslosigkeit (2016: 15,3%), und die Einkommenssituation der Bevölkerung zu verbessern reicht aber das Wirtschaftswachstum bei weitem nicht aus. Ein weiteres Problem ist die Schattenwirtschaft die nach Schätzungen fast ein Drittel des BIP ausmacht.

Der wichtigste Wirtschaftszweig Serbiens ist der Dienstleistungssektor mit einem Anteil von ca. 50% am BIP. Daneben ist die Landwirtschaft ein wichtiger Wirtschaftszweig Serbiens mit einem Anteil von 20% an Beschäftigten. Auf die Industrie und Bergbau fallen 20% des BIP ab. (Auswärtiges Amt, 2017)

Im Außenhandelsbereich im Jahr 2015 waren die wichtigsten Exportländer Italien gefolgt von Deutschland und BiH. Die wichtigsten Importländer im selben Jahr waren Deutschland, Italien und Russland. Exportiert wurden vor allem Straßenfahrzeuge, elektrische Maschinen, Apparate, Gemüse und Früchte. Die Top 3 Importgüter 2015 waren ebenfalls Straßenfahrzeuge, Erdöl sowie elektrische Maschinen und Apparate.

Im Bereich der ausländischen Investitionen in Serbien ist Österreich mit einem Gesamt-Investitionsvolumen von 2,02 Mrd. EUR der größte ausländische Investor. Rund 450 österreichische Unternehmen sind in Serbien vertreten und beschäftigen knapp 18.100 Arbeitnehmer, vor allem im Dienstleistungssektor (Banken, Versicherungen, Mobilfunk etc.). Im gewerblich industriellen Bereich, bei dem die deutschen Investoren stark aufholen, ist Österreich weniger stark vertreten. (WKO-WB RS, 2017, S. 7)

3.1.3 Energiesektor

Die Energieressourcen und Potenziale Serbiens bestehen aus fossilen, konventionellen (Kohle, Öl und Erdgas) und nicht konventionellen Brennstoffen (Ölschiefer), sowie RES.

Die Struktur der Energiereserven fossiler Brennstoffe Serbiens ist in Tabelle 19 dargestellt. Die Reserven qualitativ höherwertiger Energiequellen wie Erdöl und Erdgas sind symbolisch und machen weniger als 1% der geologisch bilanzierten und außerbilanzierten Reserven aus. Die restlichen 99% an Energiereserven bestehen aus Kohle verschiedener Arten, mit dem größten Anteil an Braunkohle mit 95% der Bilanzreserven. Bei der Betrachtung der gesamten geologischen Reserven, neben der Braunkohle, ist die Anwesenheit von noch unerschlossenen Ölschiefer bemerkbar, von etwa 9% der gesamten geologischen Reserven. (MRE-RS, 2016, S. 4)

Energy resource	Proved and probable geological reserves	Total geological reserves and resources
Hard Coal	2.77	4.02
Brown Coal	37.7	45.17
Brown-lignite Coal	134.25	193
Lignite	1.583 (780*)	3.698
Oil	10.14	50
Natural Gas	3.37	50
Oil shale	-	398*

* Without Kosovo and Metohija

** Kerogen - organic part of oil shale

Tabelle 19: Geologische Reserven fossiler Brennstoffe (Mio. t) (MRE-RS, 2016, S. 4)

Die grundlegenden Merkmale in Bezug auf Ressourcen und Reserven von Erdöl und Erdgas in Serbien sind eine relativ geringe Menge an konventionellen Ressourcen und Bilanzreserven, ein relativ hohes Maß an Untersuchungen sowie eine Einschränkung des Untersuchungsgebietes. Die bilanzierten Erdölreserven Serbiens beliefen sich Ende 2010 auf 10,14 Mio. t, sowie 4,23 Mrd. m³. (MRE-RS, 2016, S. 5)

Die Ölschieferreserven in Serbien sind in folgenden Becken nachgewiesen: Aleksinac, Vranje, Senonischer tektonischer Tunnel, Valjevo und Mionica, Westmorava, Krusevac, Babusnica, Kosanica, Nis und Levac. Außer im Becken Aleksinac wurden die anderen Becken nicht ausreichend erforscht. Die geschätzten Gesamtreserven in den genannten Becken werden auf ca. 4,8 Mrd. t Schiefer, bzw. 400 Mio. t Kerogene geschätzt. (MRE-RS, 2016, S. 6)

Das gesamte technisch verfügbare Potenzial von RES in Serbien wird auf ca. 5,65 Mio. toe jährlich geschätzt. Von diesem Potenzial wird bereits 1,05 Mio. toe an Biomasse verwendet (meist Brennholz) und 909 Tsd. toe Hydroenergie. (MRE-RS, 2016, S. 7)

Im Bereich der CO₂-Emissionen hatte Serbien im Jahr 2013 den höchsten CO₂-Ausstoß pro Kopf in der Region, 6,33 t im Durchschnitt (Abbildung 58). Während dies mit dem EU-Niveau vergleichbar ist (6,57 t im Durchschnitt) ist es immer noch sehr hoch, weil die Emissionen in der EU sinken, während sie in Serbien steigen. Darüber hinaus nutzt Serbien viel weniger Energie pro Kopf aber mit relativ höheren Emissionen und ineffizienter Energienutzung. (SEE-SEP, 2016, S. 4)

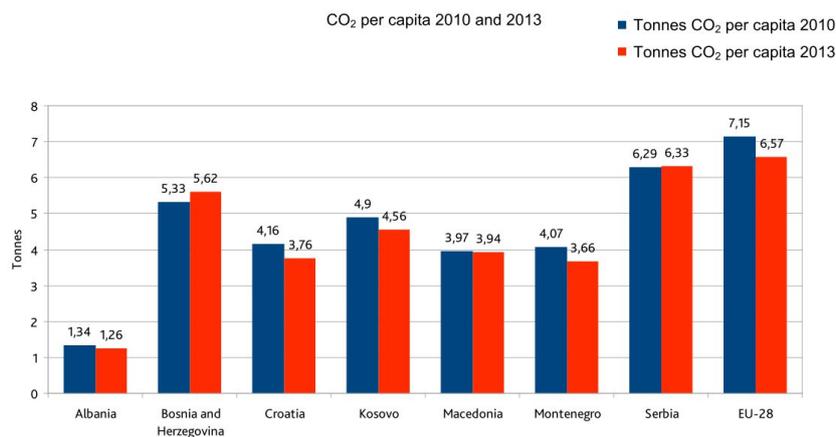


Abbildung 58: CO₂-Emissionen pro Kopf (SEE-SEP, 2016, S. 4)

Die vorgesehene Veränderung in der Erzeugungsstruktur (ein höherer Anteil an RES), die Außerbetriebnahme alter und ineffizienter sowie die Inbetriebnahme neuer effizienter TKWs sowie die Reduzierung der Verluste am Übertragungs- und Verteilnetz wird zu einer Reduzierung der Treibgasgasemissionen im Elektrizitätssektor führen wie in Abbildung 59 zu sehen ist. (MRE-RS, 2016, S. 45)

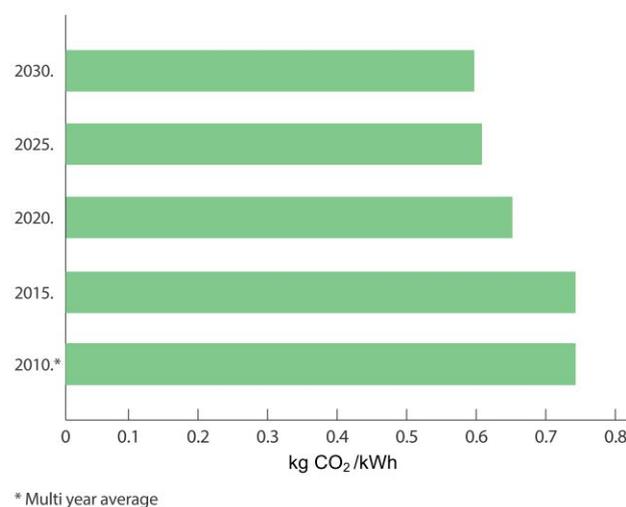


Abbildung 59: Veränderung der spezifischen CO₂-Emissionen (MRE-RS, 2016, S. 45)

Von der Art und Menge des Primärenergieverbrauchs wird auch in vielerlei Hinsicht die Zukunft im Energiebereich anhängen. Bestehende Indikatoren der Energieintensität im Vergleich zum BIP haben vergleichbare Werte der Länder in der Region, aber deutlich höhere Werte im Vergleich mit den EU-Ländern, unabhängig davon dass der Energieverbrauch pro Kopf niedriger ist als der EU-Durchschnitt wie in Abbildung 60 zu sehen ist. (MRE-RS, 2016, S. 51)

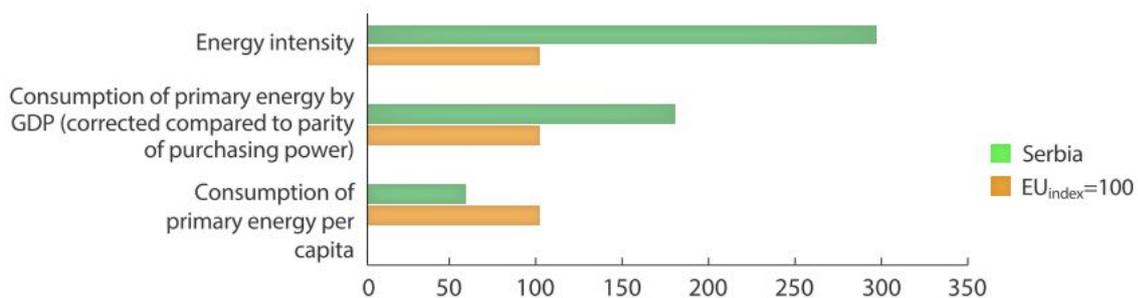


Abbildung 60: Relation der Energieindikatoren für Serbien und der EU im Jahr 2010 (MRE-RS, 2016, S. 51)

Die wirtschaftliche Entwicklung des Landes mit einer vorgesehenen Reindustrialisierung wird unweigerlich zu einer erhöhten Energienachfrage führen, aber durch intensivere Maßnahmen und Verfahren zur Erhöhung der Energieeffizienz sollte sichergestellt werden dass die Energieintensitätsindikatoren sich den durchschnittlichen Werten der EU annähern. (MRE-RS, 2016, S. 51)

In Abbildung 61 ist der Primärenergieverbrauch Serbiens zwischen dem Jahr 1990 und 2014 dargestellt.

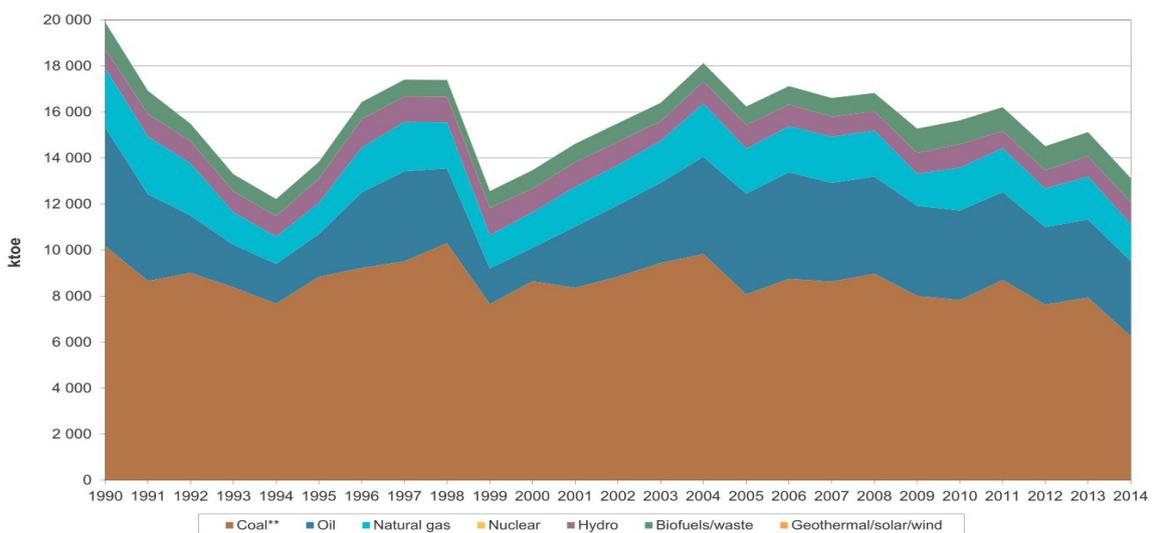


Abbildung 61: Primärenergieverbrauch Serbiens von 1990 bis 2014. (IEA, 2017)

Wie bei BiH und Montenegro ist der Kohleverbrauch auch in Serbien sehr stark ausgeprägt. Zwischen den Jahren 1990 bis 1995 und 1998 bis 2000 ist wiederum ein Einbruch beim Verbrauch aufgrund von Kriegshandlungen in der Region festzustellen.

3.1.4 Institutionen der Energiewirtschaft

Nachfolgend sind die Hauptinstitutionen und Regulierungsbehörden der Energiewirtschaft Serbiens angeführt:

- Das **Ministerium für Bergbau und Energie** ist in folgende Sektoren unterteilt: Elektrizität, Erdöl und Erdgas, Energieeffizienz und RES, Geologie und Bergbau sowie Europäische Integration internationale Kooperation und Projektmanagement.
- Die **Energieregulierungsbehörde (AERS)** ist zuständig für die Überwachung des Elektrizitätssektors, Erdöl und Erdgassektors, sowie des Sektors für Wärmeenergie.
- **Elektromreza Srbije (EMS AD)** – ist der System und Marktoperator in Serbien
- **Elektroprivreda Srbije (EPS)** ist das Nationale EVU mit der Haupttätigkeit im Bereich der Stromerzeugung und Stromversorgung. Des Weiteren ist EPS auch Verteilnetzbetreiber.

3.1.5 Energiestrategie

Die Sicherstellung der Energiesicherheit, Energiemarktentwicklung und der Gesamtübergang zu einem nachhaltigen Energiesektor werden als Schlüsselprioritäten der Entwicklung des Energiesektors Serbiens, bzw. die Grundsätze auf denen die Energiepolitik bis zum Jahr 2030 entwickelt werden soll dargestellt wie in Abbildung 62 zu sehen ist. (MRE-RS, 2016, S. 33)

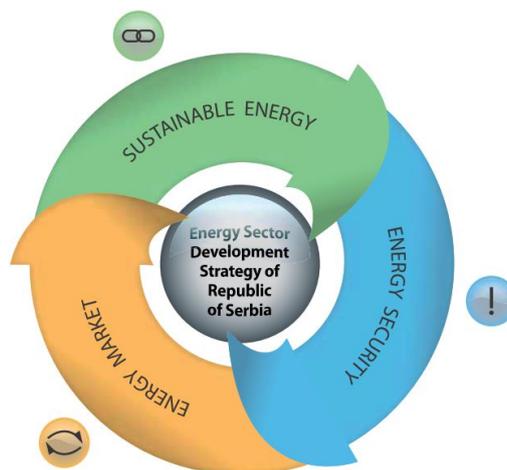


Abbildung 62: Strategische Prioritäten der Entwicklung des Energiesektors Serbiens (MRE-RS, 2016, S. 33)

- 1) Die Gewährleistung der Energiesicherheit durch: Verringerung der Importabhängigkeit, Sicherung von Energiereserven von Erdöl und Erdgas und Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten.
- 2) Die Entwicklung des Energiemarktes im Rahmen des EU-Energiemarktes, in dem Serbien mit der Unterzeichnung des Vertrags über die Gründung der

Energiegemeinschaft einbezogen ist, was zur wirtschaftlichen Entwicklung und Stabilität des Landes und zur Errichtung und Modernisierung der Strom- und Gasinfrastruktur beiträgt.

- 3) Die Schaffung eines nachhaltigen Energiesektors durch die Anwendung von Energieeffizienzmaßnahmen, die Nutzung von RES, die Anwendung von Normen für den Umweltschutz und die Verringerung der schädlichen Auswirkungen auf das Klima. (MRE-RS, 2016, S. 33)

Im Bereich der Nutzung von RES sind folgende Ziele Serbiens bis 2020 definiert worden:

- Gesamtziel: 27% des Energieanteils aus RES im Brutto-Endenergieverbrauch
- Heizen und Kühlen: 30% der Nachfrage durch RES decken
- Elektrizität: 36,6% des Strombedarfs, aus RES bereitstellen
- Verkehr: 10% des Energiebedarfs durch RES

Die strategische Entwicklung des Energiesektors Serbiens ist neben den inländischen strategischen Akten, auch durch internationale Verpflichtungen bestimmt. Eine besondere Bedeutung in diesem Zusammenhang hat der Beitritt in die EnC und der geplante Beitritt in die EU. Der Vertrag zur Gründung der EnC ist der erste Vertrag zwischen Serbien und der EU, durch den Serbien die Verpflichtungen übernommen hat EU-Verordnungen umzusetzen wie in Abbildung 63 zu sehen ist. Dieser Vertrag ist im Jahr 2006 in Kraft getreten.

Des Weiteren ist es wichtig zu erwähnen, dass die Energiestrategie Serbiens mit den gemeinsamen strategischen Energierahmen, welcher auf der EnC Ebene entwickelt wird, harmonisiert ist. (MRE-RS, 2016, S. 53)

In Abbildung 63 ist ein Teil der EU-Verordnungen, für die eine Verpflichtung der Implementierung und Umsetzung übernommen wurde, gemäß dem Vertrag über die Gründung der EnC zu sehen.

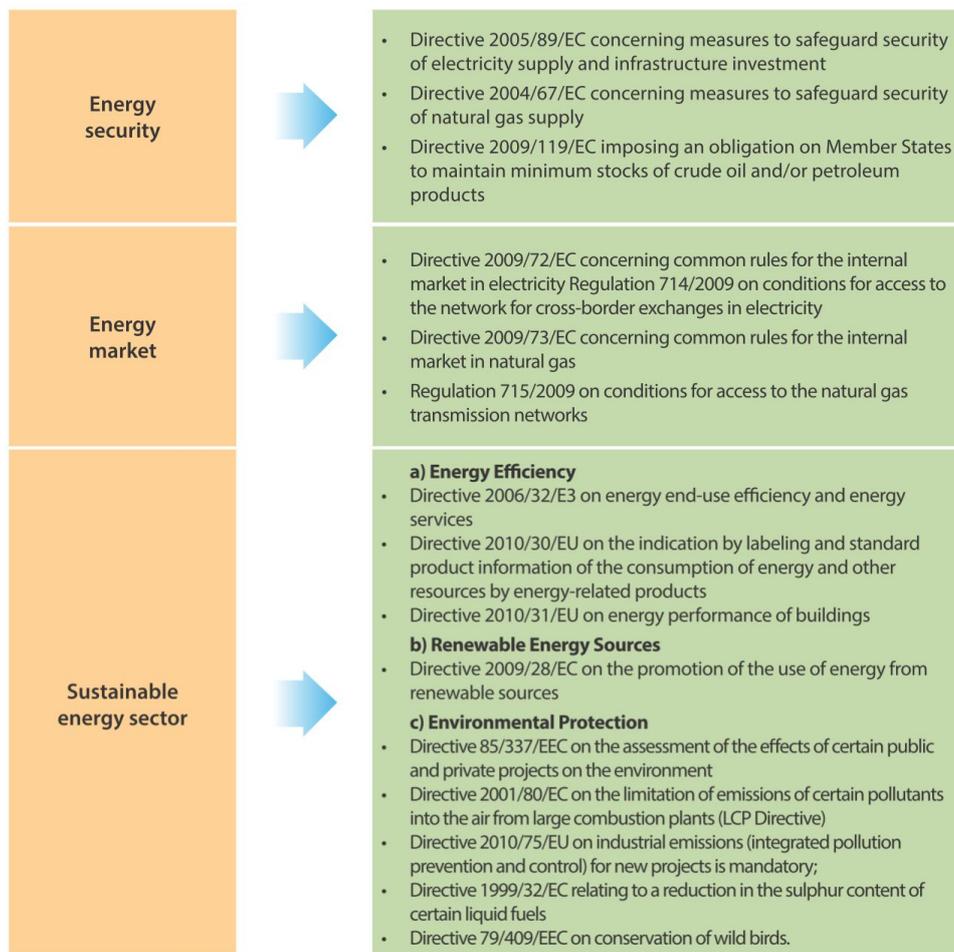


Abbildung 63: EU-Verordnungen, für die eine Verpflichtung der Implementierung übernommen wurde, gemäß dem Vertrag über die Gründung der EnC (MRE-RS, 2016, S. 55)

3.2 Analyse des Aufbringungssektors

Die gesamt installierte Kraftwerkskapazität Serbiens beläuft sich auf 7 826 MW, ohne die KWs auf dem Territorium Kosovos, inklusive kleiner KWs unabhängiger Stromerzeuger. Im Rahmen des Unternehmens EPS sind in Braunkohlekraftwerken 4 386 MW, in WKW 2 936 MW, in KWK-Anlagen 347 MW sowie in 13 kleinen KWs 27,7 MW installiert. Neben den Erzeugungskapazitäten des Unternehmens EPS sind an das Verteilnetz 216 kleine KWs mit einer Leistung von 129,5 MW anderer Unternehmen angeschlossen. (AERS, 2016, S. 12)

In Tabelle 20 sind die Erzeugungskapazitäten Serbiens für das Jahr 2016 angeführt.

Technology	Installed capacity MW
Hydro power plants	2.936
Thermal power plants (coal)	4.386
Combined heat and power plants (gas, fuel oil)	347
Gas fired power plants	-
Nuclear power plants	-
Other sources (renewable sources) – small PE EPS power plants	28
Small power plants – independent producers	129
TOTAL INSTALLED CAPACITY	7.826

Tabelle 20: Erzeugungskapazitäten Serbiens im Jahr 2016 (ohne Kosovo) (AERS, 2016, S. 12) – eigene Darstellung

Eine Lizenz für die Erzeugung elektrischer Energie haben neben dem EVU EPS noch 13 weitere Unternehmen (unabhängige Stromerzeuger), die über kleine Erzeugungseinheiten an das Verteilnetz angeschlossen sind. Von den 13 Erzeugungsunternehmen sind die größten das Unternehmen "Naftna industrija Srbije" a.d. Novi Sad mit 11,94 MW, Windpark Kula mit 9,9 MW und das KWK Novi Sad mit 9,98 MW an installierter Leistung. (AERS, 2016, S. 13)

Die Abbildung 64 (links) zeigt die installierten Kraftwerkskapazitäten Serbiens sowie den Stromerzeugungsmix in [%] im Jahr 2016 (rechts).

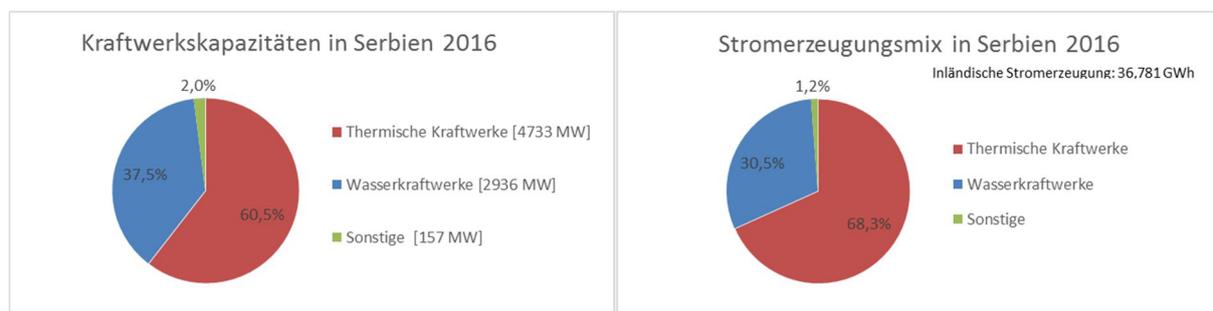


Abbildung 64: Installierte Kraftwerkskapazitäten Serbiens (links), sowie Stromerzeugungsanteil (GWh) im Jahr 2016 (ohne Kosovo) (AERS, 2016, S. 13) – eigene Darstellung

Wie aus der Abbildung zu sehen ist fallen ca. zwei Drittel der installierten Kraftwerkskapazitäten an TKWs ab.

In den letzten 10 Jahren hat das staatliche EVU EPS die Erzeugung aus den bestehenden Erzeugungskapazitäten stetig gesteigert, so das im Jahr 2013 ein Erzeugungsmaximum von 37,5 TWh erreicht wurde, wie in Abbildung 65 zu sehen ist. Die Produktion im Jahr 2016 betrug 36,7 TWh, wovon die Erzeugung in TKWs auf dem Niveau von 2015 war, wobei die Erzeugung aus Wasserkraftwerken um 0,7 TWh größer gewesen ist. (AERS, 2016, S. 14)

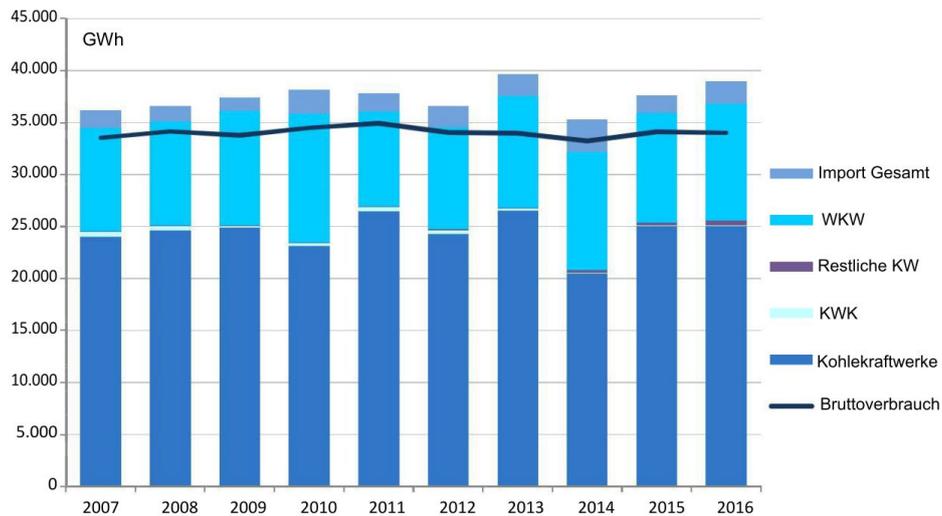


Abbildung 65: Stromerzeugung und Verbrauch von 2007 bis 2016 in Serbien (AERS, 2016, S. 14) – eigene Darstellung

Die Erzeugung aus kleinen WKW ist bisher relativ gering aber aufgrund von neuen Erzeugungskapazitäten steigt die Erzeugung von Jahr zu Jahr, unabhängig von der Änderung der hydrologischen Bedingungen. Die Stromerzeugung aus kleinen WKW betrug im Jahr 2016 448 GWh, was um 40% mehr als im Jahr 2015 ist. (AERS, 2016, S. 14)

In Abbildung 66 ist die Elektrizitätsbilanz Serbiens für die Periode zwischen 2015 - 2030 in fünf Jahresschritten dargestellt.

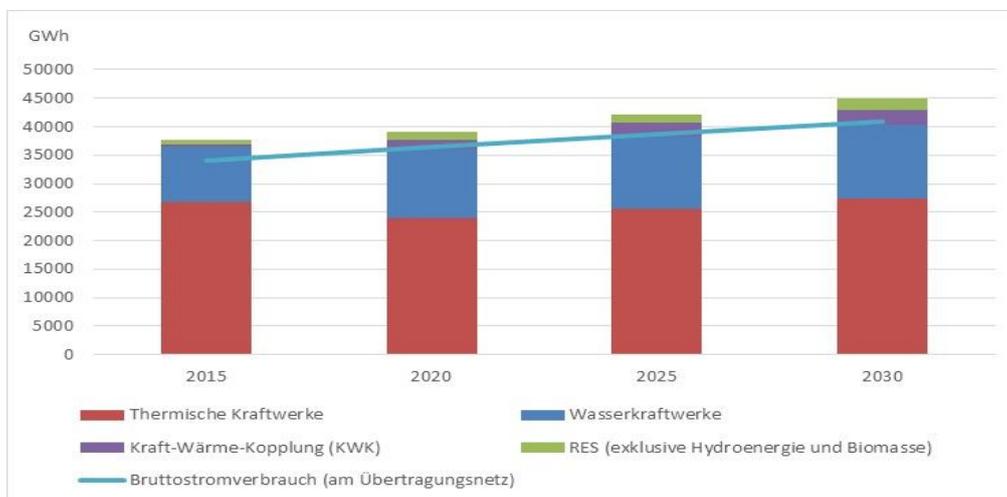


Abbildung 66: Elektrizitätsbilanz Serbiens von 2015 bis 2030 (MRE-RS, 2016, S. 76) – eigene Darstellung

Wie schon bisher es der Fall gewesen ist, wie in Abbildung 65 zu sehen, so ist es auch in Zukunft geplant, dass die Stromproduktion die Nachfrage deckt. Da einige TKWs bzw. Blöcke bis zum Jahr 2025 stillgelegt werden, geht die Erzeugung aus TKWs im Jahr 2020 leicht zurück um danach durch die Einführung neuer TKWs bis 2030 wieder anzusteigen (Abbildung 66). Um diese Differenz auszugleichen, aber auch um die Vorgaben seitens der EnC gemäß der Richtlinie 2009/28/EU zu erfüllen, wird die Erzeugung aus RES zunehmend an Bedeutung gewinnen, vor allem WKA und zum gewissen Maße PV-Anlagen.

3.2.1 Thermische Kraftwerke

Momentan gibt es 9 TKWs in Serbien, bestehend aus 22 Einheiten. 18 Einheiten sind mit Kohle befeuert und 4 Einheiten sind erdgasbefeuert. Die installierte Gesamtleistung beträgt 4679 MW (Stand 2013) und die Stromerzeugung 26240 GWh/Jahr (vgl. Tabelle 21). Einige Einheiten sind seit 1957 in Betrieb. Die neueste Einheit wurde 1991 in Betrieb genommen. (EnC, 2013, S. 30)

In Tabelle 21 ist die Grundcharakteristik bestehender TKWs in Serbien dargestellt.

Code	Plant name	Fuel type	Power MW	Energy GWh/a	Key dates					Service time /000h/	Load factor /%/	
					Start up	Rehab.	Env. upgrading					Retirement plan
							Dust	NO _x	FGD			
1	Nikola Tesla A1	L	210	1,231	1970		2006			2020	274	73.6
2	Nikola Tesla A2	L	210	1,198	1970		2005			2022	288	71.6
3	Nikola Tesla A3	L	305	1,923	1976		2014		2018		225	78.4
4	Nikola Tesla A4	L	309	1,989	1978		2007	2012	2017		226	81.1
5	Nikola Tesla A5	L	309	1,999	1979		2004				221	81.5
6	Nikola Tesla A6	L	309	1,987	1979		2010				195	81.0
7	Nikola Tesla B1	L	620	4,151	1983		2012		2018		218	81.7
8	Nikola Tesla B2	L	620	4,004	1985		2011		2019		203	78.8
9	Kolubara 1	L	32	175	1956					2017	378	68.9
10	Kolubara 2	L	32	116	1957					2017	330	45.5
11	Kolubara 3	L	64	135	1961					2018	296	26.5
12	Kolubara 4	L	32	0	1961					2009	281	0.0
13	Kolubara 5	L	110	626	1979		2009			2019	150	71.5
14	Morava	L	125	566	1969		2015			2020	214	59.8
15	Kostolac A1	L	100	560	1967		2006			2020	275	71
16	Kostolac A2	L	210	1,196	1980		2006			2024	168	71.5
17	Kostolac B1	L	348	1,937	1987		2014		2014		141	69.1
18	Kostolac B2	L	348	1,895	1991		2012		2014		113	67.6
19	Novi Sad 1	NG	135	189	1981						98	20
20	Novi Sad 2	NG	110	175	1984						63	20
21	Zrenjanin	NG	110	66	1989	2010					30	10
22	Sr. Mitrovica 1	NG	32	123	1979						118	50
Total			4,679	26,240								

Tabelle 21: Grundcharakteristik der TKWs in Serbien (EnC, 2013, S. 30)

In der Tabelle ist auch die ungefähre Außerbetriebnahme der KWs bzw. Einheiten angegeben, in Angesicht größerer Investitionen für die Revitalisierung und Modernisierung von Kraftwerkseinheiten kann aber das Außerbetriebnahmejahr deutlich verzögert werden. Des Weiteren hängt die Stilllegung auch vom Bau neuer Erzeugungseinheiten ab. (EnC, 2013, S. 30)

Wie schon in vorigen Kapiteln erwähnt hängt mit der Direktive 2010/75/EU die Art und Weise sowie der Grad der Revitalisierung der bestehenden Kraftwerke zusammen. Für die Umsetzung der Direktive sind erhebliche Investitionen für die Modernisierung (ca. 634,5 Mio. EUR) der Blöcke über 300 MW (Blöcke TENT A3-A6, TENT B1-B2, KOSTOLAC B1-B2 3160 MW gesamt installierter Leistung und durchschnittlicher Jahreserzeugung von 19000 GWh) erforderlich. Aufgrund der großen Bedeutung dieser Erzeugungskapazitäten für den Elektrizitätssektor und die Versorgungssicherheit ist es sehr wichtig die Modernisierungsmaßnahmen in vorgegeben Zeiträumen durchzuführen damit es zu keinem gleichzeitigen Stillstand der Anlagen kommt.

Im Hinblick der Blöcke unter 300 MW (TENT A1 und A2, Kostolac A1 und A2, Morava, Kolubara, Panonische Kraftwerke) handelt es sich um Blöcke mit einem Durchschnittsalter von 45 Jahren

und einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von unter 30%. Die Außerbetriebnahme dieser Blöcke ist sukzessive von 2018 bis zum Jahr 2024 geplant.

Die durchschnittliche Erzeugung der Blöcke die Außerbetrieb genommen werden sollen ist 6000 GWh. Um die Versorgungssicherheit aller Verbraucher im Land zu gewährleisten, unabhängig von der meteorologischen und hydrologischen Situation im Land und der Region, ist es notwendig neue Erzeugungseinheiten mit einem höheren Wirkungsgrad (über 40%) einzuführen. (MRE-RS, 2016, S. 30)

Die Emissionskonzentrationen in Rauchgasen sind in Tabelle 22 dargestellt. In einigen Kraftwerkseinheiten konnte die Feinstaubemission durch den Austausch elektrostatischer Abscheider, in Übereinstimmung mit der Richtlinie, reduziert werden. Hinsichtlich der Reduktion von NO_x und SO₂ sollten die Maßnahmen Ende 2017 abgeschlossen sein, da dann die IEC Richtlinie wie bereits erwähnt in Kraft tritt.

Code	Plant name	Fuel type	Furnace input MW	Emission - BAU			Requirements LCPD			Requirements IED		
				Concentration, mg/m ³			Concentration, mg/m ³			Concentration, mg/m ³		
				Dust	NO _x	SO ₂	Dust	NO _x	SO ₂	Dust	NO _x	SO ₂
1	Nikola Tesla A1	L	638	143	392	1,997	50	200	400	20	200	200
2	Nikola Tesla A2	L	638	143	392	1,997	50	200	400	20	200	200
3	Nikola Tesla A3	L	907	143	392	1,997	50	200	400	20	200	200
4	Nikola Tesla A4	L	907	38	428	2,031	50	200	400	20	200	200
5	Nikola Tesla A5	L	907	38	428	2,031	50	200	400	20	200	200
6	Nikola Tesla A6	L	907	38	428	2,031	50	200	400	20	200	200
7	Nikola Tesla B1	L	1,755	41	450	2,081	50	200	400	20	200	200
8	Nikola Tesla B2	L	1,755	41	450	2,081	50	200	400	20	200	200
9	Kolubara 1	L	126	1,243	399	2,423						
10	Kolubara 2	L	126	1,243	399	2,423						
11	Kolubara 3	L	251	1,243	399	2,423	100	600	2,000	30	450	400
12	Kolubara 4	L	126									
13	Kolubara 5	L	373	58	409	2,376	100	600	907	20	200	200
14	Morava	L	382	1,161	535	3,897	100	600	870	20	200	200
15	Kostolac A1	L	303	418	397	6,211	100	600	1,187	20	200	200
16	Kostolac A2	L	643	112	381	6,183	50	200	400	20	200	200
17	Kostolac B1	L	1,037	600	561	6,329	50	200	400	20	200	200
18	Kostolac B2	L	1,037	265	511	5,758	50	200	400	20	200	200
19	Novi Sad 1	NG	372	6	933	154	5	300	35	5	100	35
20	Novi Sad 2	NG	341	6	933	154	5	300	35	5	100	35
21	Zrenjanin	NG	385	6	933	154	5	300	35	5	100	35
22	Sr. Mitrovica 1	NG	26	0	418	0	5	300	35	5	100	35
	Total		13,943									

Tabelle 22: Emissionen und Grenzwerte der TKWs in Serbien (EnC, 2013, S. 30)

3.2.2 Wasserkraftwerke

Das theoretisch verfügbare hydroenergetische Wasserpotenzial Serbiens beträgt 25 000 GWh/Jahr. Das größte Hydropotenzial (über 70%) ist nur an ein paar Wasserläufen mit einem Potenzial größer 1 000 GWh/Jahr konzentriert: Donau, Drina, Velika Morava, Lim und Ibar. Auf der anderen Seite kann das hydroenergetische Wasserpotenzial nur teilweise ausgenutzt werden, aufgrund der größeren Priorität der Nutzung der Wasserwirtschaft. (MRE-RS, 2016, S. 8)

Das technisch nutzbare Wasserpotenzial in Serbien beträgt 19,5 TWh/Jahr, von dem ca. 17,7 TWh/Jahr an Objekten größer 10 MW abfallen. Bis jetzt wurden 16 WKWs gebaut mit einer durchschnittlichen Erzeugung von 10,5 TWh/Jahr. Das gesamte technische Hydropotenzial von WKWs mit einer Leistung bis 10 MW wird auf ca. 1 800 GWh/Jahr geschätzt. (MRE-RS, 2016, S. 9)

In Tabelle 23 sind die bestehenden WKWs in Serbien für das Jahr 2017 dargestellt. Die meisten WKWs gehören dem staatlichen EVU EPS.

Plant	HPP Operator	Owner	River / Tributary	Basin or (Sub)River Basin	Plant type 3)	Total reservoir storage - volume	Number and structure of units	Entered into commercial operation
	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(mill m ³)	(nxN MW) 4)	(year)
Serbia (SER)								
Bajina Bašta	EPS	EPS	Drina	Drina	RES	340,0	4x105	1966
Uvac	EPS	EPS	Uvac, Lim	Drina	ROR	213,0	1x36	1979
Potpeč	EPS	EPS	Lim	Drina	ROR	44,0	3x17	1967
Djerdap 1 (Iron Gate 1)	EPS	EPS	Danube	Danube	ROR	2.550,0	3x176.3; 3x190	1972
Djerdap 2 (Iron Gate 2)	EPS	EPS	Danube	Danube	ROR	868,0	10x27	1985
Pirot	EPS	EPS	Visocica	Danube	RES	170,0	2x40	1990
Kokin Brod	EPS	EPS	Uvac, Lim	Drina	RES	273,0	2x11	1962
Vrta 1-4 (HPP Vlasina)	EPS	EPS	Vlasinsko jezero, Vlasina	Južna Morava	RES	176,0	1x10.5; 3x11.2; 1x12.8; 1x13.3; 1x13.6; 2x14.3; 1x16.6	1955
Lisina (REV HPP)	EPS	EPS	Lisina, Vlasina	Morava	REV	10,0	2x14	1977
Bistrica	EPS	EPS	Uvac, Lim	Drina	RES	7,6	2x51	1966
RHE Bajina Bašta	EPS	EPS	Drina	Sava	REV	170,0	2x307	1982
Zrnomik	D-LH d.o.o	EPS	Drina	Sava	ROR	89,0	4x24	1955 / Rev 2016

Tabelle 23: Installierte WKW in Serbien im Jahr 2017 (WBIF-1, 2017, S. 21)

In Abbildung 67 sind mögliche Standorte für den Bau neuer WKWs dargestellt.

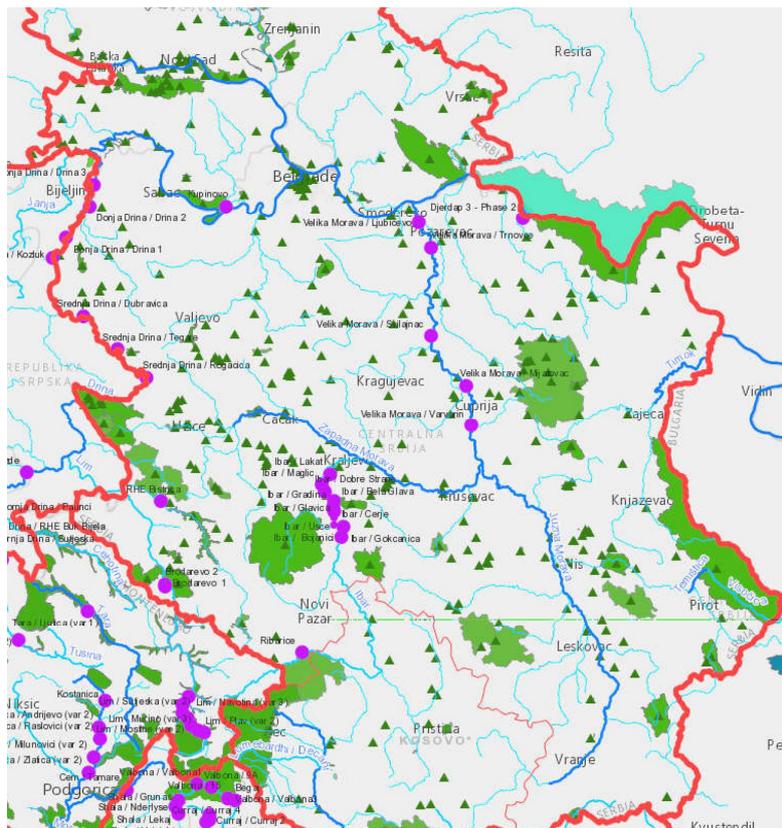


Abbildung 67: Mögliche Standorte für neue WKWs in Serbien (WBIF-6, 2017, S. 77)

EPS ist der Hauptentwickler von WKW-Projekten in Serbien. Einige Projekte auf dem Fluss Ibar und Velika Morava wurden in Partnerschaft mit dem deutschen Unternehmen RWE und dem italienischen SECI entwickelt. (WBIF-6, 2017, S. 77)

3.2.3 Erneuerbare Energien

Wie die übrigen Mitglieder der EnC hat sich auch Serbien verpflichtet die Richtlinie 2009/28/EU über die Nutzung von RES umzusetzen.

Serbien hat den nationalen Aktionsplan über die Nutzung von RES verabschiedet, und hat verpflichtende nationale Ziele über die Beteiligung von RES im Bruttoenergieverbrauch von 27%, sowie die Beteiligung von RES im Transportsektor von 10% bis zum Jahr 2020 festgelegt.

Das Potenzial aus RES in Serbien ist bedeutsam und wird auf ca. 5,65 Mio.toe pro Jahr geschätzt. Über 60% des Potenzials fallen auf Biomasse ab, welches derzeit zu 30% genutzt wird. Das verfügbare technische Hydropotenzial wird auf ca. 30% des gesamten RES Potenzials geschätzt. Von dieser Menge ist momentan etwas mehr als die Hälfte ausgenutzt. Von dem restlichen Potenzial wird derzeit nur noch die Geothermie teilweise bilanziert und nachverfolgt. (MRE-RS, 2016, S. 41)

In Tabelle 24 ist das technisch nutzbare Potenzial aus RES (ab dem Jahr 2012) in Serbien dargestellt.

RES type	Available technical potential in use (million toe/per year)	Unused available technical potential (million toe/per year)	Total available technical potential (million toe/ year)
BIOMASS	1,054	2,394	3,448
Agricultural biomass	0,033	1,637	1,67
Parts of agricultural species	0,033	0,99	1,023
Parts in fruit growing, wine growing and fruit processing	-	0,605	0,605
Liquid Manure	-	0,042	0,042
Wood (forest) biomass	1,021	0,509	1,53
Energy crops	-	-	not available
Biodegradable waste	0	0,248	0,248
Biodegradable municipal waste	0	0,205	0,205
Biodegradable waste (except municipal waste)	0	0,043	0,043
HYDRO ENERGY	0,909	0,770	1,679
For installed capacities up to 10 MW	0,004	0,151	0,155
For installed capacities from 10 MW up to 30 MW	0,020	0,102	0,122
For installed capacities over 30 MW	0,885	0,517	1,402
WIND ENERGY	≈0	0,103	0,103
SOLAR ENERGY	≈0	0,240	0,240
For the electricity generation	≈0	0,046	0,046
For the production of heat energy	≈0	0,194	0,194

Tabelle 24: Überblick des technisch nutzbaren Potenzials Serbiens aus RES (ab dem Jahr 2012) (MRE-RS, 2016, S. 7)

Um die Verpflichtung gegenüber der EnC nachzugehen und die beschlossenen nationalen Ziele zu erreichen ist der Bau größerer Erzeugungsanlagen aus RES wie in Abbildung 68 vorgesehen. (MRE-RS, 2016, S. 41)

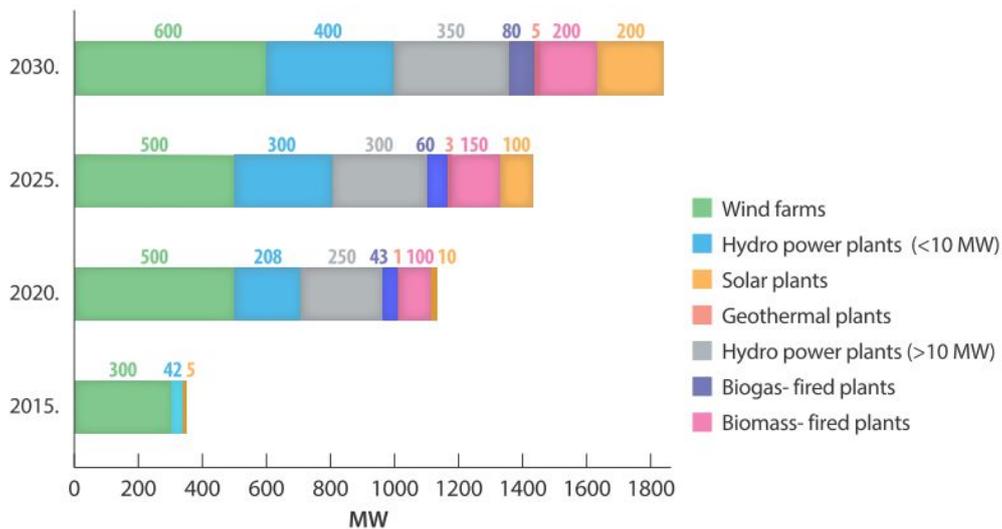


Abbildung 68: Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten aus RES (MRE-RS, 2016, S. 41)

Kleine Wasserkraftwerke

Wie schon in Kapitel 3.2.2 erwähnt wird das gesamte technische Hydropotenzial von WKW mit einer Leistung bis 10 MW auf ca. 1800 GWh/Jahr geschätzt. Durch die Nutzung des Gesamtenergiepotenzials kleiner WKWs ist es möglich 4,7% an der Gesamtstromproduktion und rund 15% der Stromerzeugung aus WKWs zu decken. (WSH, 2013, S. 382)

Da das geschätzte Hydropotenzial kleiner Wasserläufe aus dem „Kataster kleiner WKWs“ (Abbildung 69) aus dem Jahr 1987 basiert, wird in der nächsten Zeit eine genaue Revision der Lokalitäten erfolgen, damit eine genauere Liste mit möglichen Standorten sowie eine bessere Planungsgrundlage erstellt werden kann. Außerdem ist es für den hydroenergetischen Sektor wichtig, die Klimaänderungen für die Möglichkeit der Nutzung der Wasserläufe zu berücksichtigen. Dies ist ebenso wichtig für die Erzeugung aus bestehenden WKWs, sowie für das hydroenergetische Potenzial neuer WKWs. (MRE-RS, 2016, S. 9)

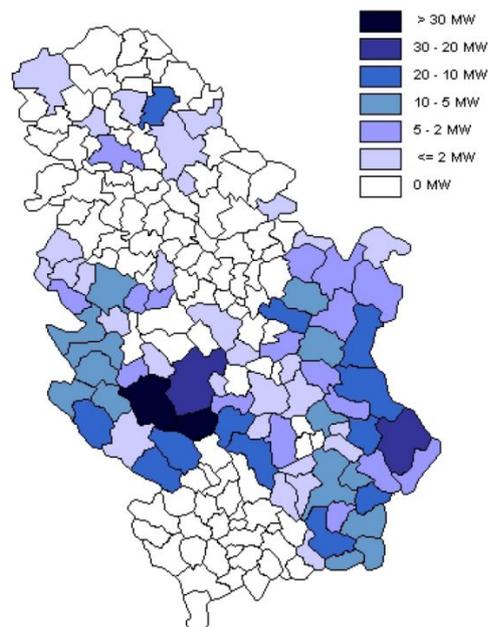


Abbildung 69: Kleinwasserkraftwerkspotenzial in Serbien (WSH, 2013, S. 382)

Windenergie

Gemäß der Machbarkeitsstudie über die Potenziale von WKA in Serbien können insgesamt 1316 MW (über 5 m/s Windgeschwindigkeit) in Windparks mit einer jährlichen Produktion von 2,3 TWh installiert werden.

Die Regionen in Serbien mit den höchsten durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten sind Midzor (mit durchschnittlicher Windgeschwindigkeit von 7,66 m/s), Suva planina (6,46 m/s), Vrsacki breg (6,27 m/s), Krepoljani (6,18 m/s) und Deli Jovan (6,13 m/s). Diese Daten basieren von Messungen auf 10 m Höhe, gewöhnlich in der Nähe von Städten. Für genauere Ergebnisse braucht es präzisere Messungen. (Balkan-Energy, 2017, S. 63)

Basierend auf den Daten der Windgeschwindigkeitsmessungen in der Periode von 1971 bis 1990 wurde eine Karte des Windpotenzials (Abbildung 70) unter Verwendung der meteorologischen Daten enthalten im Europäischen Windatlas erstellt. (Durisic, 2009)

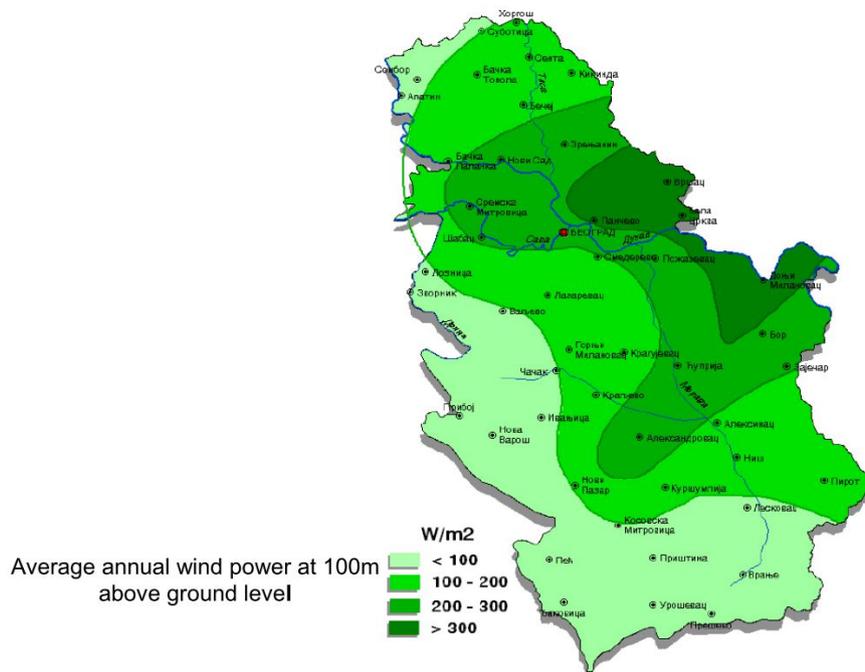


Abbildung 70: Karte der durchschnittlichen Windkraft [W/m²] 100m über den Boden in Serbien. (Durisic, 2009)

Die Region um Vojvodina ist für den Bau von WKA von Interesse wo bereits zwei Windparks, Kula 9 MW und La piccolina 6,6 MW realisiert wurden.

Weitere Windparks in dieser Region sind geplant bzw. befinden sich in Bau. Die aktuell maximal mögliche installierte Leistung von WKAs in Serbien beträgt 500 MW, aufgrund der jetzigen Tertiärregelleistung die in thermischen und Speicherkraftwerken bereitgestellt werden kann. (MRE-RS, 2016, S. 9)

Sonnenenergie

In den meisten Gebieten Serbiens sind die Sonnenstunden höher als in den meisten europäischen Ländern und betragen zwischen 1500 und 2000 Sonnenstunden im Jahr. Die durchschnittliche Intensität der Sonneneinstrahlung in Serbien bewegt sich zwischen 1,1 kWh/m²/Tag im Norden bis 1,7 kWh/m²/Tag im Süden - im Januar, und zwischen 5,9 bis 6,6 kWh/m²/Tag im Juli. Die jährliche Sonneneinstrahlung beträgt zwischen 1200 kWh/m²/Jahr im Nordwesten und bis 1550 kWh/m²/Jahr in Südosten Serbiens, sowie in Zentralserbien 1400 kWh/m²/Jahr. (MRE-RS, 2016, S. 9)

In Abbildung 71 ist die globale Sonneneinstrahlung für Serbien dargestellt.

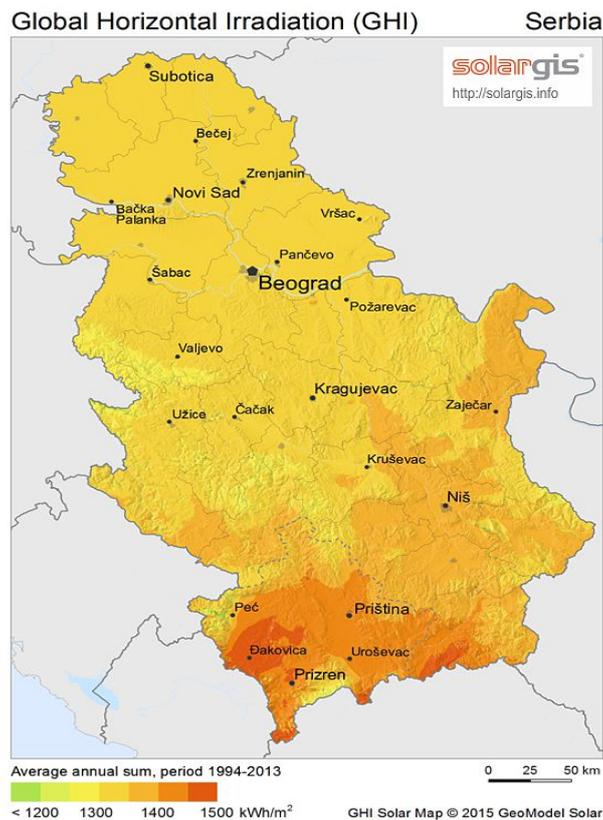


Abbildung 71: Durchschnittliche globale Sonneneinstrahlung in Serbien für die Periode zwischen 1994 bis 2013 (SOLARGIS, 2017)

In Bezug auf die Stromproduktion aus PV-Anlagen, besteht die grundlegende technische Begrenzung der Nutzung der Sonnenenergie in Serbien, wie auch bei den WKAs, die Möglichkeit des Elektrizitätssektors diese Energie in den Sommermonaten zu empfangen, da es sich um volatile Erzeugung handelt. Anhand der jetzigen vorhandenen Kapazitäten des Elektrizitätssektors Serbiens ist für die Gewährleistung der Tertiärregelung beschlossen worden, dass die maximal nutzbare Kapazität von Photovoltaikanlagen 450 MW bzw. das technisch nutzbare Potenzial 540 GWh/Jahr (0,046 Mtoe/Jahr) beträgt. (MRE-RS, 2016, S. 9)

Das technisch nutzbare Wind- und Sonnenpotenzial für die Erzeugung elektrischer Energie ist eine veränderliche Größe, die von der Dynamik der Entwicklung des Übertragungsnetzes und Verteilnetzes abhängig ist. Der Ausbau neuer konventioneller Erzeugungskapazitäten (Kohle, Naturgas, große WKW) und vor allem Pumpspeicherkraftwerke wird zusätzlich das technische Potenzial dieser volatilen Energieträger erhöhen, aufgrund der Erweiterung der Möglichkeiten der Leistungsregelung im System. (MRE-RS, 2016, S. 10)

Momentan sind 8,5 MW (91 Anlagen) an PV-Anlagen installiert. Die größte PV-Anlage hat 2 MW an installierter Leistung und wurde im November 2014 vom Lokalunternehmen Solaris Energy errichtet. (Balkan-Energy, 2017, S. 72)

Biomasse

Die Biomasse stellt ein bedeutsames Energiepotenzial Serbiens dar. Das Biomassepotenzial wird auf ca. 3,448 Mtoe geschätzt und ist im gesamten RES Potenzial mit 61% beteiligt. Von diesem Potenzial stellt den größten Teil die Holz-Biomasse mit 1,53 Mtoe und die Biomasse aus der Landwirtschaft mit 1,67 Mtoe., wobei das Potenzial der Biomasse aus abbaubaren kommunalen Abfällen auf ca. 205 Tsd.toe geschätzt wird. Den abbaubaren Abfall (außer den Kommunalen) stellen auch Abfälle aus Speiseölen und Tierabfällen in einer Gesamtmenge von 0,043 Mtoe/Jahr dar. (MRE-RS, 2016, S. 8)

3.2.4 Ausblick

Unter Berücksichtigung der notwendigen Stromerzeugung aus RES ist in Abbildung 72 die Projektion neuer Erzeugungskapazitäten dargestellt, welche die inländischen Bedürfnisse gemäß dem Referenzszenario decken. (MRE-RS, 2016, S. 42)

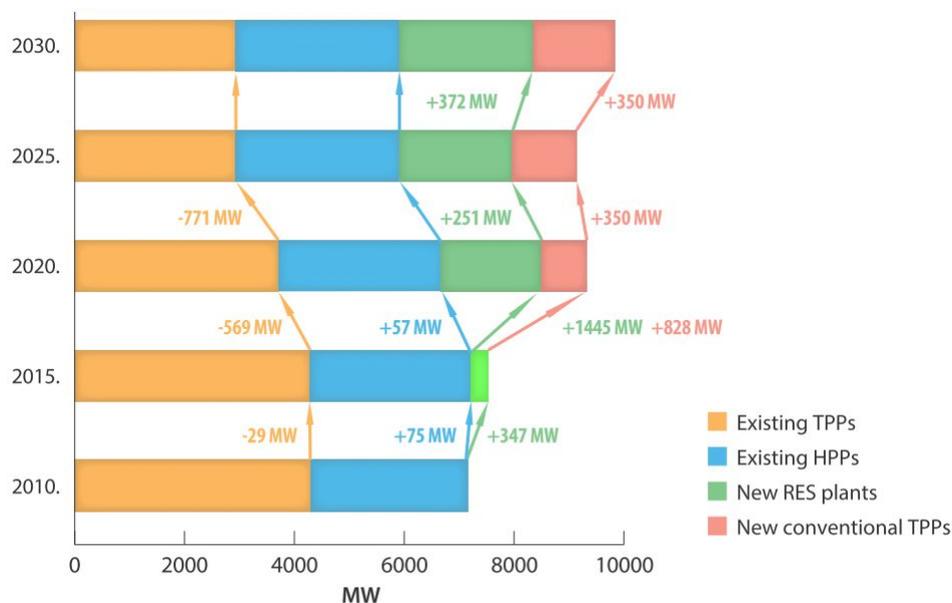


Abbildung 72: Erzeugungskapazitäten zwischen den Jahren 2010-2030 gemäß Energiestrategie (MRE-RS, 2016, S. 42)

Die Erhöhung der Flexibilität des Systems ist besonders wichtig im Hinblick auf den bedeutenden Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten aus RES (WKA und PV-Anlagen). Zum Ausgleich der Leistung im System unter den Bedingungen der hohen Beteiligung von TKWs ist der Ausbau neuer PSKW notwendig. Neben der Erhöhung der Leistungsbalance im System, wird durch den Ausbau neuer PSKW (Bistrica und/oder Derdap 3) zusammen mit den vorhandenen, die notwendige Systemstabilität gewährleistet, im Fall möglicher Ausfälle großer thermischer Einheiten. Für die Bedürfnisse Serbiens und die Entwicklung von RES in Serbien ist es notwendig, dass eines der erwähnten PSKW um das Jahr 2020 am Netz ist, während die Notwendigkeit für das zweite PSKW abhängig von der regionalen Entwicklung in Bezug auf den Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten definiert wird. (MRE-RS, 2016, S. 42)

In Abbildung 73 sind potenzielle neue Erzeugungskapazitäten in Serbien dargestellt.

Project name	Installed capacity	Estimated time necessary for project implementation	Approximate investment value €
TENT B3	750 MW	4	1.600.000.000
TPP Kolubara B	2 x 375 MW	6	1.500.000.000
TPP Kostolac B3	350 MW	4	450.000.000
TPP Novi Kovin	2 x 350 MW	6	1.330.000.000
TPP Stivali	300 MW	5	650.000.000 - 750.000.000 g
CHP Novi Sad	340 MW a	2-3	400.000.000
Natural gas fired CHP	860 MWe a	4 (phase implementation)	1.500.000.000
HPP Velika Morava	147,7 MW b	3-7 (phase implementation)	360.000.000
HPP Ibar v	117 MW b	2-7 (phase implementation)	300.000.000
HPP Middle Drina v	321 MW b	5-9 (phase implementation)	819.000.000
RHPP Bistrica	4 x 170 MW	5	560.000.000
RHPP Djerdap 3	2 x 300 MW	5	400.000.000
Mini HPP	387 MW	6 (191 location)	500.000.000

a - The total power of CHP (Pancevo, Belgrade, Nis, etc.)

b - The total power of the cascade HPP

v - Implementation according to the Law on Ratification of the Agreement between the Government of the Republic of Serbia and the Government of the Republic of Italy on cooperation in the field of energy ("Official Gazette of RS - International Treaties, No. 7/12)

g – Including and investment in mine

Abbildung 73: Potenzieller Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten in Serbien (MRE-RS, 2016, S. 41)

3.3 Elektrizitätsübertragung

3.3.1 Grundlagen

Übertragungsnetzbetreiber Serbiens ist das Unternehmen EMS AD - Elektromreza Srbije. EMS ist gleichzeitig in Besitz des Übertragungsnetzes, sowie System- und Marktoperator.

Für den Ausbau und Instandhaltung des Übertragungsnetzes ist die „Abteilung für die Übertragung elektrischer Energie“ zuständig. Gegliedert ist die Abteilung in 6 Teilbereiche: Abteilung Beograd, Bor, Valjevo, Kruševac, Novi Sad und die Abteilung Obilić wie in Abbildung 74 zu sehen ist. (EMS, 2017)



Abbildung 74: Abteilungen des Übertragungsnetzbetreibers EMS (EMS, 2017)

Das Übertragungssystem, ohne Kosovo, besteht aus 35 Trafostationen 400/x kV und 220/x kV mit 16 769 MVA installierter Leistung, 17 Schaltstationen und Übertragungsleitungen 400, 220 und 110 kV mit einer Gesamtlänge von 9 745 km (9 504 sind in Besitz von EMS AG). Im Besitz des EMS sind auch 6 Trafostationen 110/x kV 808 MVA installierter Leistung. (EMS, 2017)

In Abbildung 75 ist das Übertragungssystem Serbiens im Jahr 2017 dargestellt.

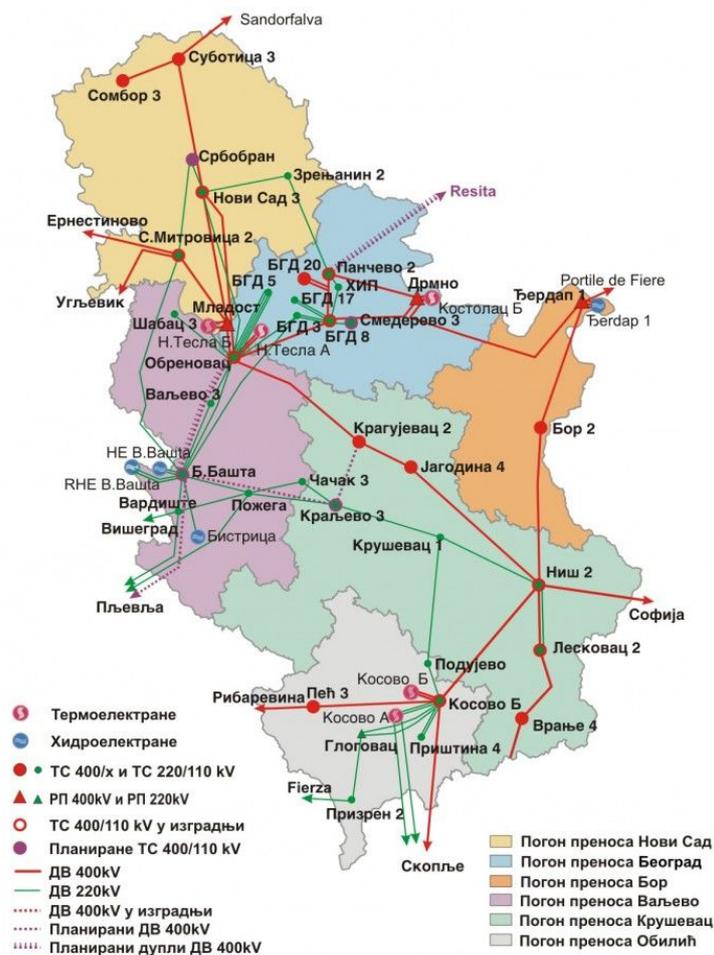


Abbildung 75: Karte des Übertragungssystems Serbiens für das Jahr 2017 (EMS, 2017)

Das Übertragungssystem EMS ist mit den Energiesystemen der Nachbarländer mit 24 Interkonnektoren der Spannungsebenen 400, 220 und 110kV, von denen 22 aktiv sind, verbunden. Die Grunddaten über das Übertragungssystem EMS AG am Ende des Jahres 2016 sind in Tabelle 25 dargestellt. (AERS, 2016, S. 13)

Transmission system elements	Unit	
Network length per voltage levels, total	km	9.504
400 kV	km	1.629
220 kV	km	1.845
110 kV	km	6.030
Number of transformers (including TS 110/x kV/kV owned by PE EMS)		85
Number of transformer stations and switchgear plants (including 110 kV voltage level - owned by PE EMS)		45
Number of (active) interconnections		22

Tabelle 25: Grunddaten über das Übertragungssystem EMS AG am Ende des Jahres 2016 (AERS, 2016, S. 13)

Für die Betriebsführung des Verteilnetzes Serbiens ist das Unternehmen „ODS EPS Distribucija“, dass am 1. Juli 2015 als Tochtergesellschaft von EPS gegründet wurde, zuständig.

Das Verteilnetz Serbiens besteht aus 36 318 Trafostationen mit einer Gesamtleistung von 31 469 MVA und ca. 166 880 km Leitungslänge, mit den Spannungsebenen 110, 35, 20, 10 und 0,4 kV. Der Übergabeprozess der Leitungen und Anlagen der 110 kV Ebene von EPS an EMS der im Jahr 2013 begonnen wurde sollte 2017 beendet werden (AERS, 2016, S. 13)

Nach Jahrzehnten des Investitionsstillstandes im Bereich der Wartung und Infrastrukturentwicklung des Übertragungssystems Serbiens in den neunziger Jahren des letzten Jahrhunderts, sowie der Zerstörung durch die Bombardierung im Jahr 1999 steht der Übertragungsnetzbetreiber EMS vor großen Herausforderungen. Zu einem gilt es die alten Infrastrukturen zu ersetzen und zum anderen neue zu realisieren womit es den jahrzehntelangen Investitionsstillstand nachzuholen gilt damit eine sichere Versorgung aller Kunden in Serbien gewährleistet wird.

Des Weiteren ist das durchschnittliche Alter der Elemente des Übertragungssystems Serbiens am höchsten im ganzen Gebiet Süd-Ost Europas, was aber noch wichtiger ist, viele Objekte sind älter als 50 Jahre bzw. haben die definierte Lebensdauer überschritten. (EMS-AD, 2016, S. 10)

Die Objekte des Übertragungsnetzes Serbiens, Übertragungsleitungen und Trafostationen, sind vor 30 bis 60 Jahren gebaut worden. Neben dem Ausbau neuer Übertragungsobjekte ist es auch wichtig die bestehende Infrastruktur zu erneuern und zu erweitern. (EMS-AD, 2016, S. 11)

In Abbildung 76 sind die Übertragungsnetzverluste zwischen dem Jahr 2012 und 2016 dargestellt. Wie aus der Abbildung zu sehen ist setzt sich der Trend des Rückganges der Netzverluste auch im Jahr 2016 fort.

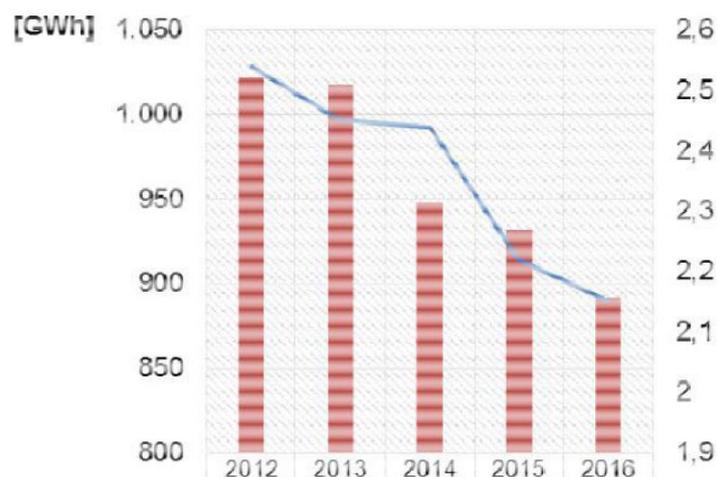


Abbildung 76: Übertragungsnetzverluste Serbiens zwischen den Jahren 2012- 2016 (EMS, 2016)

3.3.2 Ausblick

Die Entwicklung des Übertragungssystems Serbiens beinhaltet die Revitalisierung bestehender und den Ausbau neuer Übertragungskapazitäten, mit dem Ziel den Anschluss neuer konventioneller KWs und KWs aus RES zu ermöglichen. EMS plant 400 Mio. EUR in den nächsten 6 Jahren für den Netzausbau zu investieren. (Balkan-Energy, 2017, S. 55)

Nachfolgend wird ein kurzer Überblick über PCI Projekte die im TYNDP 2016 enthalten sind und in naher Zukunft (Mid-term Projects) realisiert werden sollen gegeben.

In Abbildung 77 ist das Projekt 227 - CSE8 „Transbalkan Korridor“ dargestellt.



Abbildung 77: Projekt 227 - CSE8 Transbalkan Korridor (ENTSOE, 2016)

Das 400 kV Projekt „Transbalkan Korridor“ ist ein Projekt vom größten nationalen und regionalen Interesse. Das Ziel des Projektes ist es die Übertragungskapazitäten innerhalb Serbiens zu steigern und den Austausch der Energie zwischen Nord-Ost und Süd-West Europas zu erleichtern. (ENTSOE, 2016)

Strategische Investitionen vom regionalen und gesamteuropäischen Interesse zum Projekt 227 sind in Tabelle 26 dargestellt.

Investments								
Investment ID	Description	GTC Contribution	Substation 1	Substation 2	Present Status	Commissioning Date	Evolution since TYNDP 2014	Evolution Driver
627	New double 400kV OHL between Serbia and B&H.	100%	Bajina Basta (RS)	Visegrad (BA)	Design & Permitting	2022	Delayed	Del_ Financing issues
628	Double circuit 400 kV OHL between upgraded substation Bajina Basta and substation Obrenovac	100%	SS Bajina Basta (RS)	SS Obrenovac (RS)	Design & Permitting	2021	Delayed	Del_ Financing issues
630	New double 400kV OHL between Serbia and Montenegro.	100%	Bajina Basta (RS)	Pljevlja (ME)	Design & Permitting	2022	Delayed	Del_ Financing issues
631	400/220 kV substation in Bajina Basta, upgrading an existing substation to 400 kV voltage level	100%	Bajina Basta (RS)		Design & Permitting	2021	Delayed	Del_ Financing issues

Tabelle 26: Strategische Investitionen zum Projekt 227 (ENTSOE, 2016)

In Abbildung 78 ist das Projekt 144 - „Mid Continental East corridor“ dargestellt.

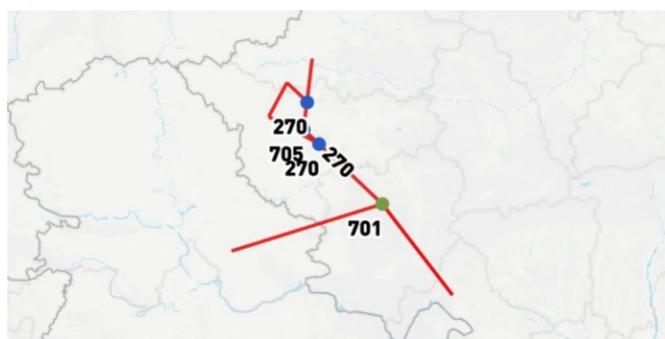


Abbildung 78: Projekt 144 - „Mid Continental East corridor“ (ENTSOE, 2016)

Das Projekt besteht aus einer 400 kV Doppelleitung zwischen Serbien und Rumänien und der Verstärkung der Leitungen entlang der Westgrenze in Rumänien. Das Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der Übertragungskapazitäten entlang des Ost-West Korridors in Süd-Ost und Zentraleuropa. Dadurch wird der Marktzugang von über 1000MW an neuen WKA im Banatgebiet (Serbien und Rumänien) ermöglicht. (ENTSOE, 2016)

In Tabelle 27 ist die 400 kV Doppelleitung zwischen Pancevo (RS) und Resita (RO) dargestellt.

Investments								
Investment ID	Description	GTC Contribution	Substation 1	Substation 2	Present Status	Commissioning Date	Evolution since TYNDP 2014	Evolution Driver
238	New 131 km double circuit 400kV OHL between existing substation in Romania and Serbia (63 km on Romanian side and 68 km on Serbian side) 2x1380 MVA.	50%	Resita (RO)	Pancevo (RS)	Under Construction	2017	Investment on time	On Romanian side the line is under construction and the status on Serbian territory is also under construction

Tabelle 27: Neue 400kV Doppelleitung zwischen Pancevo (RS) und Resita (RO) (ENTSOE, 2016)

In Abbildung 79 sind PCI Projekte die in Zukunft gemäß dem TYNDP 2016 realisiert werden sollen dargestellt.



Abbildung 79: Geplante zukünftige Leitungsprojekte (ENTSOE, 2016)

Das Projekt 243 (ID Nummer 1269) sieht eine neue 400 kV Leitung zwischen Serbien und Kroatien vor. Mit dieser Leitung wird die Übertragungskapazität in Ost-West Richtung von Serbien, Rumänien und Bulgarien Richtung Kroatien, Slowenien und Italien erhöht.

Das Projekt 273 (ID Nummer 1253) sieht die Schließung des 400 kV Rings um Belgrad vor. Mit dieser Leitung wird die Versorgungszuverlässigkeit der Hauptstadt gesteigert. Diese Leitung schließt an die neu geplante Leitung von Resita (RO) nach Pancevo (RS) (ID Nummer 238), welche sich in Bau befindet, an. Mit diesem Projekt wird ein interner Engpass gelöst was sich auch direkt auf die Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen Serbien und Rumänien auswirkt.

Das Projekt 268 (ID Nummer 1263) sieht den Bau einer zweiten 400 kV Leitung zwischen Serbien und Rumänien vor.

Das Projekt 272 (ID Nummer 2018-1223) sieht das Upgrade der 220 kV Ebene auf 400 kV in Zentralserbien vor. Das Projekt schließt an die 400 kV Doppelleitung zwischen Serbien und Bulgarien an - Projekt 227 (ID Nummer 1266). Mit diesen zwei Projekten wird die Übertragungskapazität am Ost- West Korridor (von Bulgarien und der Türkei nach West Balkan und Italien) erhöht. (ENTSOE, 2016)

Weitere Informationen zu den angeführten Projekten sind in der Tabelle 28 dargestellt.

Investment ID	Description	GTC Contribution	Substation 1	Substation 2	Present Status	Commissioning Date	Evolution since TYNDP 2014	Evolution Driver
1218	OHL 400 kV SS Nis 2 - SS Krusevac 1	100%	SS 400/110 kV Nis 2	SS 400/220/110 kV Krusevac 1	Under Consideration	2034	New Investment	
1220	SS 400/220/110 Krusevac 1	100%	SS 220/110 kV Krusevac 1		Under Consideration	2034	New Investment	
1222	OHL 400 kV SS Kraljevo 3 - SS Krusevac 1	100%	SS 400/220/110 kV Krusevac 1	SS 400/220/110 kV Kraljevo 3	Under Consideration	2034	New Investment	
1223	OHL 400 kV SS Kraljevo 3 - SS Bajina Basta	100%	SS 400/220/110 kV Kraljevo 3	SS 400/220 kV Bajina Basta	Under Consideration	2030	New Investment	
1269	New 400 kV interconnection line between Sombor (RS) and Ernestinovo (HR) will increase transfer capacity between Croatia and Serbia in the East - West direction that is from Romania, Serbia and Bulgaria towards Croatia, Slovenia and Italy.	100%	Ernestinovo	Sombor	Under Consideration	2030	New Investment	Based on the results by the Common Planning Studies based on Vision 4. Project will increase the transfer capacity between RS and HR in order to accommodate connection of RES and improve market integration.
1266	This investment has been defined in the framework of common planning studies in RegIP2015 in CSE.	100%	Sofia West (BG)	Nis 2 (RS)	Under Consideration	2034	Investment on time	
1263	The second wired of the existing AC transmission line	100%	Portile de Fier	Djerdap	Under Consideration	2035	Investment on time	
1209		100%	SS 400/110 kV Belgrade		Under Consideration	2035	New Investment	
1217		100%	SS 400/220/110 kV Pancevo 2	SS 400/110 kV Belgrade West	Under Consideration	2035	New Investment	

Tabelle 28: Strategische Investitionen zu den zukünftigen Leitungsprojekten in Serbien (ENTSOE, 2016)

3.4 Die Verbraucherseite

In Abbildung 80 ist der historische Stromverbrauch Serbiens ohne Kosovo für den Zeitraum von 2000 bis 2015 dargestellt. Wie aus der Abbildung zu erkennen ist, ist der Stromverbrauch tendenziell bis zum Jahr 2011 stetig gestiegen, um danach bis zum Jahr 2014 (ca. 32,9 TWh) zu fallen. Im Jahr 2014 waren große Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Unwettern (Überschwemmungen) von denen einige Regionen in Serbien betroffen waren. Im Jahr 2015 kam es wieder zum leichten Verbrauchsanstieg gegenüber dem Jahr 2014 (33,8 TWh). Der prozentuelle Verbrauchsanstieg von 2000 bis 2011 betrug 1,98%. Von 2011 bis 2015 betrug der Verbrauch -3,3%. Im Jahr 2015 kam es wieder zum Verbrauchsanstieg um 2,85% im Vergleich zum Jahr 2014. Betrachtet man die ganze Periode von welcher Daten zu Verfügung stehen (2000-2015), ist der Stromverbrauch stetig um 1,13% im Jahr gestiegen. (EMS-AD, 2016, S. 46)

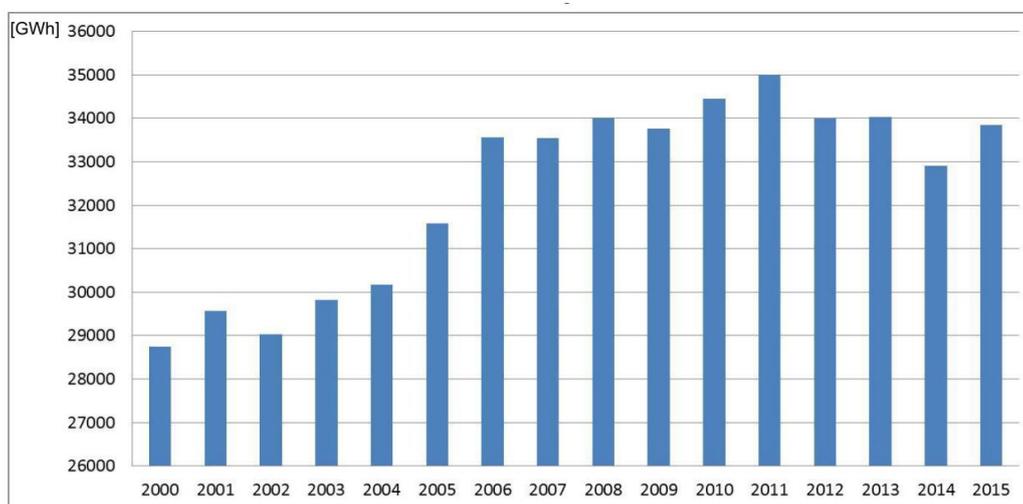


Abbildung 80: Historische Stromverbrauchsentwicklung Serbiens von 2000 bis 2015 (EMS-AD, 2016, S. 46)

In Abbildung 81 ist der Stromverbrauch Serbiens aufgeteilt nach Sektoren für das Jahr 2015 dargestellt.

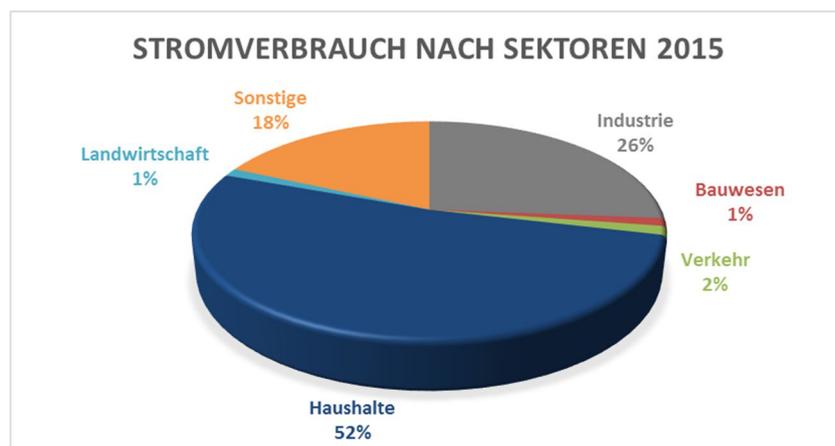


Abbildung 81: Stromverbrauch Serbiens aufgeteilt nach Sektoren (IEA, 2017) – eigene Darstellung

Wie in Abbildung 82 zu sehen ist hat Serbien zwischen den Jahren 2005 - 2015 bis auf das Jahr 2014 und 2012 mehr elektrische Energie exportiert als importiert. Aufgrund von Unwettern und Versorgungsunterbrechungen im Jahr 2014, wie oben angeführt, kam es zu höheren Importen.



Abbildung 82: Verhältnis von Elektrizitätsimport/Export Serbiens zwischen 2005 – 2015 (IEA, 2017) - eigene Darstellung

In Abbildung 83 ist die Stromverbrauchsentwicklung Serbiens bis 2030 dargestellt. Die künftige Prognose des Stromverbrauchs Serbiens wurde anhand der Daten über den Stromverbrauch und des Wirtschaftswachstums (ausgedrückt durch das BIP) zwischen dem Jahr 2001 und 2015 durchgeführt. Die erhaltenen neuen Regressionskoeffizienten wurden für die zukünftige Verbrauchsprognose herangezogen. Daraus ergeben sich dann 3 Verbrauchsszenarien (Tiefes, Hohes und Mittleres) abhängig vom geschätzten BIP bis zum Jahr 2030. (EMS-AD, 2016)

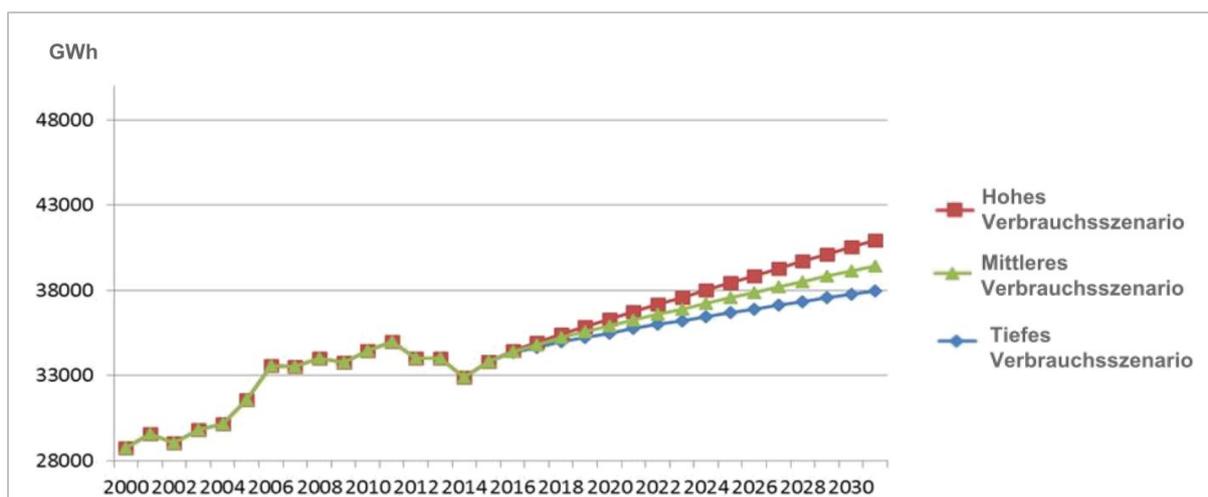


Abbildung 83: Stromverbrauchsentwicklung Serbiens bis zum Jahr 2030 (EMS-AD, 2016)

3.5 Elektrizitätsmarkt

Der Elektrizitätsmarkt in Serbien ist vom Staatlichen EVU EPS dominiert, welches im Besitz aller großen Erzeugungskapazitäten ist. EPS hat einen Anteil von 100% an allen großen Erzeugungskapazitäten. (Balkan-Energy, 2017, S. 6)

Eine wesentliche Veränderung des Elektrizitätssektors wurde im Jahr 2005 durchgeführt. Vor dem 1. Juli 2005 war EPS (vertikal integriertes EVU) für die Erzeugung, Übertragung und Versorgung elektrischer Energie in Serbien zuständig. Im Juli 2005 wurde EPS gesetzlich in zwei unabhängige Unternehmen aufgesplittet, dem EPS (der Name wurde beibehalten) und EMS. EPS ist für die Stromerzeugung, Versorgung und Stromhandel berechtigt, während EMS für das Übertragungssystem und den Elektrizitätsmarkt zuständig ist. (Balkan-Energy, 2017, S. 16)

Ab dem 1. Januar 2015 ist der Elektrizitätsmarkt in Serbien vollständig liberalisiert, aber EPS hat immer noch fast einen 100% Anteil an der Stromversorgung, vor allem im Haushaltssektor. Der größte private Stromversorger im serbischen Elektrizitätsmarkt ist das slowenische Unternehmen GEN-I. Ende Februar 2015 hatte das Unternehmen 12 Endkunden und einen Marktanteil von 3%. (Balkan-Energy, 2017, S. 18)

Der Elektrizitätsmarkt Serbiens besteht aus:

- Bilateralem Elektrizitätsmarkt (OTC Markt)
- Ausgleichsmarkt und
- Organisierten Markt (Strombörse)

sowie aus folgenden Marktteilnehmern:

- Elektrizitätserzeugern
- Stromanlieferanten
- Großstromhändlern
- Endkunden
- Übertragungsnetzbetreiber im Falle der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, Systemausgleich, Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs sowie den Kauf von Elektrizität für den Ausgleich der Übertragungsnetzverluste
- Verteilnetzbetreiber im Falle des Kaufs von Elektrizität für den Ausgleich der Verteilnetzverluste
- Operator eines geschlossenen Verteilsystems und dem
- Marktoperator (AERS, 2016, S. 29)

In Abbildung 84 ist das Elektrizitätsmarktschema Serbiens für das Jahr 2016 dargestellt.

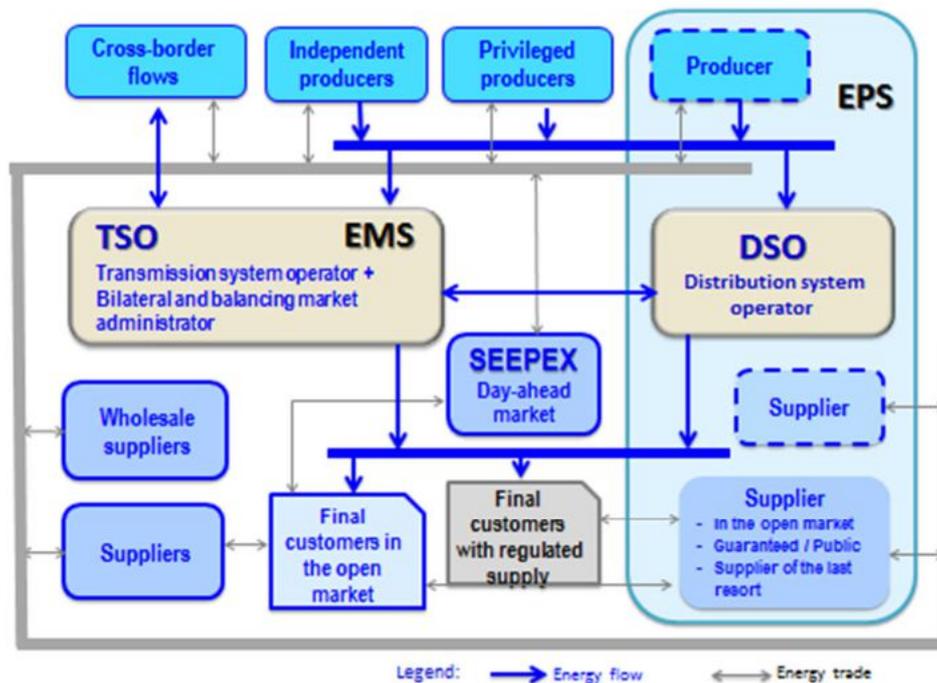


Abbildung 84: Elektrizitätsmarktschema Serbiens im Jahr 2016 (AERS, 2016, S. 30)

Bilateraler Elektrizitätsmarkt

Auf dem bilateralen Markt findet der Stromhandel direkt zwischen den Marktteilnehmern statt, wobei die Marktteilnehmer auf dem bilateralen Großhandelsmarkt zu freien Preisen gehandelt haben, wurde auf dem bilateralen Kleinhandelsmarkt der Handel zu freien und regulierten Preisen durchgeführt, in Anbetracht dass ab dem Jahr 2015 alle Kunden außer der Haushalts- und Kleinkunden ihre elektrische Energie auf dem freien Elektrizitätsmarkt beziehen mussten. Haushalte und Kleinkunden haben die Möglichkeit Stromlieferanten auf dem freien Markt zu wählen, können aber auch immer zu den garantierten/öffentlichen Stromversorger zurückkehren. (AERS, 2016, S. 30)

Großhandelsmarkt

Der Großhandelsmarkt basierte im Jahr 2016 auf dem Handel zwischen Stromlieferanten, da es keine größeren unabhängigen Elektrizitätserzeuger gibt. Die Aktivität der Stromlieferanten auf dem freien Markt ist am ausgeprägtesten im grenzüberschreitendem Stromhandel, hauptsächlich für den Transit elektrischer Energie (welcher aufgrund der zentralen geografischen Lage Serbiens mit 8 Grenzen dominant ist), sowie für die Bedürfnisse von Stromimporten/exporten für Endkunden .

Die Anzahl der Marktteilnehmer, die an Auktionen teilnehmen, steigt von Jahr zu Jahr an. Einer der wichtigsten Gründe für den Anstieg ist, dass durch die Organisation von gemeinsamen Auktionen mit benachbarten Systembetreibern an einigen Ländergrenzen, Unternehmen die

nicht in Serbien lizenziert sind durch die Teilnahme an gemeinsamen Auktionen den Zugang an grenzüberschreitenden Kapazitäten bekommen. (AERS, 2016, S. 30)

In Tabelle 29 ist die Anzahl der Marktteilnehmer mit dem Recht tägliche Arbeitspläne zu melden von 2008 bis 2016 dargestellt.

Year	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Number of market players	30	31	35	35	45	37	47	51	60

Tabelle 29: Anzahl der Marktteilnehmer mit dem Recht tägliche Arbeitspläne zu melden von 2008 bis 2016 (AERS, 2016, S. 30)

Wie aus der Tabelle 29 zu sehen ist hatten im Jahr 2016 60 Teilnehmer das Recht ihre Arbeitspläne anzumelden, was um 9 Teilnehmer mehr ist als im Jahr 2015. Von den 60 Marktteilnehmern im Jahr 2016 waren 52 aktiv, im Jahr 2015 waren es 41. (AERS, 2016, S. 30)

Kleinhandelsmarkt

Von den 60 zugelassenen Stromlieferanten, auf dem freien Kleinhandelsmarkt, waren Ende des Jahres 2016 14 Teilnehmer aktiv. EPS ist weiterhin ein dominierender Elektrizitätsversorger am freien Markt, mit einem Anteil von 95 % von der gesamt verkauften elektrischen Energie an Endkunden sowie 97 % des Gesamtverbrauchs. (AERS, 2016, S. 39)

Ausgleichsmarkt

Im Jahr 2016 hat sich der Trend der weiteren Verbesserung des Elektrizitätsmarktes in Serbien, mit der Verabschiedung neuer Regeln über den Elektrizitätsmarkt im November 2015, fortgesetzt. Im Gegensatz zur vorherigen Periode, ist es durch die Gesetzgebung ausländischen Unternehmen ermöglicht worden eine Lizenz für den Großstromhandel zu bekommen und somit das Recht sich als Teilnehmer am Ausgleichsmarkt zu registrieren.

Ende des Jahres 2016 waren 55 Teilnehmer aktiv bzw. hatten einen Vertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber über die Aufbringung von Ausgleichsenergie. (AERS, 2016, S. 43)

Organisierter Markt (Strombörse)

Gemäß dem Energiegesetz wird die Organisation und Verwaltung des organisierten Strommarktes und seiner Verbindung mit organisierten Strommärkten anderer Länder, vom Marktoperator durchgeführt.

Der Marktoperator EMS AD hat am 14. Juli 2015 die Strombörse SEEPEX a.d. Beograd. auf Grundlage einer Partnerschaft mit EPEX und SPOT, gegründet. Es wurde beschlossen, dass SEEPEX zu Beginn der Arbeit einen organisierten Markt mit standardisierten Produkten für den Day-Ahead Markt verwaltet. Die Strombörse hat im Februar 2016 mit der Arbeit begonnen. Im Jahr 2016 waren 13 Teilnehmer registriert, wobei 11 von denen aktiv am

Stromhandel beteiligt waren. Die Gesamtmenge an elektrischer Energie die an der SEEPEX im Jahr 2016 gehandelt wurde betrug 533 270 MWh. Der Durchschnittspreis auf dem Jahresniveau betrug 34,75 €/MWh. (AERS, 2016, S. 43)

4 Elektrizitätswirtschaftliche Simulationsanalyse - Szenarien

4.1 Das Simulationsmodell ATLANTIS

Mit dem Simulationsmodell ATLANTIS des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz ist es möglich die europäische Elektrizitätswirtschaft im UCTE-Gebiet realitätsnah abzubilden (IEE, 2017)

In Abbildung 85 ist die Übersicht des europäischen Kraftwerksparks in ATLANTIS dargestellt.

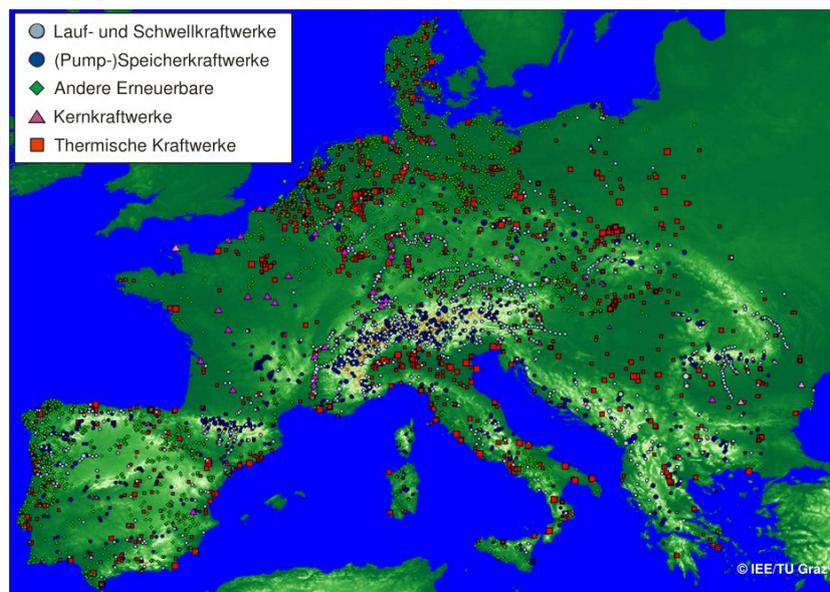


Abbildung 85: Übersicht des europäischen Kraftwerksparks in ATLANTIS (Gutschi, Stigler, 2012, S. 5)

Die wesentlichen Bereiche des ATLANTIS Simulationsmodells sind der Kraftwerkspark, das übergeordnete europäische Verbundnetz der 400 und 200 kV Ebene, sowie der regionalisierte Bedarf an Endkunden. (IEE, 2017)

Mit dem Modell können zum Beispiel folgende Untersuchungen durchgeführt werden:

- Entwicklung regionaler Strompreise
- Quantifizierung des volkswirtschaftlichen Nutzens von Leitungs- und Kraftwerksbauten
- Erfordernisse hinsichtlich Infrastrukturentwicklung
- Szenarioanalysen für die Integration erneuerbarer Energien
- Systemgrenzkosten erneuerbarer Energien
- Wirkungen von Power-Demand-Side-Management
- u.a.

In Abbildung 86 ist der Simulationsablauf in ATLANTIS dargestellt.



Abbildung 86: Simulationsablauf in ATLANTIS (IEE, 2017)

4.2 Simulationsbeschreibung

Die gewonnenen Erkenntnisse aus den vorigen Kapiteln zum Kraftwerkspark, elektrischem Netz, Netzknoten, Stromerzeugung bzw., -verbrauch etc. der betrachteten Länder wurden in die bestehende ATLANTIS Datenbank implementiert bzw. ergänzt.

Für den Kraftwerkspark waren unter anderem Daten wie Kraftwerkstyp, installierte Leistung, Brennstoff und Erzeugung von wichtiger Bedeutung. In Bezug auf das elektrische Netz werden im Modell hauptsächlich Übertragungsleitungen der Spannungsebenen 400 und 220kV berücksichtigt. Die Netzknoten wurden für den Stromverbrauch entsprechend gewichtet. Die Gewichtung erfolgte entsprechend der Bevölkerungsaufteilung je Land in Regionen. Den Netzknoten in diesen Regionen wurde eine gewisse Bevölkerungsanzahl zugewiesen. Aus bisherigen Erkenntnissen hat sich gezeigt, dass der Verbrauch mit der Bevölkerungsanzahl gut übereinstimmt. Um zusätzliche Verbraucherschwerpunkte wie z.B. Industriegebiete zu berücksichtigen kann noch eine zusätzliche Gewichtung auf die jeweiligen Knoten hinzugefügt werden. Für die Leistung der Transformatoren an den Netzknoten wurden Annahmen getroffen, da keine tatsächlichen Werte zu Verfügung standen. Damit es zu keinen Engpässen gleicher kommt wurden sie dementsprechend ausgelegt.

Nach erfolgreicher Aufbereitung und Implementierung der Daten konnten die Simulationen durchgeführt werden.

Es wurde folgende Simulation berücksichtigt:

- **Simulation gemäß den Energiestrategien der Länder Bosnien und Herzegowina, Montenegro und Serbien**

Bei dieser Simulation werden die Daten gemäß den Energiestrategien der drei Länder modifiziert. Ausgegangen wurde vom aktuellen Stand im Jahr 2016. Die Daten zum Kraftwerkspark wie z.B. installierte Leistung, Stromerzeugung, Verbrauch und weitere Daten wurden entsprechend der Energiestrategie nachgebildet. Ziel war es sich die aktuelle Situation im Elektrizitätssektor anzuschauen, aber auch mögliche zukünftige Auswirkungen und Probleme durch den Kraftwerks- und Netzausbau wie z.B. Engpässe, Leitungsüberlastungen etc. anzuschauen.

Beim Vergleich der installierten Engpassleistung (Abbildung 87) zwischen der Energiestrategie BiHs und den ENTSO-E Visionen ergibt sich folgende Situation:

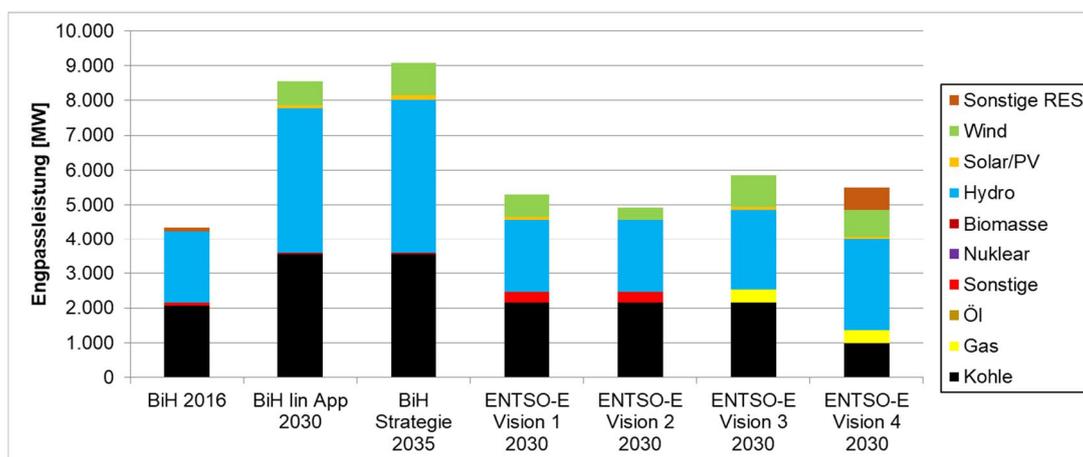


Abbildung 87: Installierte Engpassleistung BiHs (MVTEO, 2017) (ENTSOE, 2016) - eigene Darstellung

Wie aus der Abbildung zu sehen ist sieht die Energiestrategie bis 2035 eine Steigerung der installierten Leistung von 126% gegenüber dem Jahr 2016 vor, wie schon in Kapitel 1.2 angeführt.

Um die installierte Leistung mit den ENTSO-E Visionen vergleichen zu können wurden die Werte für das Jahr 2030 zwischen dem Jahr 2025 und 2030 linear extrapoliert, da für das Jahr 2025 und 2030 tatsächliche Werte gemäß Energiestrategie vorhanden waren. Für das Jahr 2030 ist kein wesentlicher Unterschied zum Jahr 2035 festzustellen, da der meiste Kraftwerkszubau und die Stilllegung einzelner Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke bis zum Jahr 2025 erfolgt. Beim Vergleich der Energiestrategie für das Jahr 2030 und den ENTSO-E Visionen bzw. ENSOE-E Vision 1, die angelehnt an die Energiepolitik der jeweiligen Länder ist, kann ein großer Unterschied festgestellt werden. Gemäß der Vision 1 bleibt die installierte Leistung aus

TKWs und WKWs gegenüber dem Jahr 2016 fast unverändert, was eher unwahrscheinlich ist, vor allem bei den WKWs bei welchen nur ein Drittel des technischen Potenzials bisher ausgenutzt ist und somit ein großes Potenzial für den Ausbau vorhanden ist.

Für die produzierte Energie, wie in Abbildung 88 zu sehen ist, ergibt sich ein ähnliches Bild wie für die installierte Leistung.

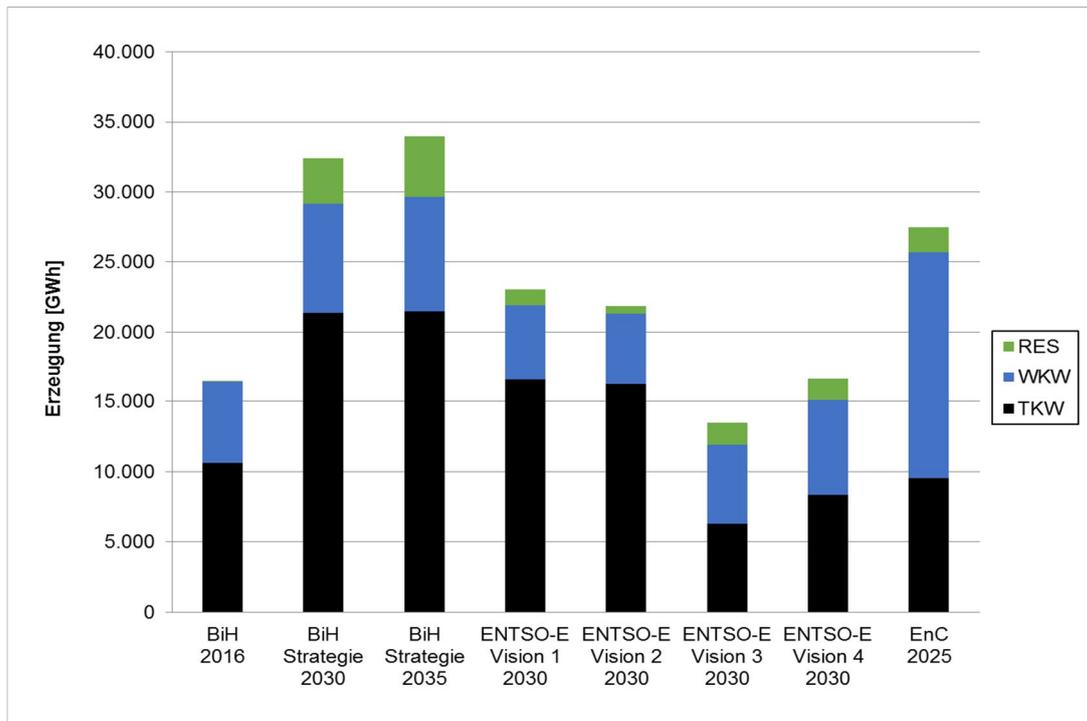


Abbildung 88: Produzierte elektrische Energie BiHs (MVTEO, 2017), (ENTSOE, 2016) – eigene Darstellung

Bei Montenegro stimmt die vorgesehene installierte Leistung gemäß der Energiestrategie ziemlich gut mit der ENTSO-E Vision 1 überein, wie in Abbildung 89 zu sehen ist. Lediglich die WKA werden stärker ausgebaut, sowie Biomasse und zum Teil auch Solaranlagen.

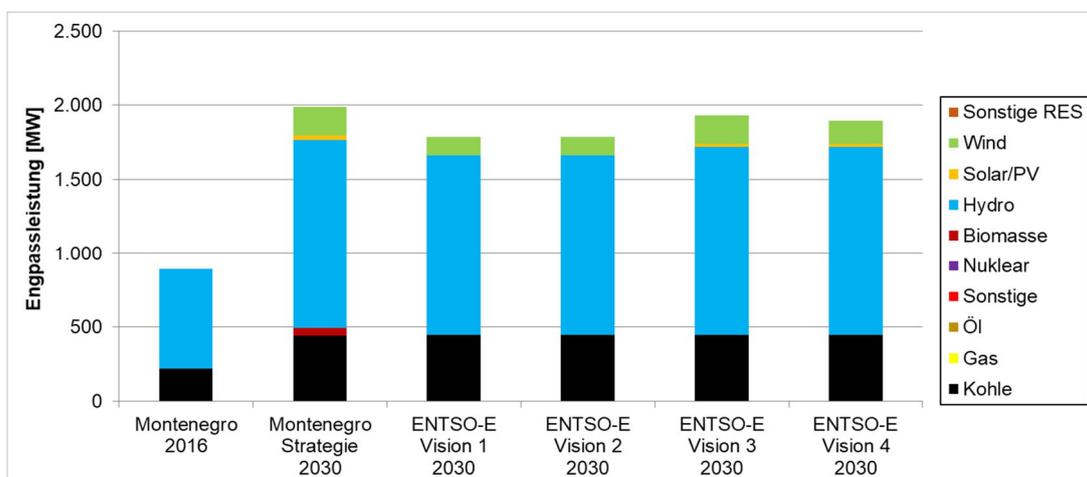


Abbildung 89: Installierte Engpassleistung Montenegros (BMW, 2014), (ENTSOE, 2016) – eigene Darstellung

Bei der produzierten Energie ist jedoch ein Unterschied festzustellen. Bei der Prognose der EnC ist der Unterschied noch stärker ausgeprägt.

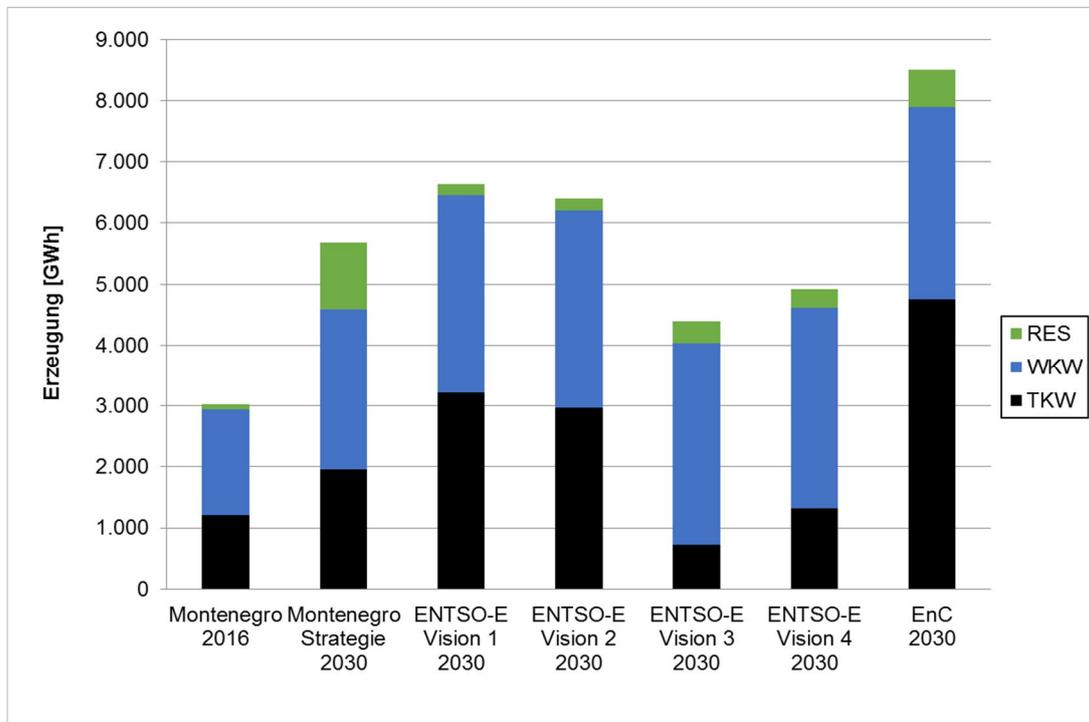


Abbildung 90: Produzierte elektrische Energie Montenegros (BMW, 2014), (ENTSOE, 2016) - eigene Darstellung

Bei Serbien sieht die Energiestrategie sogar etwas weniger an installierter Leistung als die ENTSO-E Vision 1 vor, wie in Abbildung 91 zu sehen ist.

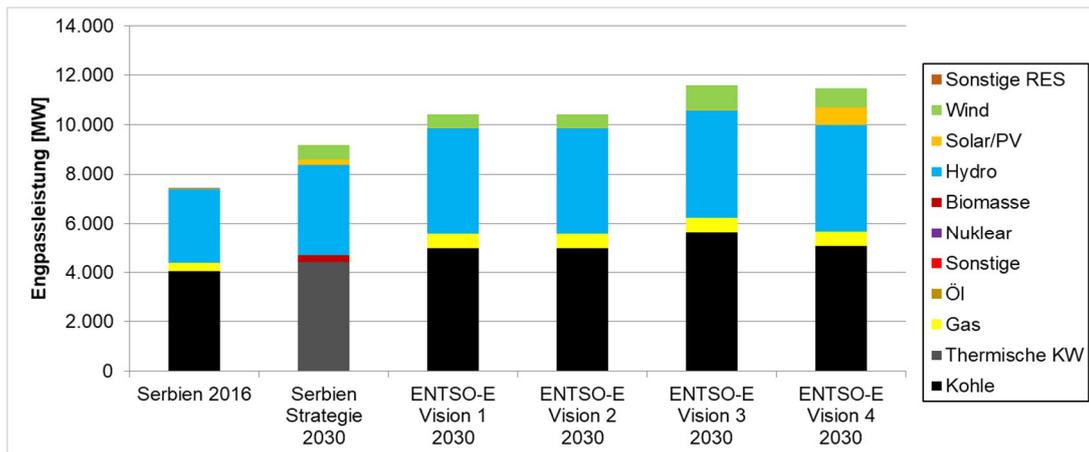


Abbildung 91: Installierte Engpassleistung Serbiens (MRE-RS, 2016), (ENTSOE, 2016)

Bei der produzierten Energie Serbiens haben wir dann folgendes Situation (Abbildung 92):

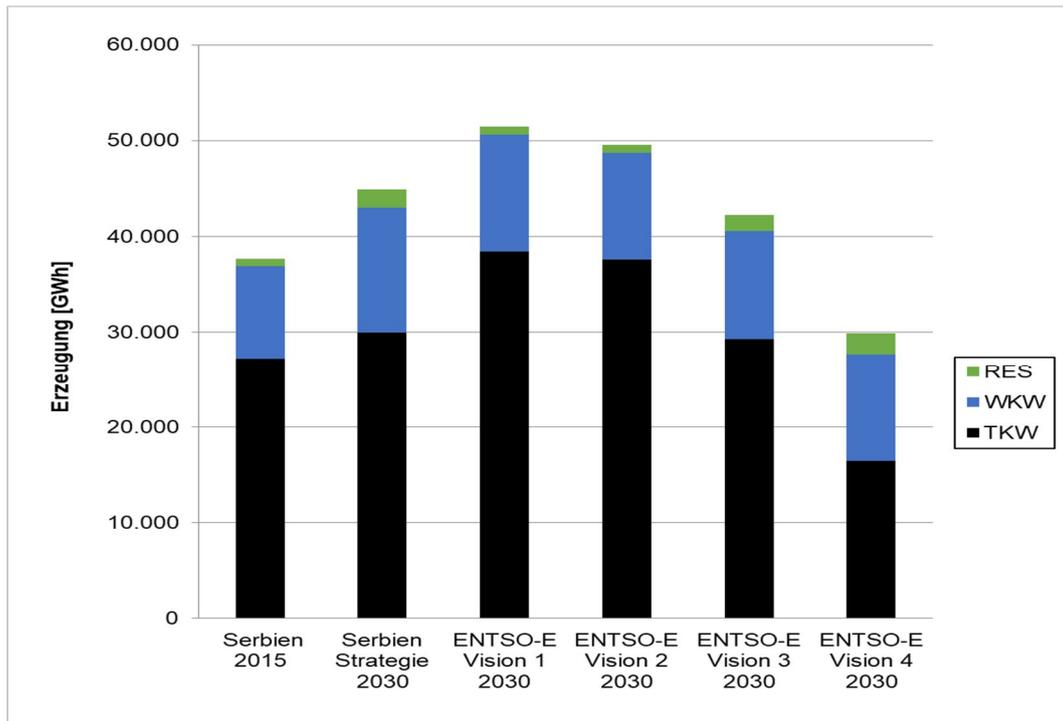


Abbildung 92: Produzierte elektrische Energie Serbiens (MRE-RS, 2016), (ENTSOE, 2016)

Wie bei der installierten Leistung ist bei der Vision 1 eine höhere Stromproduktion vorgesehen. Vor allem bei den TKWs.

Aus den bisher genannten Gründen werden nur die Simulationen gemäß den Energiestrategien der Länder durchgeführt.

4.3 Simulation gemäß Energiestrategie

4.3.1 Bosnien und Herzegowina

In dieser Simulation werden die Daten gemäß der Energiestrategie modifiziert. Ausgegangen wurde vom aktuellen Stand im Jahr 2016. Die Daten zum Kraftwerkspark wie z.B. installierte Leistung, Stromerzeugung, Verbrauch und weitere Daten wurden bis zum Jahr 2035 entsprechend der Energiestrategie nachgebildet. Mit dieser Art und Weise kann die aktuelle Situation im Elektrizitätssektor dargestellt werden, aber auch mögliche zukünftige Auswirkungen und Probleme durch den Kraftwerks- und Netzausbau wie z.B. Engpässe, Leitungsüberlastungen etc. erkannt werden.

Das Modell aus Kraftwerken, Leitungen, Transformatoren und Knoten für das Jahr 2016 in ATLANTIS ist in Abbildung 93 dargestellt.

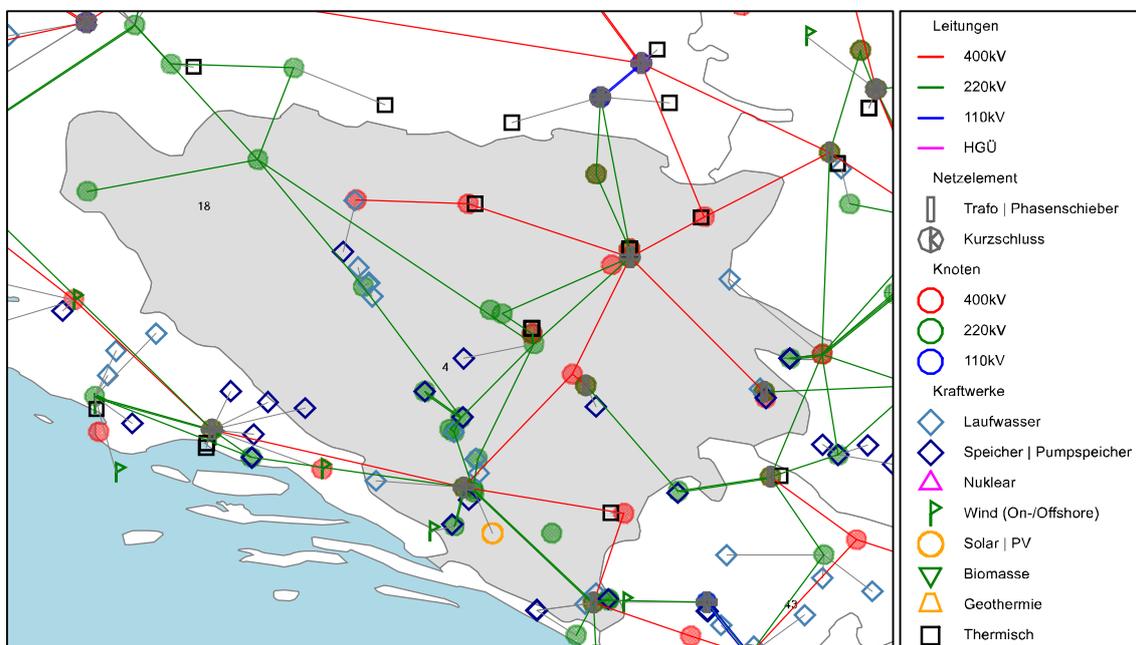


Abbildung 93: Modell BiHs in ATLANTIS für das Jahr 2016

Nach dem Ausbau einiger neuer Erzeugungsanlagen und Leitungen ergibt sich für das Jahr 2035 noch folgende Situation (siehe Abbildung 94).

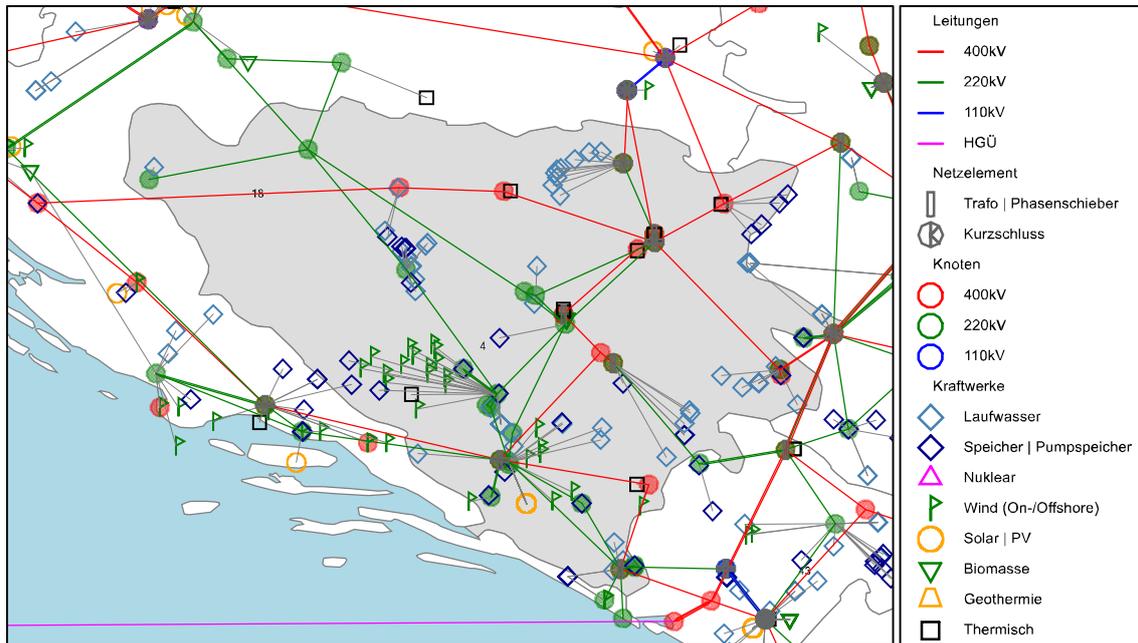


Abbildung 94: Modell BiHs in ATLANTIS für das Jahr 2035

In Abbildung 95 ist das Übertragungssystem BiHs im Jahr 2035 dargestellt.

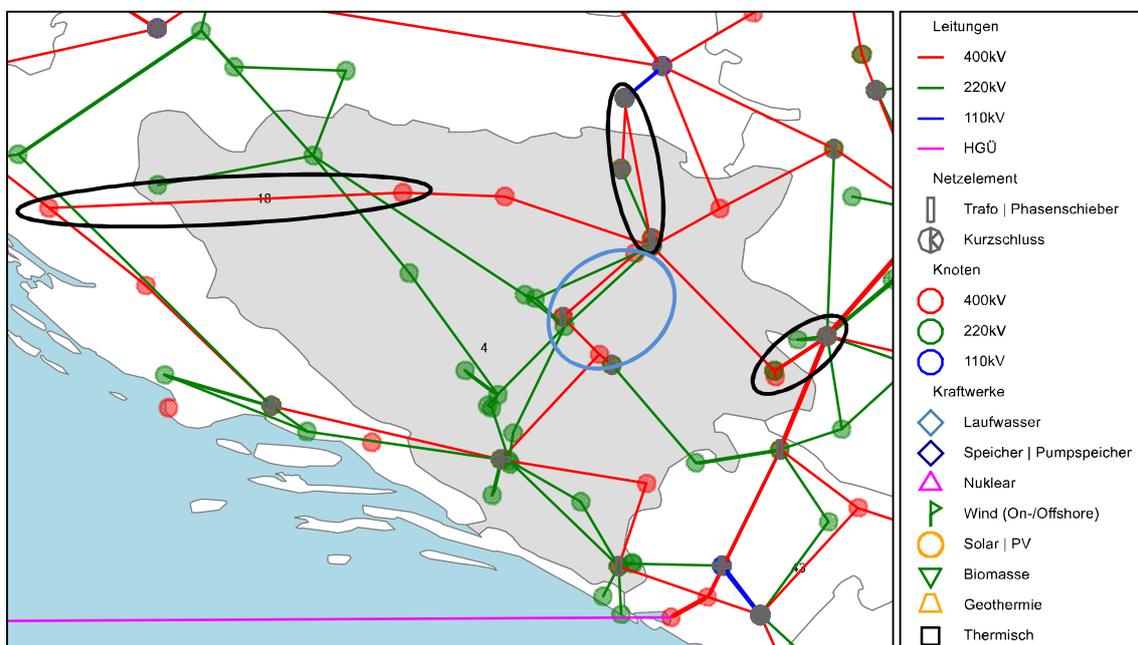


Abbildung 95: Übertragungssystem BiHs im Jahr 2035

Schwarz markierte Felder sind Leitungen (PCI Projekte) die bis zum Jahr 2035 realisiert werden. Blau markierte Felder sind Leitungen die von Nationalem Interesse sind. Eine genaue Beschreibung der Projekte ist in Kapitel 1.3 angeführt.

In Abbildung 96 ist die installierte Engpassleistung BiHs bis zum Jahr 2035 dargestellt.

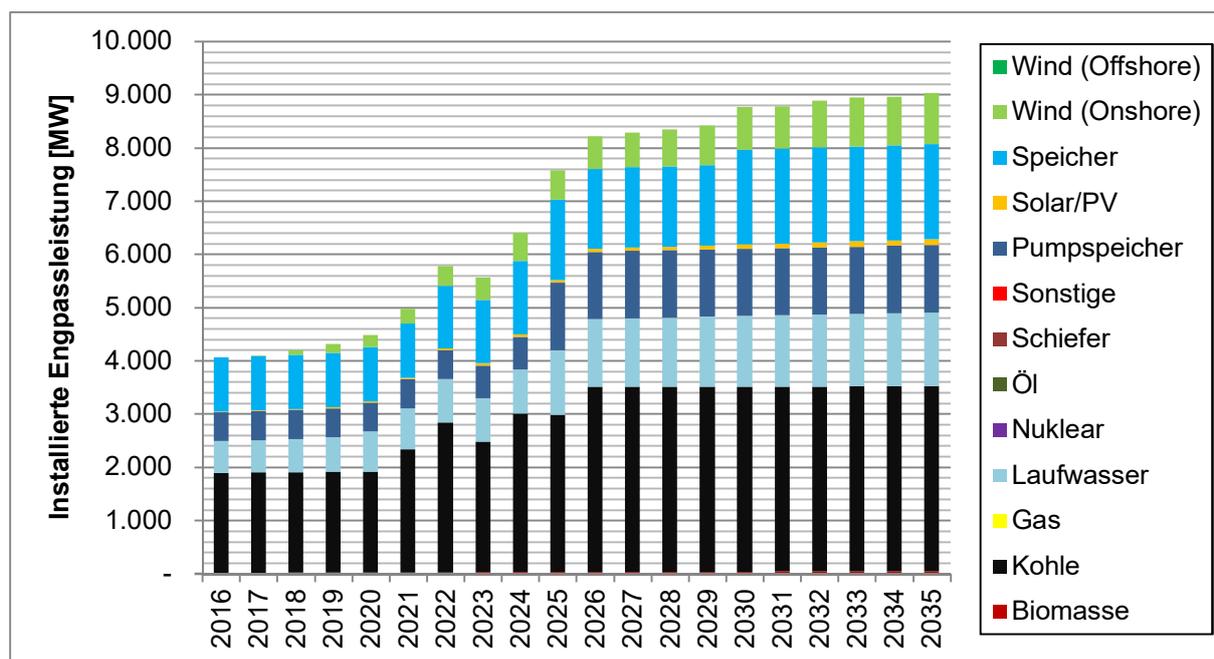


Abbildung 96: Installierte Engpassleistung BiHs gemäß Energiestrategie bis zum Jahr 2035

Wie aus der Abbildung zu sehen ist kommt es zu einem erheblichen Kraftwerkzubau (+126% bzw. 5129 MW) bis 2035 im Gegensatz zum Basisjahr 2016 mit 4055 MW an installierter Leistung. Die Kohle- und Wasserkraftwerke werden sich fast verdoppeln. Der große Zuwachs an neuen Kraftwerkskapazitäten ist zu einem durch den Verbrauchsanstieg bis zum Jahr 2035 von 13,06 GWh im Jahr 2017 auf 17,07 GWh im Jahr 2035 zurückzuführen, aber auch durch die vorgesehenen Stromexporte, da BiH wie bisher den Trend eines Nettostromexporteurs weiter beibehalten möchte. Der Ausbau von RES-Anlagen wird auch bedeutend ansteigen, um die Verpflichtungen gemäß der EU2020-Strategie nachzukommen, vor allem WKA und kleine WKWs.

Betrachtet man die Prozentuelle Zusammensetzung der installierten Kraftwerkskapazitäten bis zum Jahr 2035 (Abbildung 97) ist ersichtlich das Kohle- und WKWs weiterhin die wichtigsten Erzeugungskapazitäten bleiben, aber auch WKA mit ca. 10% im Jahr 2035 bedeutsamer werden.

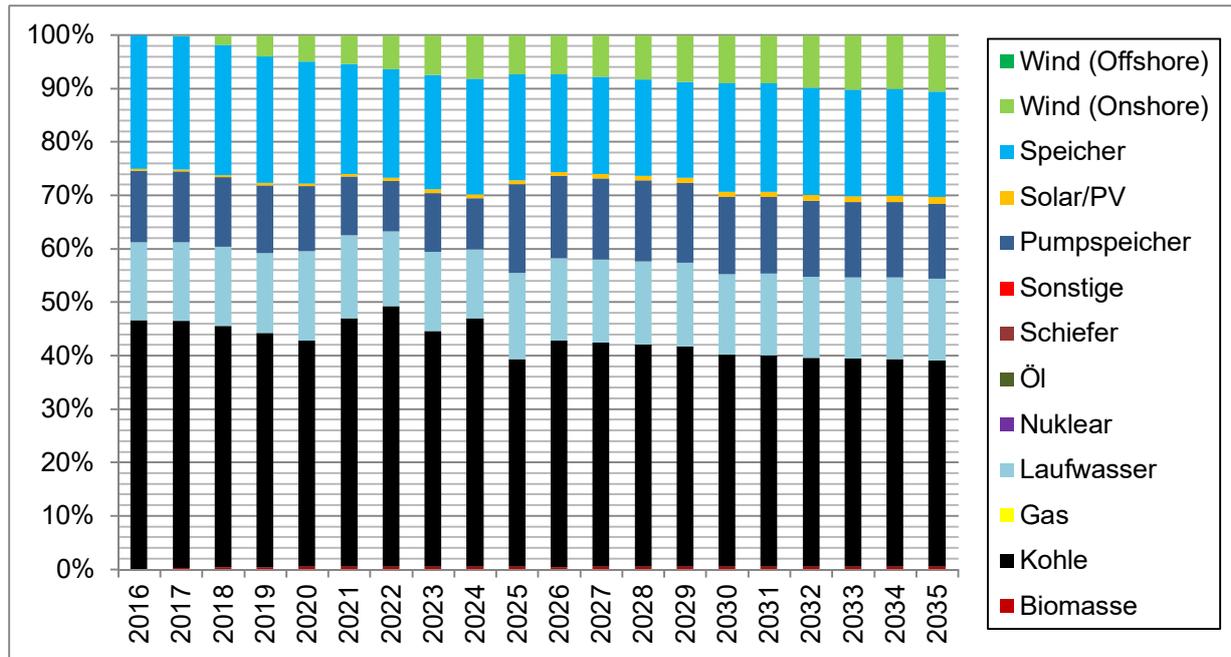


Abbildung 97: Prozentuelle Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten BiHs

In Abbildung 98 ist ein Vergleich der installierten Engpassleistung BiHs gemäß der Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell dargestellt.

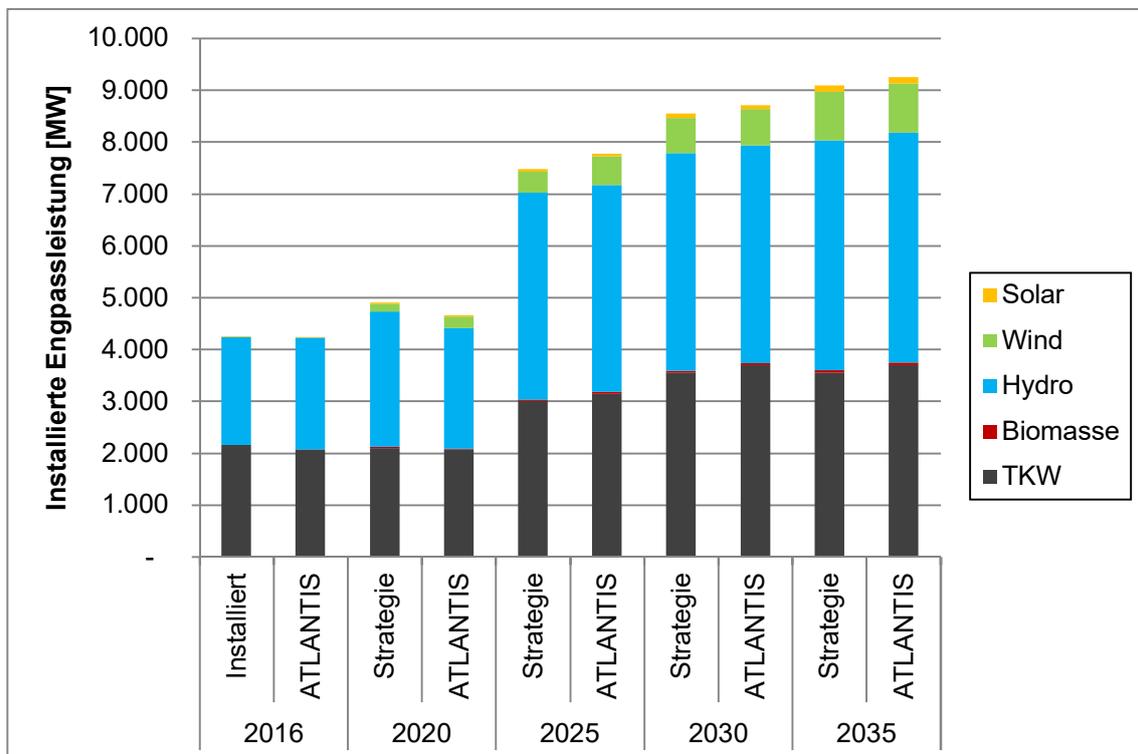


Abbildung 98: Vergleich der installierten Engpassleistung BiHs gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell

Beim Vergleich der installierten Leistung in unserem ATLANTIS Modell mit der Energiestrategie BiHs bis zum Jahr 2035 ist eine gute Übereinstimmung zu erkennen.

In Abbildung 99 ist die simulierte produzierte Energie BiHs bis 2035 dargestellt.

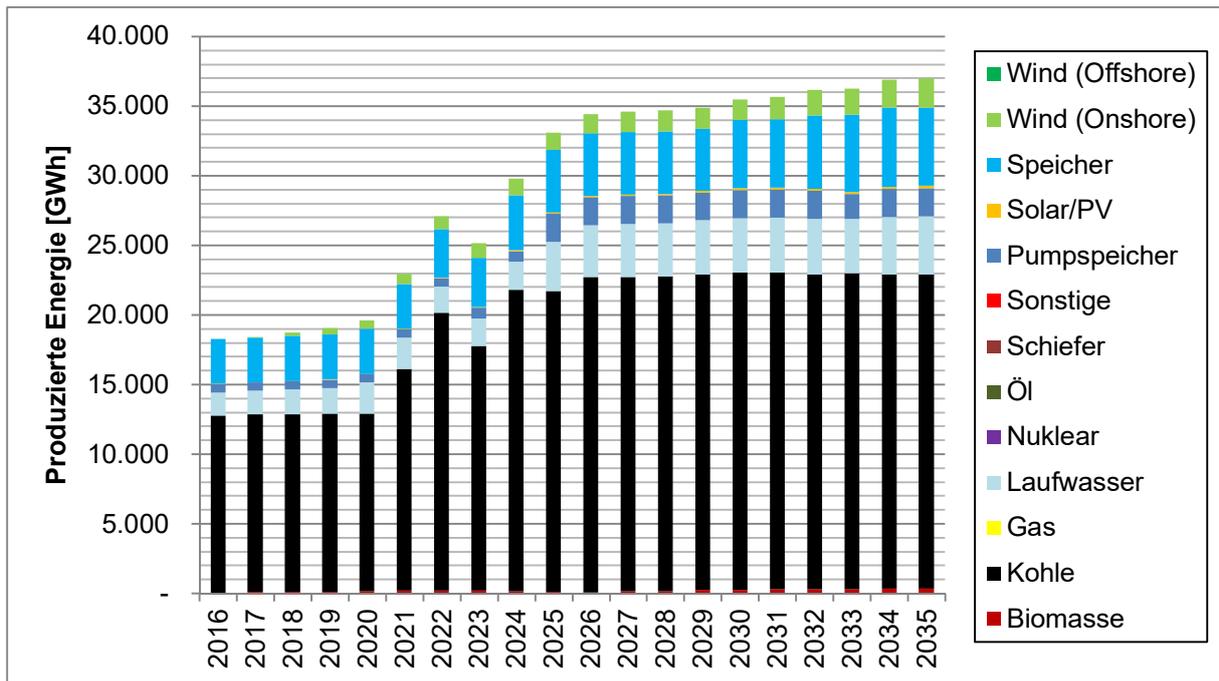


Abbildung 99: Simulierte produzierte Energie BiHs bis zum Jahr 2035

Beim Vergleich der produzierten Energie zwischen der Energiestrategie und ATLANTIS kommt es zu geringfügigen Abweichungen wie in Abbildung 100 zu sehen ist.

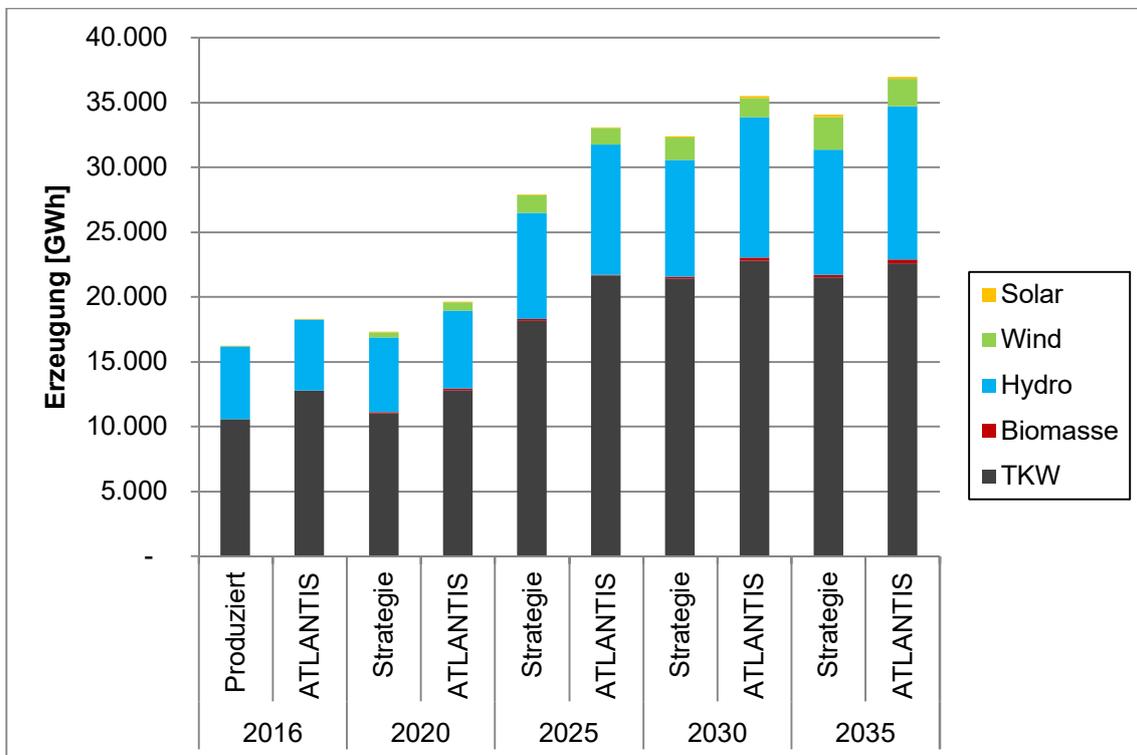


Abbildung 100: Vergleich zwischen der produzierten Energie (GWh) BiHs gemäß der Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell

Beim Vergleich der prozentuellen Zusammensetzung der produzierten Energie ist dann wieder eine gute Übereinstimmung zu erkennen (Abbildung 101).

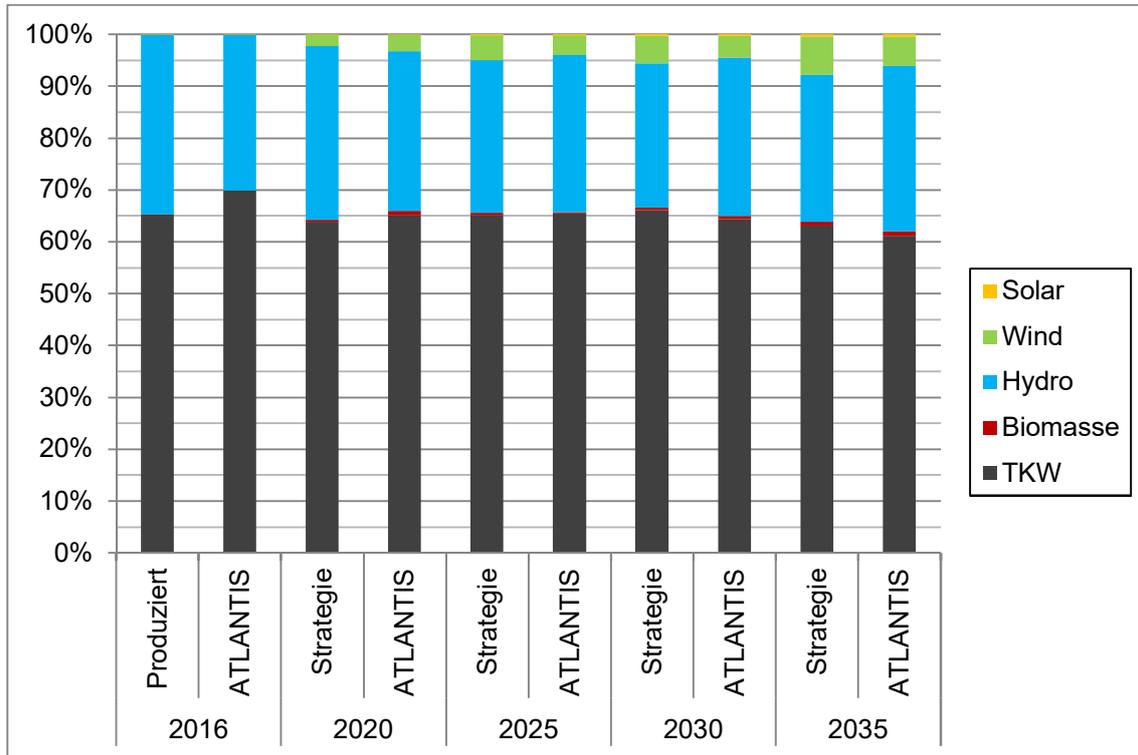


Abbildung 101: Vergleich der produzierten Energie BiHs in Prozent

Durch den vorgesehenen Ausbau der TKWs bis zum Jahr 2035 kommt es dementsprechend zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen wie in Abbildung 102 zu sehen ist.

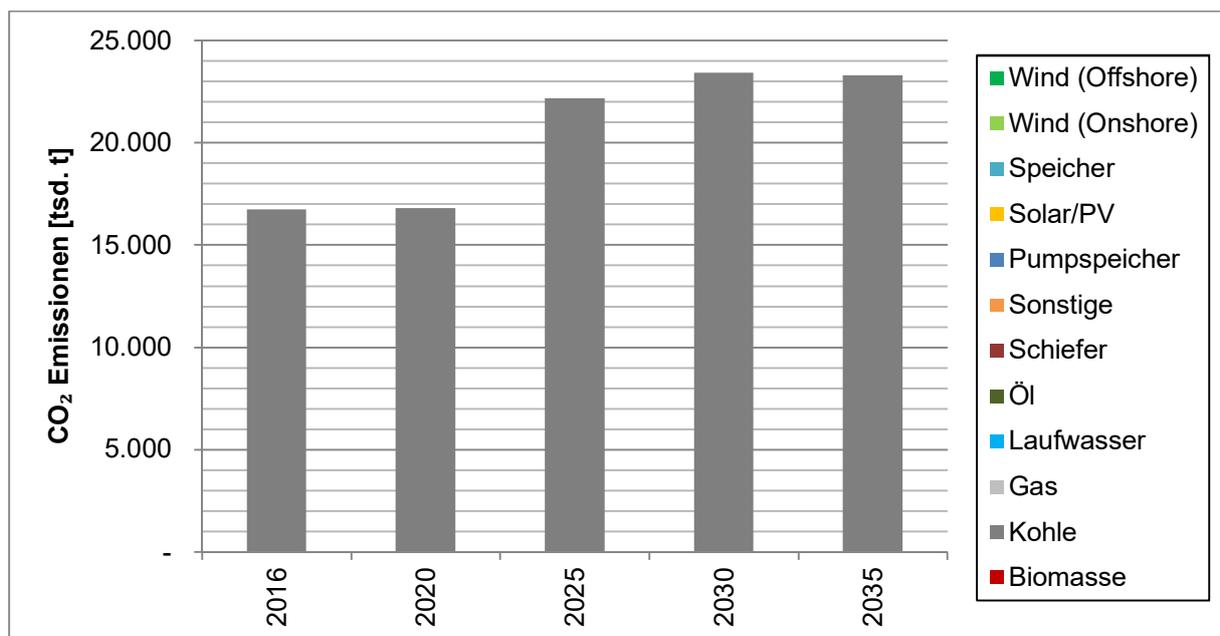


Abbildung 102: CO₂-Emissionen BiHs

In Abbildung 103 ist das Verhältnis von produzierter Energie, Import/Export und Verbrauch BiHs dargestellt.

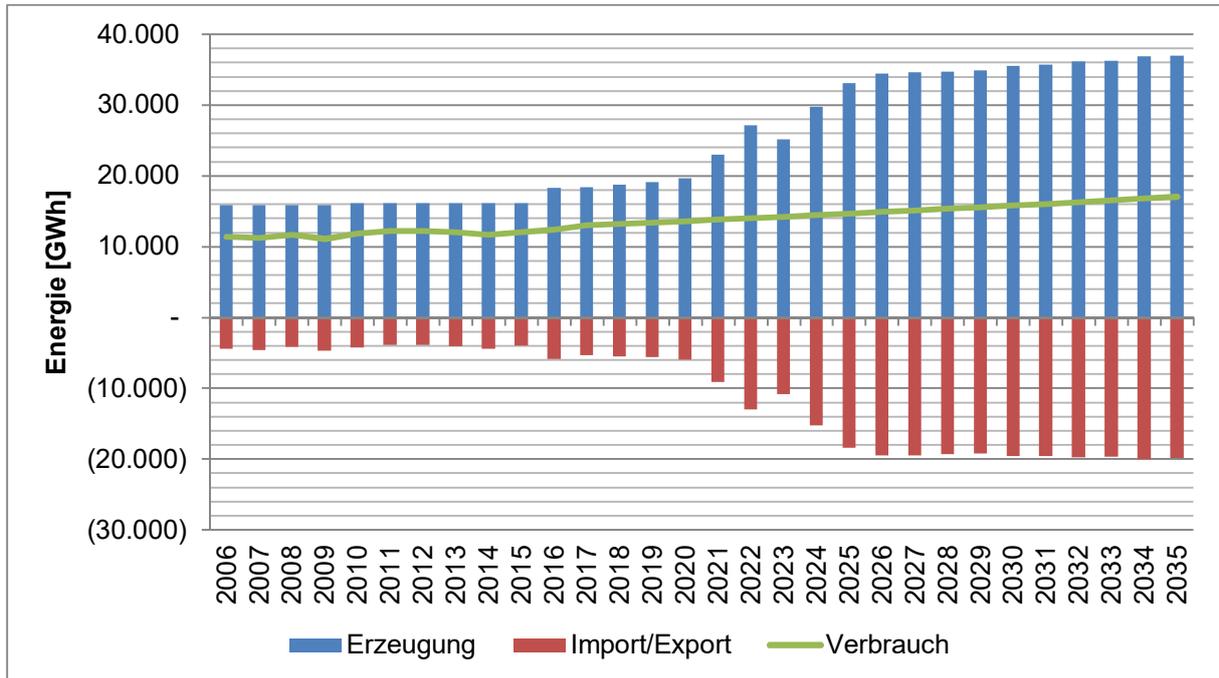


Abbildung 103: Verhältnis produzierte Energie, Import/Export und Verbrauch BiHs

Wie aus der Abbildung zu sehen ist deckt die Stromerzeugung die Nachfrage in der Vergangenheit ab, aber auch in der Zukunft wird der Trend fortgesetzt. Die Stromexporte werden dann ab dem Jahr 2020 noch stärker durch die neuen KWs ansteigen.

Das Alter des Kraftwerksparks im Jahr 2016 (Abbildung 104) ist recht weit fortgeschritten. Einige WKW werden über die technische Nutzungsdauer von 60 Jahren weiterbetrieben.

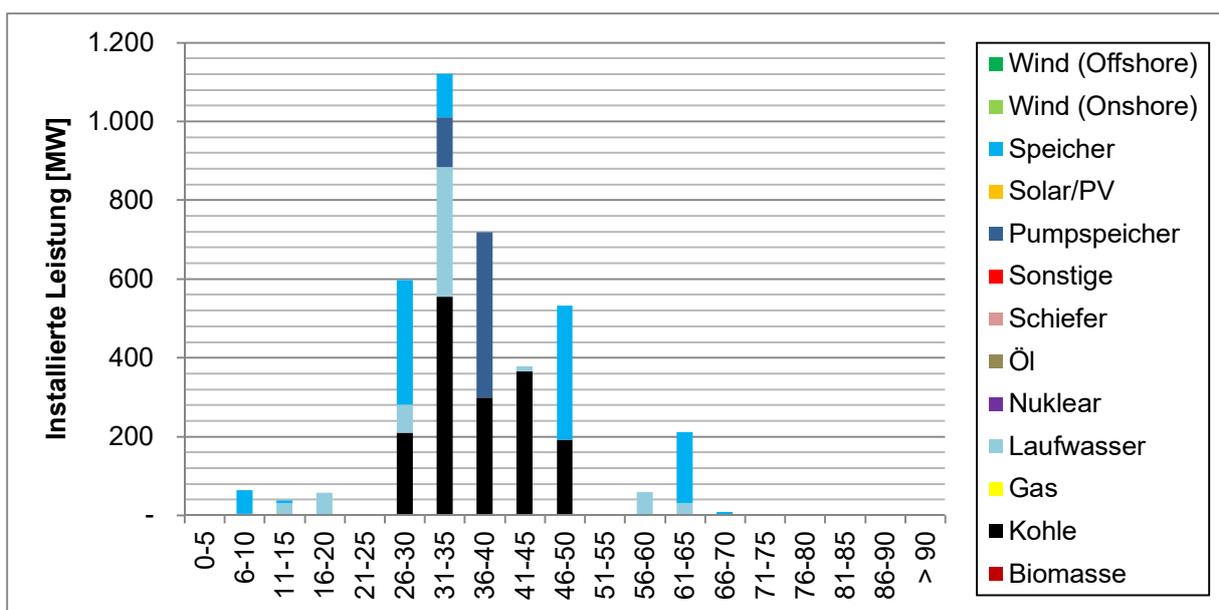


Abbildung 104: Alter des Kraftwerksparks BiHs im Jahr 2016

Nach der Stilllegung einiger Kohlekraftwerke und Inbetriebnahme neuer Erzeugungsanlagen ist das Alter des Kraftwerksparks für das Jahr 2035 in Abbildung 105 dargestellt. Zu sehen ist das einige Kohlekraftwerke bzw. Blöcke sowie WKW über der technischen Nutzungsdauer weiterbetrieben werden. Hier muss aber angeführt werden das für den weiteren Betrieb der Blöcke die nicht außerbetrieb genommen werden bereits einige Revitalisierungsmaßnahmen erfolgten und vorgesehen sind.

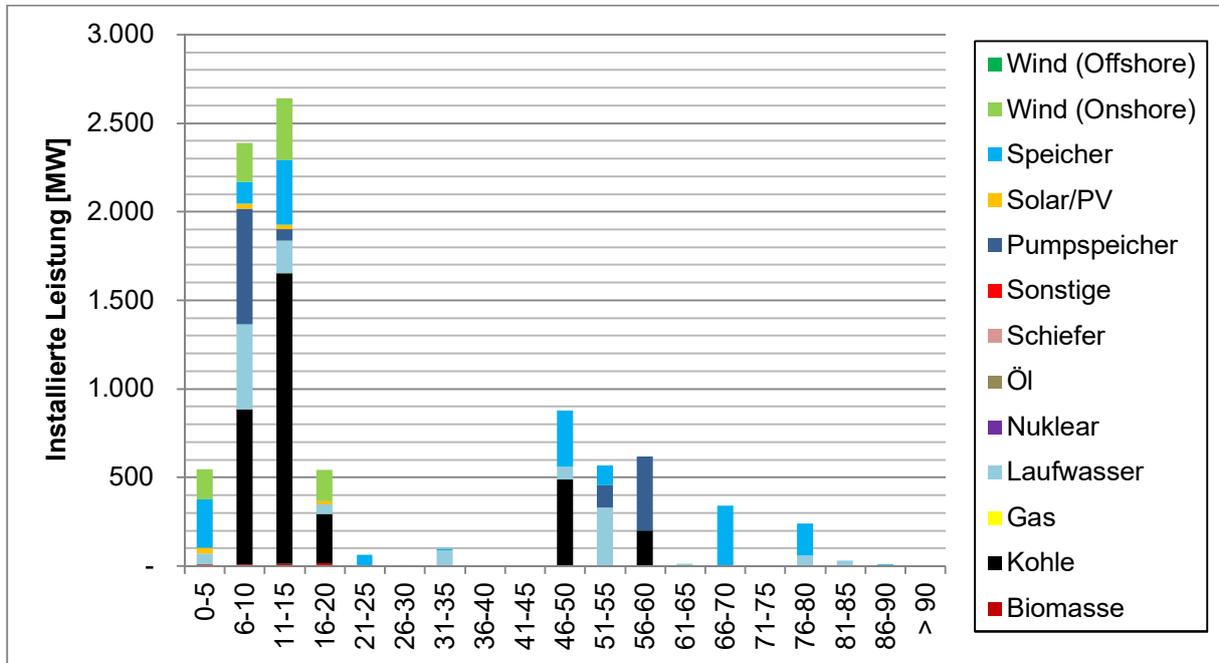


Abbildung 105: Alter des Kraftwerksparks BiHs im Jahr 2035

In Abbildung 106 sind die Lastflüsse bei Jahreshöchstlast im Jahr 2016 dargestellt.

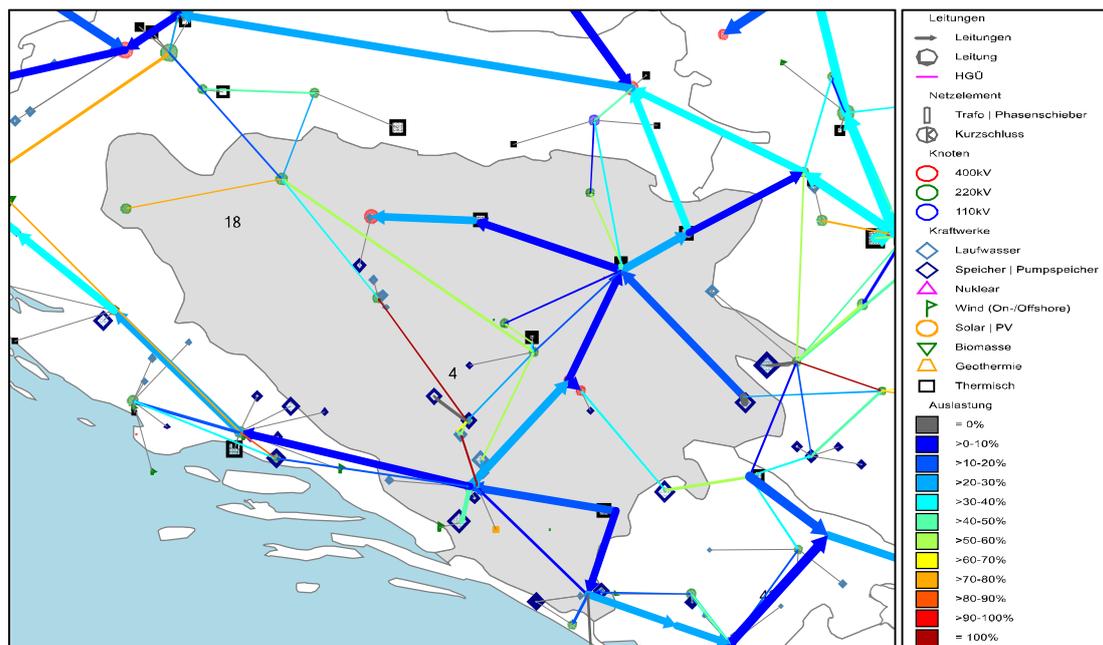


Abbildung 106: Lastflüsse BiHs im Jahr 2016 bei Jahreshöchstlast

Wie aus der Abbildung zu sehen ist sind die Leitungen für das Jahr 2016 bei Jahreshöchstlast in einem ausgeglichenen Zustand und wenig belastet was auch mit den Angaben des Übertragungsnetzbetreibers über den Zustand des Netzes der 400 und 220kV Ebene gut übereinstimmt.

In Abbildung 107 sind die Lastflüsse bei Jahreshöchstlast im Jahr 2035 dargestellt.

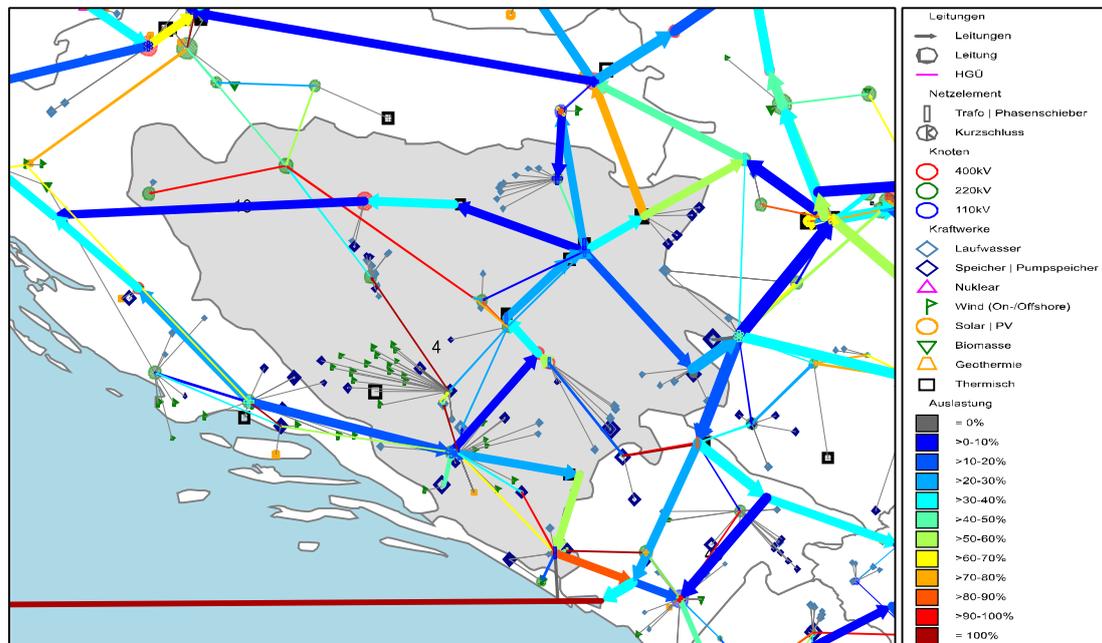


Abbildung 107: Lastflüsse BiHs im Jahr 2035 bei Jahreshöchstlast

Nach den vorgesehenen Kraftwerks und Leitungsausbau ergibt sich dann im Jahr 2035 folgende Situation für die Lastflüsse wie in Abbildung 107 zu sehen ist. Das Netz ist auch im Jahr 2035 weiterhin in einem ausgeglichenen Zustand und wenig belastet. Die Zunahme der Stromexporte kann auch anhand der Lastflüsse gut erkannt werden. Im östlichen Teil Richtung Serbien, im westlichen Teil Richtung Kroatien und im Südlichen Teil Richtung Montenegro und dann weiter über das Seekabel nach Italien.

In Abbildung 108 sind die Lastflussdifferenzen zwischen dem Jahr 2016 und 2035 bei Jahreshöchstlast dargestellt.

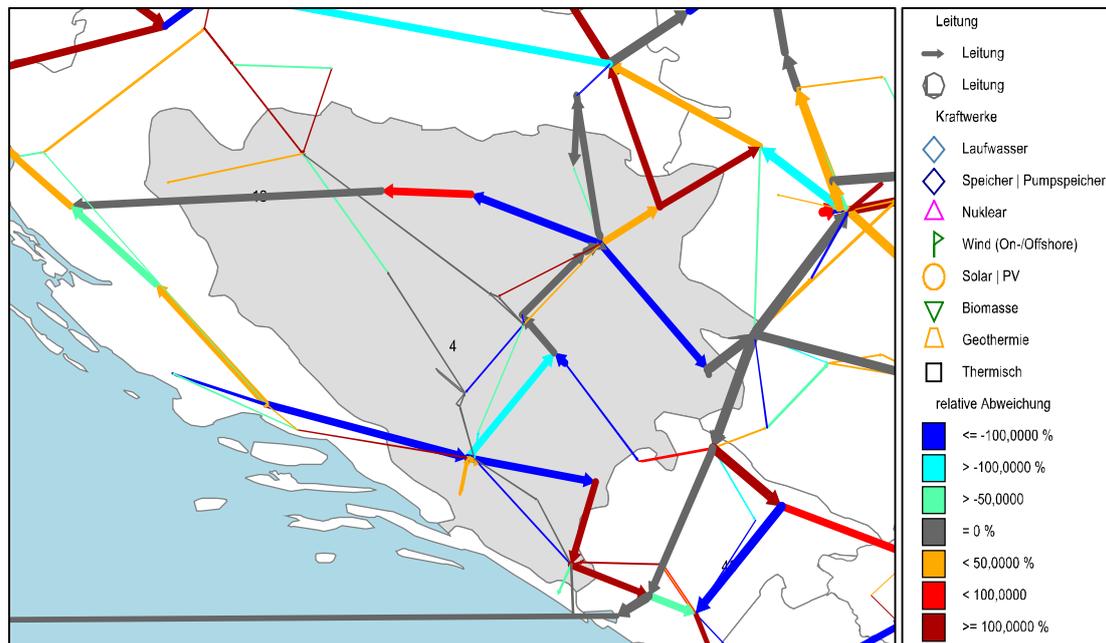


Abbildung 108: Lastflussdifferenzen BiHs bei Jahreshöchstlast zwischen dem Jahr 2016 und 2035

In der Abbildung sind die relativen Lastflussänderungen ausgehend von dem Jahr 2035 zu sehen. Die grauen Pfeile stellen Leitungen bei denen es zu keiner Lastflussdifferenz gekommen ist oder neue Leitungen die nicht vorhanden waren (wie in unserem Fall für das Jahr 2016). Die roten Pfeile bedeuten, dass es zu einer Lastflusszunahme gekommen ist wobei die Lastflussrichtung gleich geblieben ist. Bei den grünen und hellblauen Pfeilen kommt es zu einer Minderung des Lastflusses bis 100%. Die dunkelblauen Pfeile bedeuten das es zu einer Änderung der Lastflussrichtung gekommen ist aber keine Aussage über die Zu- oder Abnahme des Lastflusses getroffen werden kann.

Durch den Ausbau der Leitungen und des Kraftwerksparks, sowie der höheren Stromexporte ist auch eine Zunahme der Lastflüsse an den grenzüberschreitenden Leitungen gut zu erkennen, vor allem nach Montenegro durch die Inbetriebnahme des Seekabels nach Italien erhöhen sich die Lastflüsse aus BiH um über 100% (dunkelrot dargestellt).

4.3.2 Montenegro

Für Montenegro wurden die Daten ebenfalls gemäß der Energiestrategie bis 2030 aufbereitet. Daraus ergibt sich dann folgendes Modell aus Kraftwerken, Leitungen, Transformatoren und Knoten in ATLANTIS für das Jahr 2016 (siehe Abbildung 109).

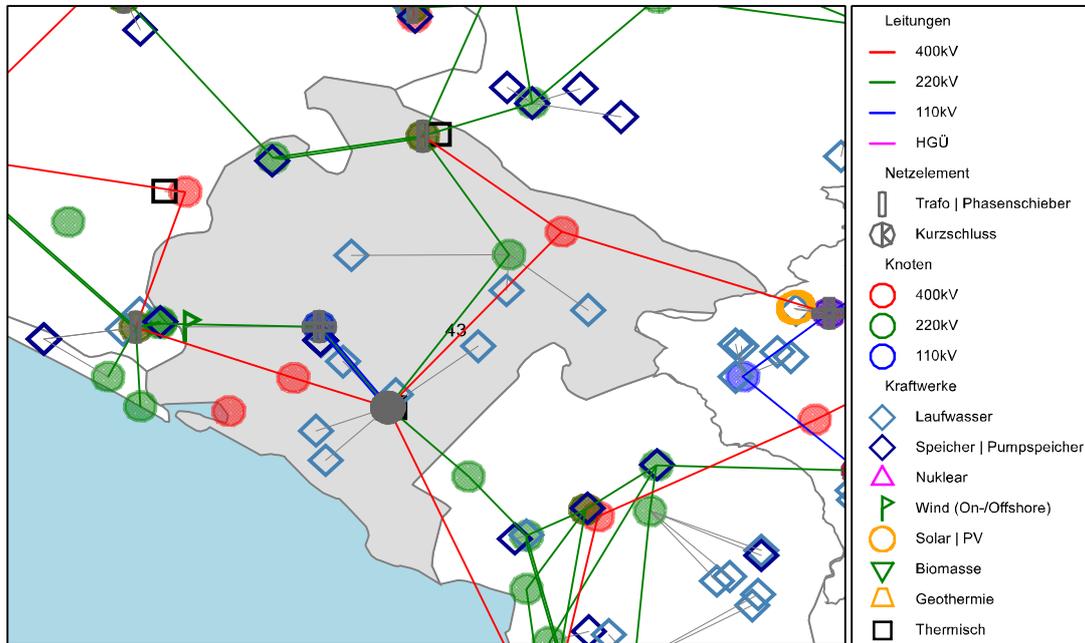


Abbildung 109: Modell Montenegros in ATLANTIS für das Jahr 2016

Nach dem Ausbau einiger neuer Kraftwerke und Leitungen ergibt sich für das Jahr 2030 folgende Situation (siehe Abbildung 110).

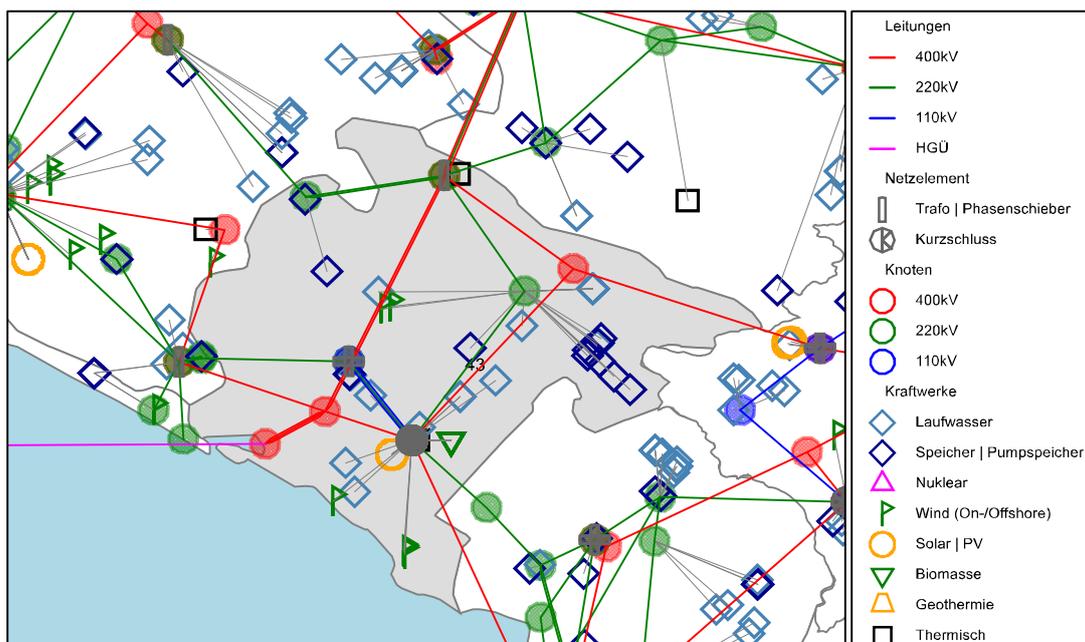


Abbildung 110: Modell Montenegros in ATLANTIS für das Jahr 2030

In Abbildung 111 ist das Übertragungssystem Montenegros für das Jahr 2030 dargestellt.

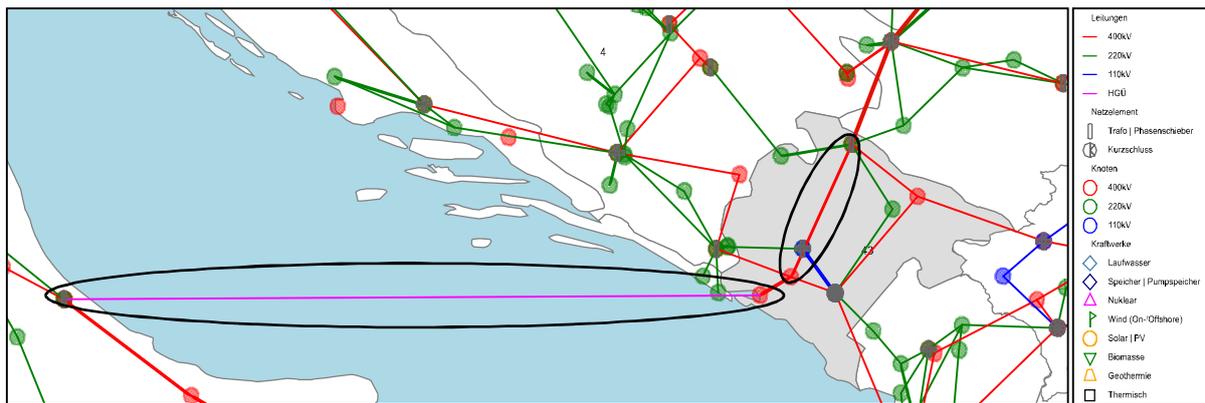


Abbildung 111: Übertragungssystem Montenegros im Jahr 2030

Schwarz markierte Felder sind Leitungen (PCI Projekte) die bis zum Jahr 2030 realisiert werden. Zum einem ist dies das Seekabel zwischen Italien und Montenegro und zum anderen die 400 kV Leitung (Transbalkan Korridor) die zum TKW Pljevalja führt und weiter nach Serbien (Bajina Basta). Durch diese neue Leitung wird der 400 kV Ring in Montenegro geschlossen. Die Auswirkungen auf die Lastflüsse werden nachfolgend in diesem Kapitel dargestellt. Eine detailliertere Beschreibung der genannten Leitungen ist im Kapitel 2.3 angeführt.

Von den installierten Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2016 mit 892 MW steigt die installierte Kapazität auf 1921 MW bis zum Jahr 2030 an. Ein neuer Block des bestehenden Kohlekraftwerks Plevalja soll im Jahr 2020 ans Netz gehen. Neben dem bedeutenden Ausbau von WKW werden WKA wie in BiH auch in Montenegro an Bedeutung gewinnen. Mit dem Ausbau neuer Kraftwerkskapazitäten möchte Montenegro den eigenen Elektrizitätsbedarf wie schon erwähnt langfristig decken können und darüber hinaus einen Teil exportieren.

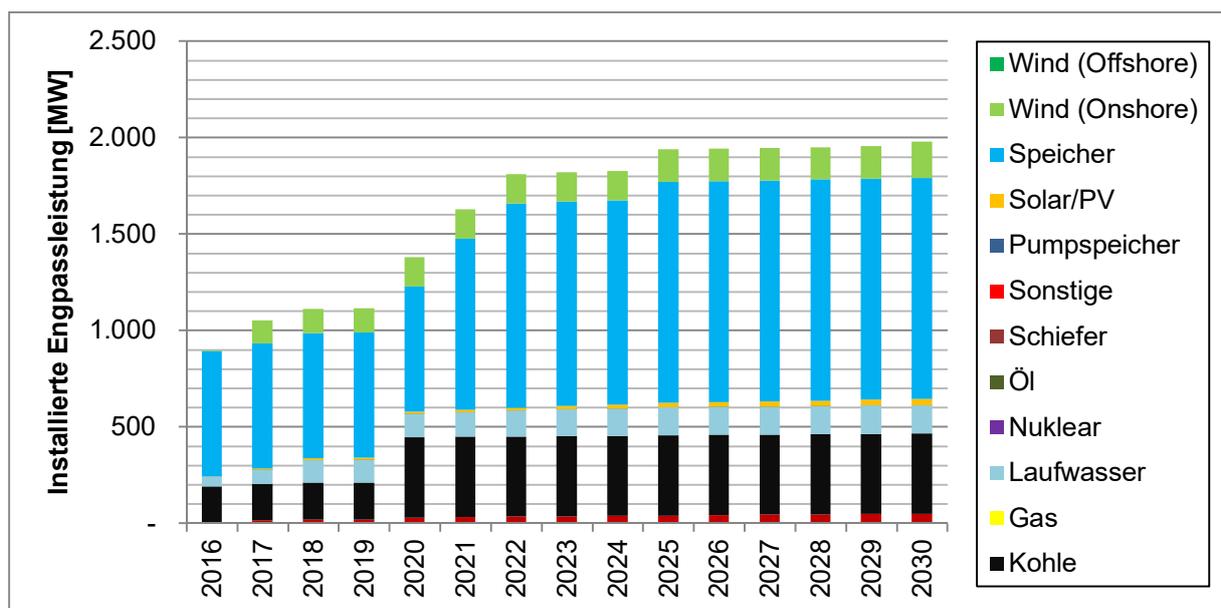


Abbildung 112: Installierte Kraftwerkskapazitäten Montenegros gemäß Energiestrategie bis zum Jahr 2030

In Abbildung 113 ist die prozentuelle Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten bis 2030 dargestellt.

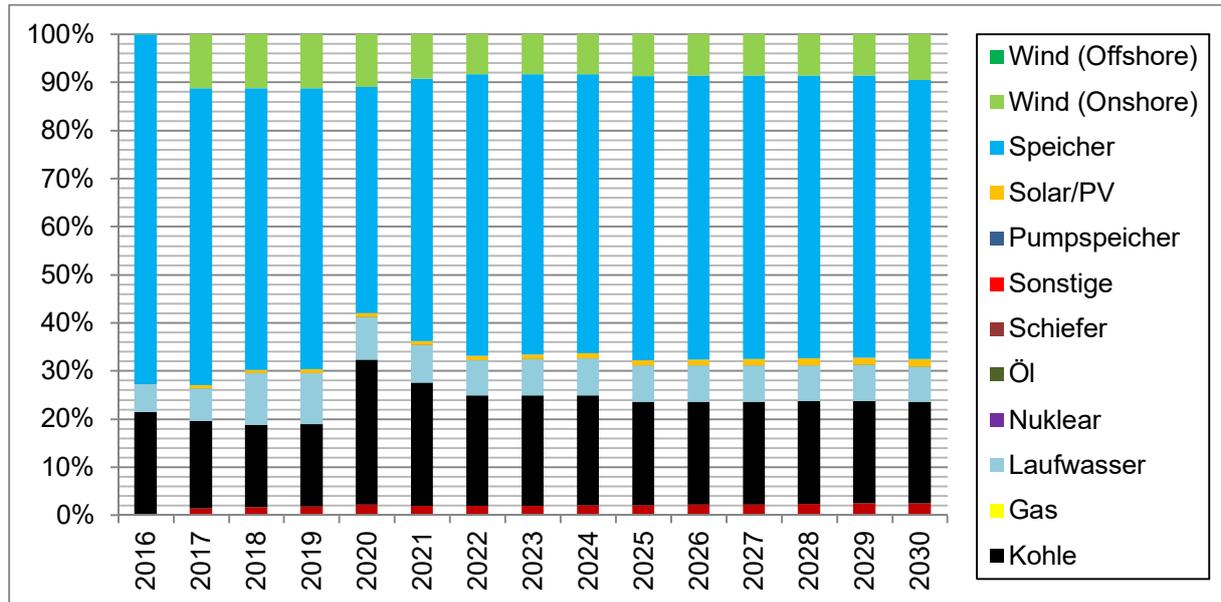


Abbildung 113: Prozentuelle Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten Montenegros

Beim Vergleich der installierten Kraftwerkskapazitäten zwischen der Energiestrategie Montenegros und dem ATLANTIS Modell (Abbildung 114) ist die ziemlich gute Übereinstimmung zu sehen.

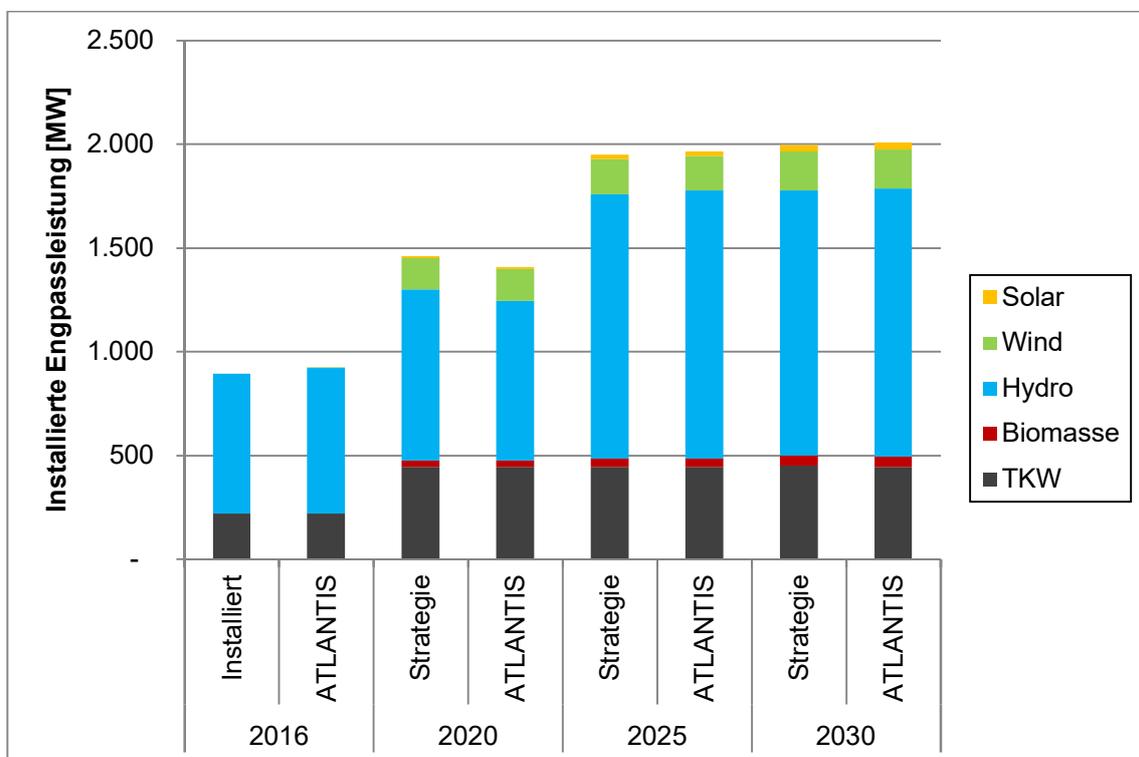


Abbildung 114: Vergleich zwischen der installierten Engpassleistung Montenegros gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell

In Abbildung 115 ist die Produzierte Energie Montenegros bis 2030 dargestellt.

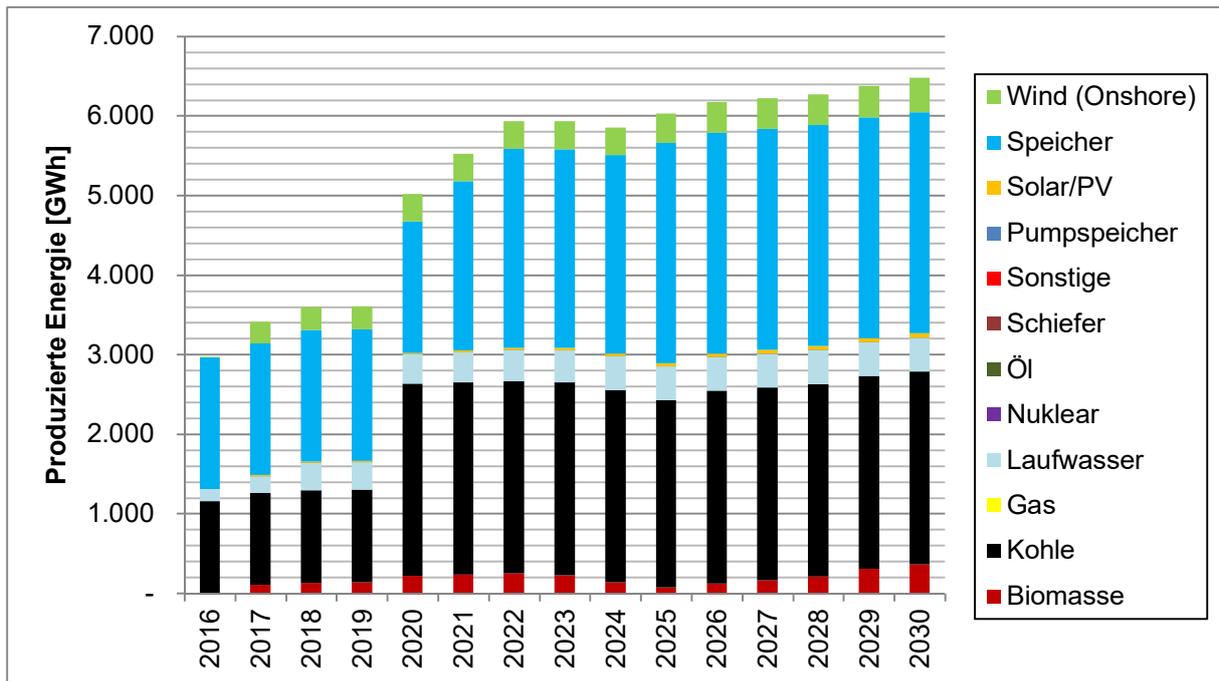


Abbildung 115: Produzierte Energie Montenegros bis zum Jahr 2030

Beim Vergleich der Produzierten Energie zwischen der Strategie und dem ATLANTIS Modell (Abbildung 116) ist ab dem Jahr 2020 eine etwas höhere Energieproduktion in ATLANTIS vorgesehen.

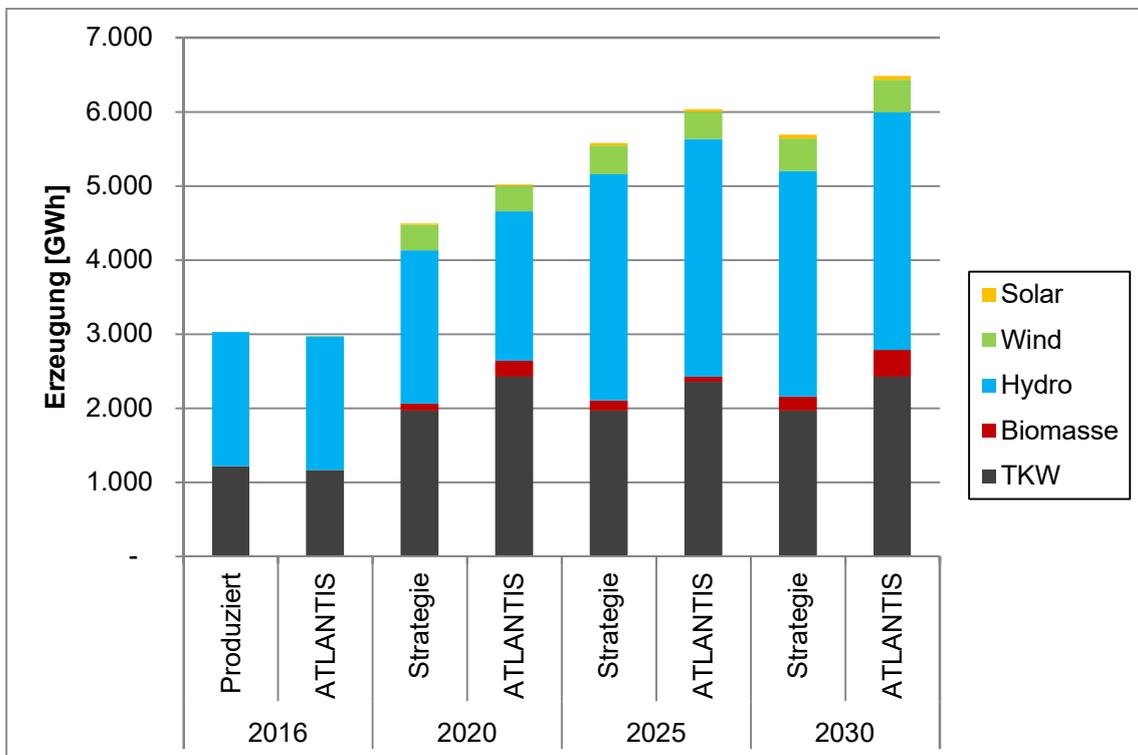


Abbildung 116: Vergleich zwischen der produzierten Energie (GWh) Montenegros gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell

Der prozentuelle Vergleich dazu ist in Abbildung 117 dargestellt.

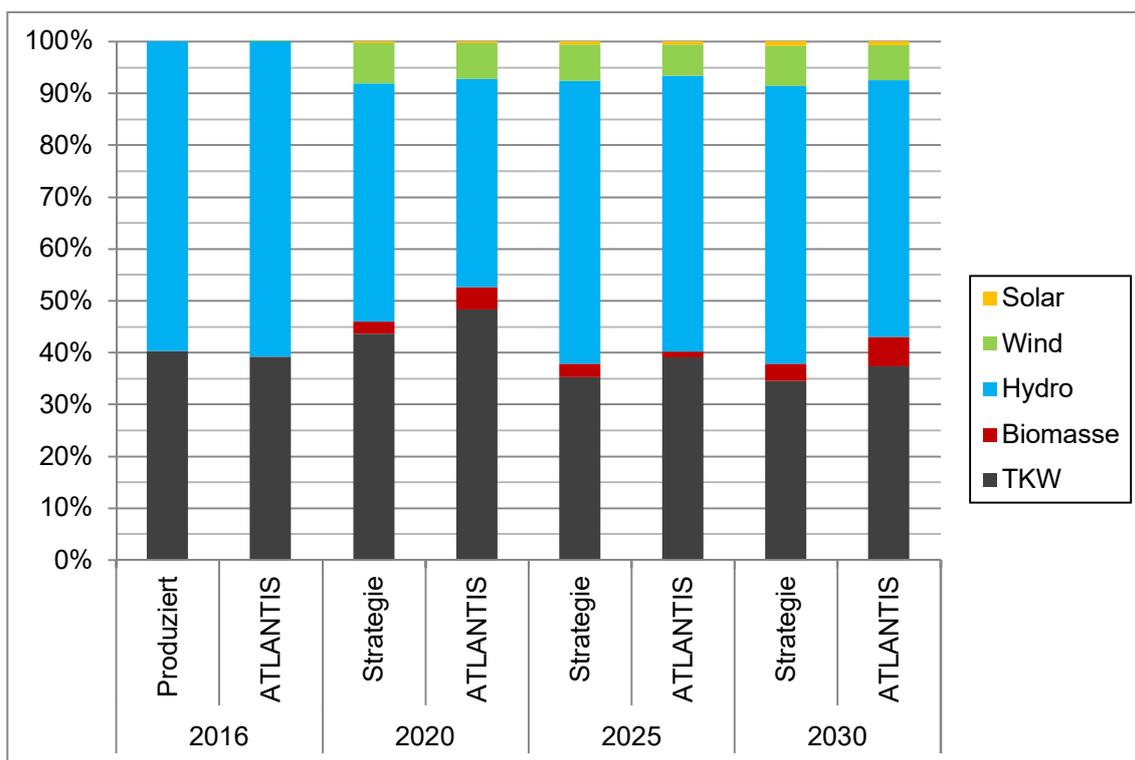


Abbildung 117: Vergleich der produzierten Energie Montenegros in Prozent

Wie auch in BiH steigen auch in Montenegro die CO₂-Emissionen durch die Inbetriebnahme des zweiten Kraftwerksblocks Pljevlja II, wie in Abbildung 118 zu sehen ist.

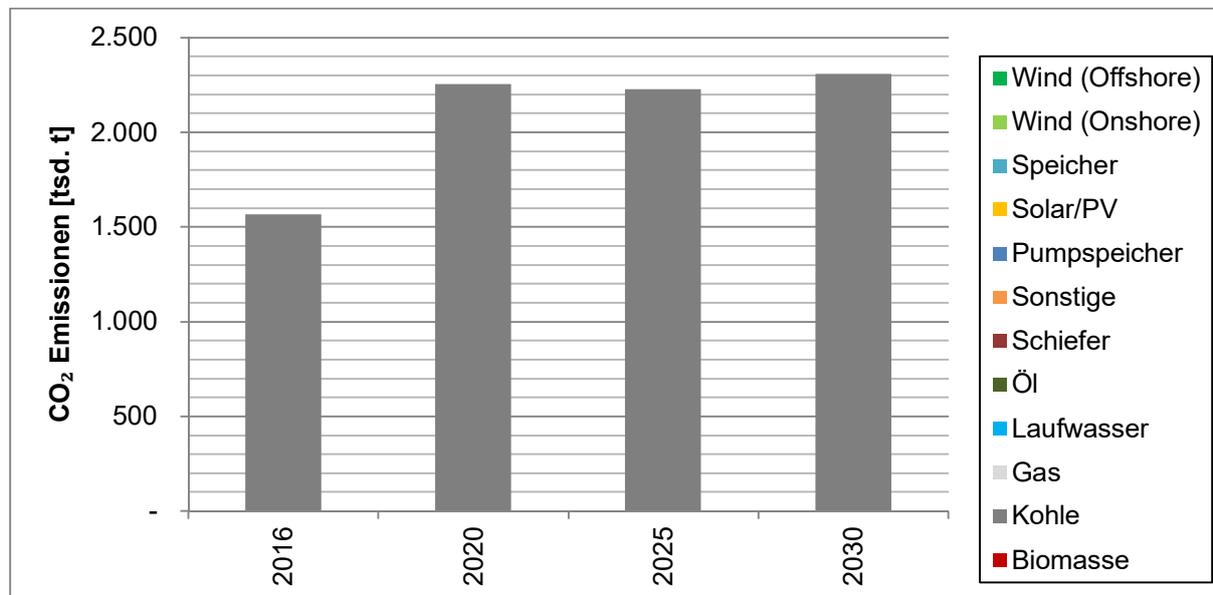


Abbildung 118: CO₂-Emissionen Montenegros

In Abbildung 119 ist das Verhältnis produzierter Energie, Import/Export und Verbrauch dargestellt.

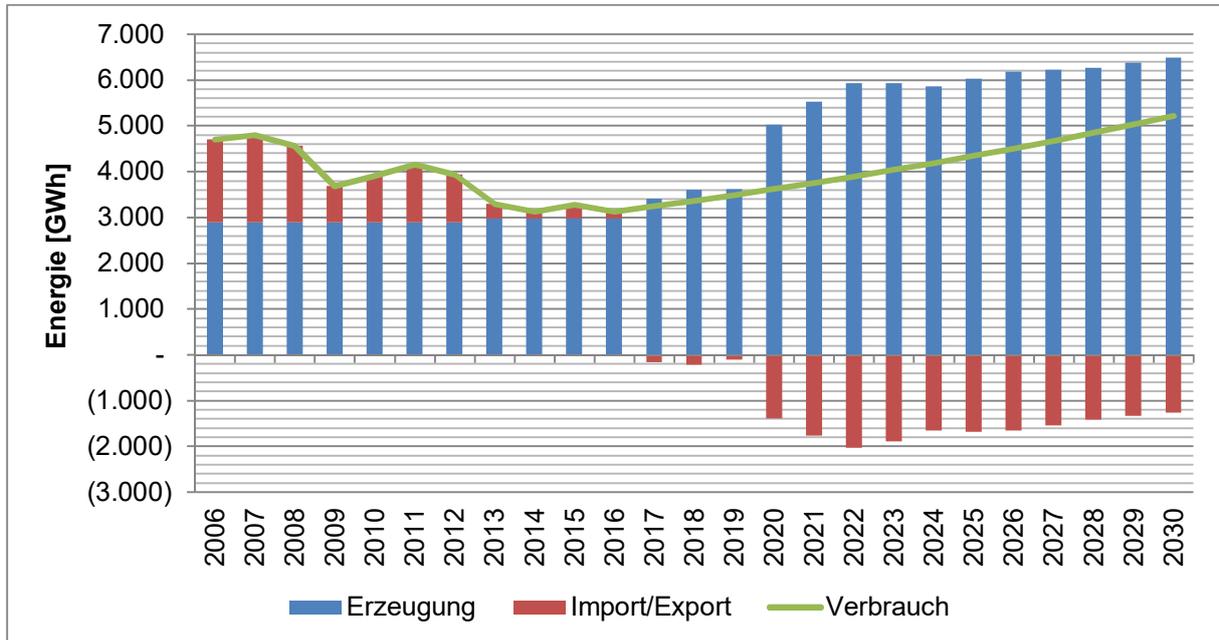


Abbildung 119: Verhältnis produzierte Energie, Import/Export und Verbrauch Montenegros

Wie aus der Abbildung zu erkennen ist und gemäß der Energiestrategie wird Montenegro dank des Ausbaus einiger neuer KWs und vor allem eines neuen Kraftwerksblocks des bestehenden Kohlekraftwerks Pljevlja ab dem Jahr 2020 ein Exportland.

Das Alter des Kraftwerksparks Montenegros (Abbildung 120) ist wie auch bei BiH recht fortgeschritten.

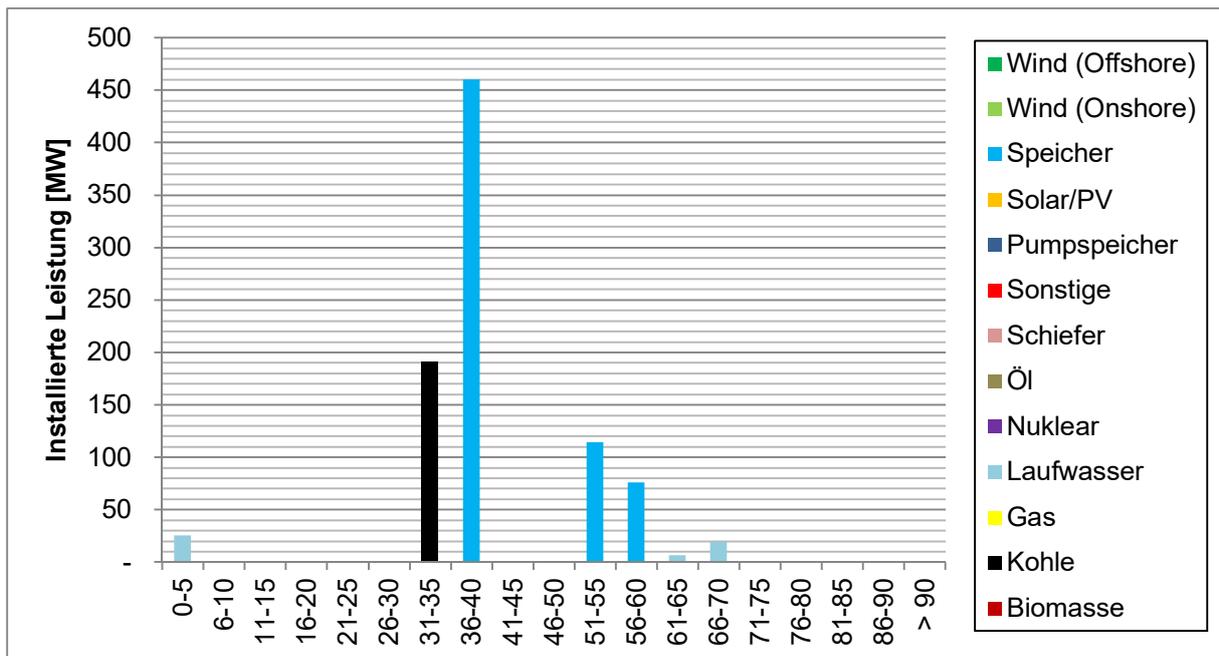


Abbildung 120: Alter des Kraftwerksparks Montenegros im Jahr 2016

In Abbildung 121 ist das Alter des Kraftwerksparks Montenegros im Jahr 2030 dargestellt.

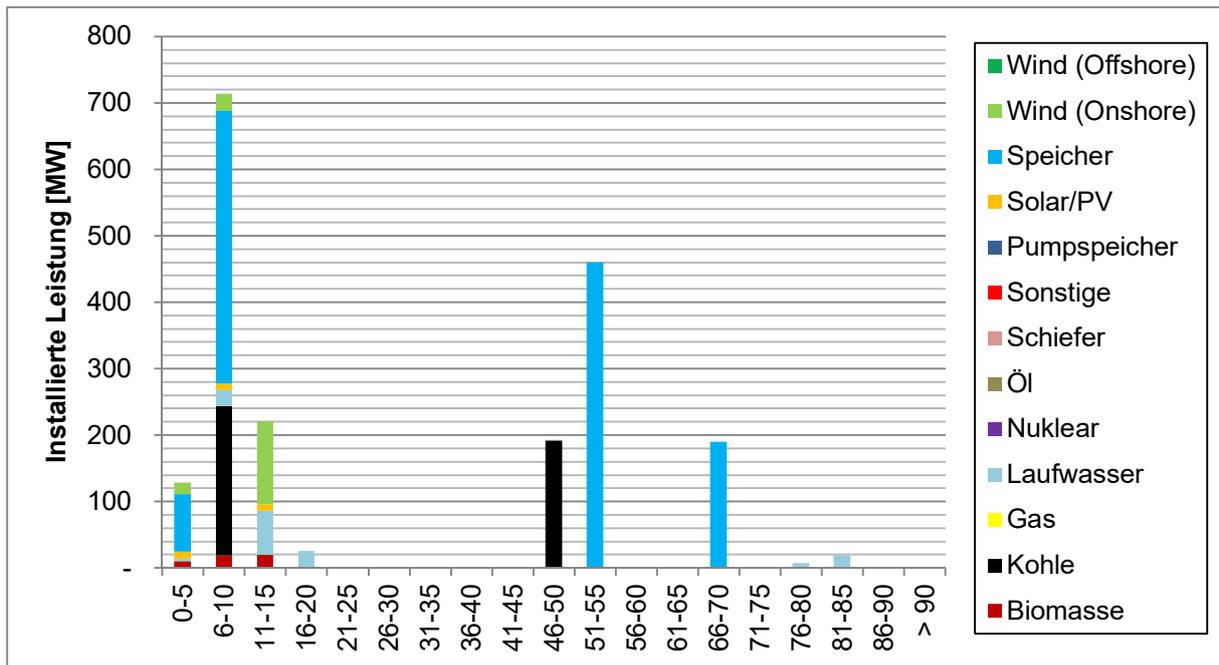


Abbildung 121: Alter des Kraftwerksparks Montenegros im Jahr 2030

Das Übertragungsnetz Montenegros (Abbildung 122) ist, wie auch das Netz BiHs, im Jahr 2016 nicht sehr ausgelastet. Gut sind die Lastflüsse vom Norden (TKW Pljevalja und WKW Piva) Richtung Westen des Landes und dann weiter nach Kosovo zu sehen, da der Kosovo auch von Stromimporten anhängig ist. Da Montenegro im Jahr 2016 noch von den Stromimporten abhängig ist sind auch die Lastflüsse im Nord-Osten aus BiH nach Podgorica (Hauptstadt) gut zu erkennen, aber auch weiter nach Albanien (Stromimportland).

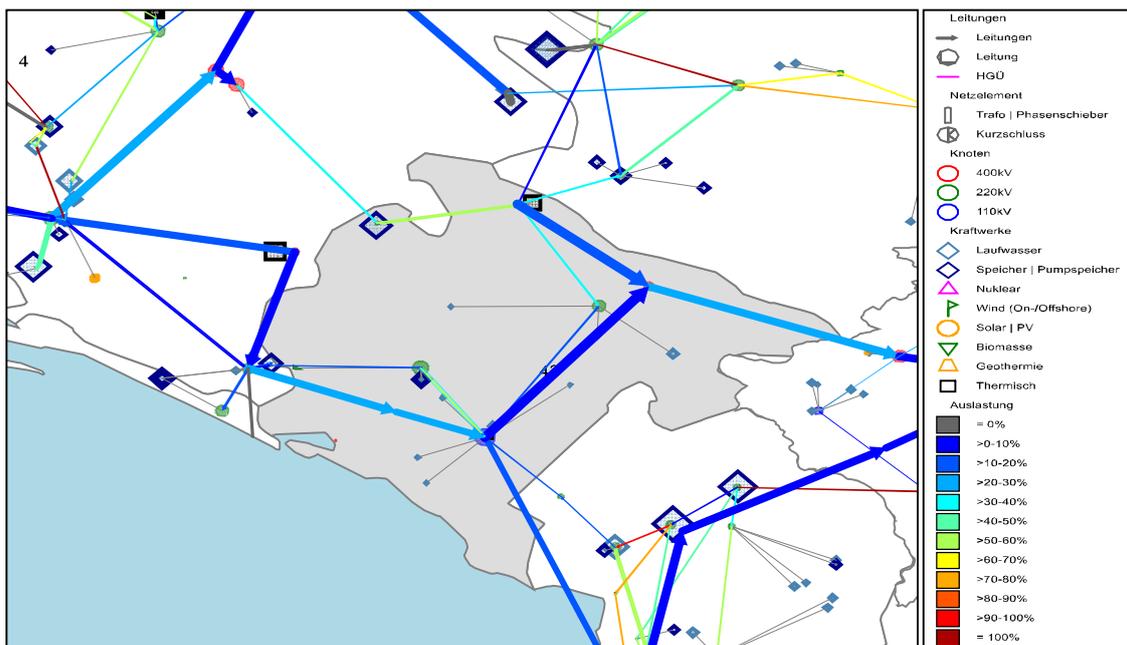


Abbildung 122: Lastflüsse Montenegros im Jahr 2016 bei Jahreshöchstlast

Im Jahr 2030 ergibt sich durch die neue 400 kV Doppelleitung von Pljevlja (im Norden des Landes) in den Süd-Westen des Landes und das neue Seekabel Richtung Italien dann folgende Situation (Abbildung 123).

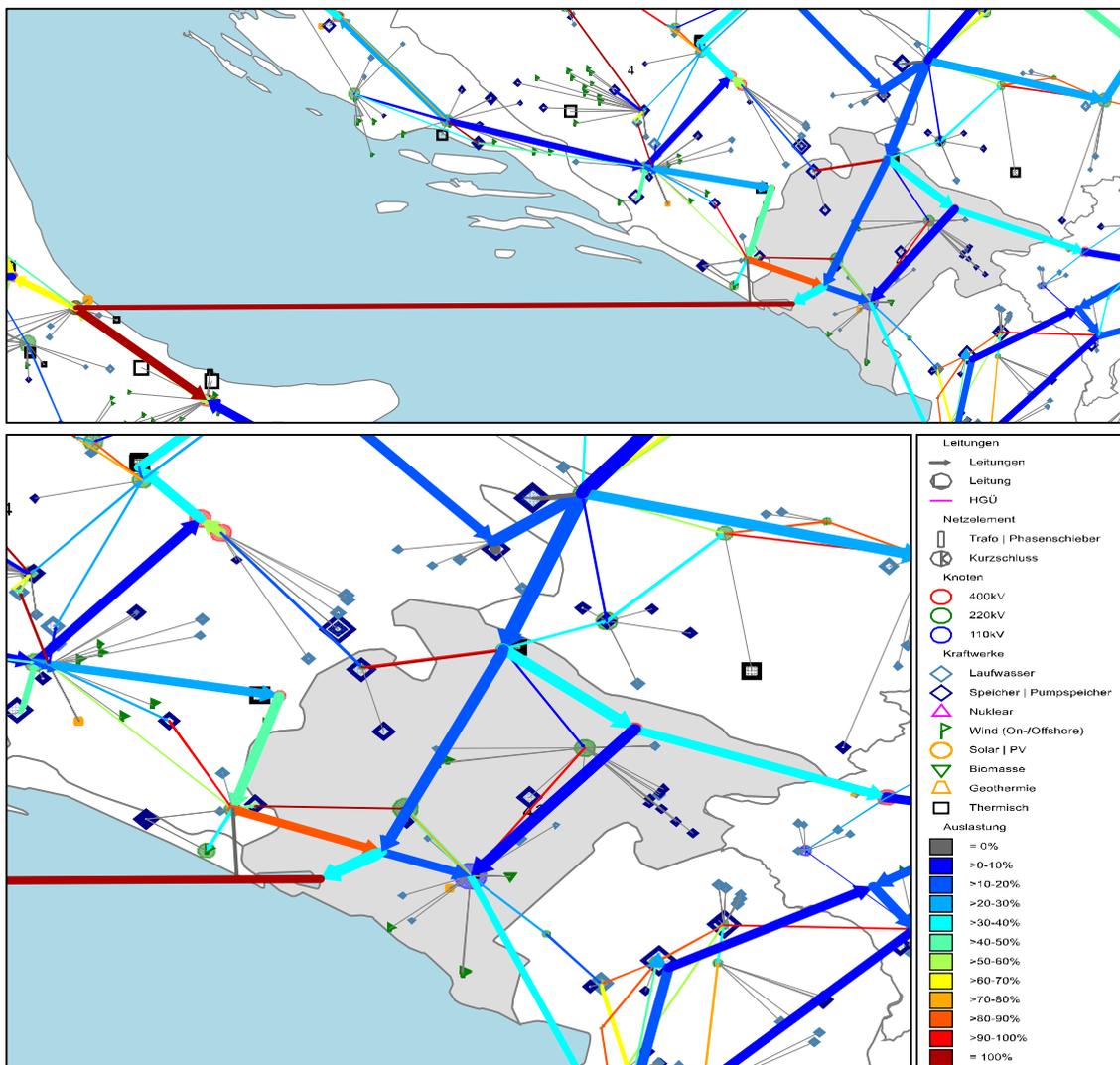


Abbildung 123: Lastflüsse Montenegros im Jahr 2030 bei Jahreshöchstlast

Im Jahr 2030 sieht die Situation schon wesentlich anders aus als im Jahr 2016. Vor allem ist das Seekabel voll ausgelastet was auch im Jahr 2019 zu 88% gemäß Simulation der Fall ist. Da Italien von Stromimporten abhängig ist sind die Lastflüsse nach Italien gut nachzuvollziehen. Wie bisher erwähnt soll die elektrische Energie aus der Region Süd-Ost Europa über den Transbalkan Korridor und dann weiter über das Seekabel nach Italien transportiert werden. Des Weiteren ist auch im Westen zwischen BiH und Montenegro die 400kV Leitung ziemlich ausgelastet aufgrund des erhöhten Lastflusses, sowie auch im Norden (rot dargestellt) zwischen dem WKW Piva und TKW Pljevalja aufgrund eines zweiten WKWs Komarnica welches in den Knoten Piva einspeist. Da der Verbrauch angestiegen ist, ist auch der Lastfluss Richtung Podgorica gut zu erkennen.

In Abbildung 124 sind die Lastflussdifferenzen zwischen dem Jahr 2016 und 2030 bei Jahreshöchstlast dargestellt.

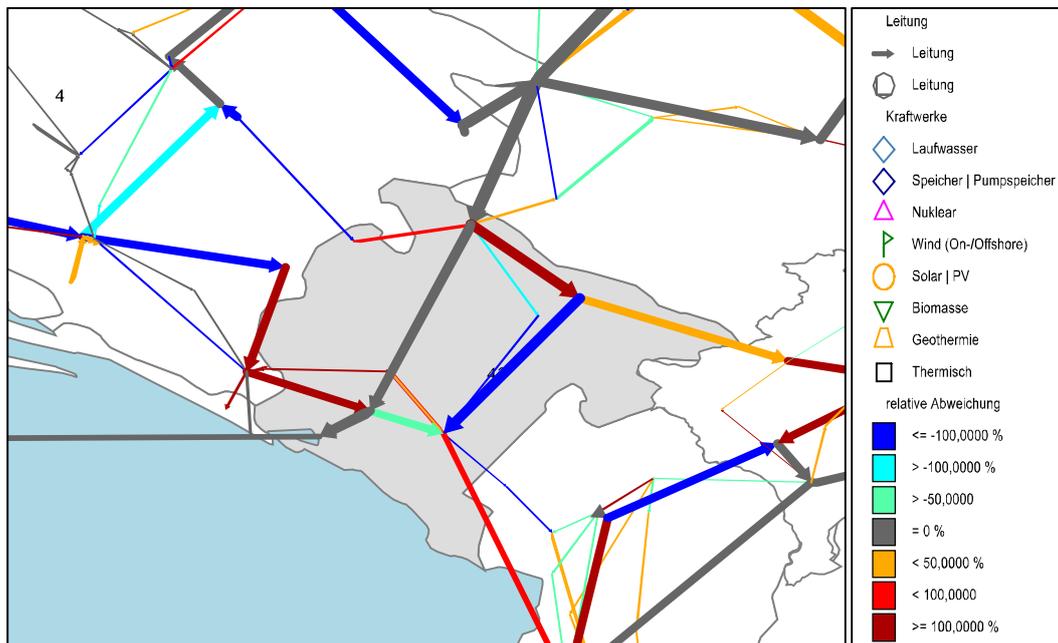


Abbildung 124: Lastflussdifferenzen Montenegros bei Jahreshöchstlast zwischen dem Jahr 2016 und 2030

Die Analyse der Lastflussdifferenzen Montenegros zwischen den Jahren 2016 und 2030 ausgehend vom Jahr 2030 zeigt dass bei fast allen Leitungen die Lastflusszunahme zu erkennen. Vor allem aus BiH durch die neue Überseeverbindung nach Italien wie schon angeführt. Aber auch im Norden des Landes kommt es zu einer Lastflusszunahme Richtung Kosovo. Gut zu erkennen ist auch die Lastflussumkehr (blauer Pfeil) Richtung der Hauptstadt Podgorica bedingt durch den Verbrauchsanstieg.

Wenn man sich die Lastflüsse zwischen dem Jahr 2019 und 2030 ausgehend vom Jahr 2030 anschaut (Abbildung 125), also nach der Inbetriebnahme des Seekabels nach Italien und der anbindenden 400kV Leitung nach Norden (Pljevlja) ist die prozentuelle Zunahme der Lastflüsse Richtung Italien gut zu erkennen. Beim Seekabel ist kein Unterschied festzustellen da es schon im Jahr 2019 nach der Inbetriebnahme voll ausgelastet ist.

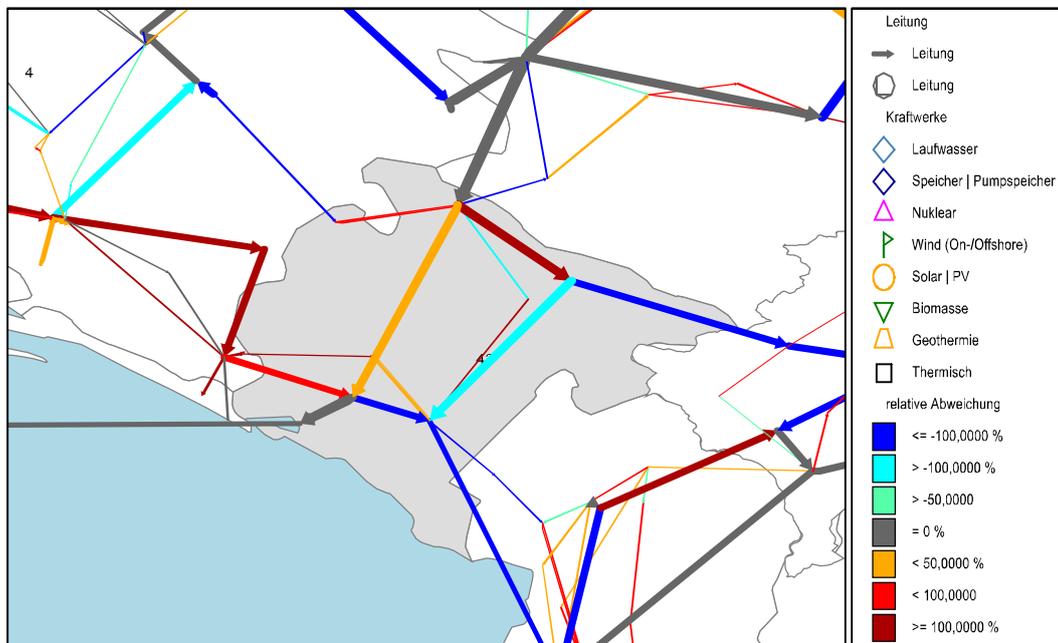


Abbildung 125: Lastflussdifferenzen Montenegros bei Jahreshöchstlast zwischen dem Jahr 2019 und 2030

4.3.3 Serbien

Wie bei den anderen zwei Ländern wurden die Daten auch für Serbien bis zum Jahr 2030 modelliert. Daraus ergibt sich dann das in Abbildung 126 dargestellte Modell in ATLANTIS.

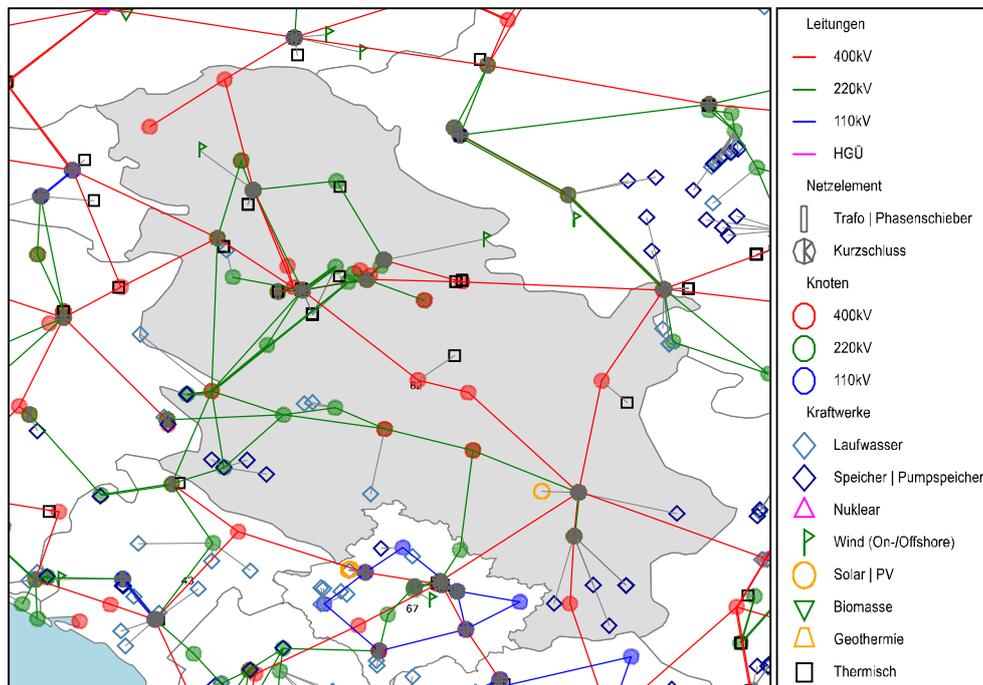


Abbildung 126: Modell Serbiens in ATLANTIS für das Jahr 2016

Nach dem Ausbau einiger neuer Kraftwerke und Leitungen ergibt sich für das Jahr 2030 folgende Situation in Abbildung 127 dargestellt.

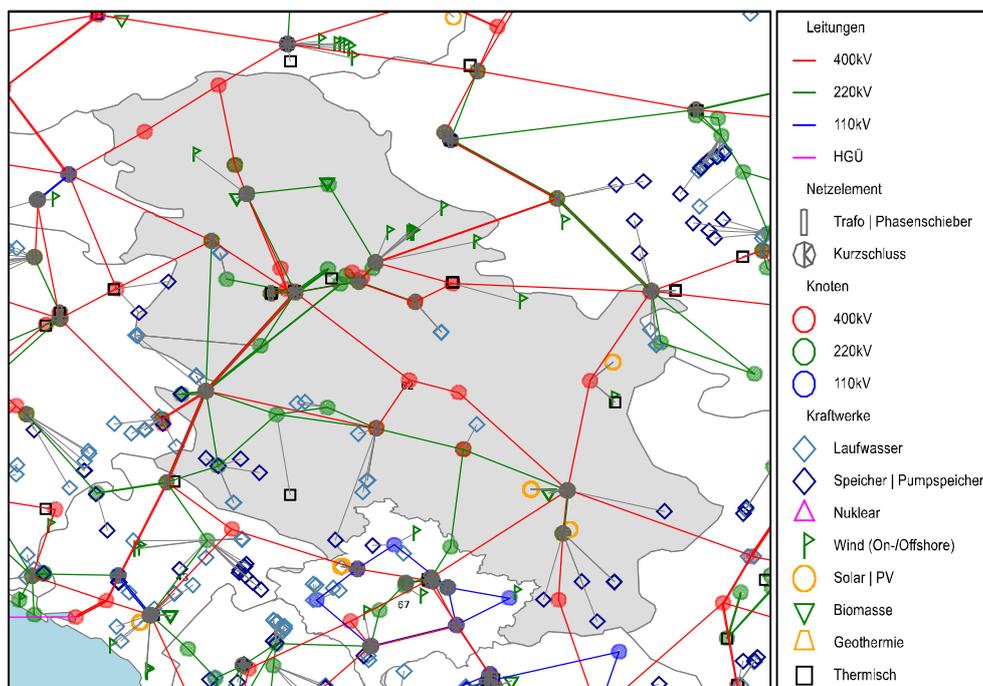


Abbildung 127: Modell Serbiens in ATLANTIS für das Jahr 2030

In unserem Modell in ATLANTIS (Abbildung 128) ergibt sich dann folgendes Bild für das Übertragungssystem Serbiens im Jahr 2030.

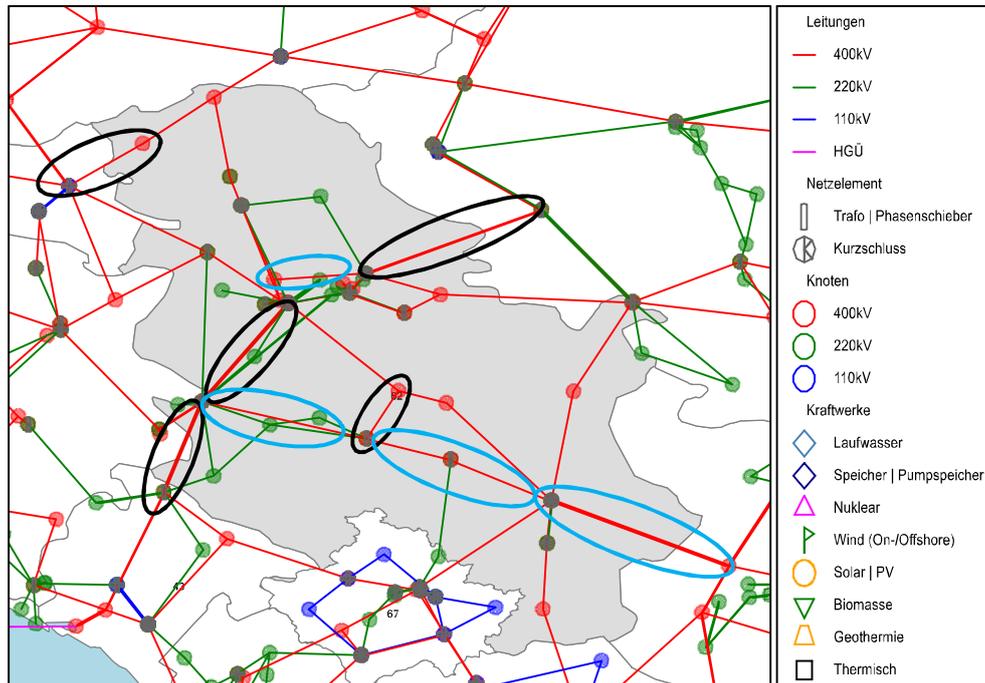


Abbildung 128: Übertragungssystem Serbiens im Jahr 2035

Da Serbien einen wichtigen Knoten in Süd-Ost Europa darstellt (Verbunden mit 8 Übertragungssystemen der Nachbarländer) sind einige neue 400kV Leitungen bis zum Jahr 2030 (schwarz markiert) bzw. 2035 (blau markiert) geplant, wie aus der Abbildung zu entnehmen ist. Eine detaillierte Beschreibung der Leitungsprojekte ist im Kapitel 3.3 angeführt.

In Abbildung 129 ist die installierte Engpassleistung Serbiens bis zum Jahr 2030 dargestellt.

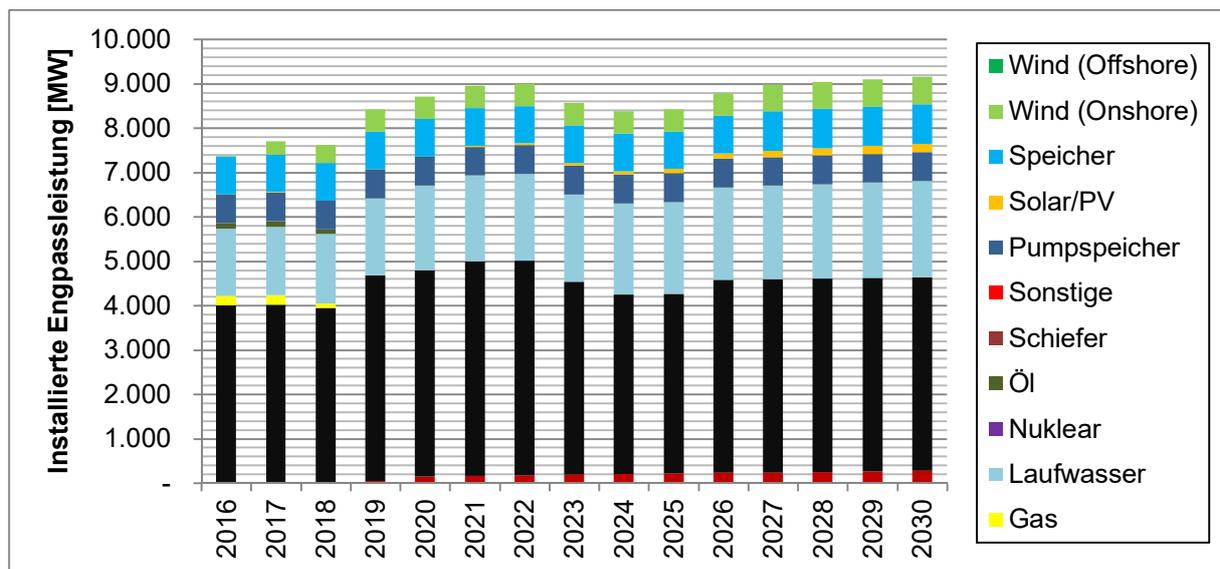


Abbildung 129: Installierte Engpassleistung Serbiens gemäß Energiestrategie bis zum Jahr 2030

Wie aus der Abbildung zu sehen ist kommt es bis zum Jahr 2030 zu einem Anstieg der installierten Leistung aber im begrenzten Maße. Von 7 826 MW im Jahr 2016 auf 9 186 MW im Jahr 2030. Die installierte Leistung der TKWs bleibt in etwa gleich, ein Plus von 180 MW gemäß Energiestrategie. Wie bei BiH und Montenegro ist ein Zuwachs von RES vorgesehen.

Die Prozentuelle Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten ist in Abbildung 130 dargestellt.

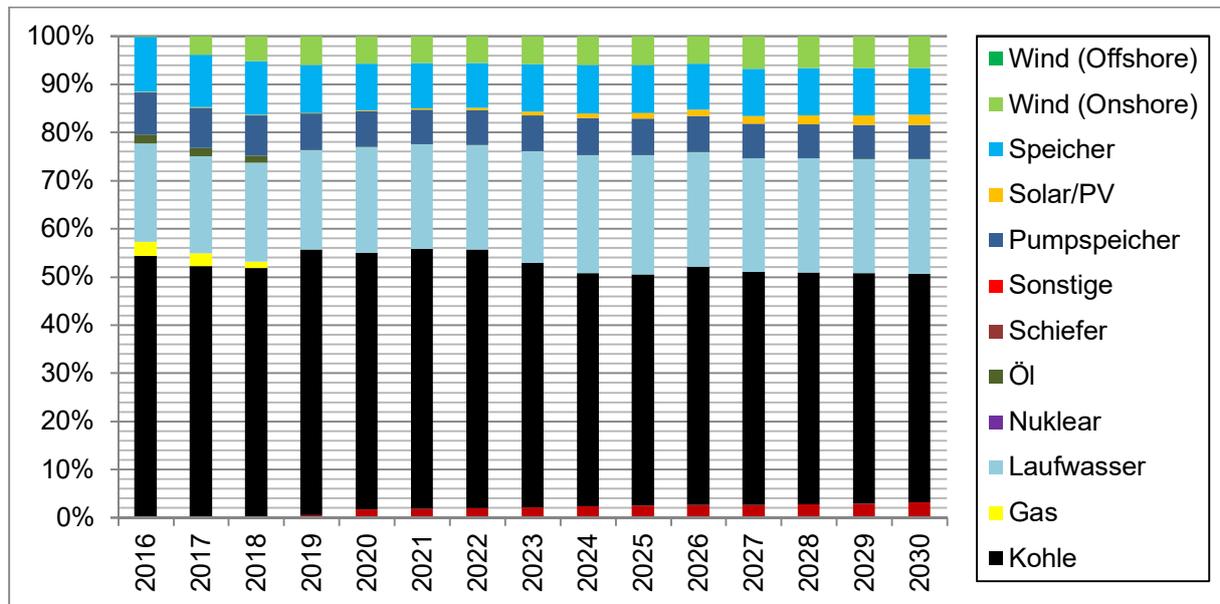


Abbildung 130: Prozentuelle Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten Serbiens bis zum Jahr 2030

In Abbildung 131 ist ein Vergleich der installierten Engpassleistung Serbiens gemäß der Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell dargestellt. Die installierten Kraftwerkskapazitäten stimmen sehr gut überein, sowohl im Jahr 2016 als auch im Jahr 2030.

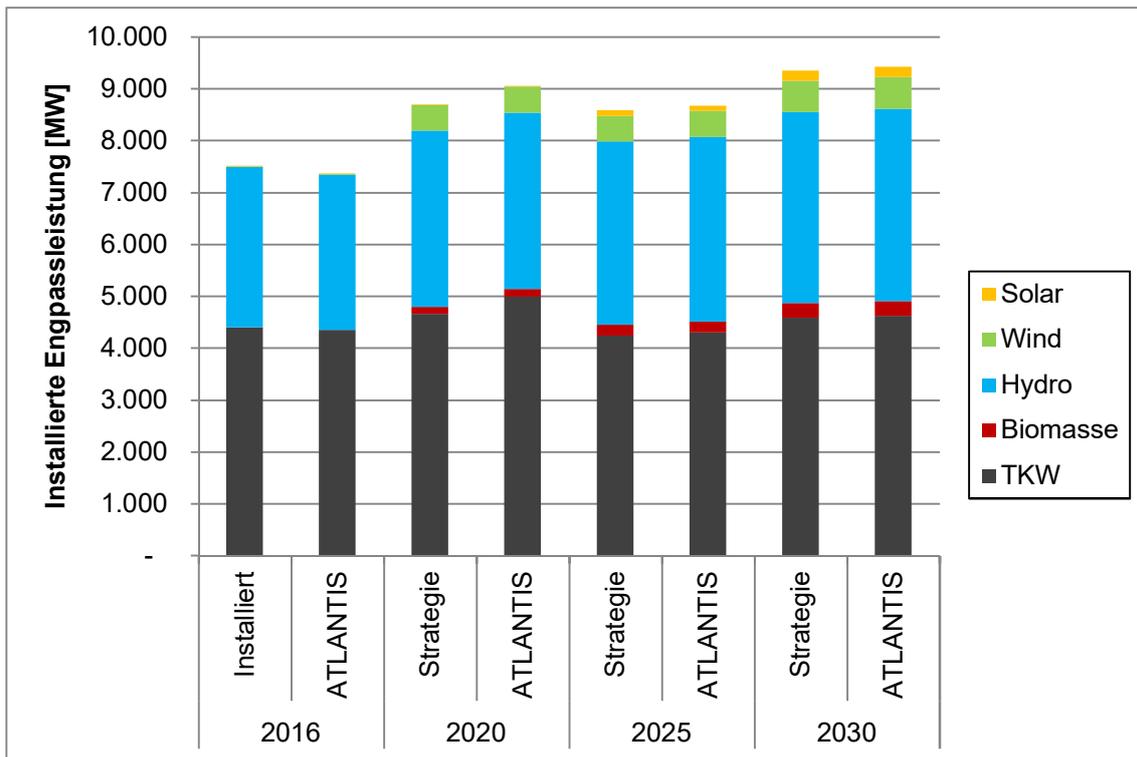


Abbildung 131: Vergleich zwischen der installierten Engpassleistung Serbiens gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell

Für die produzierte Energie (Abbildung 132) bis zum Jahr 2030 ergibt sich dann folgende Situation:

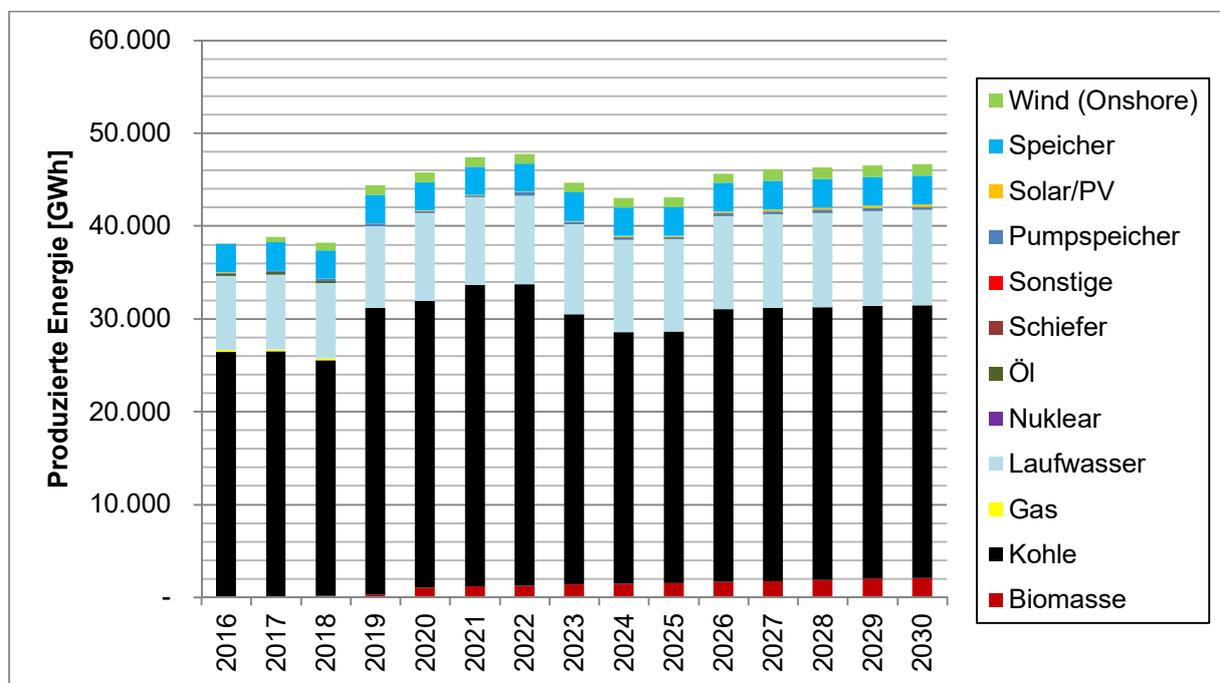


Abbildung 132: Produzierte Energie Serbiens bis zum Jahr 2030

Beim Vergleich der produzierten Energie zwischen der Energiestrategie und ATLANTIS kommt es jedoch zu leichten Abweichungen, vor allem im Jahr 2020 da auch in diesem Jahr die installierte Leistung etwas abweicht, aufgrund von der Inbetriebnahme neuer und Außerbetriebnahme alter KWs.

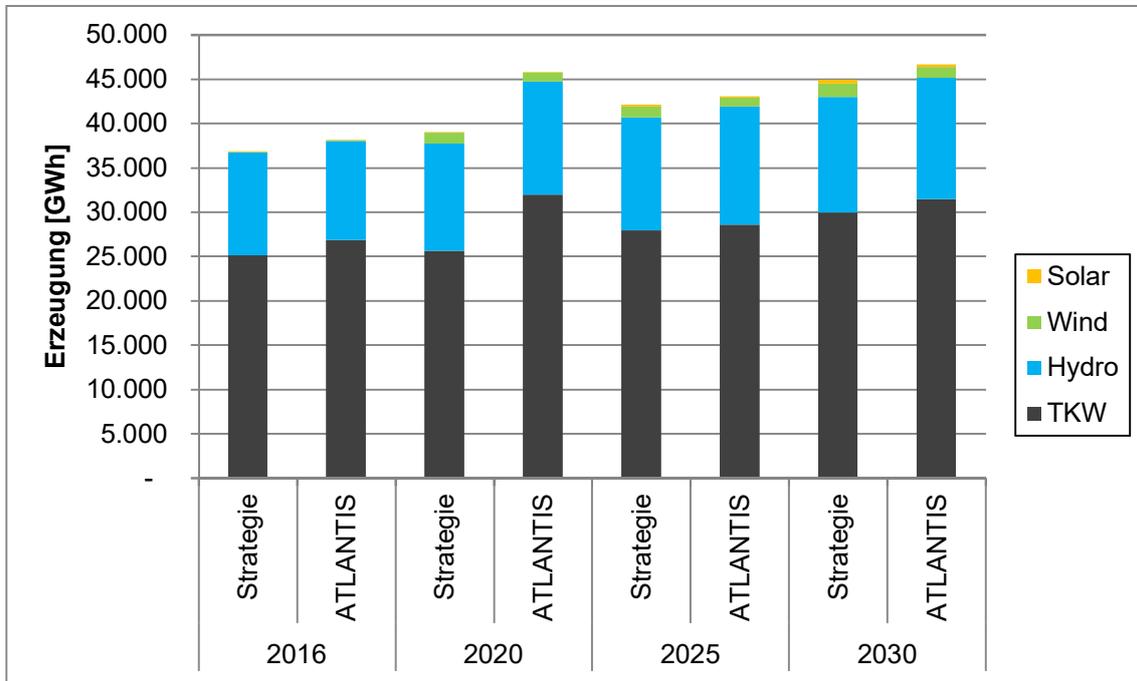


Abbildung 133: Vergleich zwischen der produzierten Energie Serbiens gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell

Endsprechend dazu die prozentuelle Zusammensetzung der produzierten Energie (Abbildung 134).

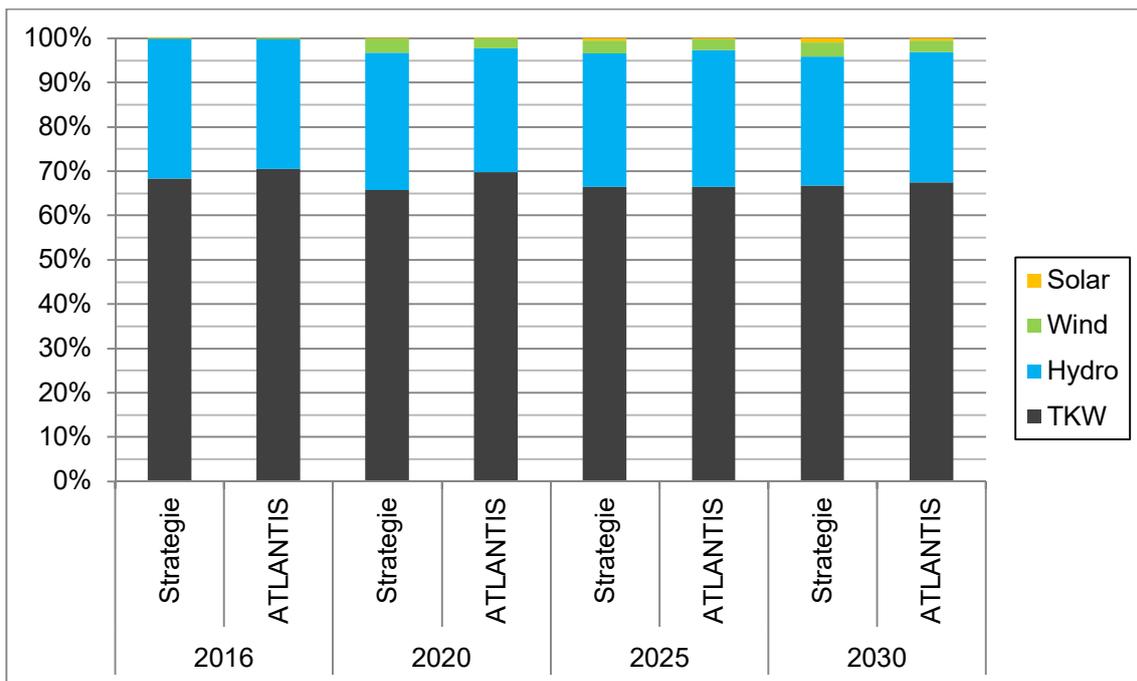


Abbildung 134: Vergleich der produzierten Energie Serbiens in Prozent

Die CO₂-Emissionen in Serbien im Jahr 2030 (Abbildung 135) sind in etwa gleich wie die Emissionen im Jahr 2016 da die installierte Leistung der TKWs im Jahr 2030 nur um 180 MW höher ist als im Jahr 2016. Zwischen den 2016 und 2030 kommt es zum Anstieg und dann zum Abfall der Emissionen aufgrund der Änderungen der installierten Kraftwerkskapazitäten.

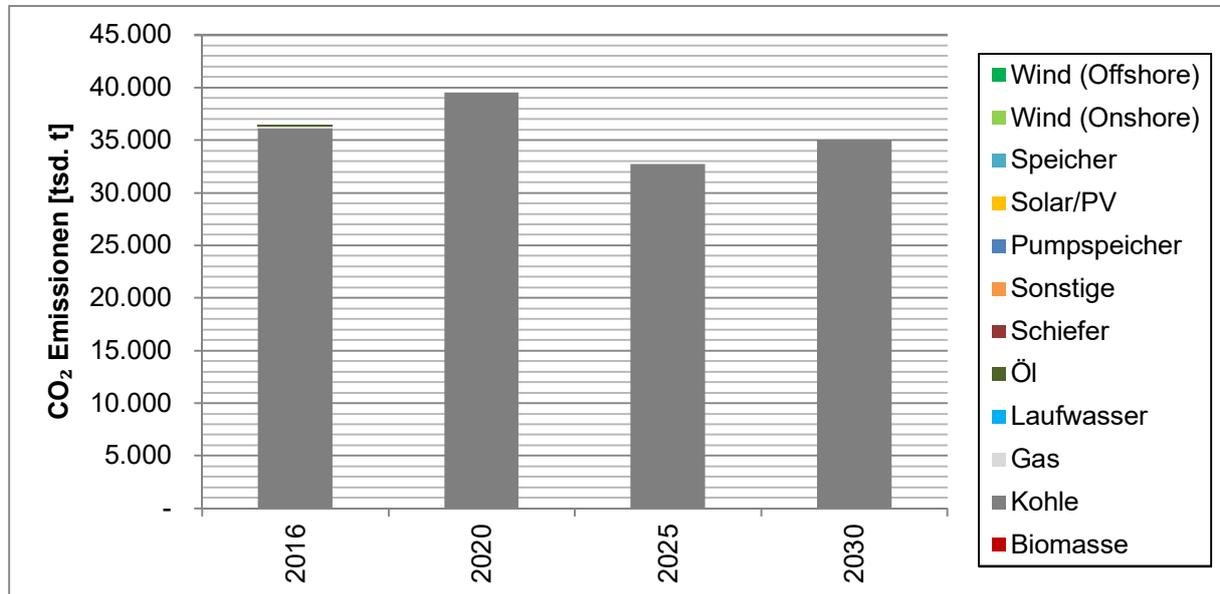


Abbildung 135: CO₂-Emissionen Serbiens

In Abbildung 136 ist das Verhältnis von produzierter Energie, Import/Export und Verbrauch Serbiens dargestellt.

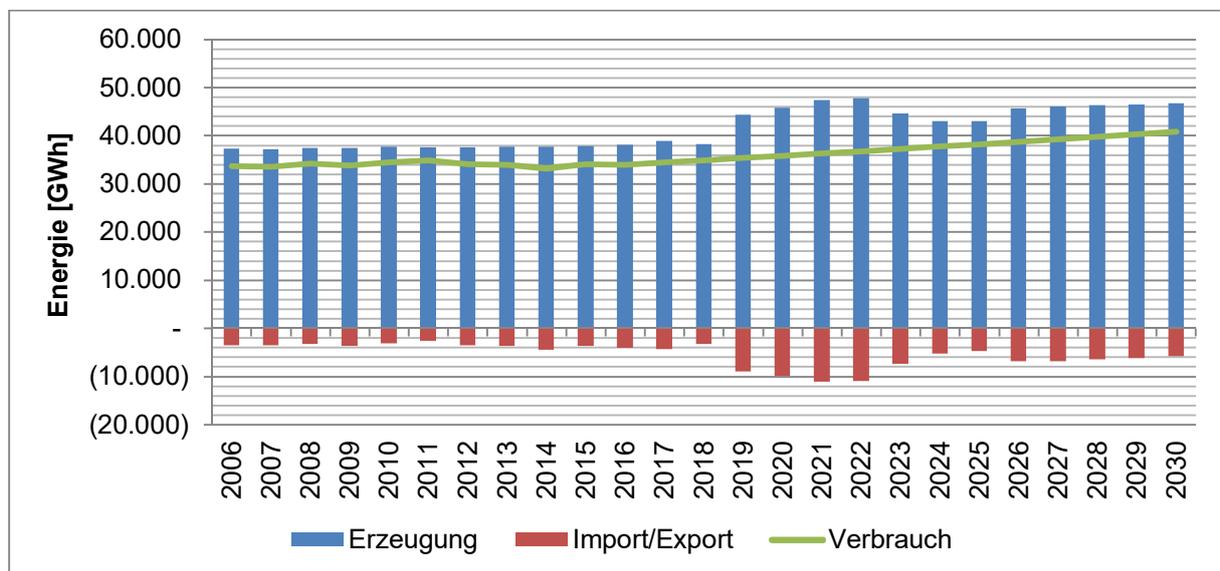


Abbildung 136: Verhältnis produzierte Energie, Import/Export und Verbrauch Serbiens

Wenn wir uns die Bilanz elektrischer Energie im ATLANTIS Modell von dem Jahr 2006 bis zum Jahr 2030 anschauen, ist zu sehen das Serbien die Elektrizitätsnachfrage aus eigenen Erzeugungsanlagen bis zum Jahr 2016 decken konnte, und dies auch in Zukunft so bleiben

wird, was auch mit der Energiestrategie übereinstimmt. Die Änderungen zwischen 2019 und 2024 sind, wie schon erwähnt, durch die Inbetriebnahme neuer und Stilllegung alter KWs zu erklären.

Das Alter des Kraftwerksparks im Jahr 2016 (Abbildung 137) ist auch in Serbien recht weit fortgeschritten. Wie aus der Abbildung zu erkennen ist sind fast alle Erzeugungskapazitäten wie auch in BiH und Montenegro älter als 21 Jahre bzw. wurden vor den neunziger Jahren und den Kriegshandlungen am Balkan gebaut.

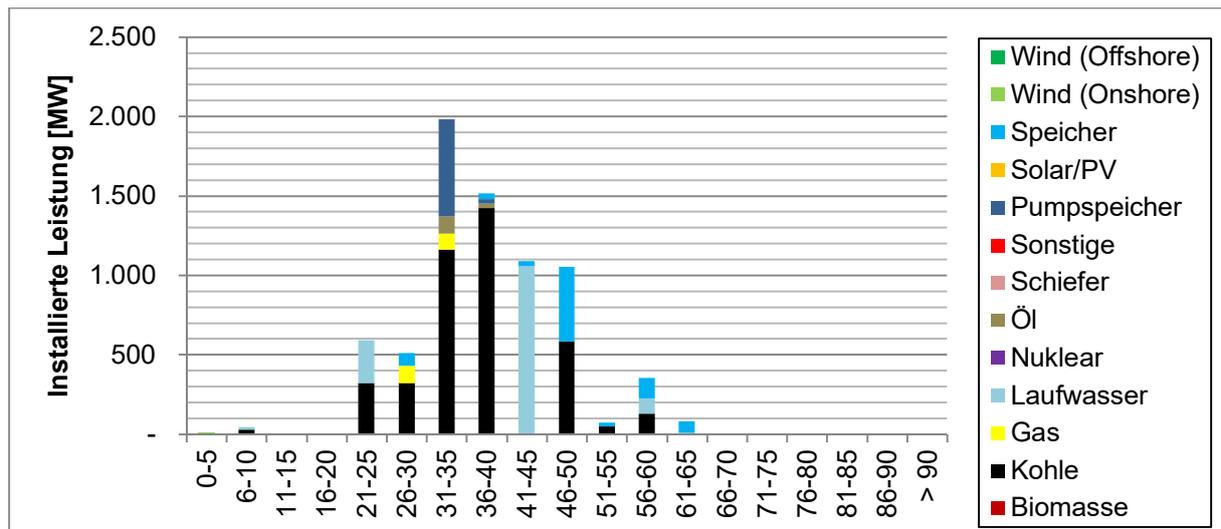


Abbildung 137: Alter des Kraftwerksparks Serbiens im Jahr 2016

Nach dem Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten und Stilllegung einiger alter Kohlekraftwerke ergibt sich dann folgende Situation (Abbildung 138) für das Alter des Kraftwerksparks Serbiens im Jahr 2030. Einige Kohlekraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke überschreiten die technische Lebensdauer von 50 Jahren. Auch einige WKW überschreiten die im ATLANTIS festgelegte technische Lebensdauer für WKW von 60 Jahren.

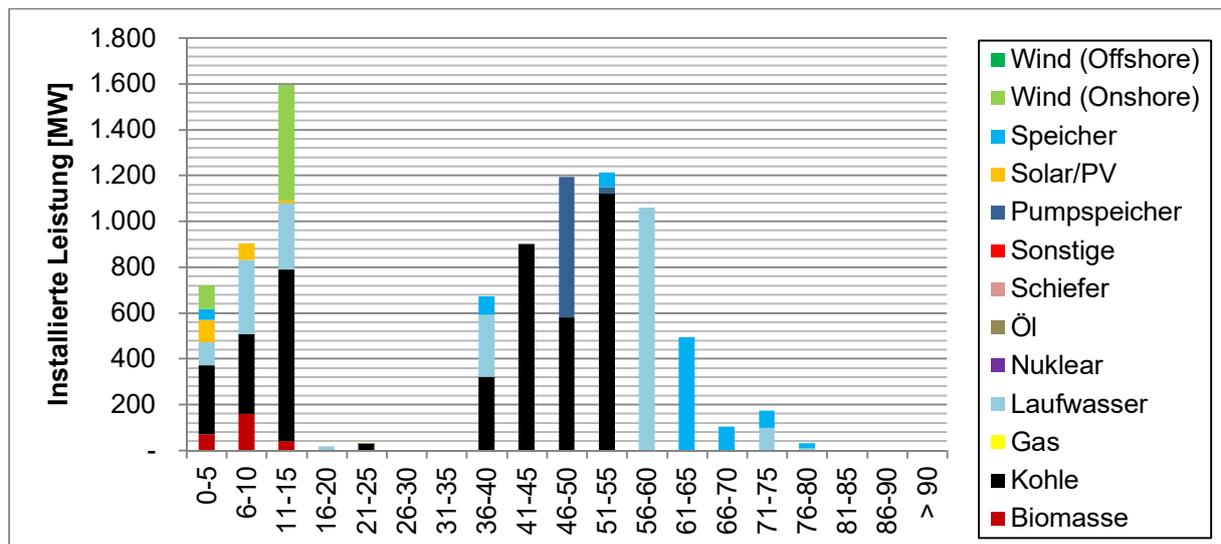


Abbildung 138: Alter des Kraftwerksparks Serbiens im Jahr 2030

In Abbildung 139 sind die Lastflüsse Serbiens bei Jahreshöchstlast im Jahr 2016 dargestellt.

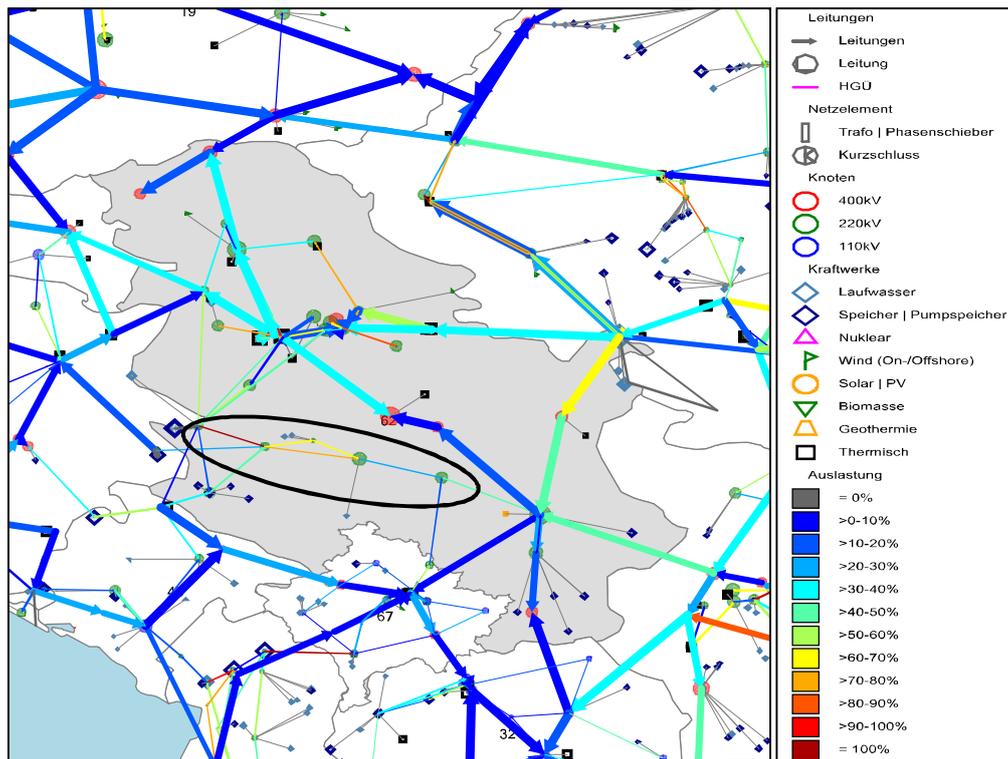


Abbildung 139: Lastflüsse Serbiens im Jahr 2016 bei Jahreshöchstlast

Wie aus der Abbildung 139 zu sehen ist, sind auch die Übertragungsleitungen in Serbien zum größten Teil nicht sehr stark ausgelastet, außer die 220 kV Leitungen in Zentralserbien. Im Jahr 2030 wird die Auslastung der Leitungen noch verstärkt, wie in Abbildung 140 zu sehen ist. Des Weiteren ist die Richtung des Lastflusses durch den Ausbau des „Transbalkan Korridors“ nach Montenegro und weiter nach Italien gut zu erkennen, sowie die geringe Auslastung des Korridors der neuen 400 kV Leitungen.

In Abbildung 140 sind die Lastflüsse Serbiens bei Jahreshöchstlast im Jahr 2030 dargestellt.

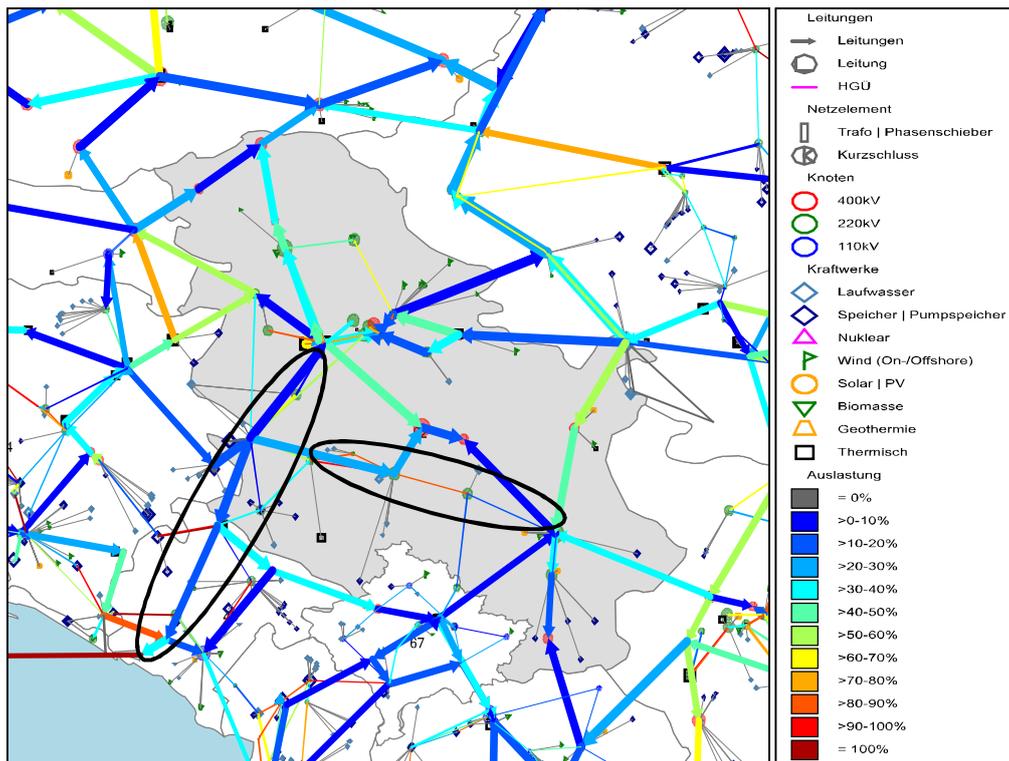


Abbildung 140: Lastflüsse Serbiens im Jahr 2030 bei Jahreshöchstlast

Im Jahr 2035 durch den Austausch der 220kV Leitungen und den Übergang auf die 400kV Netzebene ist gut zu erkennen das sich die Situation in Zentralserbien entspannt.

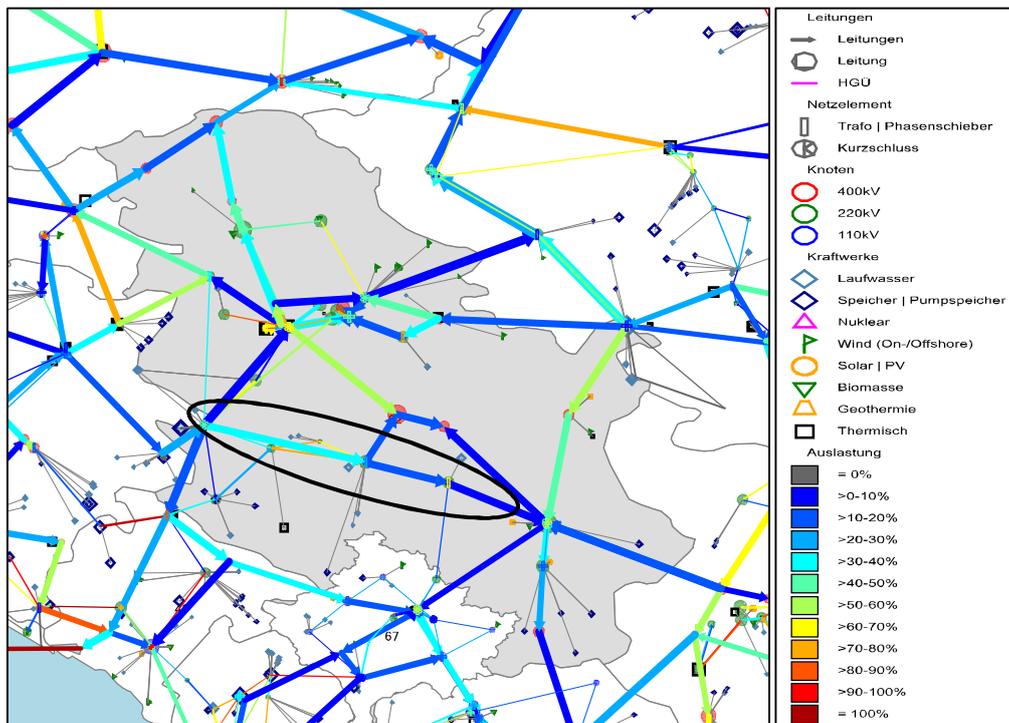


Abbildung 141: Lastflüsse Serbiens im Jahr 2035 bei Jahreshöchstlast

In Abbildung 142 sind die Lastflussdifferenzen Serbiens zwischen dem Jahr 2016 und 2035 bei Jahreshöchstlast dargestellt.

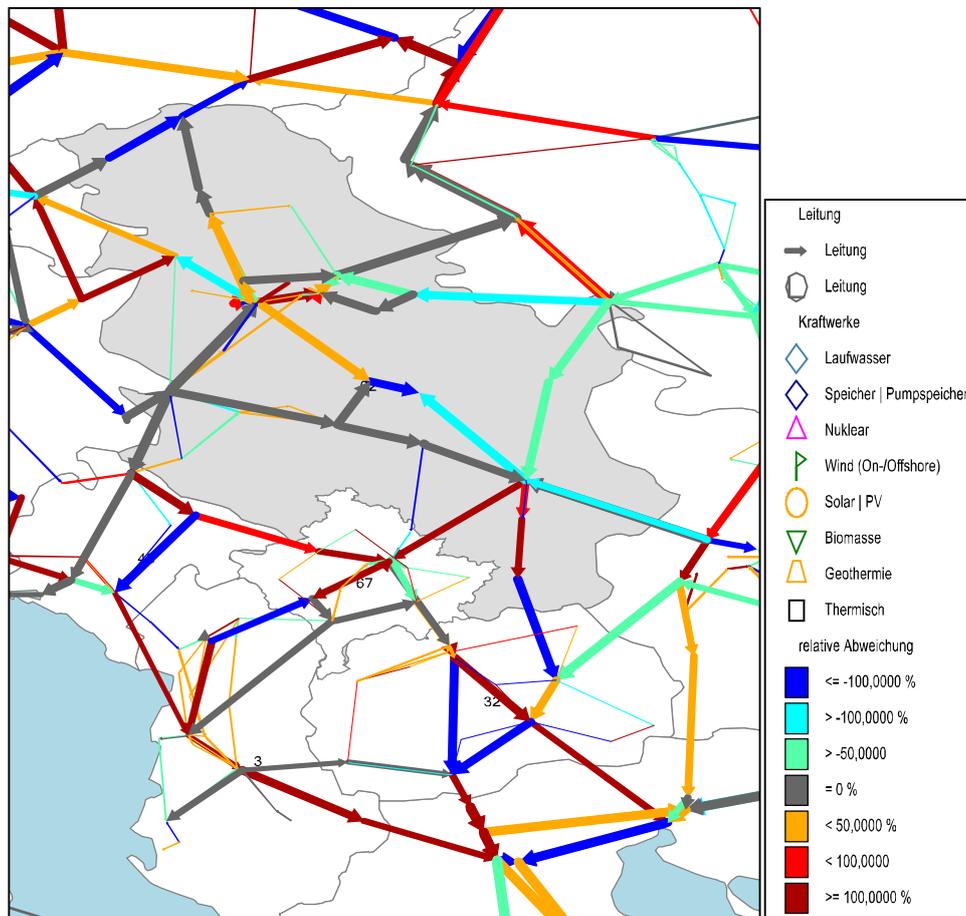


Abbildung 142: Lastflussdifferenzen Serbiens bei Jahreshöchstlast zwischen dem Jahr 2016 und 2035

Da einige Leitungsprojekte bis zum Jahr 2035 geplant sind und 2016 nicht im Betrieb sind (grau dargestellt) können keine Aussagen bezüglich der Lastflussdifferenzen getätigt werden. Was aber interessant ist, ist die Lastflusszunahme im Süden Serbiens (rot dargestellt) Richtung Kosovo und Mazedonien und dann weiter nach Griechenland, da Griechenland ein Stromimportland ist.

5 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Arbeit wurden basierend auf ausführlichen Datenrecherchen zu den Ländern Bosnien und Herzegowina, Montenegro, und Serbien elektrizitätswirtschaftliche Simulationen mit ATLANTIS durchgeführt.

Alle drei Länder versuchen bzw. haben sich verpflichtet durch den Beitritt zur Energy Community die Richtlinien und Vorgaben der EU im Energiesektor umzusetzen.

Bei der Elektrizitätserzeugung werden Kohle und Wasserkraft weiterhin die wichtigsten Energieträger bleiben. Aufgrund der hohen Kohlereserve und entgegen der europäischen Tendenz die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken zu reduzieren, werden Kohlekraftwerke weiterhin ausgebaut. In Serbien ist jedoch, im Gegensatz zu den beiden anderen Ländern, nur ein leichter Anstieg von +180 MW bis zum Jahr 2030 gemäß Energiestrategie vorgesehen.

Bei den Wasserkraftwerken ist das Potenzial bei weitem nicht ausgeschöpft. In BiH ist nur ca. ein Drittel des technischen Hydropotenzials bis jetzt ausgenutzt. In Montenegro etwas mehr, gemäß Schätzungen ca. 39%. Serbien liegt nach Rumänien mit einer Ausnutzung des Hydropotenzials von 55 % an zweiter Stelle in der Region.

Im Bereich der RES haben sich die Balkan Länder, wie schon erwähnt, verpflichtet die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EU bis zum Jahr 2020 umzusetzen. Dies spiegelt sich auch im geplanten Ausbau von RES Anlagen wieder. Vor allem kleine Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen werden stärker ausgebaut. Dadurch wird die Region für ausländische Unternehmen und Investoren immer interessanter. Einige Unternehmen haben bereits Konzessionen für den Bau von Wasserkraftwerken und Windkraftanlagen bekommen. Außer europäischer sind auch chinesische Unternehmen vertreten. Zum einem als Kreditgeber aber auch als ausführende Unternehmen für den Bau von Kohlekraftwerken.

Neben dem Ausbau von neuen Erzeugungskapazitäten ist auch der Netzausbau vorgesehen. Vor allem wird ein Fokus auf die Übertragungsleitungen der 400 kV Ebene gesetzt. Eines der bedeutendsten Projekte ist der Transbalkan Korridor mit der 400 kV Übertragungsleitung von Montenegro nach Serbien und von Serbien nach Bosnien, sowie auch das Seekabel von Italien nach Montenegro. Durch das Projekt soll die elektrische Energie aus der Region Süd-Ost Europa nach Italien und dann weiter in den Westen transportiert werden.

Der Elektrizitätsmarkt der Länder wurde gemäß den Vorgaben der Energy Community schrittweise und abschließend mit dem Jahr 2015 für alle Endkunden vollständig liberalisiert. Dadurch verlieren die großen Staatsunternehmen nur formell ihre Monopolstellung, da sie im Besitz fast aller Erzeugungskapazitäten und Bergwerke sind und dadurch die Preise bestimmen können. Des Weiteren ist es durch die EnC vorgesehen, die Elektrizitätsmärkte in der Region zu koppeln und später in den gesamteuropäischen Elektrizitätsmarkt zu integrieren.

6 Verzeichnisse

6.1 Abkürzungsverzeichnis

BAU	<i>Business as usual</i>
BiH	<i>Bosnien und Herzegowina</i>
BIP	<i>Bruttoinlandsprodukt</i>
BREF	<i>Best Available Techniques Reference Document</i>
CAPEX	<i>Capital expenditure</i>
CEIP	<i>Centre on Emission Inventories and Projections</i>
CGES	<i>Crnogorski prenosni sistem AD</i>
CO ₂	<i>Kohlenstoffdioxid</i>
CROPEX	<i>Croatian Power Exchange</i>
EMS	<i>Elektromreza Srbije</i>
EnC	<i>Energy Community</i>
EVU	<i>Elektrizitätsversorgungsunternehmen</i>
FBiH	<i>Föderation BiH</i>
GWh	<i>Gigawattstunde</i>
HGÜ	<i>Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung</i>
HUPX	<i>Hungarian Power Exchange</i>
IBEX	<i>Independent Bulgarian Energy Exchange</i>
IBN	<i>Inbetriebnahme</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Industrial Emissions Direktive</i>
INDC	<i>Intended Nationally Determined Contribution</i>
kJ	<i>Kilojoule</i>
kt	<i>Kilotonne</i>
ktoe	<i>Kilotonne Öleinheiten</i>
kV	<i>Kilovolt</i>
KW	<i>Kraftwerk</i>
kWh	<i>Kilowattstunde</i>
KWK	<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>
LCP	<i>Large Combustion Plants</i>
LCPD	<i>Large Combustion Plants Directive</i>
Mrd. t	<i>Milliarden Tonnen</i>
Mtoe	<i>Megatonne Öleinheiten</i>
MVA	<i>Megavoltampere</i>
MW	<i>Megawatt</i>
NO _x	<i>Stickstoffoxide</i>

OTC	<i>Over the counter</i>
PCI	<i>Projects of common interest</i>
PJ	<i>Petajoule</i>
PSKW	<i>Pumpspeicherkraftwerk</i>
PWh	<i>Petawattstunde</i>
RES	<i>Renewable energy sources</i>
RS	<i>Republik Srpska</i>
SEEPEX	<i>The South East European Power Exchange</i>
SERC	<i>State Electricity Regulatory Commission</i>
SO ₂	<i>Schwefeldioxid</i>
TKW	<i>Thermische Kraftwerke</i>
TYNDP	<i>Ten-Year Network Development Plan</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
USD	<i>US-Dollar</i>
WKA	<i>Windkraftanlagen</i>
WKW	<i>Wasserkraftwerke</i>

6.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Politische Gliederung von Bosnien und Herzegowina: Föderation BiH (blau) mit den Kantonen (verschiedene Schattierung), Republika Srpska (rot) und Brcko-Distrikt (gelb) (Wikipedia, 2017)	1
Abbildung 2: Entwicklung des BIP BiHs zwischen 2009 – 2017 (WKO-LP, 2017).....	2
Abbildung 3: Primärenergieverbrauch BiHs von 1990 bis 2014. (IEA, 2017)	4
Abbildung 4: Ziele BiHs im Hinblick auf die EU-Ziele (MVTEO, 2017, S. 65).....	7
Abbildung 5: Installierte Kraftwerkskapazitäten in BiH [%] (links), Stromerzeugungsmix [GWh] (rechts) (SERC, 2016) -eigene Darstellung	8
Abbildung 6: Gesamt erzeugte und verbrauchte elektrische Energie BiHs zwischen 1990-2016 (NOSBiH, 2017, S. 15)	9
Abbildung 7: Gesamt erzeugte elektrische Energie BiHs nach Erzeugungsart zwischen 2007-2016 (SERC, 2016)	9
Abbildung 8: Mögliche Standorte für neue Wasserkraftwerke in BiH (WBIF-6, 2017, S. 64)	14
Abbildung 9: Gesamtziel über den Anteil der Energie aus RES im Energieendverbrauch für das Basisjahr und 2020 für BiH (MVTEO-BiH, 2016) – eigene Darstellung	15
Abbildung 10: Anteil RES zur Stromproduktion in % (GWh) im Jahr 2035 (MVTEO, 2017, S. 2018).....	16
Abbildung 11: Gebiet mit dem größten Windpotenzial in BiH (ESSBiH-M12, 2008, S. 225)	17
Abbildung 12: Jährliche horizontale Globaleinstrahlung in BiH (ESSBiH-M12, 2008, S. 240)	19
Abbildung 13: Installierte Erzeugungskapazitäten nach Technologie (MW) zwischen den Jahren 2025 – 2035 (Entitätsszenario) (MVTEO, 2017, S. 72).....	21
Abbildung 14: Stromerzeugung in BiH zwischen 2016 – 2035 (TWh) ohne Exportgrenze (Entitätsszenario) (MVTEO-BiH, 2016, S. 73)	22
Abbildung 15: Karte des Übertragungssystems BiHs (Elektroprijenos-BiH, 2017)	23
Abbildung 16: Grunddaten über das Übertragungssystem BiH (SERC, 2016).....	24
Abbildung 17: Jährlicher Gesamtverbrauch und Verluste am Übertragungsnetz zwischen 2005 – 2015 (Elektroprijenos-BiH, 2017).....	24
Abbildung 18: Übertragungs- und Verteilnetzverluste in Süd-Ost Europa (SEE-SEP, 2016, S. 5).....	25
Abbildung 19: Projekt 136 – CSE1 (ENTSOE, 2016).....	26
Abbildung 20: Project 241 – Ersatz bestehender 220 kV auf 400 kV Leitung zwischen Kroatien und Bosnien (ENTSOE, 2016)	27
Abbildung 21: Project 227 - CSE8 Transbalkan Korridor (ENTSOE, 2016)	28
Abbildung 22: Karte des elektrischen Energiesystems BiH im Jahr 2026 (Elektroprijenos-BiH, 2017, S. 73).....	29

Abbildung 23: Struktur des Stromverbrauchs in BiH in den letzten zehn Jahren (GWh) (SERC, 2016, S. 31)	30
Abbildung 24: Stromverbrauch BiHs aufgeteilt nach Sektoren (IEA, 2017) – eigene Darstellung	30
Abbildung 25: Verhältnis von Elektrizitätsimport/Export BiHs zwischen 2005 – 2015 (IEA, 2017) - eigene Darstellung	31
Abbildung 26: Entwicklung des Stromverbrauchs zwischen dem Jahr 2017 bis 2035 (MVTEO, 2017, S. 67)	31
Abbildung 27: Struktur des Elektrizitätsmarktes BiHs im Jahr 2016 (MVTEO, 2017, S. 45) – eigene Darstellung	32
Abbildung 28: Handelsmengen an der Strombörse für den „Day Ahead“ Handel in GWh, 1. März- 1. April 2016 (MVTEO, 2017, S. 52)	33
Abbildung 29: Strompreise an den Börsen im Jahr 2016 (SERC, 2016, S. 39)	34
Abbildung 30: Stromhandel am Großhandelsmarkt BiHs im Jahr 2016 (MWh) (SERC, 2016, S. 42)	34
Abbildung 31: Anzahl Endkunden elektrischer Energie in BiH im Jahr 2016 (SERC, 2016, S. 36)	35
Abbildung 32: Strompreise €/kWh in der Kategorie Haushalte (links) sowie Strompreise in der Kategorie Industrie (rechts) BiHs im Jahr 2016 gemäß Eurostat Methodologie (SERC, 2016, S. 40)	36
Abbildung 33: Geografische Darstellung der Strompreise in der Kategorie Haushalte (links) und in der Kategorie Industrie (rechts) in Europa (SERC, 2016, S. 41)	36
Abbildung 34: Karte der politischen Gliederung Montenegros (Wikipedia, 2017)	37
Abbildung 35: Entwicklung des BIP Montenegros zwischen 2009 - 2017 (WKO-ME, 2017)	38
Abbildung 36: Primärenergieverbrauch Montenegros zwischen dem Jahr 2005 und 2014	40
Abbildung 37: Installierte Kraftwerkskapazitäten in Montenegro (links), sowie Stromerzeugungsanteil (GWh) im Jahr 2015 (MERA, 2015, S. 20) – eigene Darstellung	42
Abbildung 38: Netto-Stromerzeugung und Verbrauch von 2008 bis 2015 (MERA, 2015, S. 21) – eigene Darstellung.....	43
Abbildung 39: Elektrizitätsbilanz zwischen dem Jahr 2012 - 2030 - KAP 84 MW (Kombinat Aluminium Podgorica) (BMW, 2014, S. 47) – eigene Darstellung	44
Abbildung 40: Mögliche Standorte für neue WKW in Montenegro (WBIF-6, 2017, S. 72)	47
Abbildung 41: Benutzung von RES in der Vergangenheit (1990-2010) sowie gemäß der Energierstrategie bis zum Jahr 2030 in (GWh) (BMW, 2014, S. 78)	48
Abbildung 42: Berechnung von RES zur Erzeugung elektrischer Energie (GWh) (BMW, 2014, S. 81)	49

Abbildung 43: Mittlere Windgeschwindigkeit in Montenegro (50 m über den Meeresspiegel) (CETMA, 2007, S. 35).....	50
Abbildung 44: Durchschnittliche globale Sonneneinstrahlung in Montenegro für die Periode zwischen 2004 - 2010 (SOLARGIS, 2017)	52
Abbildung 45: Eigentumsstruktur CGES 31.12.2015 (CGES, 2015, S. 12).....	55
Abbildung 46: Karte des Übertragungssystems Montenegros 31.12.2015 (CGES, 2015, S. 11)	57
Abbildung 47: Verluste am Übertragungs- und Verteilnetz zwischen 2012-2015 (regagen, 2015, S. 42)	58
Abbildung 48: HGÜ Verbindungsleitung zwischen Italien(Villanova) und Montenegro (Lastva) (ENTSOE, 2016).....	59
Abbildung 49: 400 kV Übertragungsleitung zwischen TS Lastva und TS Pljevlja 2 (Transbalkan Korridor Nr.625) (ENTSOE, 2016)	59
Abbildung 50: Projekt 227 mit der 400 kV Leitung (Nr. 630) zwischen Montenegro und Serbien (ENTSOE, 2016)	60
Abbildung 51: Stromverbrauch in der Periode von 2009 bis 2016 (CGES-16, 2016, S. 33) – eigene Darstellung	61
Abbildung 52: Stromverbrauch Montenegros aufgeteilt nach Sektoren (IEA, 2017) – eigene Darstellung	61
Abbildung 53: Verhältnis von Elektrizitätsimport/Export Montenegros zwischen 2005 – 2015 (IEA, 2017) - eigene Darstellung	62
Abbildung 54: Gesamter Bruttostromverbrauch am Übertragungsnetz (BMW, 2014, S. 38)	62
Abbildung 55: Elektrizitätsmarktschema Montenegros 2016 (Energy Community, 2016)	63
Abbildung 56: Politische Gliederung Serbiens (Wikipedia, 2017)	65
Abbildung 57: Entwicklung des BIP Serbiens zwischen 2009 - 2017 (WKO-RS, 2017)	66
Abbildung 58: CO ₂ -Emissionen pro Kopf (SEE-SEP, 2016, S. 4).....	68
Abbildung 59: Veränderung der spezifischen CO ₂ -Emissionen (MRE-RS, 2016, S. 45).....	68
Abbildung 60: Relation der Energieindikatoren für Serbien und der EU im Jahr 2010 (MRE-RS, 2016, S. 51).....	69
Abbildung 61: Primärenergieverbrauch Serbiens von 1990 bis 2014. (IEA, 2017)	69
Abbildung 62: Strategische Prioritäten der Entwicklung des Energiesektors Serbiens (MRE-RS, 2016, S. 33).....	70
Abbildung 63: EU-Verordnungen, für die eine Verpflichtung der Implementierung übernommen wurde, gemäß dem Vertrag über die Gründung der EnC (MRE-RS, 2016, S. 55).....	72
Abbildung 64: Installierte Kraftwerkskapazitäten Serbiens (links), sowie Stromerzeugungsanteil (GWh) im Jahr 2016 (ohne Kosovo) (AERS, 2016, S. 13) – eigene Darstellung.....	73
Abbildung 65: Stromerzeugung und Verbrauch von 2007 bis 2016 in Serbien (AERS, 2016, S. 14) – eigene Darstellung	74

Abbildung 66: Elektrizitätsbilanz Serbiens von 2015 bis 2030 (MRE-RS, 2016, S. 76) – eigene Darstellung	74
Abbildung 67: Mögliche Standorte für neue WKWs in Serbien (WBIF-6, 2017, S. 77)	78
Abbildung 68: Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten aus RES (MRE-RS, 2016, S. 41)	79
Abbildung 69: Kleinwasserkraftwerkspotenzial in Serbien (WSH, 2013, S. 382).....	80
Abbildung 70: Karte der durchschnittlichen Windkraft [W/m ²] 100 m über den Boden in Serbien. (Durisic, 2009)	81
Abbildung 71: Durchschnittliche globale Sonneneinstrahlung in Serbien für die Periode zwischen 1994 bis 2013 (SOLARGIS, 2017)	82
Abbildung 72: Erzeugungskapazitäten zwischen den Jahren 2010 - 2030 gemäß Energiestrategie (MRE-RS, 2016, S. 42)	83
Abbildung 73: Potenzieller Ausbau neuer Erzeugungskapazitäten in Serbien (MRE-RS, 2016, S. 41).....	84
Abbildung 74: Abteilungen des Übertragungsnetzbetreibers EMS (EMS, 2017)	85
Abbildung 75: Karte des Übertragungssystems Serbiens für das Jahr 2017 (EMS, 2017)	86
Abbildung 76: Übertragungsnetzverluste Serbiens zwischen den Jahren 2012- 2016 (EMS, 2016)	87
Abbildung 77: Projekt 227 - CSE8 Transbalkan Korridor (ENTSOE, 2016).....	88
Abbildung 78: Projekt 144 - „Mid Continental East corridor“ (ENTSOE, 2016).....	89
Abbildung 79: Geplante zukünftige Leitungsprojekte (ENTSOE, 2016)	90
Abbildung 80: Historische Stromverbrauchentwicklung Serbiens von 2000 bis 2015 (EMS-AD, 2016, S. 46)	92
Abbildung 81: Stromverbrauch Serbiens aufgeteilt nach Sektoren (IEA, 2017) – eigene Darstellung	92
Abbildung 82: Verhältnis von Elektrizitätsimport/Export Serbiens zwischen 2005 – 2015 (IEA, 2017) - eigene Darstellung	93
Abbildung 83: Stromverbrauchsentwicklung Serbiens bis zum Jahr 2030 (EMS-AD, 2016)	93
Abbildung 84: Elektrizitätsmarktschema Serbiens im Jahr 2016 (AERS, 2016, S. 30).....	95
Abbildung 85: Übersicht des europäischen Kraftwerksparkes in ATLANTIS (Gutschi, Stigler, 2012, S. 5)	98
Abbildung 86: Simulationsablauf in ATLANTIS (IEE, 2017)	99
Abbildung 87: Installierte Engpassleistung BiHs (MVTEO, 2017) (ENTSOE, 2016) - eigene Darstellung	100
Abbildung 88: Produzierte elektrische Energie BiHs (MVTEO, 2017), (ENTSOE, 2016) – eigene Darstellung	101
Abbildung 89: Installierte Engpassleistung Montenegros (BMW _i , 2014), (ENTSOE, 2016) – eigene Darstellung	101
Abbildung 90: Produzierte elektrische Energie Montenegros (BMW _i , 2014), (ENTSOE, 2016) - eigene Darstellung	102
Abbildung 91: Installierte Engpassleistung Serbiens (MRE-RS, 2016), (ENTSOE, 2016)	102

Abbildung 92: Produzierte elektrische Energie Serbiens (MRE-RS, 2016), (ENTSOE, 2016)	103
Abbildung 93: Modell BiHs in ATLANTIS für das Jahr 2016	104
Abbildung 94: Modell BiHs in ATLANTIS für das Jahr 2035	105
Abbildung 95: Übertragungssystem BiHs im Jahr 2035	105
Abbildung 96: Installierte Engpasseleistung BiHs gemäß Energiestrategie bis zum Jahr 2035	106
Abbildung 97: Prozentuelle Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten BiHs.....	107
Abbildung 98: Vergleich der installierten Engpasseleistung BiHs gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell	107
Abbildung 99: Simulierte produzierte Energie BiHs bis zum Jahr 2035	108
Abbildung 100: Vergleich zwischen der produzierten Energie (GWh) BiHs gemäß der Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell	108
Abbildung 101: Vergleich der produzierten Energie BiHs in Prozent	109
Abbildung 102: CO ₂ -Emissionen BiHs	109
Abbildung 103: Verhältnis produzierte Energie, Import/Export und Verbrauch BiHs.....	110
Abbildung 104: Alter des Kraftwerksparks BiHs im Jahr 2016.....	110
Abbildung 105:Alter des Kraftwerksparks BiHs im Jahr 2035.....	111
Abbildung 106: Lastflüsse BiHs im Jahr 2016 bei Jahreshöchstlast	111
Abbildung 107: Lastflüsse BiHs im Jahr 2035 bei Jahreshöchstlast	112
Abbildung 108: Lastflussdifferenzen BiHs bei Jahreshöchstlast zwischen dem Jahr 2016 und 2035	113
Abbildung 109: Modell Montenegros in ATLANTIS für das Jahr 2016	114
Abbildung 110: Modell Montenegros in ATLANTIS für das Jahr 2030	114
Abbildung 111: Übertragungssystem Montenegros im Jahr 2030	115
Abbildung 112: Installierte Kraftwerkskapazitäten Montenegros gemäß Energiestrategie bis zum Jahr 2030	115
Abbildung 113: Prozentuelle Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten Montenegros	116
Abbildung 114: Vergleich zwischen der installierten Engpasseleistung Montenegros gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell	116
Abbildung 115: Produzierte Energie Montenegros bis zum Jahr 2030.....	117
Abbildung 116: Vergleich zwischen der produzierten Energie (GWh) Montenegros gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell	117
Abbildung 117: Vergleich der produzierten Energie Montenegros in Prozent	118
Abbildung 118: CO ₂ -Emissionen Montenegros.....	118
Abbildung 119: Verhältnis produzierte Energie, Import/Export und Verbrauch Montenegros	119
Abbildung 120: Alter des Kraftwerksparks Montenegros im Jahr 2016	119
Abbildung 121: Alter des Kraftwerksparks Montenegros im Jahr 2030	120
Abbildung 122: Lastflüsse Montenegros im Jahr 2016 bei Jahreshöchstlast	120
Abbildung 123: Lastflüsse Montenegros im Jahr 2030 bei Jahreshöchstlast	121

Abbildung 124: Lastflussdifferenzen Montenegros bei Jahreshöchstlast zwischen dem Jahr 2016 und 2030	122
Abbildung 125: Lastflussdifferenzen Montenegros bei Jahreshöchstlast zwischen dem Jahr 2019 und 2030	123
Abbildung 126: Modell Serbiens in ATLANTIS für das Jahr 2016	124
Abbildung 127: Modell Serbiens in ATLANTIS für das Jahr 2030	124
Abbildung 128: Übertragungssystem Serbiens im Jahr 2035	125
Abbildung 129: Installierte Engpassleistung Serbiens gemäß Energiestrategie bis zum Jahr 2030	125
Abbildung 130: Prozentuelle Zusammensetzung der Kraftwerkskapazitäten Serbiens bis zum Jahr 2030.....	126
Abbildung 131: Vergleich zwischen der installierten Engpassleistung Serbiens gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell	127
Abbildung 132: Produzierte Energie Serbiens bis zum Jahr 2030	127
Abbildung 133: Vergleich zwischen der produzierten Energie Serbiens gemäß Energiestrategie mit dem ATLANTIS Modell	128
Abbildung 134: Vergleich der produzierten Energie Serbiens in Prozent	128
Abbildung 135: CO ₂ -Emissionen Serbiens	129
Abbildung 136: Verhältnis produzierte Energie, Import/Export und Verbrauch Serbiens	129
Abbildung 137: Alter des Kraftwerksparks Serbiens im Jahr 2016	130
Abbildung 138: Alter des Kraftwerksparks Serbiens im Jahr 2030	130
Abbildung 139: Lastflüsse Serbiens im Jahr 2016 bei Jahreshöchstlast.....	131
Abbildung 140: Lastflüsse Serbiens im Jahr 2030 bei Jahreshöchstlast.....	132
Abbildung 141: Lastflüsse Serbiens im Jahr 2035 bei Jahreshöchstlast.....	132
Abbildung 142: Lastflussdifferenzen Serbiens bei Jahreshöchstlast zwischen dem Jahr 2016 und 2035.....	133

6.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Installierte Kraftwerkskapazitäten in BiH im Jahr 2016 (SERC, 2016, S. 63)	8
Tabelle 2: TKWs in BiH im Jahr 2017 (NOSBiH, 2017, S. 4) - eigene Darstellung	10
Tabelle 3: Emissionen und Grenzwerte TKWs in BiH (EnC, 2013, S. 26)	11
Tabelle 4: Mögliche neue TKWs in BiH (MVTEO, 2017, S. 79-80) – eigene Darstellung	11
Tabelle 5: Wasserkraftwerke in BiH 2016 (ausgenommen kleine WKW) (NOSBiH, 2017) - eigene Darstellung	12
Tabelle 6: Potenzielle WKW in BiH (MVTEO, 2017, S. 79-80) – eigene Darstellung	13
Tabelle 7: Potenzielle WKA in BiH (MVTEO, 2017, S. 79-80) – eigene Darstellung	18
Tabelle 8: Gesamte Länderüberschreitende Übertragungskapazitäten [MW] 2018 und 2027 (NOSBiH, 2017)	26
Tabelle 9: Strategische Investitionen zum Projekt 136 (ENTSOE, 2016)	27
Tabelle 10: Strategische Investitionen zum Projekt 241 (ENTSOE, 2016)	28
Tabelle 11: Strategische Investitionen zum Projekt 227 (ENTSOE, 2016)	28
Tabelle 12: Installierte Kraftwerkskapazitäten in Montenegro (MERA, 2015, S. 19)	42
Tabelle 13: Grundcharakteristik des TKW Pljevlja (EnC, 2013, S. 29)	44
Tabelle 14: Emissionen und Grenzwerte TKWs in Montenegro (EnC, 2013, S. 29)	45
Tabelle 15: Theoretisches und Technisches Hydropotenzial Montenegros (BMW _i , 2014, S. 12)	46
Tabelle 16: Installierte WKW (ausgenommen kleine WKW) in Montenegro 2017 (WBIF- 1, 2017, S. 21)	46
Tabelle 17: Revitalisierung bestehender und der Ausbau neuer Stromerzeugungsanlagen in Montenegro (BMW _i , 2014, S. 46)	54
Tabelle 18: Grenzüberschreitende Übertragungsleitung zwischen Montenegro und den Nachbarländern (CGES, 2015, S. 10)	56
Tabelle 19: Geologische Reserven fossiler Brennstoffe (Mio. t) (MRE-RS, 2016, S. 4)	67
Tabelle 20: Erzeugungskapazitäten Serbiens im Jahr 2016 (ohne Kosovo) (AERS, 2016, S. 12) – eigene Darstellung	73
Tabelle 21: Grundcharakteristik TKWs in Serbien (EnC, 2013, S. 30)	75
Tabelle 22: Emissionen und Grenzwerte TKWs in Serbien (EnC, 2013, S. 30)	76
Tabelle 23: Installierte WKW in Serbien im Jahr 2017 (WBIF-1, 2017, S. 21)	77
Tabelle 24: Überblick des technisch nutzbaren Potenzials Serbiens aus RES (ab dem Jahr 2012) (MRE-RS, 2016, S. 7)	79
Tabelle 25: Grunddaten über das Übertragungssystem EMS AG am Ende des Jahres 2016 (AERS, 2016, S. 13)	86
Tabelle 26: Strategische Investitionen zum Projekt 227 (ENTSOE, 2016)	88
Tabelle 27: Neue 400 kV Doppelleitung zwischen Pancevo (RS) und Resita (RO) (ENTSOE, 2016)	89
Tabelle 28: Strategische Investitionen zu den zukünftigen Leitungsprojekten in Serbien (ENTSOE, 2016)	91

Tabelle 29: Anzahl der Marktteilnehmer mit dem Recht tägliche Arbeitspläne zu melden
von 2008 bis 2016 (AERS, 2016, S. 30).....96

6.4 Literaturverzeichnis

- AERS. (2016). *Jahresbericht 2016*. Von Energieagentur Serbiens:
<http://www.aers.rs/Index.asp?l=1> abgerufen
- AHK. (2011). *Delegation der Deutschen Wirtschaft in Bosnien und Herzegowina*. Von
<http://bosnien.ahk.de/verschiedenes/archiv/energie-industrie-bergbaumesse-in-tuzla-2011/energiewirtschaft-in-bosnien-und-herzegowina/> abgerufen
- APEOR-BiH. (2017). *Vereinigung von Energieerzeugern aus RES*.
- Auswärtiges Amt. (2017). *Auswärtiges Amt*. Von http://www.auswaertiges-amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Serbien/Wirtschaft_node.html abgerufen
- Balkan-Energy. (2017). *Country Report on Energy Business in Serbia*. Von
http://balkanenergy.com/files/Country_report_on_energy_business_in_Serbia_June_2017.pdf abgerufen
- BHAS. (2013). *CENZUS OF POPULATION, HOUSEHOLDS AND DWELLINGS IN BOSNIA AND HERZEGOVINA, 2013*. Von
<http://www.popis2013.ba/popis2013/doc/Popis2013prvolzdanje.pdf> abgerufen
- BMWi. (2014). *Energiestrategie Montenegros bis zum Jahr 2030 (Weisses Buch)*. Von
http://www.energetska-efikasnost.me/uploads/file/Dokumenta/Strategija%20razvoja%20energetike%20CG%20do%202030.%20godine%20-%20Bijela%20knjiga_10072014.pdf abgerufen
- CETMA. (2007). *RES Assesement of Monenegro*. Von Renewable Energy Sources:
<http://www.oie-res.me/uploads/archive/Renewable%20Energy%20Resource%20Assessment%20Feb.2007.pdf> abgerufen
- CGES. (2015). *Operating Statement 2015*. Von <http://www.cges.me/en/documents/reports> abgerufen
- CGES-16. (2016). *Operating Statement 2016*. Von
<http://www.cges.me/en/documents/reports> abgerufen
- CIN. (2015). *Energiopotenzial in BiH*. Von
<https://www.cin.ba/energopotencijal/energopotencijal.pdf> abgerufen
- CPU. (2010). *Bericht über die Politik des Energiesektors BiH*. Von
<http://www.cpu.org.ba/media/8267/lzvje%C5%A1taj-o-politikama-energetskog-sektora-u-Bosni-i-Hercegovini.pdf> abgerufen
- Durisic. (2009). *WIND ATLAS OF VOJVODINA, SERBIA*. Novi Sad.

- Elektroprijenos. (2016). *Langfristiger Netzentwicklungsplan BiH 2017 - 2026, Buch I*. Von <https://www.derk.ba/DocumentsPDFs/Dugorocni-plan-razvoja-pr-mreze-2017-2026.pdf> abgerufen
- Elektroprijenos-BiH. (2017). *Elektroprijenos BiH*. Von <http://elprenos.ba> abgerufen
- EMS. (2016). *Jahresbericht 2016*. Von http://ems.rs/page.php?kat_id=22 abgerufen
- EMS. (2017). *Elektromreza Srbije*. Von https://ems.rs/page.php?kat_id=152 abgerufen
- EMS-AD. (2016). *Netzentwicklungsplan Serbiens 2017-2026 (2031), Appendix 1*. Von <https://www.aers.rs/FILES/JavnaKonsultacija/2017-03-31%20Appendix%20-%20Prilozi%20Plana%20razvoja%20prenos%20EE-word.pdf> abgerufen
- EnC. (2013). *Energy Community - Study on the Need for Modernization of Large Combustion Plants in the Energy Community*. Von https://www.google.at/search?q=EnC.+%282013%29.+Energy+Community+-+Study+on+the+Need+for+Modernization+of+Large+Combustion++Plants+in+the+Energy+Community+.++&ie=utf-8&oe=utf-8&client=firefox-b&gfe_rd=cr&dcr=0&ei=_7kRWtjaOqiE8Qe8zJco abgerufen
- Energy Community. (2016). *Energy Community - ANNUAL IMPLEMENTATION REPORT 2016*. Von https://www.google.at/search?q=Energy+Community.+%282016%29.+Energy+Community+-+ANNUAL+IMPLEMENTATION+REPORT+2016.++&ie=utf-8&oe=utf-8&client=firefox-b&gfe_rd=cr&dcr=0&ei=TLorWscZN6iE8Qe8zJco abgerufen
- ENTSO_P028. (2017). *Project 28 - Italy - Montenegro*. Von <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/projects/P028.pdf> abgerufen
- ENTSOE. (2014). *TYNDP 2014*. Von https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/tyndp-2014/Documents/TYNDP%202014_FINAL.pdf abgerufen
- ENTSOE. (2016). *TYNDP 2016*. Von <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx> abgerufen
- ESSBiH-M12. (2008). *Studie des Energiesektors in BiH, Modul 12*. Von <http://www.ekoakcija.org/files/energy%20sector%20study%20bih%20-%20modul%2012.pdf> abgerufen
- FMERI. (2009). *Strategie und Entwicklungsplan des Energiesektors in FBiH*. Von www.fmeri.gov.ba/systems/file_download.ashx?pg=94&ver=1 abgerufen
- GOV. (2012). *Projektinformationen PLJEVALJA II*. Von GOVERNMENT OF MONTENEGRO: <http://www.gov.me/en/homepage?alphabet=lat> abgerufen

- GTAI. (2014). *Germany Trade & Invest*. Von <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/welcome.html> abgerufen
- Gutschi, Stigler. (2012). *ATLANTIS - Forschungsinstrument des Instituts für Elektrizitätswirtschaft. 12. Symposium Energieinnovation*.
- IEA. (2017). *International Energy Agency*. Von <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/> abgerufen
- IEE. (2017). *Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz 2017*. Von <https://www.tugraz.at/institute/iee/home/> abgerufen
- MEK.GOV. (2014). *Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien 2020, Montenegro*. Von <http://www.mek.gov.me/en/library/strategije?alphabet=lat> abgerufen
- MERA. (2015). *Report on situation in the energy sector of Montenegro in 2015*. Von Montenegro Energy Regulatory Agency: http://regagen.co.me/site_cg/public/index.php/index/kategorija?id_kategorija=1 abgerufen
- MONSTAT. (2011). *Census of Population, Households and Dwellings in Montenegro 2011*. Von [https://www.monstat.org/userfiles/file/popis2011/saopstenje/saopstenje\(1\).pdf](https://www.monstat.org/userfiles/file/popis2011/saopstenje/saopstenje(1).pdf) abgerufen
- MRE-RS. (2016). *Energy Sector Development Strategy of the Republic of Serbia for the period by 2025 with projections by 2030*. Von Energieministerium: <http://mre.gov.rs/latinica/index.php> abgerufen
- MVTEO. (2017). *Energiestrategie Bosnien Herzegowinas bis 2035 - Finaler Entwurf*. Von http://www.mvteo.gov.ba/Aktuelni_propisi_i_javne_konsultacije_II/linkovi/23062017_2_Okvirna_energetska_strategija_Bosne_i_Hercegovine_do_2035_Finalni_Nacrt.pdf abgerufen
- MVTEO-BiH. (2016). *Aktionsplan über die Nutzung Erneuerbarer Energien in Bosnien und Herzegowina*. Von <https://www.energy-community.org> abgerufen
- NOS-BiH. (2015). Abgerufen am 17. 08 2015 von <http://www.nosbih.ba/en/oNama/what-do-we-do/2>
- NOSBiH. (2017). *Indikativer Entwicklungsplan 2018-2027*. Von <http://www.nosbih.ba/> abgerufen
- regagen. (2015). *Report on situation in the energy sector of Montenegro 2015*. Von http://regagen.co.me/wp-content/uploads/2016.11.09_REPORT-ON-SITUATION-IN-THE-ENERGY-SECTOR-OF-MONTENEGRO-IN-2015-3.pdf abgerufen

- RZS. (2011). *2011 Census of Population, Households and Dwellings in the Republic of Serbia* .
Von http://popis2011.stat.rs/?page_id=1221&lang=en abgerufen
- SEE-SEP. (2016). *South East Europe Sustainable Energy Policy Programme*. Von
http://www.cekor.org/documents/pages/639_1.pdf abgerufen
- SERC. (2016). *Jahresbericht 2016*. Von <http://www.derk.ba/en/godinji-izvjetaji-derk-a/godinji-izvjetaj-2016> abgerufen
- SERC-I. (2015). Von <http://www.derk.ba/en/aboutus/generalinformation> abgerufen
- SOLARGIS. (2017). *SOALRGIS*. Von <http://solargis.com/> abgerufen
- WBC-INCO. (2012). *National background report on Energy for Bosnia and Herzegovina*. Von
http://wbc-inco.net/attach/0_National_Background_Report_Energy_BiH_2012.pdf
abgerufen
- WBIF-1. (2017). *REGIONAL STRATEGY FOR SUSTAINABLE HYDROPOWER IN THE WESTERN BALKANS - Background Report No. 1*.
- WBIF-6. (2017). *REGIONAL STRATEGY SUSTAINABLE HYDROPOWER IN FOR THE WESTERN BALKANS - Background Report No. 6* .
- Wikipedia. (2017). *Wikipedia*. Abgerufen am 24. 08 2015 von
https://de.wikipedia.org/wiki/Bosnien_und_Herzegowina
- WKO-LP. (2017). *Länderprofil BiH*. Von <https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft>
abgerufen
- WKO-LR. (2014). *LÄNDERREPORT BiH*. Von <https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft>
abgerufen
- WKO-ME. (2017). *Länderprofil Montenegro*. Von
<https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft> abgerufen
- WKO-RS. (2017). *Leänderprofil Serbien*. Von <https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft>
abgerufen
- WKO-WB BA. (2017). *Wirtschaftsbericht Bosnien und Herzegowinas*. Von
<https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft> abgerufen
- WKO-WB ME. (2017). *Wirtschaftsbericht Montenegros*. Von
<https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft> abgerufen
- WKO-WB RS. (2017). *Wirtschaftsbericht Serbiens*. Von
<https://www.wko.at/service/aussenwirtschaft> abgerufen

WSH. (2013). *World Small Hydropower Development Report 2013*. Von <http://www.smallhydroworld.org/> abgerufen