



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN

Vienna University of Technology

## Diplomarbeit

### Modellierung der Wasserkraftnutzung in Serbien unter energiewirtschaftlichen Randbedingungen

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

### Diplom-Ingenieurs

unter der Leitung von

**Univ.Prof. Dipl.Ing. Dr. techn. Reinhard Haas**

Und des betreuenden Projektassistenten

**Mag.rer.nat. Dr.techn. Gerhard Totschnig**

eingereicht an der Technischen Universität Wien

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von

**Diana Miletic, BSc**

Matr.Nr. 0526289

Wien, im April 2015

---

Diana Miletic



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
WIEN  
Vienna University of Technology

Ich habe zur Kenntnis genommen, dass ich zur Drucklegung meiner Arbeit unter der Bezeichnung

## **Diplomarbeit**

nur mit Bewilligung der Prüfungskommission berechtigt bin.

Ich erkläre weiters Eides statt, dass ich meine Diplomarbeit nach den anerkannten Grundsätzen für wissenschaftliche Abhandlungen selbstständig ausgeführt habe und alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur, genannt habe.

Weiters erkläre ich, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch Ausland (einer Beurteilerin/einen Beurteiler zur Begutachtung) in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe und dass diese Arbeit mit der vom Begutachter beurteilten Arbeit übereinstimmt.

Wien, im April 2015

---

Diana Miletic

## ***Kurzfassung***

Der moderne Lebensstil beinhaltet die zunehmende Nutzung von Energie. Derzeit wird der Energiebedarf der Menschheit, vor allem am Balkan durch fossile Brennstoffe gedeckt. In Zukunft müssen diese durch saubere Energiequellen in Form von erneuerbarer Energie ersetzt werden. Seit die Europäische Union gegründet wurde, begannen die Mitgliedsstaaten sowie der Rest von Europa ihre Zusammenarbeit zu steigern. Daher besteht der Bedarf die Energiepolitik zu koordinieren.

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurden zuerst die serbische Stromerzeugung und der Stromverbrauch charakterisiert, ein Überblick über die erneuerbaren Potentiale in Serbien geschaffen und die Ziele für 2020 bzw. 2030 untersucht. Zu guter letzt wurde ein hydrologisches Wasserkraftmodell für Serbien erstellt, mit Hilfe dessen eine detaillierte Kraftwerkseinsatzsimulation und eine Simulation für den Pumpspeicherausbau durchgeführt wurde. Da Wasserwirtschaft eine entscheidende Rolle bei der Einbindung anderer erneuerbarer Energieträger in das europäische Stromversorgungsnetz spielt, macht der stetige Ausbau von Windkraft sowie der Photovoltaik leistungsstarke, effiziente Energiespeichertechnologien notwendig.

Ein Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke würde sich dazu eignen Strom während der Erzeugungsspitzen zu speichern und bei erhöhtem Bedarf wieder ins Netz einzuspeisen. Es erfolgt dadurch ein Lastausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und die Stromversorgung mit regenerativer Energie kann stabilisiert werden.

Abschließend wurde für die untersuchten Erzeugungstechnologien (Wasserkraft, Wind- und Solarenergie) eine Analyse der Stromgestehungskosten, in Abhängigkeit der Volllaststunden, durchgeführt. Ein Vergleich mit Deutschland zeigt, dass die Stromgestehungskosten für Wind- und Solarenergie in Serbien höher sind. Dies ist dadurch bedingt, dass diese Technologien in Serbien erst seit kurzem zur Stromerzeugung eingesetzt werden und noch hohes Lernpotential besitzen.

## ***Abstract***

The modern lifestyle involves the increased use of electricity. Especially on the Balkan the current energy demand of the consumers is mostly covered by the electricity generation from fossil fuels. In the future the usage of fossil fuels must be replaced by renewable energy generations, which are clean energy sources. Since the European Union was founded, the Member States and the rest of Europe began to increase their cooperation. Therefore there is a need to coordinate energy policies.

In the context of this thesis first the energy economics and the set of problems for Serbia are discussed. Furthermore I created an overview of renewable potentials in Serbia and the targets for 2020 and 2030 have been investigated. Last but not least a hydrological model for the hydropower in Serbia has been created. With its help a detailed power plant operation simulation and a simulation for the expansion of pumped storages have been done. Since water plays a crucial role in the integration of other renewable energy sources in the European power grid, powerful and efficient energy storage technologies are needed due to the continuous expansion of wind power and solar power.

An expansion of pumped storage power plants would be suitable to save electricity during a surplus of generation and then to feed electricity back into the grid when increased demand is given. With these pump storages a compensation between the production and consumption is realized and the power supply with renewable energy can be stabilized.

As a function of the full load hours an analysis of the electricity generation costs, for the investigated energy generating technologies (water-, wind- and solar energy), was done. A comparison with Germany shows that for wind and solar energy the electricity generation costs in Serbia are higher. That's because Serbia recently started the usage of these electricity generating technologies and there is still a high learning potential.

# *Inhaltsverzeichnis*

<b>KURZFASSUNG</b> .....	<b>3</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>4</b>
<b>1. EINLEITUNG</b> .....	<b>7</b>
1.1. Motivation .....	7
1.2. Aufgabenstellung .....	7
1.3. Methodisches Vorgehen .....	8
1.4. Aufbau der Arbeit .....	9
<b>2. DIE ENERGIEWIRTSCHAFT SERBIENS</b> .....	<b>10</b>
2.1. Einleitung .....	10
2.2. Energiepolitische Rahmenbedingungen .....	11
2.3. Zuständige Instanzen und Strommarkt-Akteure.....	14
2.4. Energieerzeugung.....	17
2.5. Energieverteilung .....	19
2.6. Vertrieb.....	23
2.7. Stromangebot und –nachfrage.....	23
2.8. Preisregulierung .....	25
2.9. Energiebilanz.....	26
<b>3. ERNEUERBARE POTENTIALE</b> .....	<b>27</b>
3.1. Biomasse.....	27
3.2. Wasserkraft.....	29
3.3. Sonnenenergie .....	32
3.4. Windenergie .....	35
3.5. Feed-In Tarif.....	37
<b>4. PLANE FÜR 2020/2030</b> .....	<b>39</b>

<b>5. HIREPS-SIMULATIONSMODELL .....</b>	<b>42</b>
<b>6. DATENERHEBUNG .....</b>	<b>43</b>
<b>7. SIMULATION .....</b>	<b>53</b>
7.1. Pumpspeicherkraftwerk Bajina Basta.....	54
7.2. Laufwasserkraftwerk Djerdap 1 .....	58
7.3. Energieinhalt.....	61
7.4. Erlöse aus Wasserkraft.....	62
7.5. Speicherausbau.....	64
<b>8. WIRTSCHAFTLICHKEITSANALYSE.....</b>	<b>67</b>
8.1. Allgemein.....	67
8.2. Wind .....	68
8.3. Photovoltaik.....	69
8.4. Wasserkraft.....	70
8.5. Kostenvergleich.....	71
<b>9. ZUSAMMENFASSUNG .....</b>	<b>74</b>
<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>77</b>
Publikationsreferezen .....	77
Internetreferenzen.....	78
<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....</b>	<b>79</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>81</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....</b>	<b>82</b>

# **1. Einleitung**

## **1.1. Motivation**

Im Zuge des EU-Projektes Better [BETTER14] wird ein neues europäisches Stromsystem Modell entwickelt, welches untersucht wie ein hoher Anteil von Wind und Solarstrom im europäischen Stromsystem integriert werden kann. „Woher kommt der Strom wenn kein Wind bläst?“ Im Rahmen der Diplomarbeit soll ein dynamisches Modell des Stromsystems eines ausgewählten Landes entwickelt werden.

Im Zuge dessen habe ich, aufgrund meiner Herkunft, das Land Serbien gewählt, um mir selber grundlegend einen Überblick über die vorhandenen Technologien und dem Fortschritt der Energietechnik im Heimatland zu verschaffen.

## **1.2. Aufgabenstellung**

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird ein dynamisches Modell des Stromsystems für Serbien entwickelt. Es handelt sich um ein lineares Optimierungsmodell. Im Forschungsprojekt wird in der Folge das Zusammenwirken der Stromsysteme in Europa untersucht.

Es werden folgende Themen untersucht:

- Charakterisierung der serbischen Stromerzeugung und Stromverbrauchs
- Bestimmung eines hydrologischen Wasserkraftwerksmodells für Serbien
- Bestandaufnahme aller bestehenden und geplanten Wasserkraftwerke größer als 10MW
- Analysen des optimalen Betriebs der Wasserkraftwerke in Bezug auf einen historischen EEX-Preis
- Analyse eines Pumpspeicherausbaus
- Wirtschaftlichkeitsrechnung und Vergleich mit Deutschland

### **1.3. Methodisches Vorgehen**

Der erste Arbeitsschritt war sich Kenntnisse und Informationen über das Stromsystem Serbiens zu verschaffen. Für das Erstellen eines eigenen Landesstrommodells wurden durch Internet-Recherche, als auch durch direktes Anschreiben der Energieversorgungsunternehmen, da nicht alle erforderlichen Daten öffentlich zugänglich waren, Details über die bestehenden und geplanten Wasserkraftwerke gesammelt.

Als Vorlage für das eigene Landesstrommodell diente das Österreich-Modell des Projektes AutRES100. Für die korrekte Modellierung des Wasserkraftwerksverhaltens ist eine Reihe an Parametern erforderlich.

Lage und Typ des Kraftwerks wurden zur Übersicht in Google Earth eingetragen und in einem KML-File verortet.

Gegliedert in 3 Input – files (DAT-files) wurden für die Modellierung Kraftwerkparameter, Charakteristika der zugehörigen Staudämme und Wasserabflusszeitreihen recherchiert und ausgearbeitet.

Als Recherchezeitraum dafür wurden die Jahre 2003 bis 2009 gewählt.

Durch verschiedene Modellläufe sollen die aufgenommenen Daten analysiert und plausibilisiert werden.

## **1.4. Aufbau der Arbeit**

Nach einer kurzen allgemeinen Einführung zum Thema und der Beschreibung von Zielsetzung und dem methodischen Vorgang dieser Arbeit, wird im Kapitel 2 auf die Energiewirtschaft des Landes Serbien eingegangen. Es wird ein grundlegender Überblick über den serbischen Stromsektor gegeben und die Erzeugung, Verteilung und der Vertrieb der elektrischen Energie des Landes verdeutlicht.

Kapitel 3 enthält eine Beschreibung und Analyse der Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien in Serbien.

In Kapitel 4 wird die Zielsetzung des Nationalen Aktionsplans für erneuerbare Energien für Serbien präsentiert, der Maßnahmen ergreift, bis 2020 eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie am Bruttoenergieverbrauch auf den Zielwert von 27% zu ermöglichen.

In Kapitel 5 wird eine Einführung in das HiREPS Modell gegeben. Neben der Modellbeschreibung wird das Zustandekommen des Modells durch das BETTER Projekt beschrieben und welche Ziele für den Ausbau des Modells gesetzt wurden.

Kapitel 6 beschäftigt sich mit der Zusammenfassung der benötigten Input-Daten. Darauf folgend wird ausführlich auf die Datenerhebung und die anschließende Verarbeitung eingegangen. Es werden verschiedene, verwendete Methoden zur Datenaufbereitung erläutert.

Die Simulation der Stromerzeugung aus Wasserkraft wird in Kapitel 7 veranschaulicht. Der derzeitige Wasserkraftwerkseinsatz wird anhand von einem Pumpspeicherkraftwerk und einem Laufwasserkraftwerk nach dem Strompreis von 2008 simuliert. Darauf folgend werden Berechnungen zum Speicherausbau gezeigt.

In Kapitel 8 folgen eine Wirtschaftlichkeitsrechnung und der Vergleich der Stromgestehungskosten für EE in Serbien mit denen in Deutschland.

Abschließend wird ein Resümee gezogen und ein Ausblick in zukünftige Jahre und nötige Entwicklungen gegeben.

## **2. Die Energiewirtschaft Serbiens**

### **2.1. Einleitung**

Die Republik Serbien ist ein Binnenstaat in Südosteuropa mit einer Fläche von 88361km<sup>2</sup>. Serbien grenzt im Norden an Ungarn, im Osten an Rumänien und Bulgarien, im Süden an Mazedonien und Albanien, im Südwesten an Montenegro und im Westen an Bosnien und Herzegowina und Kroatien.

Die Republik Serbien war bis zum endgültigen Zerfall der *Sozialistischen Föderativen Republik Jugoslawiens* (SFRJ) im Jahr 1992 größter Teilstaat. Nach dem Zerfall Jugoslawiens bildeten Serbien und Montenegro ab 1992 zunächst die Bundesrepublik Jugoslawien, welche dann 2003 durch die Staatenunion Serbien und Montenegro abgelöst wurde, bis 2006 das serbische Parlament die Unabhängigkeit Montenegros verkündet hatte und Serbien somit ein eigenständiger Staat wurde. 2008 bekundete mit dem Kosovo ein Staatsgebiet Serbiens seine Souveränität, welche seitens der serbischen Regierung und des serbischen Parlaments an unzulässig gilt.

Das letzte Jahrzehnt des 20.Jahrhunderts, das durch den Zerfall des gemeinsamen Staates Jugoslawien gekennzeichnet ist, gefolgt von Bürgerkrieg, wirtschaftlichen Sanktionen und Isolierung Serbiens durch die NATO-Luftangriffe führte zu unregulären wirtschaftlichen Bedingungen. In dieser Periode hat das Land viele Konflikte durch Änderung ihrer Struktur und ihres Umfangs durchgestanden, die Einwohner und die Wirtschaft haben eine Zerstörung und Transformation der Ökonomie erfahren. Diese Veränderungen haben den Verbrauch und die Erzeugung der elektrischen Energie erheblich beeinträchtigt.

## **2.2. *Energiapolitische Rahmenbedingungen***

Der Zerfall des ehemaligen Jugoslawien und die Einführung von Sanktionen durch die internationale Gemeinschaft hat in hohem Maße Einfluss auf die Entwicklung der serbischen Energiewirtschaft, sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht und in Bezug auf die wirtschaftliche Entwicklung der Unternehmen gehabt.

2004 wurde der 1991 durch die Kriegseinwirkungen abgetrennte, von Kroatien über Griechenland bis Rumänien reichende, südosteuropäische Netzbereich der UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*) wieder mit dem mitteleuropäischen Netz gekoppelt. Voraussetzung hierfür waren umfangreiche Instandsetzungsarbeiten und Neubauten von Umspannwerken und Leitungen, vor allem in Kroatien und Bosnien-Herzegowina.

Bis zum Jahr 1999 war das Stromversorgungssystem des Kosovo ein Teil des serbischen und wurde von einer einzelnen Leitstelle betrieben und koordiniert. Jetzt wird der Netzbereich von der KOSTT (Netzbetreiber in Kosovo) gesteuert. Deswegen wird im Nachfolgenden nur auf den Energiesektor Serbiens (ohne Kosovo) eingegangen, soweit nicht ausdrücklich anders angegeben.

Durch die NATO-Luftangriffe im Jahr 1999 hat das gesamte System, insbesondere das Hochspannungsnetz Serbiens (400 kV-, 220 kV- und ein Teil des 110 kV-Netzes) erhebliche Schäden erlitten. Der Wiederaufbau des Netzes startete im Sommer 1999 mit dem Anfangsziel nur das wesentliche in Gang zu bringen. Dank der internationalen Spenden und Kredite, die nach den demokratischen Wahlen im Jahr 2000 folgten, konnte ein Programm für den Wiederaufbau und die Wiederherstellung des Stromnetzes gestartet werden, um wieder ausreichend elektrische Energie produzieren zu können. Ein spürbarer Anstieg der Strompreise von 2001 bis 2002 führte dazu das EPS genügend Mittel für die weitere Rekonstruktion des Stromnetzes zur Verfügung hatte.

Seit dem Jahr 2000 verfolgt Serbien einen proeuropäischen Kurs und dieser wird beibehalten. Alle Regierungsakteure haben sich für Europa und die Fortführung des Reformprozesses erklärt. Serbien wurde am 1. März 2012 EU-Beitrittskandidat. Der Termin für die Aufnahme der EU-Beitrittsverhandlungen ist jedoch weiterhin an die Bedingung gebunden, dass Serbien Verhandlungsgespräche mit dem Kosovo weiter führt.

Die europäische Gemeinschaft unterzeichnete im Oktober 2005 mit den Staaten Südosteuropas, darunter auch mit Serbien, einen Vertrag zur Errichtung der „Energiegemeinschaft Südosteuropa“. Damit wurden die Weichen für die weitere Entwicklung der EU-Energiepolitik gestellt, den europäischen Binnenmarkt zu erweitern und den *acquis communautaire* der EU im Energiesektor auf die Länder Südosteuropas zu übertragen[AHK12].

Mit dem unterzeichnen des *Vertrages zur Gründung der Energiegemeinschaft EU-Südosteuropa* wurde ein Rechtsrahmen für einen integrierten Energiemarkt in Südosteuropa geschaffen. Weitere Unterzeichner neben der Europäischen Union sind: Serbien, Bosnien und Herzegowina, Kroatien, Montenegro, Mazedonien, Albanien, Rumänien, Bulgarien und der Kosovo.

Die Energiegemeinschaft hat folgende Ziele [EUR07]:

- Schaffung eines stabilen rechtlichen Rahmens und eines stabilen Marktumfelds, das Investitionen anziehen kann, um eine sichere und kontinuierliche Energieversorgung zu ermöglichen;
- Einrichtung eines einheitlichen Regulierungsraums für den Handel mit Netzenergie;
- Stärkung der Versorgungssicherheit dieses Raums und Ausbau der Beziehungen mit den Nachbarländern;
- Verbesserung der Energieeffizienz und der ökologischen Situation in Bezug auf die Netzenergie sowie Ausbau der erneuerbaren Energien;
- Entwicklung des Wettbewerbs auf dem Netzenergiemarkt.

In Vorbereitung auf den Beitritt der Energiegemeinschaft Südosteuropa wurde das erste Energiegesetz im Jahre 2004 verabschiedet und damit der Transitionsprozess und die Öffnung des serbischen Energiemarktes eingeleitet. Eine erste Marktumstrukturierung und Transformation der Akteure im Energiesektor wurde durchgeführt. Die staatlichen Unternehmen in der heutigen Form sind auf der Grundlage dieses Energiegesetzes in 2004 entstanden [AHK12]:

- Entbündelung der Energiekonzerne

Der Konzern EPS wurde umstrukturiert und mit EMS wurde ein rechtlich unabhängiger Netzbetreiber geschaffen (siehe folgende Seiten)

- Gründung einer unabhängigen Regulierungsagentur

AERS (*Agencija za Energetiku Republike Srbije*), welche sich mit den Anforderungen der Energiegemeinschaft beschäftigt. Die AERS soll die Tarifsysteme designen, die nach Absegnung durch die Regierung den Unternehmen zur Preiskalkulation dienen.

In Anbetracht, dass Serbien ein Mitglied der EU sein möchte, ist es verpflichtend, die Regeln und Vorschriften des Energiesektors mit den Anforderungen der Europäischen Union abzugleichen.

Die Energieziele der EU bis 2020 sind:

- 20% Energieanschaffung aus erneuerbaren Quellen
- 20% Steigerung der Energieeffizienz
- 20% Reduktion an Treibgasemissionen
- 10% Biokraftstoffanteil am Gesamtverbrauch von Benzin und Diesel

In der neuesten EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien aus 2009 wurde für die EU-Mitgliedstaaten das verbindliche Ziel aufgestellt, bis zum Jahr 2020 mindestens 20% des Energieverbrauchs der EU aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Die Arbeitsgruppe der Energiegemeinschaft Südosteuropa hat im Dezember 2011

beschlossen, dass in Serbien die erneuerbaren Energien mit 21,2% am gesamten Energieverbrauch beteiligt werden. Dieser Prozentsatz ist der Startpunkt für die schrittweise Erhöhung der Beteiligung der erneuerbaren Energien bis 2020, die dann nach Arbeitsgruppe mindestens 27,0% betragen sollte [AHK12].

### 2.3. Zuständige Instanzen und Strommarkt-Akteure

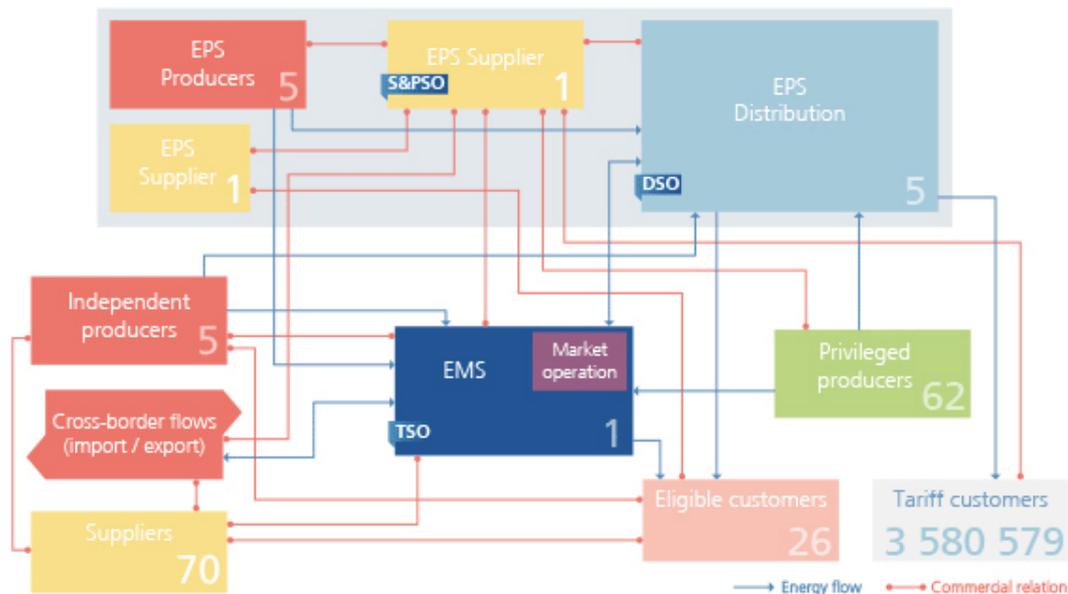


Abbildung 1: Energiemarktschema Serbiens [ENCOM14]

#### Ministerium für Energie, Entwicklung und Umweltschutz (MEEU)

Das MEEU, gegründet von der neuen Regierung, ist zuständig für die Energiepolitik, für die jährlichen und mittelfristigen Entwicklungsprogramme zur Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit und stellt die materiellen und anderen Bedingungen zu Realisierung dieser Programme sicher.

Im Bereich des Umweltschutzes ist das Ministerium zuständig für das Umweltschutzsystem, die Überwachung, Erforschung und Entwicklung der Nutzung zukunftssträchtiger neuer Technologien im Energie und Umweltschutzbereich, stellt die Umweltschutz- und Lärmschutzbedingungen in der Bauplanung und im Gebäudebau fest.

## **Umweltschutzagentur**

Die Umweltschutzagentur ist ein integriertes Verwaltungsorgan des Ministeriums für Energie, Entwicklung und Umweltschutz. In ihrer Zuständigkeit ist die Beurteilung und Kontrolle der Wasserqualität, der Energie, der Luft-, Boden, Lärm, Abfall, usw. Die Umweltschutzagentur arbeitet eng mit der Europäischen Agentur für Umweltschutz zusammen (EEA) und mit dem Europäischen Umweltinformations- und Umweltbeobachtungsnetz (EIONET) zusammen.

## **Energieagentur (AERS)**

Die Energieagentur wurde im Jahre 2005 auf der Grundlage des Energiegesetzes von 2004 gegründet. Sie ist die nationale organisatorische Fortsetzung der Organisationen der Energiegemeinschaft. Ihre Aufgabe ist, die Interessen Serbiens innerhalb der Gemeinschaft zu vertreten und die Verpflichtungen, die Serbien mit der Beitrittserklärung eingegangen ist, im Land umzusetzen. Die AERS ist eine unabhängige Regulierungsbehörde und ist zuständig für Strom, Erdgas, Öl und Ölderivate und für Wärme, die in Wärmekraftwerken Kraft-Wärme-Koppelung produziert wird. Die AERS gewährleistet mit Instrumenten der ex-ante Kontrolle der Preise, der Kontrolle des Marktzugangs und der Netzanschlüsse die „Good Performances“ auf dem Energiemarkt.

Ab Oktober 2012 übernimmt die AERS die Preisregulation innerhalb des öffentlichen Versorgungsnetzes und die Koordination der Preisangebote auf dem freien Strom und Gasmarkt. Seit Januar 2014 können Großverbraucher auf dem freien Markt zwischen Strom- und Gasanbietern wählen und ab 2015 können auch Haushalte das öffentliche Versorgungsnetz mit regulierten Preisen beibehalten oder wechseln. Da dann aber die regulierten Strompreise günstiger waren als die Preise des Strommarkts, hat es keinen Wechsel des Versorgers gegeben.

## **Öffentliches Unternehmen „Stromwirtschaft Serbiens“**

### **EPS – „Elektroprivreda Srbije“**

Die Stromwirtschaft Serbiens (EPS) ist ein öffentliches Unternehmen der Regierung Serbiens. Die Dachorganisation EPS setzt sich aus 12 Gesellschaften zusammen. Davon sind 7 Gesellschaften im Bereich Energieerzeugung tätig: Wasserkraftwerk Djerdap, Wasserkraftwerke Drinsko-Limske, Erneuerbare Energien, TENT (Wärmekraftwerk Nikola Tesla), Stromwirtschaft Kolubara, Wärmekraftwerk Kolubara, Wärmekraftwerk und Bergwerk Kostolac.

Im Bereich Stromverteilung gibt es fünf Netzbetreiber, die regional organisiert sind: Elektrovojvodina (28%), Stromverteilung Belgrad (25%), Stromverteilung Serbien (23%), Stromverteilung Südostserbien (15%), Stromverteilung Zentralserbien (9%).

Die Geschäftspolitik von EPS ist die Umsetzung der staatlichen Energiepolitik. Die wichtigste Aufgabe ist die sichere Energieversorgung, die Bedarfsdeckung und Gewährleistung wirtschaftlich günstigster Strompreise. Vorgesehen ist eine weitere Umorganisation und Modernisierung der EPS im Bereich Wirtschaft und Finanzen und im Bereich der Technik und Technologie. Die eigentumsrechtliche Transformation des Unternehmens soll durch strategische Partnerschaften durchgeführt werden. Entsprechend sollen Umweltmaßnahmen erfolgen und erneuerbaren Energiequellen gefördert werden.

## **Öffentliches Unternehmen „Stromnetz Serbiens“**

### **EMS – „Elektromreza Srbije“**

Stromnetz Serbiens (EMS) ist das öffentliche Unternehmen der Regierung Serbiens. Die Aufgabe von EMS ist die Stromübertragung, die Verwaltung der Übertragungssysteme und die Organisation und Systematisierung des Strommarktes. Über die EMS sind die regionalen Distributionsnetze geschaltet und über die EMS ist das serbische Stromnetz mit 8 Nachbarländern verbunden.

## 2.4. Energieerzeugung

Die Stromerzeugung Serbiens basiert fast ausschließlich auf Braunkohle und Wasserkraft. Von den 37,433TWh pro Jahr wurden 2013 70,9% aus Braunkohle und 28,7% aus Wasserkraft gewonnen. Lediglich 0,4% der erzeugten Leistung in 2013 kommt von den Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen. Von der 7124 MW verfügbaren Kraftwerkskapazität entfallen 55% auf Braunkohlekraftwerke (3936 MW), ca.5% auf Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (353 MW) und 40% auf Wasserkraftwerke (2835 MW). [EPS14]

Tabelle 1: Energieerzeugung Serbiens für das Jahr 2013 [EPS14]

Kraftwerk	Installierte Leistung in MW	Erzeugte Leistung in GWh
Nikola Tesla A	1502	10120
Nikola Tesla B	1160	8658
Kolubara	245	753
Morava	108	533
Kostolac A	281	1983
Kostolac B	640	4489
<b>Braunkohle-Kraftwerke</b>	<b>3936</b>	<b>26537</b>
Novi Sad	209	167
Zrenjanin	100	0
SremskaMitrovica	45	0
<b>KWK-Anlagen</b>	<b>353</b>	<b>167</b>
Djerdap 1	1058	5512
Djerdap 2	270	1476
Vlasina	129	129
Pirot	80	80
Bajina Basta	364	1685
RHE Bajina Basta	614	650
Zvornik	96	523
Elektromorava	13	50
Potpec	51	241
Bistrica und Kokin Brod	124	322
Uvac	36	61
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>2835</b>	<b>10729</b>
<b>Summe</b>	<b>7124</b>	<b>37433</b>

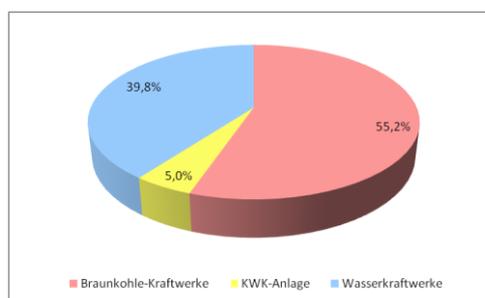


Abbildung 2: Prozentuelle Verteilung der installierten Leistung in 2013

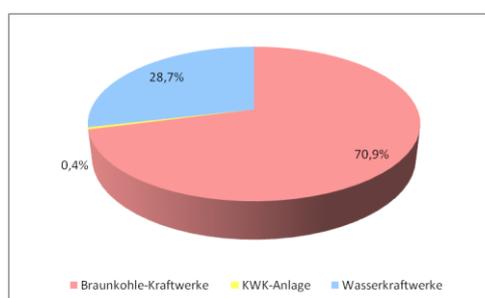


Abbildung 3: Prozentuelle Verteilung der erzeugten Leistung aller Kraftwerkstypen für das Jahr 2013

Aus der obigen Tabelle 1 ist zu erkennen, dass der Gesamtanteil der Stromerzeugung aus Braunkohle-Kraftwerken und Wasserkraftwerken viel höher ist als der tatsächliche Anteil an den installierten Kapazitäten, was logisch ist unter Berücksichtigung der technologischen Parameter der verschiedenen Erzeugungsanlagen und starker Abhängigkeit von Wasserkraft durch die variablen hydrologischen Bedingungen.

Abbildung 4 zeigt die geografische Darstellung der bestehenden Kraftwerke in Serbien.

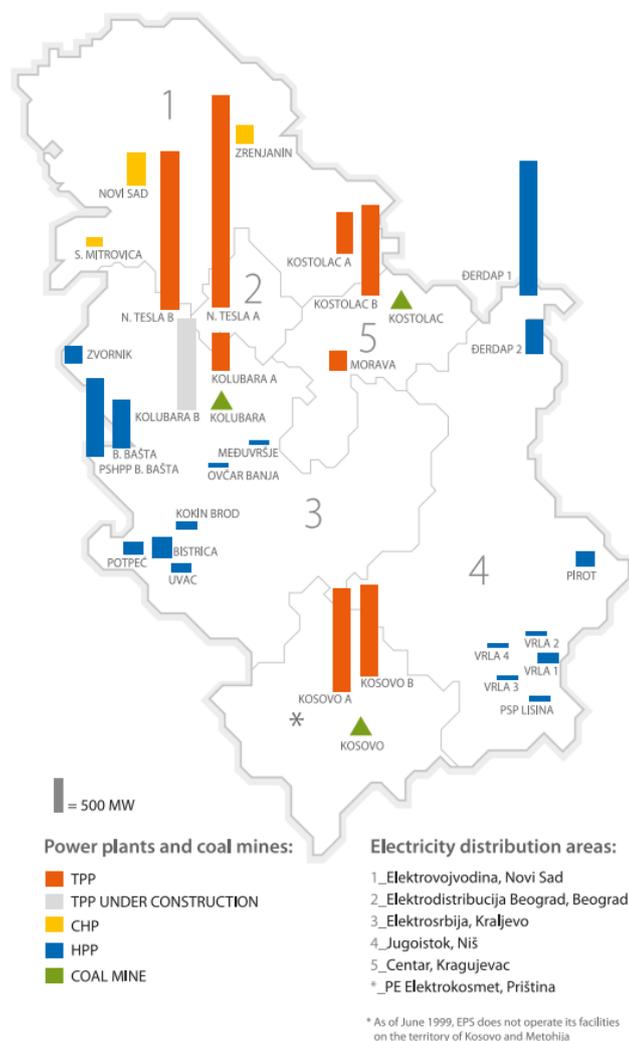


Abbildung 4: Geografische Darstellung der bestehenden Kraftwerke in Serbien [EPS14]

## 2.5. Energieverteilung

Der Distributionssystem umfasst etwa 153.000 km Distributionslinien (Spannungsebene 110, 35, 20, 10 und 0,4kV) und 33.881 Unterstationen (Gesamtleistung 29.115 MVA) von welchen Strom bis Endverbraucher verteilt wird. Im Besitz von allem Unternehmer sind 33.286 Unterstationen mit Gesamtleistung 24.968 MVA und 147.500 km Distributionslinien aller Spannungsebenen. [EMS14]

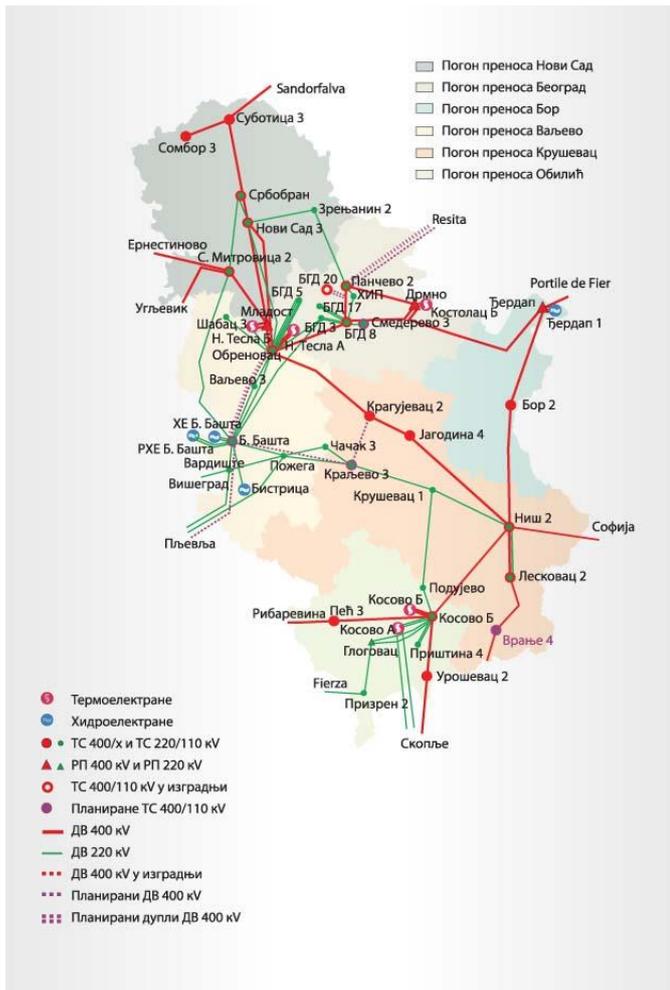


Abbildung 5: Karte des Übertragungsnetzes Serbiens [EMS14]

Aufgrund der geografischen Lage hat das serbische Energiesystem einen hohen Grad der Vernetzung mit den Energiesystemen der Nachbarstaaten. Das serbische Übertragungsnetz ist mit den 8 angrenzenden Staaten mit 7 400kV- und 4 220kV-

Leitungen verbunden. Es gibt auch eine Reihe von 110kV Verbindungen, die aber in der Regel nur im Notfall verwendet werden.

Das Stromnetz Serbiens bildet die Schnittstelle zwischen der westeuropäischen und der südosteuropäischen Elektrizitätsversorgung. Durch die geografische Lage im Zentrum Osteuropas und gegebenen technischen Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern ist Serbien prädestiniert für Austausch von Energie mit den Nachbarstaaten. Wie in Tabelle 2 ersichtlich ist importiert Serbien hauptsächlich von Ungarn, Rumänien und Bulgarien und exportiert in Ländern wie Kroatien, Bosnien und Herzegowina, Montenegro, Albanien und Mazedonien. Die Importe überschreiten den Wert der Exporte und dienen dazu um Engpässe, vor allem um den hohen Energieverbrauch der Winterperiode, zu überbrücken.

Tabelle 2: Importe und Exporte elektrischer Energie für die Jahre 2000-2013 [ENTSOE15]

Exporte nach	BA	BG	HR	HU	ME	MK	RO	AL
2010	1319	58	1740	544	511	2309	74	149
2011	2158	0	1176	268	1596	1144	15	315
2012	1673	17	524	79	1306	1494	32	232
2013	1526	427	1563	952	666	1760	440	83

Importe aus	BA	BG	HR	HU	ME	MK	RO	AL
2010	362	1794	14	392	1450	0	1968	1047
2011	316	2621	96	696	493	59	2410	209
2012	449	1454	294	1298	561	22	1753	172
2013	541	860	13	278	1316	36	973	642

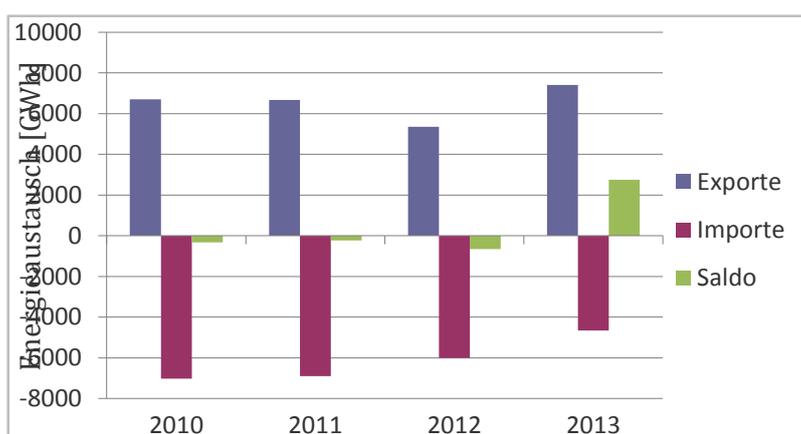


Abbildung 6: Grafische Darstellung der Importe und Exporte für die Jahre 2010-2013

Aus Abbildung 6 kann man erkennen, dass das Energieportfolio Serbiens auf Jahresniveau nahezu ausgeglichen ist. Lediglich im Jahr 2013 hat das Land deutlich mehr exportiert als importiert. Der Grund dafür ist, dass in diesem Jahr die erzeugte Energie aus Thermo-Kraftwerken deutlich gestiegen ist und die geplanten als auch die ungeplanten Engpässe verringert wurden.

EMS ist als Betreiber des Übertragungssystems und des Strommarktes in Serbien für die Zuteilung der Rechte, über die verfügbaren, grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, verantwortlich. Seit 2011 finden Auktionen mit Ungarn statt. Jahres- und Monatsauktionen werden von EMS, Tagesauktionen vom ungarischen Netzbetreiber MAVIR organisiert, wobei die interne Zuweisung der Kapazitäten durch EMS erfolgt. In den folgenden Jahren haben sich die restlichen Länder dem Prinzip angeschlossen.

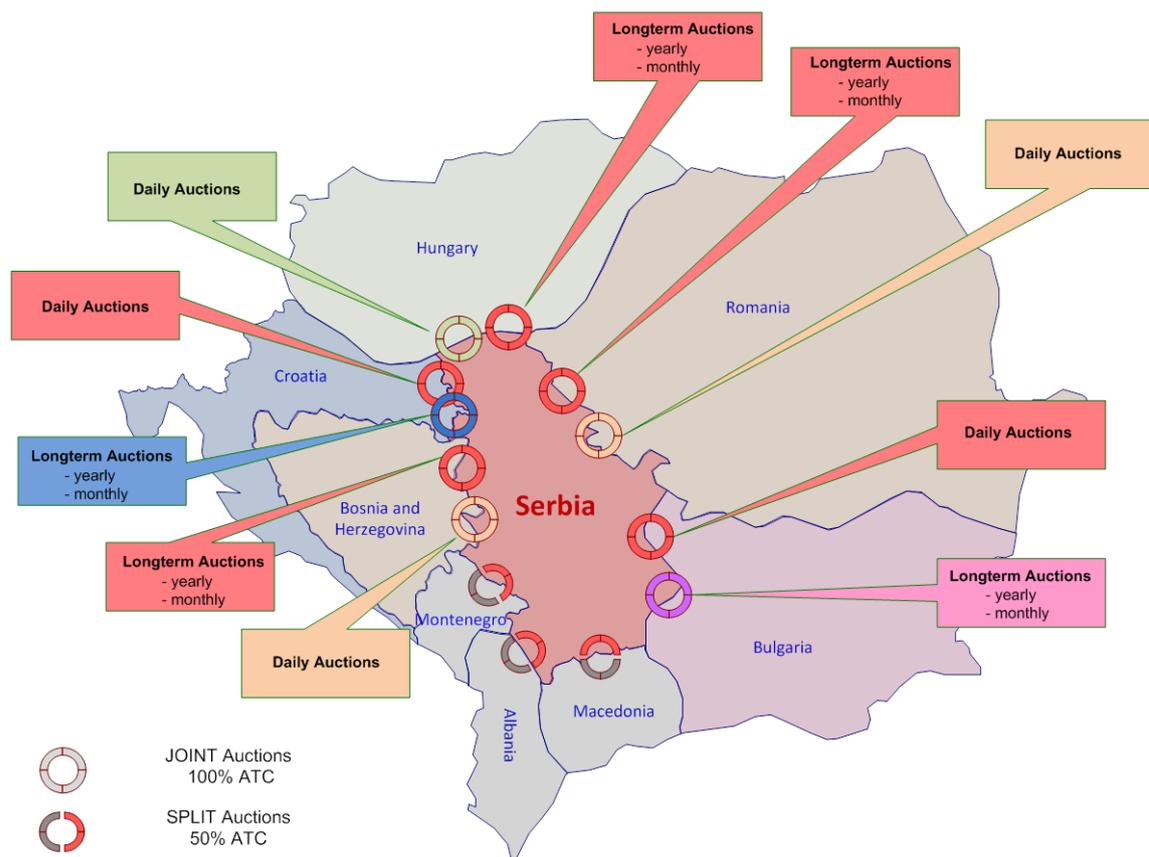


Abbildung 7: Zuteilung der grenzüberschreitenden Kapazitäten [EMS14]

Regeln für die Zuweisung von grenzüberschreitenden Kapazitätsauktionen und der SPLIT Auktionen werden von der Energieagentur der Republik Serbien (AERS) genehmigt, und zusammen mit den Ergebnissen der durchgeführten Auktionen und Preise, auf der Homepage von EMS veröffentlicht.

Wie in Abbildung 7 ersichtlich ist führt EMS jährliche, monatliche und wöchentliche SPLIT-Auktionen für 50% der verfügbaren Kapazität nach dem letzten akzeptierten Preis – den Grenzkosten – mit Montenegro, Albanien und Mazedonien durch.

Das Aufbrechen der alten monopolistischen Strukturen schaffte auch neue Anforderungen an die Prognose der elektrischen Last. Der Übertragungsnetzbetreiber muss die Einspeisung von Strom für den nächsten Tag exakt abschätzen, um diesen bestmöglich an der Strombörse zu vermarkten.

Die rote Kurve in Bild 8 zeigt die D-1 Prognose des Vortages für den Stromverbrauch am 18.08.2014, die blaue zeigt den tatsächlichen Verbrauch am 18.08.2014.

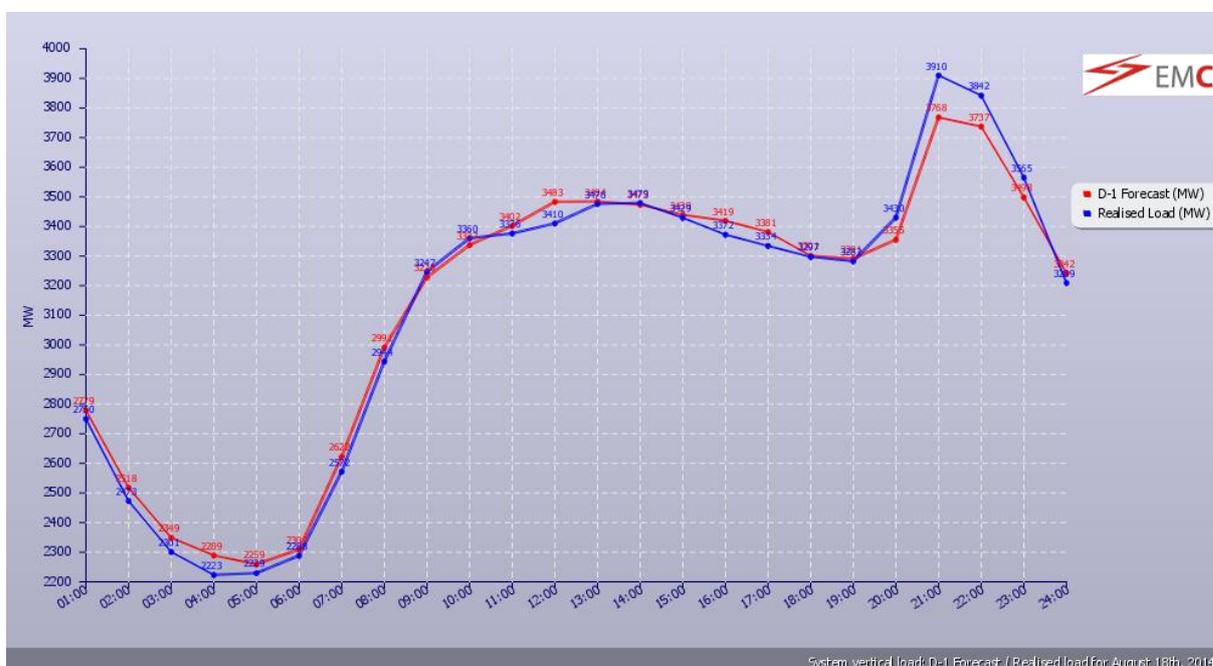


Abbildung 8: D-1 Prognose und tatsächlicher Energieverbrauch für den 18.08.2014 [EMS14]

## **2.6. Vertrieb**

Das Vertriebsnetz in Serbien besteht hauptsächlich aus Mittel- und Niederspannung. Die rund nur 500km langen Hochspannungsleitungen verbinden die einzelnen Umspannwerke, oder ein Umspannwerk mit dem nächstliegenden Kraftwerk.

Zurzeit läuft ein Programm zur Umrüstung des Vertriebsnetzes, um den technischen Zustand und die Leistung in den kommenden Jahren deutlich zu verbessern bzw. zu erhöhen. Der erste Schritt von EPS war die Unterzeichnung des Vertrages für den Erwerb von fast 500.000 SMART-Metern (intelligente Zähler zur Fernablesung und Kontrolle des Verbrauchs).

Vor allem unter dem Gesichtspunkt, möglichen Netzüberlastungen nachhaltig vorzubeugen und die Versorgungssicherheit weiter zu erhöhen, sind mittel- bis langfristig größere Investitionen in den Ausbau des serbischen Übertragungsnetzes vorgesehen. In mehreren Fällen geht es dabei um Maßnahmen, die der weiteren Entwicklung des so genannten Transbalkan-Stromkorridors dienen. Der Anschluss an das europäische Netz ist eine wichtige Voraussetzung für wirtschaftliches Wachstum in Südosteuropa.

## **2.7. Stromangebot und -nachfrage**

In den frühen 90er Jahren hatte Serbien einen signifikanten Überschuss an erzeugter Energie, was sich aber bis zum Ende der 90er änderte, indem das Land regelmäßig während der Wintermonate Energie importieren musste. Die Hauptgründe dafür waren hohe Inflation, verzögerte Anpassung der Endverbraucherpreise und mangelhafte Wartung und Investitionen in bestehende Anlagen. Heute sieht die Landesenergiepolitik vor, Serbien wieder zu einem Energieexporteur zu machen, der sich auf die Erweiterung bestehender Erzeugungskapazitäten durch neue konventionelle und erneuerbare Energiequellen konzentriert, mit starker Verbindung zum europäischen Energiemarkt.

## Stromverbrauchsstruktur

Der Gesamtstromverbrauch Serbiens wird von zahlreichen Faktoren beeinflusst. Die größte Verbrauchergruppe bilden die Haushalte. Ihr Nachfrageverhalten ist über Jahre hinweg schwer vorauszusagen. Während der Wirtschaftskrise verzeichnete Serbien einen Anstieg des Stromverbrauchs (siehe Abbildung 9), im Vergleich dazu ist in anderen Ländern der Stromverbrauch gefallen. Nach Aussagen der EPS ist Russlands Gasstop für die Rekordzahlen in 2009 verantwortlich.



Abbildung 9: Energieerzeugung und –nachfrage Serbiens in den Jahren 2007-2013

Im Gegensatz zu anderen Ländern, in denen industrielle Entwicklungen und Aktivitäten viel stärker sind und entsprechend der Strombedarf von Industrie-, Verkehrs- und Dienstleistungssektoren dominiert, ist der industrielle Verbrauch Serbiens zweitrangig. Die Gründe für die hohen Anteile des Stromverbrauchs der privaten Haushalte sind, einerseits eine deutliche Verringerung der Produktion in der Mitte der 90er Jahre, als Folge der internationalen Sanktionen gegen Serbien zu der Zeit und auf der anderen Seite die relativ niedrigen Strompreise, vor allem im Vergleich mit anderen Primärenergieträgern, so dass Haushalte immer noch Strom für Heizzwecke verwenden.

## **2.8. Preisregulierung**

Die Reformen auf dem Strommarkt sind zwar theoretisch auf den Weg gebracht, aber es besteht die Einschätzung, dass die Implementierung nicht ausreichend ist und EPS seine Position im Markt halten möchte. Des Weiteren sind theoretisch nicht-private Konsumenten berechtigt, eigene Verträge mit den Händlern bzw. Anbietern auszuhandeln, aber bisher nimmt keiner diese Möglichkeit wahr.

Nur in Rumänien gibt es bisher eine Strombörse, an der sich Strompreis nach Angebot und Nachfrage bilden.

EMS wird bis Ende des Jahres eine Strombörse mit Hilfe des französischen Unternehmens "EpeX spot" bilden, welche den Namen SEEPEX tragen wird.

Die erfolgreiche Implementierung des organisierten Strommarktes in Serbien und der Region hat viele Vorteile sowohl für Stromanbieter als auch für Verbraucher. Der größte Vorteil für die ganze Gemeinschaft sind zuverlässige und relevante Marktpreise. Die wichtigste Voraussetzung für die Strombörse ist die komplette Liberalisierung des Strommarktes.

## 2.9. Energiebilanz

Der Inlandsstromverbrauch betrug 2013 36,333 TWh, welcher sich aus dem Endverbrauch (26,903 TWh), den Netzverlusten (5,5 TWh) sowie dem Eigenbedarf der Kraftwerke (3,929 TWh) zusammensetzt.

In Tabelle 3 ist die Energiebilanz Serbiens für das Jahr 2013 ersichtlich.

**Tabelle 3: Brutto-Stromerzeugung und Brutto-Stromverbrauch 2013**

	GWh
Wasserkraftwerke	10853
Fossile Kraftwerke	28620
Wärme- und Industriekraftwerke	202
Wind	0
PV	0
<b>Summe aller Kraftwerke</b>	<b>39877</b>
Stromimporte	4077
<b>Summe</b>	<b>43954</b>

	GWh
Endverbrauch	26903
Netzverluste	5501
Eigenbedarf	3929
<b>Inlandsstromverbrauch</b>	<b>36333</b>
Pumpspeicherung	1007
Stromexporte	6614
<b>Summe</b>	<b>43954</b>

### **3. Erneuerbare Potentiale**

Serbien ist ein an erneuerbaren Energiequellen reiches Land. Das Potenzial für die Primärenergieproduktion aus erneuerbaren Energiequellen wird bei 5,6Mtoe geschätzt, was etwa einem Viertel des Primärenergiebedarfs entspricht. Die erneuerbaren Energiequellen tragen wesentlich dazu bei, den Verbrauch an fossilen Brennstoffen zu verringern und die Umwelt zu verbessern.

Biomasse ist zurzeit die größte Quelle der erneuerbaren Energie in Serbien, obwohl auch andere Quellen, wie Wasser-, Sonnen- und Windpotenzial eine sehr wichtige Rolle in der künftigen Entwicklung des erneuerbaren Energiesektors in Serbien spielen.

#### **3.1. Biomasse**

Das größte Potential an erneuerbarer Energie stellen Biomasse-Ressourcen dar. Es wird geschätzt, dass über 63% des gesamten Potenzials erneuerbarer Energiequellen in Serbien in der Biomassennutzung liegen [MRE14].

Fast ein Drittel der Landesfläche Serbiens ist Wald (siehe Abbildung 10-rechts), und etwa 55% ist Ackerland (Abbildung 10-links). Nach Angaben des Ministeriums für Energie hat Serbien einen großen Ressourcen-Abfall aus Land- und Forstwirtschaft, nämlich ca. 40 TWh (21 TWh aus landwirtschaftlichen Abfällen, d.h. Mais, und 19 TWh Holz und Holzabfälle). [BOGUN09]

Das größte Potential für Biomasse aus der Landwirtschaft haben die Regionen Vojvodina (Nordserbien) und Pomoravlje (Zentralserbien). Wald-Biomasse dominiert in den stark bewaldeten östlichen und südwestlichen Regionen des Landes.

Die Nutzung der Biomasse in Serbien hat ihre häufigste Anwendung in der Beheizung von privaten Haushalten (weniger in Industrie) durch das Benutzen von Briketten und Pellets. In den nächsten Jahren wird die Anwendung von Biomasse in

Wärme- und Stromerzeugung, einschließlich im industriellen Bereich, stark zunehmen.

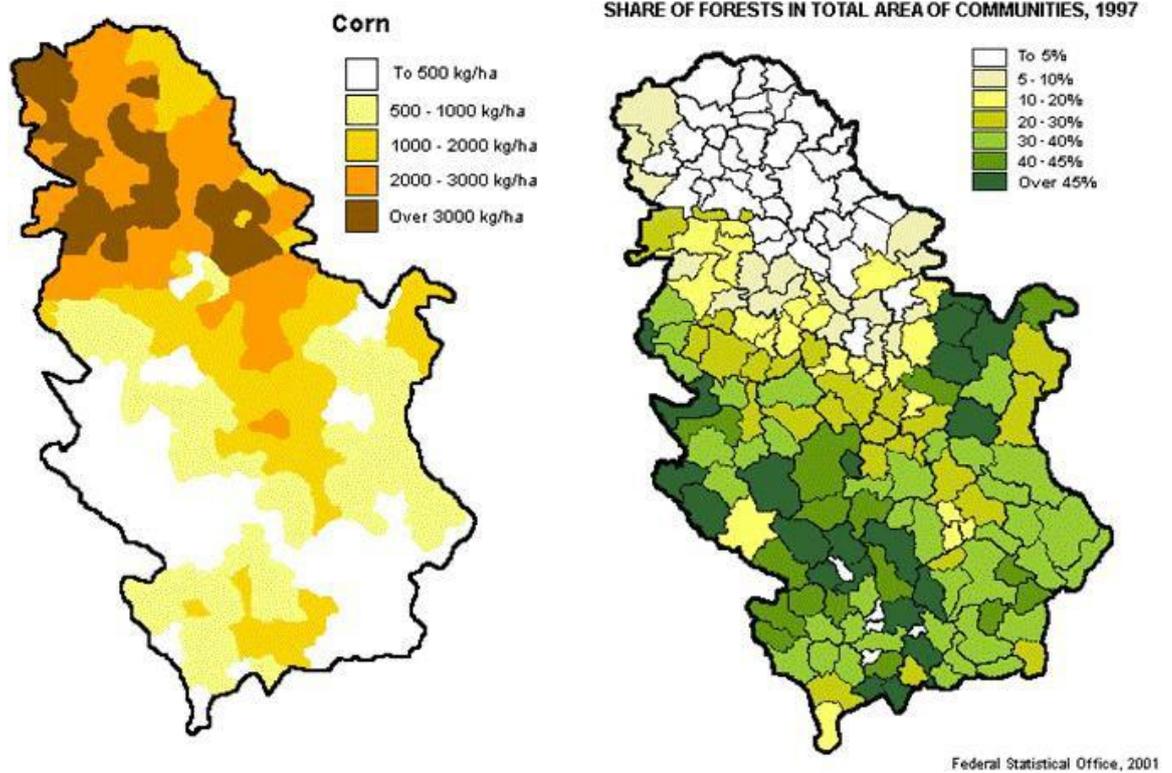


Abbildung 10: Übersicht der Ackerlandfläche (links) und Dichte der Waldfläche (rechts) in Serbien [BOGUN09]

### **3.2. *Wasserkraft***

Wasserkraft gilt bereits jetzt mit einem Anteil von etwa einem Drittel an der serbischen Stromproduktion als einer der wichtigsten Energieträger des Landes. Ihre Bedeutung wird in den kommenden Jahren weiter zunehmen. Dazu wird mittel- bis langfristig angestrebt, das vorhandene Potenzial wesentlich stärker als bisher auszuschöpfen. Theoretisch gilt die Produktion von schätzungsweise 25.000 GWh Strom pro Jahr als denkbar, wenn sämtliche Flussläufe umfassend genutzt würden. Aufgrund bestimmter Einschränkungen wären 19.500 GWh/Jahr technisch machbar. Bisher wird dieser Bereich in Serbien überwiegend von großen Wasserkraftanlagen (mehr als 10 MW) dominiert. Mittel- bis langfristig soll das Gesamtbild auch zunehmend durch kleine Wasserkraftwerke geprägt werden.[MRE14]

Bei den geplanten größeren Neubauvorhaben unter der Ägide EPS gilt neben der Donau die Nutzung der Flüsse Velika Morava und Ibar sowie des Ober- und Mittellaufs der Drina (Gornja und Srednja Drina) als Schwerpunkt. So steht für die Velika Morava eine Kraftwerkskaskade zur Debatte, deren fünf Bestandteile mit jeweils etwa 30 MW auf eine Gesamtleistung von knapp 148 MW kommen würden. [EPS14]

Am Fluss Ibar ist der Bau von mehreren Kraftwerken im Leistungsbereich von jeweils etwa 10 MW vorgesehen. Eine entsprechende Kaskade mit einer projektierten Gesamtleistung von 103 MW würde einer bereits erstellten Vormachbarkeitsstudie zufolge an dem Ibar-Abschnitt zwischen den Städten Raska und Kraljevo aus insgesamt zehn Einzelanlagen bestehen. [EPS14]

Demgegenüber befinden sich am Oberlauf der Drina (Gornja Drina) aktuell Projekte für vier Wasserkraftwerke im Gespräch und am Mittellauf des Flusses (Srednja Drina) für drei. Dabei handelt es sich jeweils um Gemeinschaftsprojekte mit dem Nachbarland Bosnien und Herzegowina. Die Leistung dürfte sich bei den vier Anlagen am Oberlauf zwischen 35 und 115 MW bewegen, um so insgesamt auf

knapp 240 MW zu kommen. Die Pläne für die drei Vorhaben am Drina-Mittellauf gehen sogar von einer Gesamtleistung von gut 320 MW.[BOGUN09]

Serbiens mit Abstand wichtigstes Unternehmen auf dem Energiemarkt, EPS, möchte seine Erzeugungskapazitäten zudem mittel- bis langfristig noch um zwei größere Pumpspeicherkraftwerke ergänzen. So könnte etwa Bistrica am Fluss Uvac in Westserbien mit einer Leistung von 680 MW aufwarten. Das zweite Pumpspeicherwerk, Djerdap 3, das sich bereits seit längerem als Ergänzung zu den beiden Großkraftwerken Djerdap 1 und 2 an der Donau im Gespräch befindet, könnte auf 600 MW kommen.[EPS14]

Parallel zu den Neubauvorhaben verfolgt EPS aber auch die Modernisierung einer Reihe bestehender Wasserkraftanlagen. Zu nennen wären hier unter anderen das Donau-Kraftwerk Djerdap 1 (1.140 MW), dessen Leistung um rund 60 MW aufgestockt wird. Ebenso sieht das Wasserkraftwerk Bajna Basta (365 MW) an der Drina der Aufrüstung seiner vier Stromerzeugungseinheiten entgegen. Im Gespräch befindet sich für diese Anlage zudem ein zusätzlicher, fünfter Block. Darüber hinaus steht das Wasserkraftwerk Vlasina (129 MW) in Südserbien, nahe der Grenze zu Bulgarien, ebenso auf EPSs Erneuerungsagenda wie auch die Anlage Zvornik am Mittellauf der Drina, wo es um einen Leistungszuwachs von 96 auf 135 MW geht.[EPS14]

Nach den EU-Definitionen werden große Wasserkraftwerke nicht im Rahmen der öffentlich geförderten erneuerbaren Energien berücksichtigt. Folglich werde ich in diesem Kapitel noch auf Kleinwasserkraftwerke eingehen

Die Zahl von rund 900 potenziellen Standorten kommt aus dem Kataster der Kleinwasserkraftwerke, die das Ergebnis einer Wasserkraft-Studie in den achtziger Jahren von einem lokalen Ingenieurbüro *Energoprojekt Hidroinzenjering* (im Auftrag der EPS) war.

Basierend auf den Daten des Katasters zeigt Abbildung 11 die geografische Lage und die Größenverteilung des Potentials an Kleinwasserkraftwerken. Es ist deutlich zu erkennen, dass das Potential im Westen, Osten und in den südöstlichen Provinzen liegt.

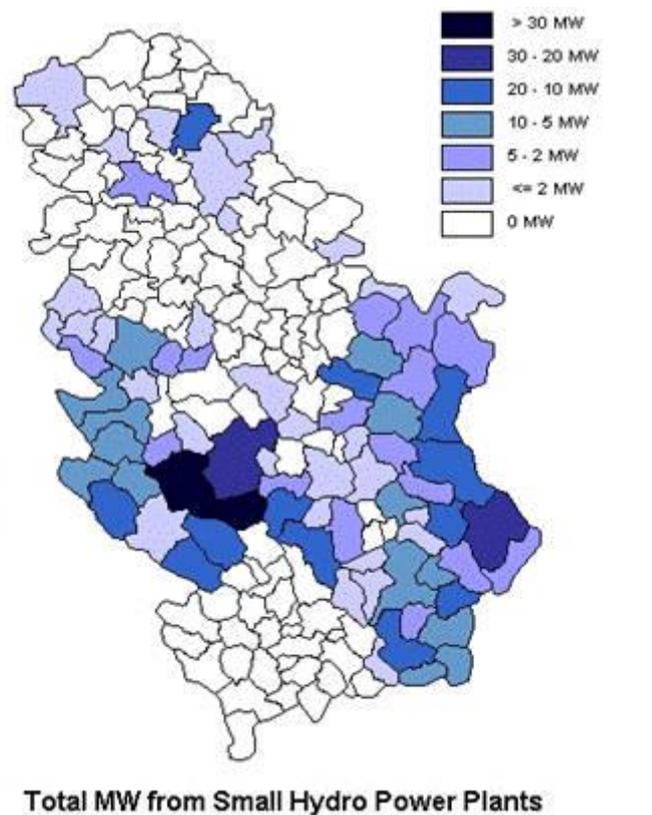


Abbildung 11: Potential von Kleinwasserkraftwerken [BOGUN09]

Die neueste Entwicklung über den Raumordnungsplan von Serbien schreibt vor, dass Daten aus dem veralteten Kataster häufig nicht der tatsächlichen Situation vor Ort entsprechen, da es zu erheblichen Migrationen und Entwicklungen in den Regionen gekommen ist. Es sollte nicht ohne technischer und wirtschaftlicher Bewertung, sowie ohne Bewertung der optimalen Nutzung der Potenziale der vorhandenen Wasserläufe, angewendet werden.

### **3.3. Sonnenenergie**

Sonnenenergie stellt direkte Umwandlung des Sonnenlichts in elektrische Energie dar, und zwar direkt durch die Nutzung von Photospannungssystemen (PV), oder indirekt durch konzentrierte Solarsysteme (CSP). Die konzentrierten Solarsysteme nutzen Linsen oder Spiegel und Verfolgungssysteme zur Fokussierung des Sonnenlichts in die Zelle. Die Photospannungssysteme wandeln das Licht in den Strom durch den photoelektrischen Effekt um.

Das Potential der Sonnenenergie stellt 16,7% des gesamt nutzbaren Potentials von erneuerbaren Energien in Serbien dar. Das Energiepotenzial der Sonnenstrahlung ist in Serbien etwa 30% höher als in Mitteleuropa und die Intensität der Sonnenstrahlung gehört zu den höchsten in Europa [MRE14].

Die durchschnittlich, tägliche Globalstrahlung in Serbien für ebene Flächen beträgt in den Wintermonaten zwischen 1,1kWh/m<sup>2</sup> im Norden und 1,7kWh/m<sup>2</sup> im Süden und im Sommer zwischen 5,4kWh/m<sup>2</sup> im Norden und 6,9kWh/m<sup>2</sup> im Süden. Zum Vergleich: Die Jahressumme der Globalstrahlung liegt in Österreich je nach Region zwischen 900 und 1.300 kWh/m<sup>2</sup> und Jahr, während für Serbien dieser Wert bei über 1400kWh/m<sup>2</sup> liegt.

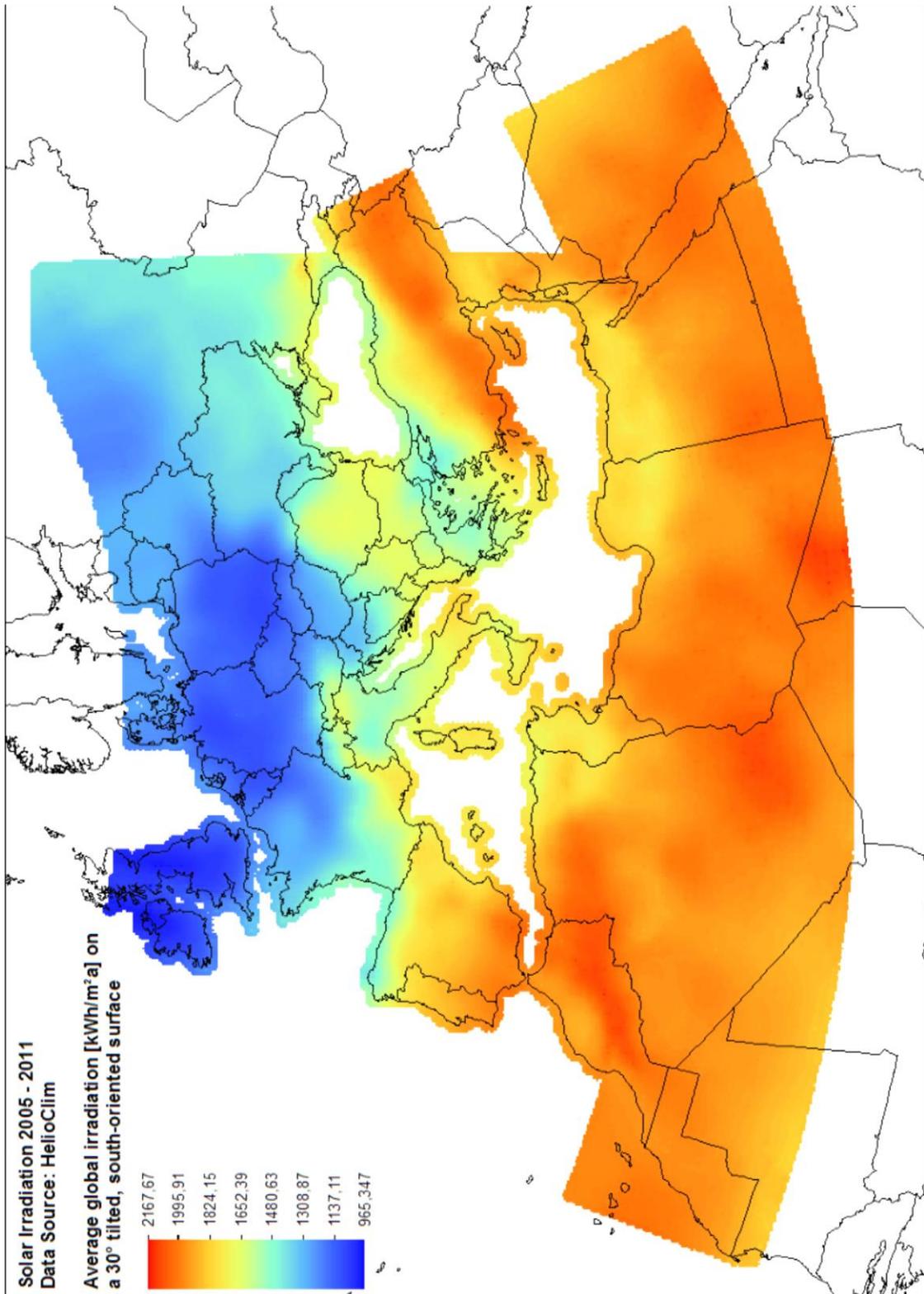


Abbildung 12: Übersicht der Globalstrahlung in ganz Europa [Quelle: Berechnungen Gerhard Totschnig TUWIEN für Globalstrahlung, basierend auf 15

Minuten Meteosat-Statellitendaten der Globalstrahlung mit 30km räumlicher Auflösung]



## Global irradiation and solar electricity potential Optimally-inclined photovoltaic modules

### SERBIA / СРБИЈА

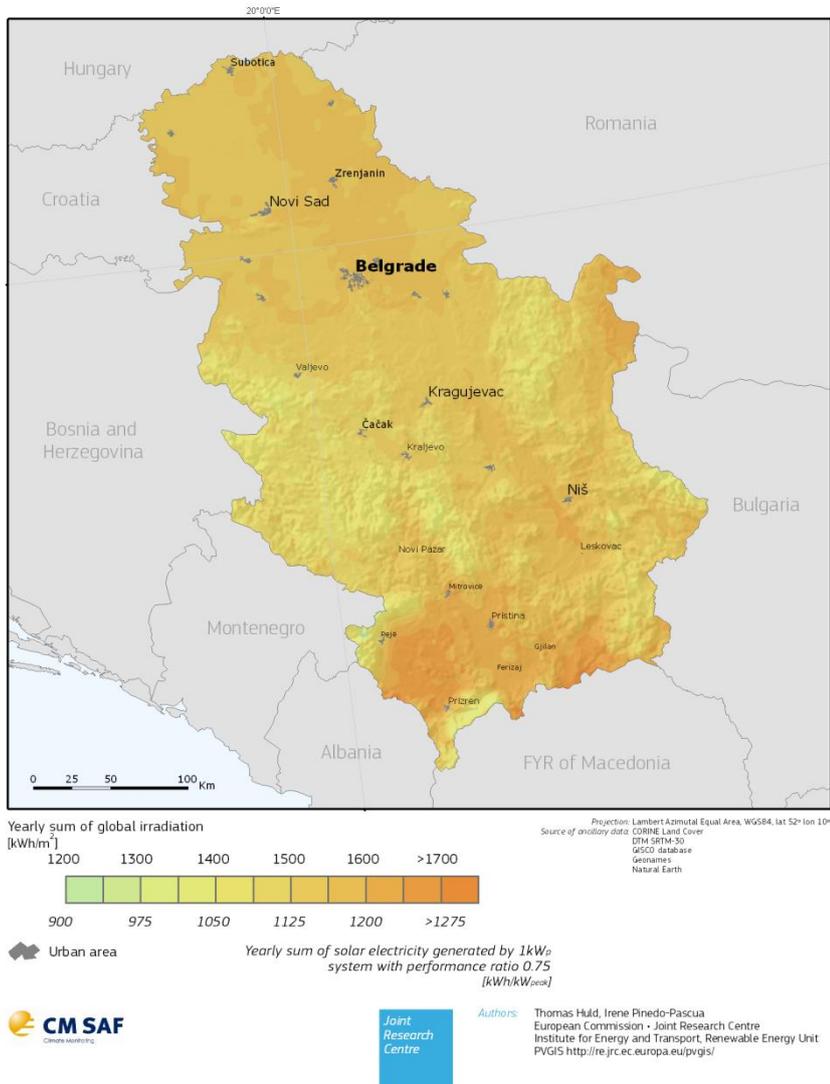


Abbildung 13: Übersicht Serbiens Globalstrahlung [IET15]

Die obigen Daten zeigen, dass die Energieressourcen der Globalstrahlung deutlich über dem europäischen Durchschnitt liegen und somit beste Bedingungen zur Erschließung des solaren Potentials bieten.

### **3.4. Windenergie**

Generell ist das Windkraftpotential in Serbien mittelmäßig. Die Windgeschwindigkeit und die Anzahl der windigen Tage pro Jahr sind nicht so günstig wie in Bosnien und Herzegowina oder Kroatien. Dementsprechend ist das Potential und somit das Interesse der Investoren für Windenergie geringer.

Nach den Dokumenten des serbisches Ministeriums für Energie, Entwicklung und Umweltschutz beträgt das geschätzte "technologisch gerechtfertigte" Windpotenzial rund 2300 GWh, also rund 5% des gesamten RES Potenzials. Das realistische Windenergiepotenzial wird, bei einer installierten Leistung von 1.300 MW, auf eine Erzeugung von 2.300 GWh / Jahr geschätzt. [MRE14].

Potentielle Standorte, die für den Bau von Windkraftanlagen sind:

- Östlicher Teil Serbiens - *Stara Planina, Vlasina, Ozren, Rtanj, Deli Jovan, Crni Vrh*, etc. mit Orten, an denen die mittlere Windgeschwindigkeit mehr als 6 m/s beträgt
- Westlicher Teil Serbiens - *Zlatibor, Kopaonik* und *Divčibare* sind Bergregionen, wo günstige Mikro-Standorte für Windgeneratoren bemessen wurden
- *Panonska nizija* - Im Norden und Nordosten von der Donau. Dieser Bereich umfasst etwa 2.000 km<sup>2</sup> und ist für den Windkraftanlagenbau aufgrund einer relativ vernetzten Straßeninfrastruktur und recht guter Stromnetz-Infrastruktur. Große Stromverbraucher würden sich auch in der näheren Umgebung befinden

Nach den Erkenntnissen der Windpotenzialstudien wurden eine Reihe von Messmasten im Norden und Osten von Forschungseinrichtungen von potenziellen Investoren (einschließlich EPS) platziert. Basierend auf diesen Ergebnissen haben dann mehrere Investoren Genehmigungen für den Bau von Windparks im Süden des *Banats* (östlich von Belgrad; nördlich der Donau) beantragt.

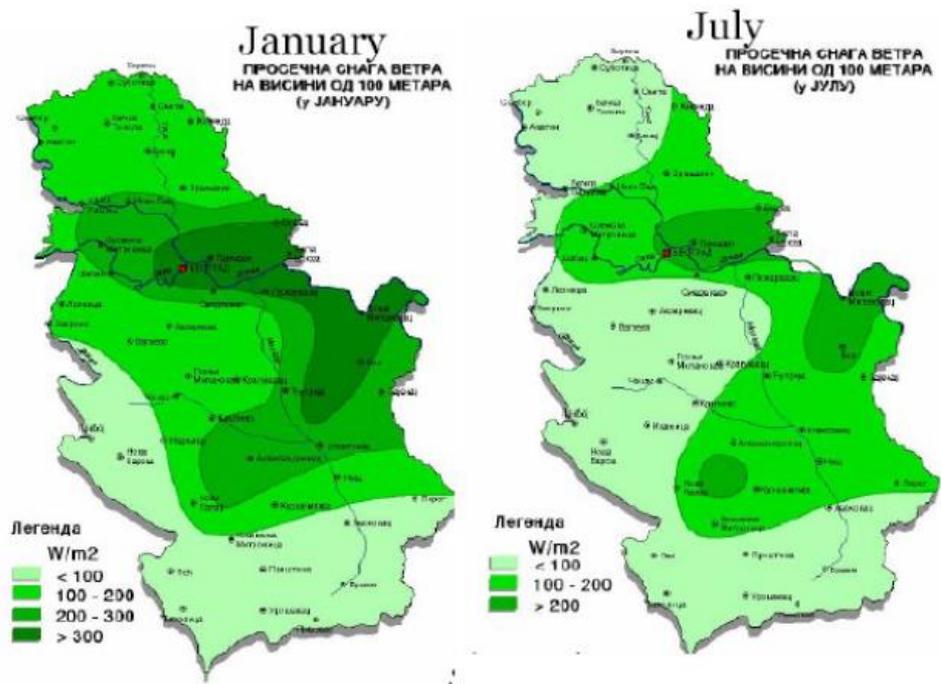


Abbildung 14: Typische saisonale Windpotential-Karten (Institute for Multidisciplinary Research) [BOGUN09]

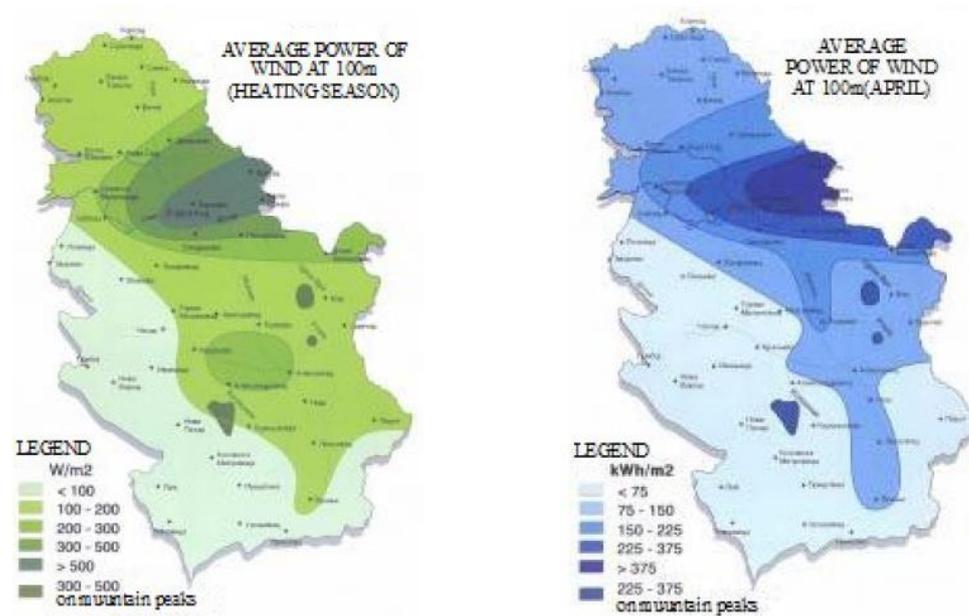


Abbildung 15: Typische Windpotential-Karten (Studie von ESMAP) [BOGUN09]

Wie aus den beiden Windkarten in den Abbildungen 14 und 15 ersichtlich, treten im Januar Maximalwerte der Windenergie im unteren Donaunraum und Ostserbien auf. Der Bereich der  $300 \text{ W/m}^2$  umfasst den Südbanat, das Südufer der Donau von Belgrad zu *Negotin* und das Flusstal des *Timok* mit umliegendem Gebirge. Im Juli sind die Regionen ähnlich, aber die Intensitäten geringer.

Das Ministerium für Energie hat 9 Genehmigungen für den Bau von Windkraftanlagen im Ausmaß von einer installierten Gesamtleistung von 1390 MW ausgestellt, wobei die größte Anlage (Windpark *Čibuk*) mit einer Leistung von 300MW konzipiert wurde.

### **3.5. Feed-In Tarif**

Das Energiegesetz unterscheidet zwischen regulären Erzeugern von Energie und den so genannten "Privilegierten Erzeugern von Energie", wobei den „privilegierten“ zusätzliche Rechte und Vorteile im Vergleich zu den regulären Erzeugern eingeräumt werden. Unter dem geltenden serbischen Förderungsschema hat EPS einen 12-Jahre Stromabnehmervertrag mit EE-Stromerzeugern geschlossen, gemäß dem EPS den Produzenten von EE eine finanzielle Einspeisevergütung entsprechend der gemessenen Energiemengen während der gesamten Laufzeit zahlt. Die geschieht entsprechend einem dafür geltenden Tarif (Feed-in Tarif).

Die Tabelle 4 zeigt die Einspeisetarife, die für privilegierte Erzeuger von 2013 bis Ende 2015 gelten und nur für die Inflation korrigiert werden (in Eurocent pro Kilowattstunde [c € / kWh]). Im Rahmen des Energiegesetzes, haben privilegierte Produzenten auch das Recht der Priorität auf der organisierten Strommarkt gegenüber anderen Herstellern und genießen bestimmte Subventionen, Steuer-, Zoll- und andere Privilegien.

**Tabelle 4: Feed-in Tarife für privilegierte Erzeuger für den Zeitraum von 2013 bis Ende 2015**

Item No.	Type of power plant	Installed power P (MW)	Feed-in tariff (c€/kWh)
<b>1.</b>	<b>Hydro power plant</b>		
1.1		up to 0.2	12.40
1.2		0.2 – 0.5	13.727-6.633* P
1.3		0.5 - 1	10.41
1.4		1 - 10	10.747-0.337* P
1.5		10 - 30	7.38
1.6	Using existing infrastructure	up to 30	5.9
<b>2.</b>	<b>Biomass power plant</b>		
2.1		up to 1	13.26
2.2		1 - 10	13.82 – 0.56*P
2.3		over 10	8.22
<b>3.</b>	<b>Biogas power plant</b>		
3.1		up to 0.2	15.66
3.2		0.2 - 1	16.498 – 4.188*P
3.3		over 1	12.31
3.4	Plant fired by biogas from animal origin waste		12.31
<b>4.</b>	<b>Landfill and sewage gas power plant</b>		6.91
<b>5.</b>	<b>Wind power plants</b>		9.20
<b>6.</b>	<b>Solar power plant</b>		
6.1	roof-mounted	up to 0.03	20.66
6.2	roof-mounted	0.03 – 0.5	20.941 – 9.383*P
6.3	ground-mounted		16.25
<b>7.</b>	<b>Geothermal power plants</b>		
7.1		up to 1	9.67
7.2		1 – 5	10.358-0.688*P
7.3		over 5	6.92
<b>8.</b>	<b>Waste fired power plant</b>		8.57
9.	Coal fired co-generation power plant	up to 10	8.04
10.	Gas fired co-generation power plant	up to 10	8,89

Seit der Einführung der Feed-in Tarife im Jahr 2009 hat vor allem der Ausbau von Kleinwasserkraftwerken, kleinen Solaranlagen auf Dächern und der Windkraftanlagen zugenommen. Tabelle 5 zeigt die Entwicklung seit der Einführung.

**Tabelle 5: Liste aller genehmigten Neubauten seit der Einführung der Feed-in Tarife [MRE14]**

Anzahl	Kraftwerkstyp	installierte Leistung P (MW)
46	Kleinwasser-Kraftwerke	34,7
16	Solaranlagen auf Freiflächen	10,6
144	Solaranlagen auf Dächern (bis 30kW)	134,7
20	Solaranlagen auf Dächern (30-50kW)	2,0
8	Windkraftanlagen	90,8
5	Biogas-Anlagen	4,9

#### **4. Plane für 2020/2030**

Das in Serbien für die Energiepolitik zuständige Ministerium für Energie, Entwicklung und Umweltschutz hat Anfang 2014 die Entwicklungsstrategie für den Energiesektor bis 2025/2030 vorgelegt. Damit wurde auch der strategische Rahmen für die künftige Stromversorgung des Landes skizziert. Konventionelle Kapazitäten und damit auch der Energieträger Braunkohle werden demnach weiterhin eine Schlüsselrolle spielen. Die daraus resultierende starke Belastung der Umwelt will das Land jedoch schrittweise verringern - etwa indem veraltete Kraftwerksblöcke stillgelegt, andere bestehende aufgerüstet und auch neue moderne Anlagen gebaut werden.

Entsprechend der Energiebilanz für 2011 belief sich der Anteil an EE im Jahr 2009 auf 21,2%. Bis 2020 soll die Republik Serbien den Anteil auf 27,0% erhöhen. Im Einklang mit dem geplanten Bruttoendenergieverbrauch soll der Anteil an EE im Jahr 2020 29,7 TWh betragen [NREAP13]. Das heißt, dass in der Periode von 2009-2020 der Anteil um 7,2 TWh gesteigert werden muss. Angesichts des verfügbaren ungenutzten Potenzials von erneuerbaren Energien kann das gesetzte Ziel für das Jahr 2020 aus den „inländischen Quellen“ erreicht werden, mit Ausnahme des Biokraftstoffanteils von 10% im Verkehrssektor. Unter Berücksichtigung der derzeit verfügbaren Kapazitäten für die Produktion von Biokraftstoffen aus Biomasse der zweiten Generation, die die Treibhausgasemissionen erfüllen, dem Fehlen von Vorschriften und die relevante Infrastruktur, die für dessen Anwendung im Bereich der Biokraftstoffe notwendig ist, wird Serbien planen müssen Biokraftstoffe im Jahr 2018 zu importieren.

**Tabelle 6: Nationales Gesamtziel für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch von Energie im Jahr 2009 und 2020**

A. Anteil von Energie aus EE am Bruttoendenergieverbrauch in 2009 (%)	21,2
B. Ziel des Anteils von Energie aus EE am Bruttoendenergieverbrauch in 2020 (%)	27,0
C. Zielwert des Endenergieverbrauchs in 2020 (TWh)	110
erwartete Energiemenge aus EE entsprechend der Ziele für 2020 (berechnet aus BxC)	29,7

Nach dem Modell des REFSC (Referenzszenario) muss im Sektor Elektrizität ein Anstieg der Energie aus erneuerbaren Quellen von 10,3 TWh (im Basisjahr 2009) auf 13,4 TWh, (was einer Erhöhung von ca.30% bis zum Jahr 2020 entspricht) erfolgen. In Bezug auf diese Erhöhung würde der Bruttoendenergieverbrauch um 2,4% steigen (von 9,7% an elektrischer Energie aus EE im Jahr 2009 auf 12,1% in 2020 [NREAP13]).

Für die Erfüllung der Ziele im Elektrizitätssektor plant die Republik Serbien bis 2020 zusätzliche 1092 MW an installierter Leistung, die in Tabelle 7 aufgelistet wird.

**Tabelle 7: Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen von neuen Anlagen im Jahr 2020**

Type of RES	(MW)	Assumed number of full load hours (h)	(GWh)	(ktoe)	Share (%)
HPP (over 10 MW)	250	4430	1108	95	30.3
SHPP (up to 10 MW)	188	3150	592	51	16.2
Wind energy	500	2000	1000	86	27.4
Solar energy	10	1300	13	1	0.4
Biomass – CHP plants	100	6400	640	55	17.5
Biogas (manure ) – CHP plants	30	7500	225	19	6.2
Geothermal energy	1	7000	7	1	0.2
Waste	3	6000	18	2	0.5
Landfill gas	10	5000	50	4	1.4
<b>TOTAL planned capacity</b>	<b>1092</b>	<b>-</b>	<b>3653</b>	<b>314</b>	<b>100.0</b>

Tabelle 8 zeigt die Schätzung des Ministeriums für Energie, Entwicklung und Umweltschutzes des Gesamtbeitrages (installierte Kapazität und Bruttostromerzeugung) vorhandener Technologien für erneuerbare Energien, um die verbindlichen Ziele für 2020, zu erreichen.

**Tabelle 8: Pfad für erneuerbare Energiequellen, um die verbindlichen Ziele für 2020 zu erreichen [NREAP14]**

	2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	MW	GWh										
<b>Hydro</b>	2.22	9.892	2.22	9.899	2.22	9.299	2.22	9.827	2.23	9.624	2.24	9.686
<1MW	16	43	19	56	19	44	20	60	22	78	35	140
1MW–10 MW	13	58	13	72	13	56	13	52	13	52	13	52
>10MW	2.19	9.791	2.19	9.771	2.19	9.199	2.19	9.715	2.19	9.494	2.19	9.494
Of which pumping	614	603	614	680	614	576	614	640	614	603	614	603
<b>Geothermal</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Solar</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	4	3
photovoltaic	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
concentrated solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Tide, wave, ocean</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wind</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	30	75
onshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biomass</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
solid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
bioliquids	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2.22</b>	<b>9.892</b>	<b>2.22</b>	<b>9.899</b>	<b>2.22</b>	<b>9.299</b>	<b>2.22</b>	<b>9.827</b>	<b>2.23</b>	<b>9.628</b>	<b>2.27</b>	<b>9.764</b>
<b>ofwhich in CHP</b>	<b>0</b>	<b>0</b>										

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh										
<b>Hydro</b>	2.25	10.06	2.27	9.828	2.33	10.06	2.39	10079	2.54	10.69	2.66	11.15
<1MW	42	80	70	282	97	387	125	501	163	651	208	831
1MW–10 MW	13	52	13	52	13	52	13	52	13	52	13	55
>10MW	2.19	9.936	2.19	9.494	2.22	9.622	2.25	9.526	2.35	9.988	2.44	10.26
Of which pumping	614	603	614	603	614	603	614	603	614	603	614	640
<b>Geothermal</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7
<b>Solar</b>	5	7	6	9	8	12	10	15	10	15	10	15
photovoltaic	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	15
concentrated solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Tide, wave, ocean</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Wind</b>	300	750	300	750	300	750	400	1000	500	1250	500	1250
onshore	300	750	300	750	300	750	400	1000	500	1250	500	1250
offshore	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biomass</b>	0	0	0	0	10	66	15	99	38	267	143	983
solid	0	0	0	0	10	66	15	99	20	132	100	660
biogas	0	0	0	0	0	0	0	0	18	135	43	323
bioliquids	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>2.55</b>	<b>10.82</b>	<b>2.58</b>	<b>10.58</b>	<b>2.65</b>	<b>10.88</b>	<b>2.81</b>	<b>11.19</b>	<b>3.08</b>	<b>12.22</b>	<b>3.32</b>	<b>13.40</b>
<b>ofwhich in CHP</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>66</b>	<b>15</b>	<b>99</b>	<b>20</b>	<b>132</b>	<b>100</b>	<b>150</b>

## **5. HiREPS-Simulationsmodell**

Das in dieser Arbeit verwendete Modell ist das High Resolution Power System Model (HiREPS), dessen Entwicklung 2008 von G.Totschnig an der TU Wien begann.

Mit dem Modell können die wirtschaftlichen Möglichkeiten für das serbische Stromsystem analysiert werden, um eine Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energie zu erreichen. Das lineare Optimierungsmodell basiert auf einer stündlichen Auflösung und verknüpft ein sehr detailliertes Wasserkraftmodell, ein dynamisches Modell zur Simulation der thermischen Kraftwerke und die Erzeugung der volatilen erneuerbaren Energieträger, Wind und PV, wobei es selbständig entscheidet, welche Investitionen getätigt werden.

Das Modell hebt sich durch seinen hohen Detailgrad bei der Simulation der Wasserkraft grundlegend von anderen Strommarktmodellen ab, da alle Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung über 10MW erfaßt und im Modell implementiert wurden. Ebenfalls ist der Speicherausbau sowie der Pump- und Turbinenleistungsausbau für Pumpspeicherkraftwerke implementiert, so daß ermittelt werden kann ob Investitionen sinnvoll sind.

Zur Simulation des zukünftigen Energiesystems verwendet das Modell historische Zuflussdaten für die Wasserkraftwerke, sowie historische Wind- und solare Strahlungsdaten der Jahre 2006-2009. In dieser Arbeit wurden Simulationen für ein Jahr durchgeführt und die Eingangsdaten des Jahres 2008 verwendet.

Die verwendete Version des Modells ohne thermische Kraftwerke nimmt an, dass die Wasserkraftwerke den Strompreis nicht verändern können. Damit gilt die Annahme, dass das Übertragungsnetz so ausgebaut ist, dass die serbischen Kraftwerke den EEX-Preis bekommen und weil Serbien ein kleines Land ist, sich dieser auch nicht wesentlich ändert.

Das Modell berechnet durch lineare Optimierung stündliche Daten der Stromerzeugung eines beliebigen Kraftwerkparks, wobei der Fokus auf den erneuerbaren Energieträgern sowie den Pumpspeichern gilt.

Das Modell verwendet die Programmiersprache AMPL. Die Programmierung ist nicht Teil der Diplomarbeit. Das Modell wurde lediglich vom AutRES100-Projekt übernommen, welches für Österreich entwickelt wurde.

## 6. Datenerhebung

Jedes der implementierten Kraftwerke im HiREPS-Modell verfügt über individuelle Eingangsdaten. Es wurden alle vorhandenen und zukünftig geplanten Wasserkraftwerke mit einer Nennleistung  $> 10$  MW implementiert, wobei die Kraftwerke in Gruppen der Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke eingeteilt wurden. Die Daten wurden auf vom Kraftwerksbetreiber übernommen.

Die grundlegendsten Daten eines Wasserkraftwerkes sind:

- Leistung  $P_{\max}$ : maximale Leistung der Turbinen bzw. Pumpen
- Durchfluss  $Q_{\max}$ : maximaler Durchfluss, welcher im Turbinen- bzw. Pumpbetrieb möglich ist
- Fallhöhe  $\Delta h$ : Höhenunterschied zwischen dem Wasserspiegel oberhalb der Turbine und dem Wasserspiegel dahinter

Die fundamentalen Daten eines Stausees sind:

- Stauziel  $h_{SZ}$ : Meereshöhe des Wasserstandes wenn der Stausee voll ist
- Absenkziel  $h_{AZ}$ : Meereshöhe des minimal erlaubten Wasserstandes im Stausee
- Schwerpunkthöhe  $h_{SP}$ : Höhe des mittleren Energieinhaltes des Stausees und ist abhängig von der Form des Speichers
- Volumen  $V_{\text{Nutz}}$ : für die Stromerzeugung nutzbares Volumen des Stausees
- Zufluss  $Q(t)$ : durchschnittlich zufließende Jahreswassermenge

Tabelle 9 zeigt den Auszug für das Excel Datenblatt des Modells für Kraftwerke für das Kraftwerk Djerdap 1. Wichtig ist, dass im Modell ein Kraftwerk immer einen oberen Damm mit einem unteren Damm verbindet.

Tabelle 9: Auszug aus dem Kraftwerks-File für das Laufwasserkraftwerk Djerdap 1

Flussrichtung	Land	Fluss+Kraftwerk reihenfolge	Name des Kraftwerks od. Überleitung	Name des Kraftwerks od. Überleitung	Zusammen fassen mit	Jahr der Inbetriebnahme	Typ	upperDam	lowerDam	untereAuslasshöhe	absenk Faktor	maxFall Höhe	turbMW
Adria / Donau / Ägäis	HR/MK/BIH/SRB/ME/AL		In Landessprache		Name v anderem KW od -					m	[0,1]	m	MW
Donau	SRB	2	Djerdap 1	Djerdap1	-	1970	LWK	Djerdap1	Djerdap2	39,5	0	30	1140

qMax Turb	mindestAbgabe Turbine	pumpMW	qMaxPump	qMaxUeberL	dHmaxUeberL	Länge der freien Fließstrecke	durchschnittliche Breite des Flusses	Höhendifferenz (Gefälle)	Gefälle	durchschnittlicher Durchfluss	kST_Wert	laufzeit : Upper to LowerDam	LaufzeitMix
m3/s	m3/s	MW	m3/s	m3/s	m	km	m	m	m/km	m3/s	[0,100]	h	
4800	-3	-2	-2	-2	-2	118	1000	4	3,3898E-05	5600	40	23,6682	504

RAV	turbinenTyp	laengeTriebwasserweg	turbine Eff	pumpEff	obereAuslasshöhe	Latitude	Longitude	Durchschnittliche zufließende Jahreswassermenge	Durchschnittliche zufließende Jahreswassermenge	Einzugsgebiet
GWh		km	[0,1]	[0,1]	m	WGS84	WGS84	m3ps	Millionen m3	km2
5489	Kaplan	-2	-1	-1	-2	44°40'18.87"N	22°31'39.80"E	5600	176601,6	573.000

Tabelle 10 zeigt den Auszug für das Excel Datenblatt des Modells für Dämme für das Staudamm von Djerdap 1. Ein Kraftwerk verbindet immer 2 im Modell definierte Staudämme. Im Modell wurde den obere Damm eines Laufwasserkraftwerks meist mit dem Namen des Kraftwerks, das in den Damm eingebaut ist, bezeichnet. Daher gibt es Djerdap1 als Kraftwerk und Djerdap1 als Staudamm.

Tabelle 10: Auszug aus dem Kraftwerks-File für den Damm von Djerdap 1

Flussrichtung	Land	Name des Kraftwerks od. Überleitung	Name des Staudamms/Stausees	overflow Destination	stauziel	abseinkzie	minAbsenkLeve	nutzVolum	gesVolum	schwerpunktsHöhe	stausee Fläche	mindestAbgabeDam	Durchschnittliche zufließen de Jahreswassermenge	Durchschnittliche zufließen de Jahreswassermenge	Einzugsgebiet
Adria / Donau / Ägäis	HR/MK/BIH /SRB/ME/AL				m	m	m	1000 m <sup>3</sup>	1000 m <sup>3</sup>	m	km <sup>2</sup>	m <sup>3</sup> /s	Millionen m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /ps	km <sup>2</sup>
Donau	SRB	<b>Derdap 1</b>	Djerdap1	Djerdap2	69,5	63	27,97	15000 m <sup>3</sup>	28000 m <sup>3</sup>	67,88	245,00	-2	176601,6	5600	573000

Die Lage aller Kraftwerke wurde zur Übersicht per Google Maps ermittelt und in einem KML-File verortet. Abbildung 16 zeigt das erstellte KML-File als Übersicht Serbiens. Es beinhaltet alle modellierten bestehenden und geplanten Kraftwerke Serbiens, mit einer Nennleistung > 10MW. Die gelben Pinnadeln stellen Laufwasserkraftwerke dar. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke werden mit roten Pins dargestellt. Speicherseen wurden mit blauen Pinnadeln vermerkt. Für die Berechnung der Fließzeiten wurden die Flussläufe mit blauen Linien nachgezogen.

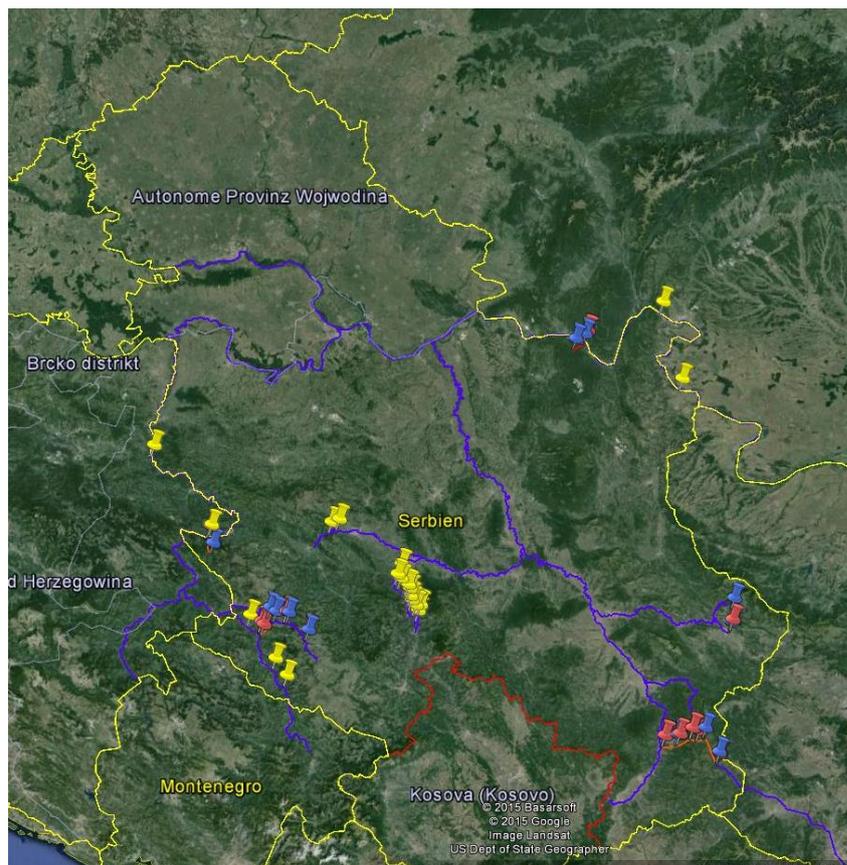


Abbildung 16: KML-File Wasserkraftwerke Serbien

Des Weiteren wurde ein schematisches hydrologisches Kraftwerksmodell entworfen, welches in Bild 17 zu sehen ist. Dabei wurde verdeutlicht, dass ein oberliegendes Kraftwerk den Zufluss des unteren durch seine verarbeitete Wassermenge beeinflusst. Der Fließverlauf ist von links oben nach rechts unten.

Die Farben für das hydrologische Kraftwerksmodell wurden denen des KML-Files angepasst. Gelb steht für Laufwasserkraftwerke, rot für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Zusätzlich ist auf einen Blick ersichtlich, ob es sich um Turbinenbetrieb (Pfeil vom Kraftwerk nach unten), Pumpbetrieb (Pfeil vom Kraftwerk nach oben) oder Pump- und Turbinenbetrieb (Pfeil in beide Richtungen) handelt.

Die Flusskraftwerke am Fluss *Ibar* sind eingestaut. Das bedeutet, dass es keine freie Fließstrecke zwischen zwei Kraftwerken gibt und der Unterwasserbereich des oberen Kraftwerks gleich dem Staubeereich des unteren Kraftwerks entspricht. Deswegen wurde hier der Absenkfaktor auf 0,8 gesetzt.

Diese geplante Kraftwerkskette wurde zusammen gefasst zu einem großen Kraftwerk (*IbarSum*), da es keine Zuflüsse zwischen den Kraftwerken gibt, und dadurch keine Ungenauigkeiten bei der Wasserzuflussmodellierung auftreten können.

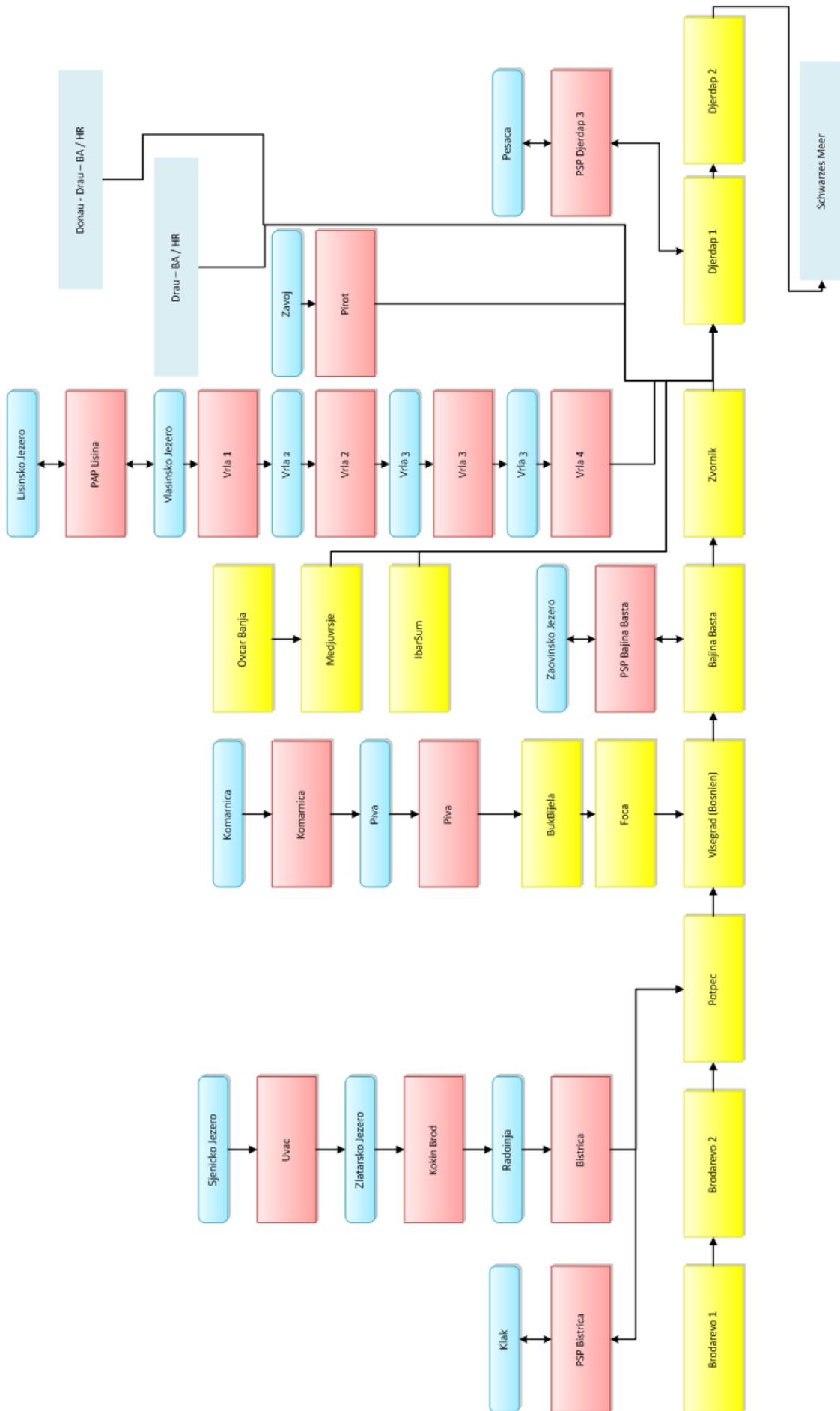


Abbildung 17: Hydrologisches Kraftwerksmodell für Serbien-Schematische Darstellung

## Berechnung der Fließzeiten

Die Fließgeschwindigkeit in Flüssen kann als Näherung durch die Fließformel nach Manning-Strickler beschrieben werden. Berechnung der Fließzeiten

Die Fließgeschwindigkeit in Flüssen kann als Näherung durch die Fließformel nach Manning-Strickler beschrieben werden.

$$v_m = k_{st} * R^{\frac{2}{3}} * I^{\frac{1}{2}} \quad (1)$$

wobei	$v_m$	mittlere Fließgeschwindigkeit	[m/s]
	$k_{st}$	Rauheitsbeiwert nach Strickler für die Gerinnerrauheit	[m <sup>1/3</sup> /s]
	$R$	hydraulischer Radius	[m]
	$I$	Fließgefälle (Höhe pro Länge)	[1]

Der Abfluss  $Q$  ergibt sich durch Multiplikation der mittleren Fließgeschwindigkeit  $v_m$  mit der Querschnittsfläche  $A$ :

$$Q = v_m * A = v_m * b * R \quad (2)$$

Durch Umformen der Gleichung (2) auf  $R$  und einsetzen in Gleichung (1) ergibt sich:

$$v_m = k_{st}^{\frac{3}{5}} * \left(\frac{Q}{b}\right)^{\frac{2}{5}} * I^{\frac{3}{10}} \quad (3)$$

Da für uns die mittlere Wellengeschwindigkeit  $c$  relevant ist ergibt sich folgende Gleichung:

$$c = k_{st}^{\frac{3}{5}} * \left(\frac{Q}{b}\right)^{\frac{2}{5}} * I^{\frac{3}{10}} * \frac{5}{3} \quad (4)$$

wobei	$c$	mittlere Wellengeschwindigkeit	[m/s]
	$Q$	mittlerer (jährlicher) Durchfluss	[m <sup>3</sup> /s]
	$b$	Flussbreite	[m]

Um das Fließgefälle zu beschreiben sind obere und untere Höhe sowie die Länge des Flussabschnittes nötig.

$$c = k_{st}^{\frac{3}{5}} * \left(\frac{Q}{b}\right)^{\frac{2}{5}} * I^{\frac{3}{10}} * \frac{5}{3} \quad (4)$$

wobei  $h_1, h_2$  obere, untere Höhe [m]  
 $L$  Länge des Flussabschnittes [m]

In Tabelle 12 ist die Berechnung der Fließzeiten für die relevanten Flüsse zu sehen. Die Länge des Flussabschnittes und die obere und untere Höhe wurden aus Google Earth rausgemessen, genauso wie die Breite des Flusses. Hier wurde aber die Breite, die am typischsten für den Fluss ist, gewählt. Die mittlere jährliche Durchflussmenge wurde aus den Daten einer nahegelegenen Messstelle bzw. aus dem EHYPE-Modell entnommen. Der Rauigkeitsbeiwert, welcher die Rauigkeit eines Flussbettes beschreibt, wurde geschätzt nach folgender Tabelle:

**Tabelle 11: Typische Flussbett-Werte für  $k_{st}$**

Oberfläche	$k_{st}$ in $m^{1/3}/s$
Glatte Beton	100
Gerades Fließgewässer	30-40
Mäandrierendes Flussbett mit Bodenbewuchs	20-30
Wildbach mit Geröll	10-20
Wildbach mit Unterholz	<10

Tabelle 12: Fließzeitberechnung

FlussEZG	Reihung	oberes Kraftwerk	Länge/	h1	h2	Höhendif	Gefälle/	Breite/m	Mittlere jährl.	kst	Laufzei	Geschwin
			km									
Ibar	1	Lakat Teil1	23,2	229	186	43	0,001853448	30	96	30	2,08	11,14
Z.Morava	2	Lakat Teil2	86,3	186	133	53	0,000614137	60	104	30	13,79	6,26
Velika Morava	3	Lakat Teil3	179	133	66	67	0,000374302	100	297	30	26,75	6,69
Donau	4	Lakat Teil4	93	65	61	4	4,30108E-05	1000	5600	40	9,30	10,00
		<b>Lakat Gesamt</b>	<b>381,5</b>			<b>167</b>	<b>0,000437746</b>				<b>51,92</b>	<b>34,09</b>
Z.Morava/Milocaj	1	Medjuvsje Teil 1	66,1	260	187	73	0,001104387	60	38	30	13,25	4,99
Z.Morava/Jasika	2	Medjuvsje Teil 2	86,3	186	133	53	0,000614137	75	104	30	15,08	5,72
Velika Morava	3	Medjuvsje Teil 3	179	133	66	67	0,000374302	100	297	30	26,75	6,69
Donau	4	Medjuvsje Teil 4	93	65	61	4	4,30108E-05	1000	5600	40	9,30	10,00
		<b>Medjuvsje Gesamt</b>	<b>424,4</b>			<b>197</b>	<b>0,000464185</b>				<b>64,38</b>	<b>27,40</b>
Drina	1	Zvornik Teil 1	79,4	139	73	66	0,000831234	115	339	30	9,37	8,48
Sava	2	Zvornik Teil 2	177	73	67	6	3,38983E-05	350	1722	35	40,51	4,37
Donau	3	Zvornik Teil 3	154	67	61	6	3,8961E-05	1000	5600	40	15,40	10,00
		<b>Zvornik Gesamt</b>	<b>410,4</b>			<b>78</b>	<b>0,000190058</b>				<b>65,28</b>	<b>22,84</b>
Visocica	1	Pirot Teil 1	17,5	370	338	32	0,001828571	17	6,96	30	3,59	4,87
Nisava	2	Pirot Teil 2	85,3	339	173	166	0,001946073	25	36	30	10,39	8,21
JuznaMorava	3	Pirot Teil 3	78,5	173	131	42	0,000535032	50	100	30	12,35	6,36
Velika Morava	4	Pirot Teil 4	179	133	66	67	0,000374302	100	297	30	26,75	6,69
Donau	5	Pirot Teil 5	93	65	61	4	4,30108E-05	1000	5600	40	9,30	10,00
		<b>Pirot Gesamt</b>	<b>453,3</b>			<b>311</b>	<b>0,00068608</b>				<b>62,37</b>	<b>36,14</b>
Lim	1	Potpec Teil 1	53,6	407	343	64	0,00119403	60	91	33	6,99	7,67
Drina	2	Potpec Teil 2	7	343	340	3	0,000428571	200	460	30	1,11	6,29
		<b>Potpec Gesamt</b>	<b>60,6</b>			<b>67</b>	<b>0,001622601</b>				<b>8,10</b>	<b>13,96</b>

## Berechnung der Zuflüsse

Da es von Serbien zwar Messdaten der hydrologischen Messstellen gab, diese aber trotz mehrmaligen Nachfragen nicht in elektronisch bearbeitbarer Form übermittelt wurden (außer für die Donaukraftwerke Djerdap1 und Djerdap2) wurde entschieden die Zuflüsse des EHYPE-Modells zu nehmen.

Abbildung 18 zeigt das Einzugsgebiet für das Laufwasserkraftwerk Bajina Basta aus dem EHYPE-Modell. Rot hervorgehoben ist der dem entsprechende Ausschnitt in Google Earth mit den eingetragenen Kraftwerken.

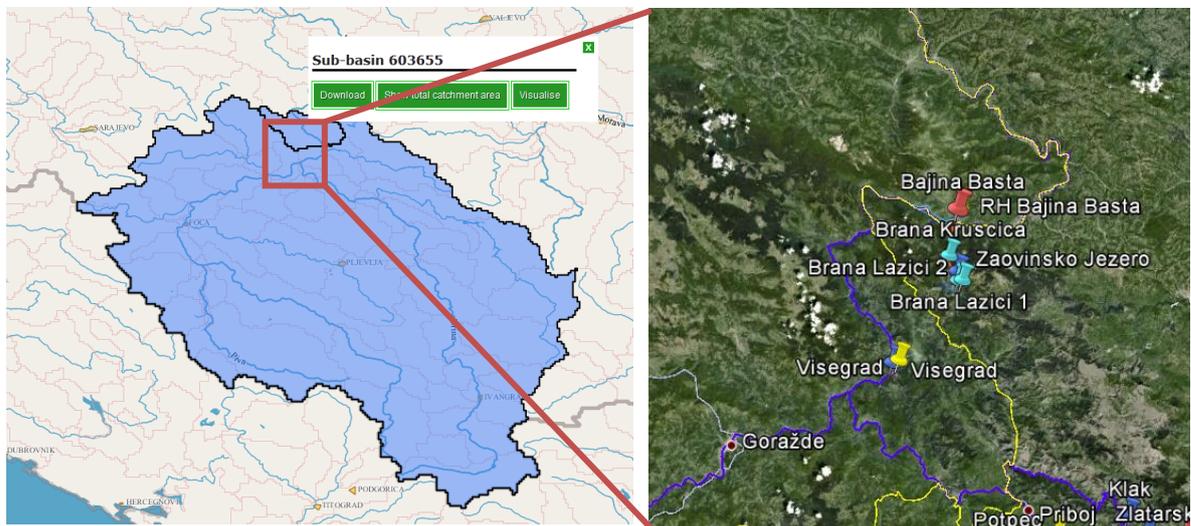


Abbildung 18: Einzugsgebiet für Bajina Basta aus EHYPE

Da das EHYPE-Modell die Laufzeiten berücksichtigt, sind die Kurven an einem Fluss nicht deckungsgleich. Es wurde anstatt von den Differenzen zweier Kurven nur die Differenzen der mittleren Inflows zur SideInflow-Berechnung herangezogen. Dadurch gibt es keine negativen Inflows. Die Entscheidung wurde gerechtfertigt, weil die Abflüsse nicht so höhenabhängig sind wie in den Alpen (keine starke Schneeschmelze), und somit ein ähnlicherer Verlauf der Kurven zur Realität gegeben ist. Ein weiterer Punkt ist, dass das EHYPE-Modell weniger sensibel ist und die Kurve mehr glättet, als in der Realität. Es kann auch nur für „größere Gebiete“ die Zeitreihen ausgegeben werden, weshalb regionale Extrema ausgeglichen werden.

Da nur „größere Gebiete“ von EHYPE ausgegeben werden können, wurde bei den Kraftwerken wo der mittlere Durchfluss gegeben war, dieser als Skalierungsfaktor verwendet.

## 7. Simulation

Abbildung 19 zeigt die Übersicht des EEX-Preises im Jahr 2008 für die simulierte Periode. Die EEX (European Energy Exchange) ist die führende Energiebörse Europas. Als Spotmarktstrompreise wurden die EEX-Strompreise verwendet, da wir keine lokalen serbischen Preise bekommen haben.

Man sieht, dass es einigen Tagen zur Bildung eines negativen Strompreises an der EEX kommt. Zu dieser Situation kommt es manchmal dann, wenn bei schon schwacher Nachfrage auf der Käuferseite, das sind in der Regel die Offpeakzeiten an Wochenenden und Feiertagen in der Nacht, ein überraschend hohes Energieangebot auftritt.

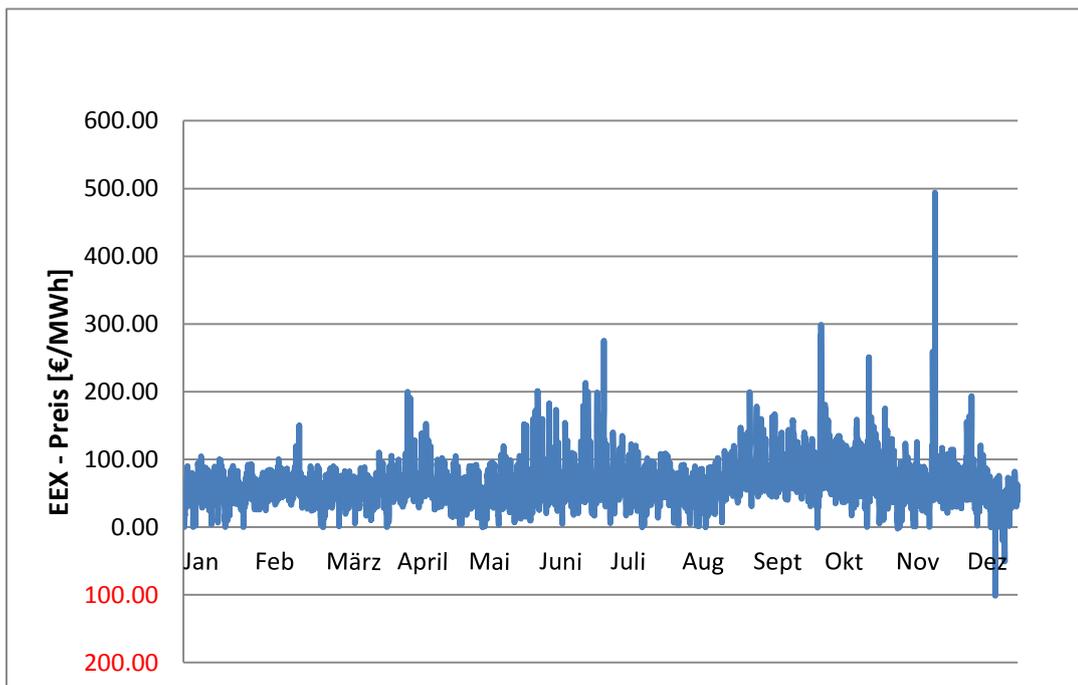


Abbildung 19: Jahresübersicht EEX-Preis 2008

## 7.1. Pumpspeicherkraftwerk Bajina Basta

Das 1982 in Betrieb genommene Pumpspeicherkraftwerk *Bajina Basta* ist das zweite dieser Art in Serbien. Es hat aber in vielerlei Hinsicht einzigartig, insbesondere hat sein Speicherbecken das größte Volumen (170 Mio m<sup>3</sup>) und es hat die größte Fallhöhe (609m) auf der Welt.

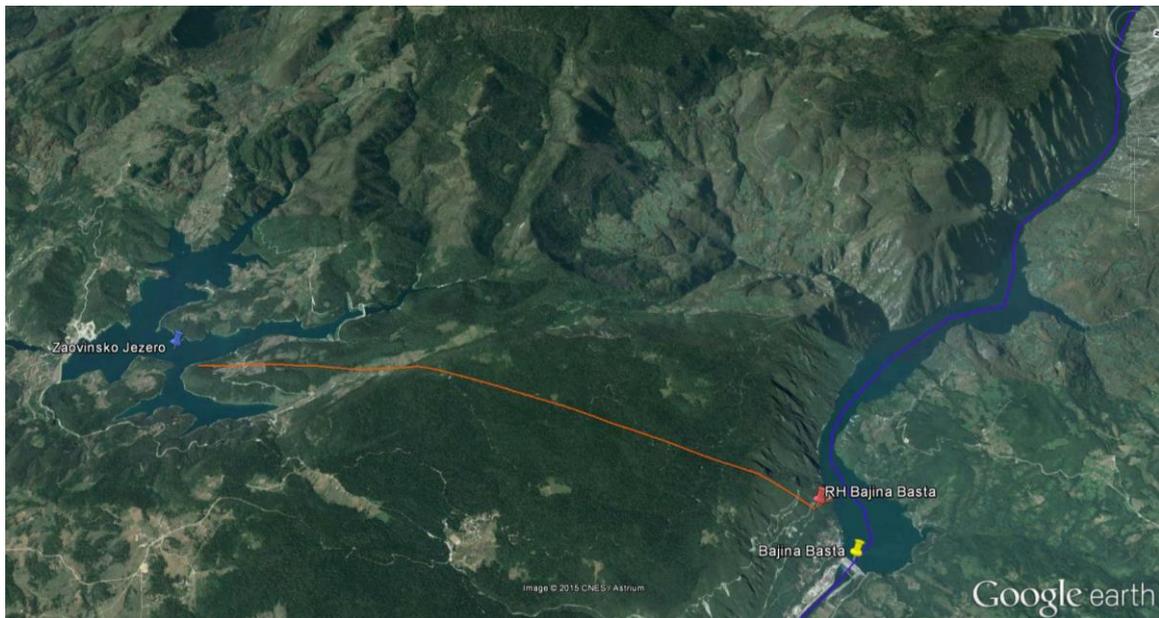


Abbildung 20: Ausschnitt Google Earth Bajina Basta

Abbildung 20 zeigt einen Satellitenbild-Ausschnitt auf dem das Oberbecken *Zaovinsko Jezero* und das Unterbecken *Bajina Basta*, welches gleichzeitig als Staubecken des gleichnamigen Laufwasserkraftwerks dient, zu sehen.

Der 9,75km lange Druckstollen verläuft unterirdisch bis zur tief im Berg gelegenen Maschinen-Kaverne und ist durch die rote Linie skizziert. In der Kaverne befinden sich 2 Francisturbinen. Das Unterbecken ist der aufgestaute Bereich der *Drina*, einem Zufluss der Donau. Der Zufluss beträgt jahresgemittelt 350 m<sup>3</sup>/s und hat somit großen Einfluss auf das Speicherbecken, das eine Oberfläche von 12,4 km<sup>2</sup> und einem Gesamtvolumen von 340 Mio. m<sup>3</sup> aufweist. Das Oberbecken besitzt keinen bedeutenden natürlichen Zufluss. Das Nutzspeichervolumen von 170Mio m<sup>3</sup> wird, bis auf den geringen Zufluss durch Niederschlag auf die direkte Wasseroberfläche, vollständig mit Wasser aus dem Unterbecken gefüllt.

Aus dem Diagramm in Abbildung 21 sind beispielhafte Zeitverläufe von Pump- und Turbinenbetrieb gegenüber dem Energiepreis zu erkennen. Zur besseren Darstellbarkeit wurde der Zeitraum von Donnerstag, den 10.01.2008, bis Mittwoch, den 16.01.2008, ausgewählt.

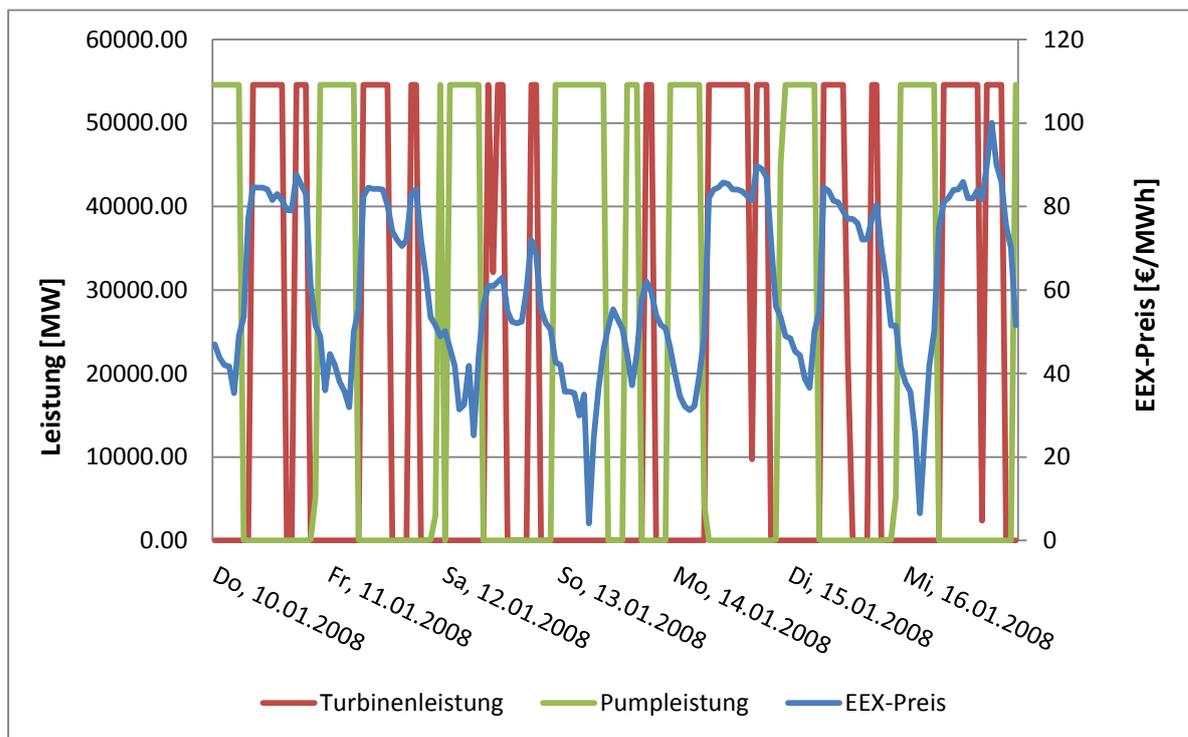


Abbildung 21: Turbinenaktivität PS Bajina Basta und EEX – Preis von 10.1.2008-16.01.2008

Man kann deutlich erkennen, dass in Perioden mit niedrigem Strompreis, also zu Schwachlastzeiten, Wasser in das Oberbecken gepumpt wird, um dann zu Starklastzeiten in das Unterbecken zurück abgearbeitet zu werden. Des Weiteren ist die erwartete Regelmäßigkeit zu erkennen, dass meistens über Nacht und am Wochenende gepumpt wird.

Da Speicherkraftwerke nicht kontinuierlich arbeiten, ist die Stauhöhe auch nicht konstant. Abbildung 22 zeigt die Schwankungen des Wasserpegels zwischen der

Stauhöhe von ca. 858m und knapp 815 m (erlaubtes Absenkenziel) zu Zeiten starker Wasserabarbeitung über die Turbinen im gewählten Zeitraum.

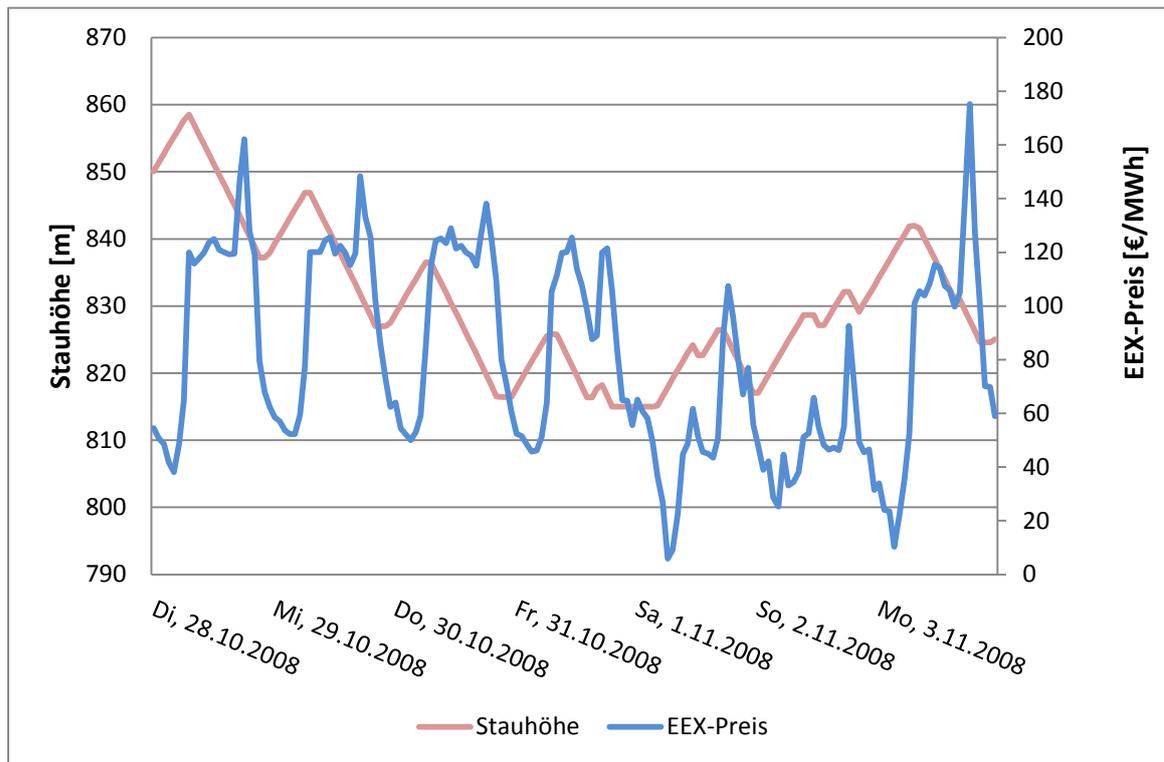


Abbildung 22: Stauhöhe Zaovinsko Jezero und EEX-Preis von 20.10.2008-3.11.2008

Es ist deutlich zu erkennen, daß am Anfang der Woche der Pegel recht hoch ist, genauer gesagt, ist der Wasserstand morgens am höchsten, sinkt während des Tages und steigt dann wieder in der Nacht bis zum nächsten Tag. An Wochenenden sinkt der Pegel und baut sich eine Reserve für die kommende Woche auf.

Die Abbildung 23 zeigt den Zusammenhang zwischen Turbinenaktivität und Stauhöhe. Wenn die Turbine in Betrieb ist wird was aus dem Reservoir entnommen und somit sinkt der Pegel des Staubeckens. Wenn die Turbine stoppt, ist zu erkennen, dass kein Wasser aus dem Speicherbecken entnommen wird und dass nach einer Verzögerung von ein paar Stunden der Pegel des Staubeckens durch den Pumpbetrieb steigt (Abbildung 24).

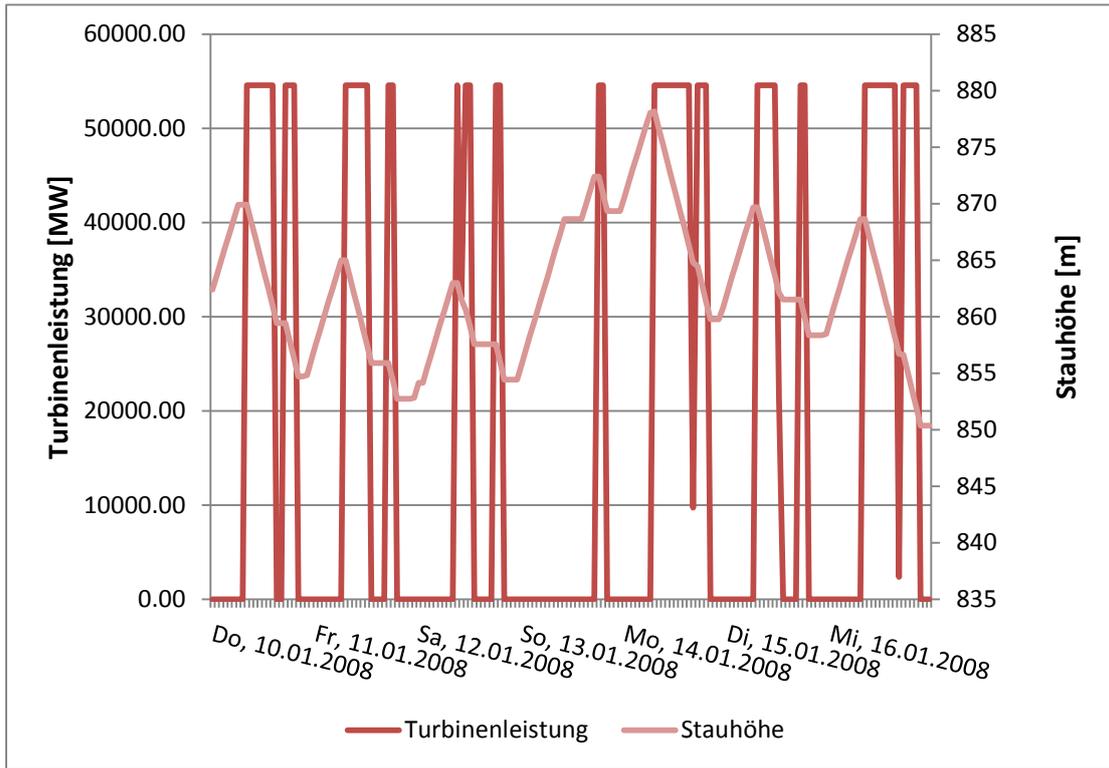


Abbildung 23: Turbinenaktivität Bajina Basta und Stauhöhe von 10.1.2008-16.1.2008

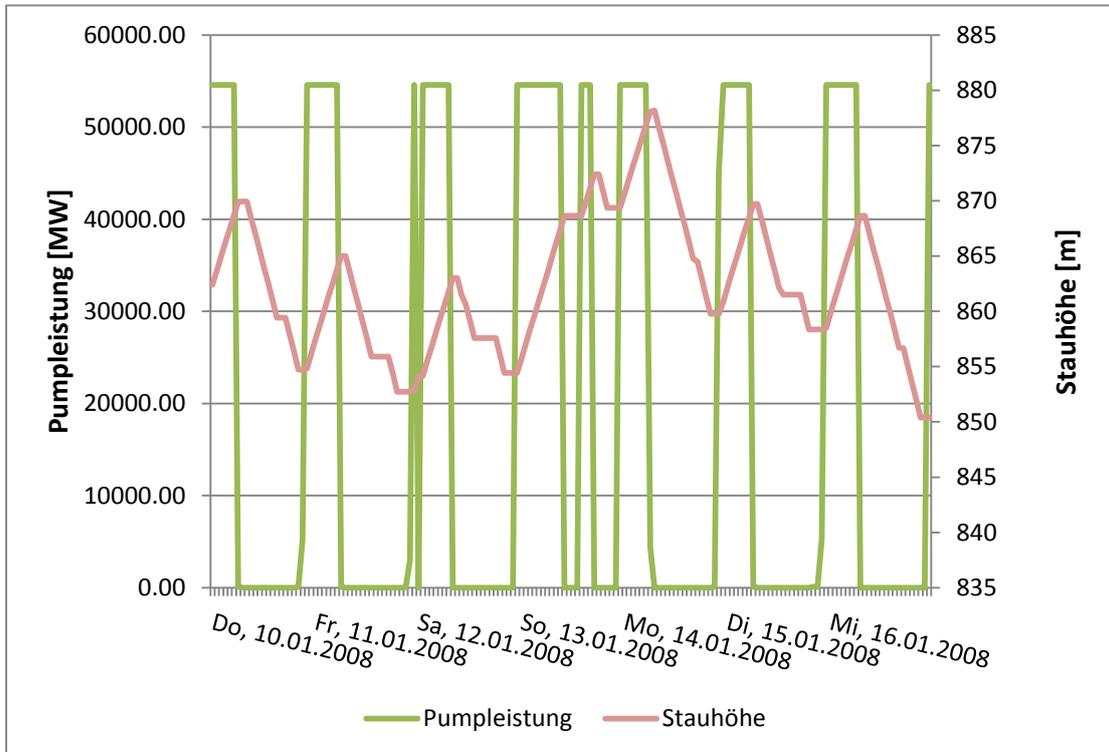


Abbildung 24: Pumpaktivität PS Bajina Basta und Stauhöhe von 10.1.2008-16.1.2008

## 7.2. Laufwasserkraftwerk Djerdap 1

Das Laufwasserkraftwerk DJerdap1 ist das größte seiner Art in Serbien und an der Donau. Es liegt an der Grenze zwischen Serbien und Rumänien, ca. 943km vor der Mündung der Donau ins Schwarze Meer. Mit der Planung der von beiden Ländern (damalige SFRJ und SF Rumunija) zu gleichen Teilen genutzten Talsperre wurde 1964 begonnen, der Betrieb wurde 1972 aufgenommen. Das Gesamt-Kraftwerk wurde so konstruiert und gebaut, dass jede Uferseite ein Kraftwerk, eine Schleuse, die Hälfte eines Überlaufdammes und einen Staudamm bekommt.

Der Rückstau ließ den 150km langen DJerdapsee entstehen. Abbildung 25 zeigt einen Satellitenbild-Ausschnitt auf dem die 2 Donaukraftwerke *DJerdap1* und *DJerdap2* abgebildet sind. DJerdap2 wird als eingestaut bezeichnet, da der Stausee bis zum oberen Kraftwerk DJerdap1 reicht.

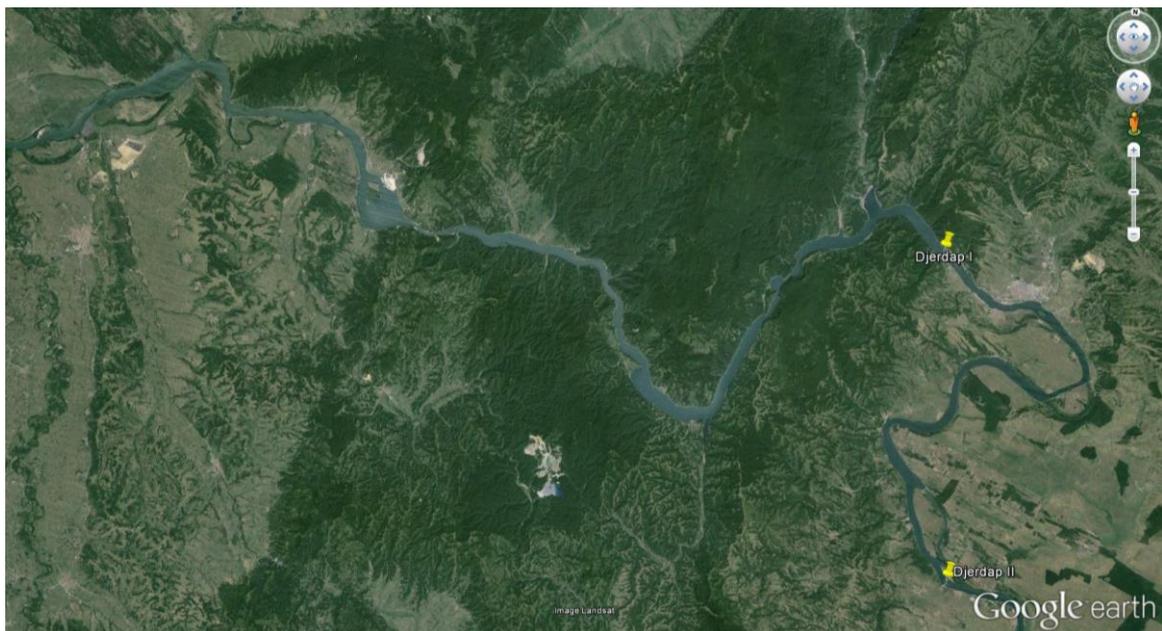


Abbildung 25: Ausschnitt Google Earth DJerdap 1 und DJerdap2

DJerdap1 ist für einen Durchfluss von  $4800\text{m}^3/\text{s}$  ausgelegt. Mit einer 30m wird eine Leistung von 1140 MW erzeugt. Das Regelarbeitsvermögen beläuft sich auf 460GWh/Jahr.

Die Donau ist ein Fluss mit jahreszeitlich stark unausgeglichene Wasserabflüssen. Abbildung 26 zeigt die Verteilung der Wasserführung im Jahr 2009.

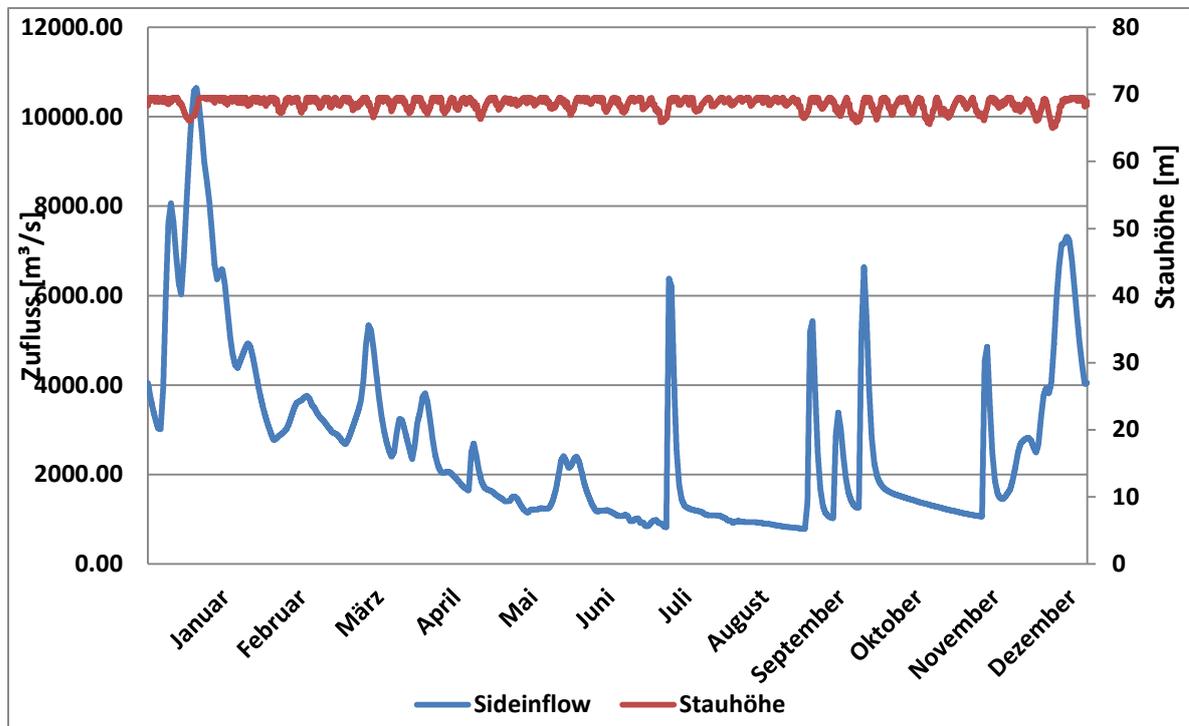


Abbildung 26: Stauhöhe von Dierdap 1 und Zufluss (Donau)

Hohe Abflüsse finden sich über die Wintermonate, während im Sommer üblicherweise meist Niedrigwasserperioden vorherrschen. Zusätzlich wird die Stauhöhenlinie dargestellt. Trotz Wassermengenschwankungen wird das Stauziel zwischen 66m und 69,5m gehalten. Somit ist Dierdap1 kein „reines“ Laufkraftwerk (dieses würde den Wasserpegel konstant halten und das Wasser so abarbeiten, wie es kommt), sondern ein Schwellkraftwerk. Der Pegel variiert und daher kann das Wasser für kurze Zeit gespeichert werden.

In Abbildung 27 ist der Turbinenbetrieb in Abhängigkeit des Strompreises dargestellt. Hier ist auch deutlich ersichtlich, dass das Kraftwerk eigentlich als Speicherkraftwerk fungiert (bei niedrigem Strompreis ist auch die Leistung 0).

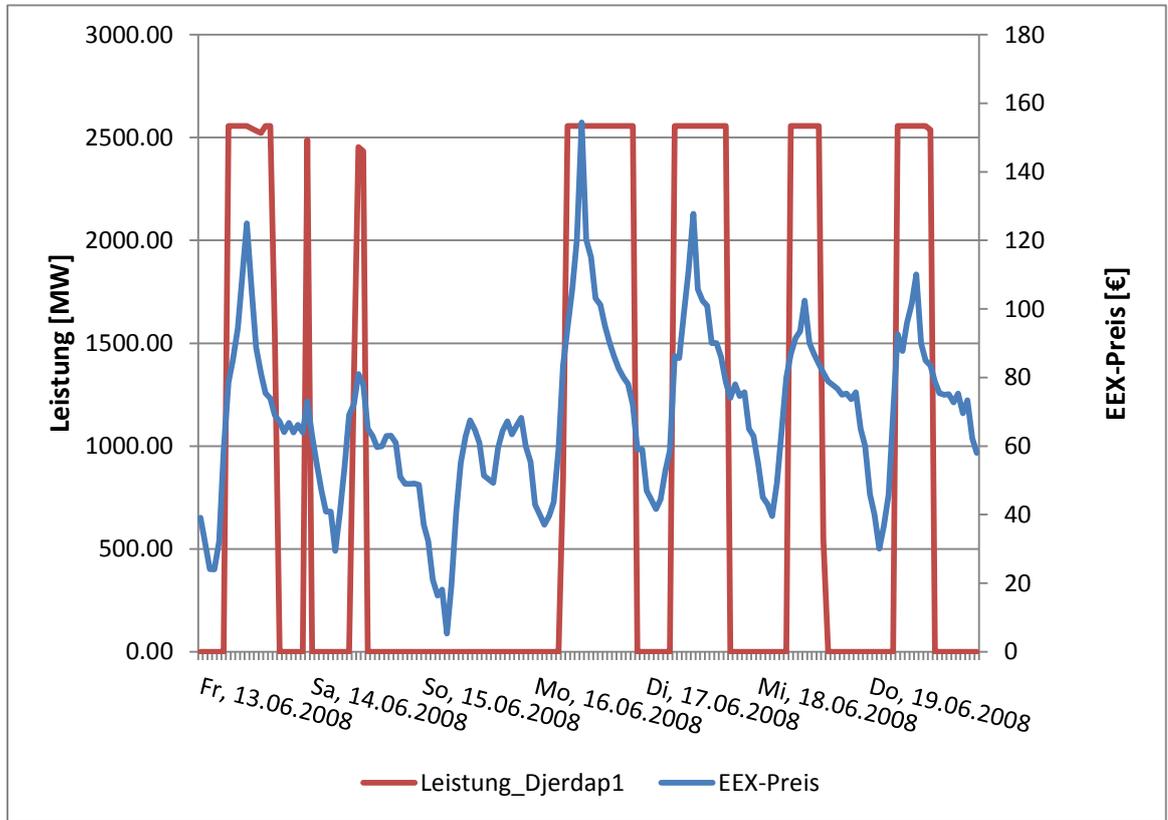


Abbildung 27: Turbinenbetrieb Djerdap1 und EEX-Preis von 13.06.2008-19.06.2008

### 7.3. Energieinhalt

Der simulierte Gesamtenergieinhalt in Abbildung 28 stellt die gesamte gespeicherte Energie aller Stauseen dar. Der Einsatz der Wasserkraftwerke richtet sich nach dem tatsächlichen Strompreis in 2008, wobei das System so optimiert, dass in Summe der Ertrag aller Wasserkraftwerke maximiert wird.

Einen bedeutenden Anteil an der Energiespeicherung haben die Jahresspeicher aufgrund der großen Fallhöhen sowie der Volumen der aufgestauten Wassermengen. Bei Betrachtung des Gesamtenergieinhaltes aller implementierten Stauseen und Speicherbecken wird die zeitliche Verlagerung der Zuflüsse im Vergleich zu den natürlichen Zuflüssen deutlich.

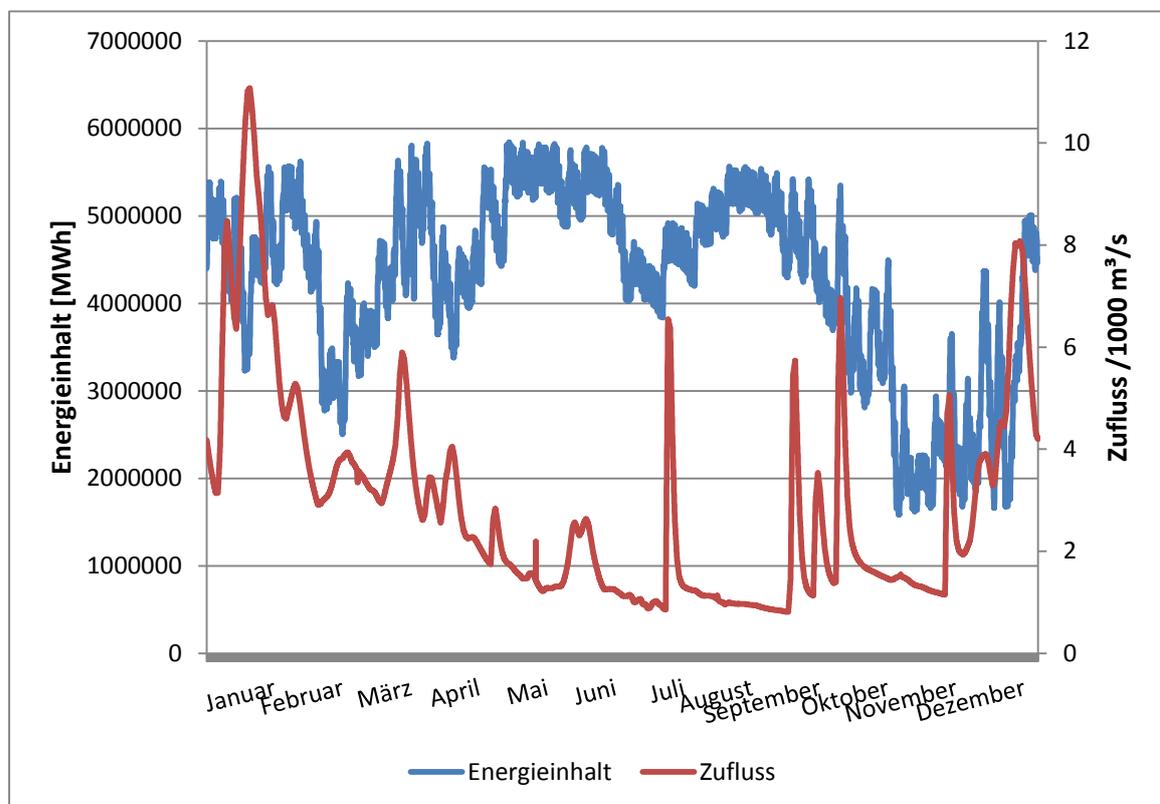


Abbildung 28: Energieinhalt aller Stauseen in Serbien in Zusammenhang mit dem Gesamtzufluss

## 7.4. Erlöse aus Wasserkraft

Die Stromerlöse der simulierten Wasserkraftwerke für das Jahr 2008 belaufen sich insgesamt auf 7,29 Mrd. € und verteilen sich auf die einzelnen Kraftwerke wie folgt:

Tabelle 13: Simulierte Erlöse der einzelnen Kraftwerke

Kraftwerk	Djerdap1	Djerdap2	BajinaBasta1	RHBajinaBasta	Zvornik1	Uvac	KokinBrod	Bistrica
Erlös [€]	774795271,22	278680042,78	47250534,85	5987559043,54	43428886,58	9126263,82	4983662,28	38777582,56
Erlös [%]	10,63315265	3,824555396	0,648457946	82,17219655	0,596010324	0,12524722	0,0683949	0,532176654
Produktion [MWh]	9358413,35	3548865,01	513744,43	143298396,39	530138,97	94864,57	55811,60	415949,72
Erlös/MWh [€]	82,79	78,53	91,97	41,78	81,92	96,20	89,29	93,23

Kraftwerk	Potpec	Pirot	Vrla1	Vrla2	Vrla3	Vrla4	PAPLisina	Summe
Erlös [€]	23351556,75	1968864,95	4615627,64	2720306,44	3662988,86	3772244,97	61906842,85	7286599720,11
Erlös [%]	0,320472616	0,027020353	0,063344054	0,037333002	0,050270208	0,05176962	0,84959851	100
Produktion [MWh]	284660,66	17821,08	37349,79	23740,11	32919,68	36756,33	1612409,62	159861841,30
Erlös/MWh [€]	82,03	110,48	123,58	114,59	111,27	102,63	38,39	

Wie aus Bild 29 deutlich zu erkennen ist, macht das Pumpspeicherkraftwerk Bajina Basta mit 81% Anteil an den Gesamterlösen den größten Anteil aus. Auf Platz zwei liegt das Laufwasserkraftwerk Djerdap1 mit 10% Anteil an den Gesamterlösen, gefolgt von Djerdap2 mit 4% und dem Laufwasserkraftwerk Bajina Basta mit 1%. Die restlichen 11 bestehenden im Modell enthaltenen Kraftwerke tragen zusammen 4% Anteil an Gesamtstromerlösen.

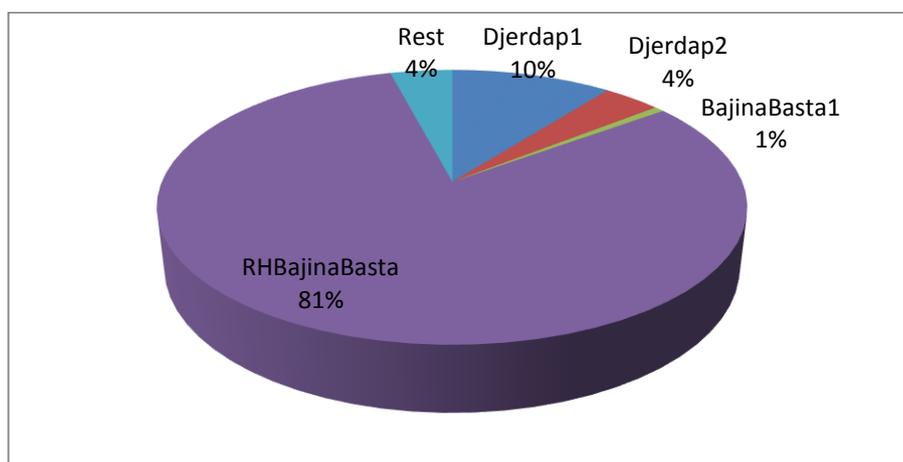


Abbildung 29: Prozentuelle Verteilung der Gesamterlöse

Berechnet man sich den Erlös pro erzeugter MWh, dann ist aus dem Balkendiagramm in Bild 30 deutlich zu erkennen, dass dieser bei den kleinen Speicherkraftwerken höher ist als bei Laufwasserkraftwerken.

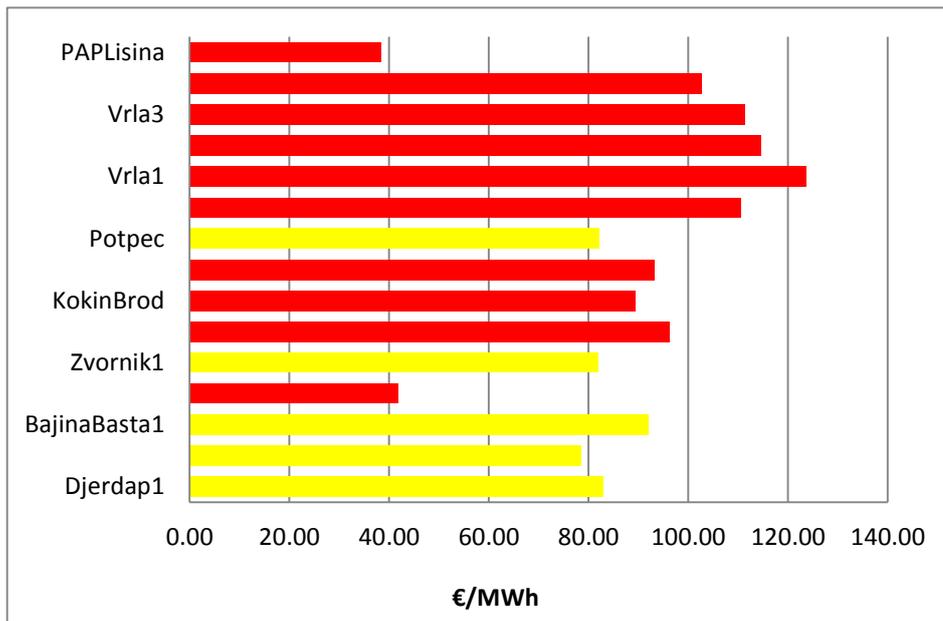


Abbildung 30: Erlös pro erzeugter MWh (Rot: Speicherkraftwerke; Gelb: Laufwasserkraftwerke)

Die höheren Stromerlöse bei Speicherkraftwerken liegen daran, dass ein Pumpspeicherkraftwerk anders als ein Laufwasserkraftwerk seinen Einsatz optimieren kann, indem es bei günstigen Strompreisen Wasser in seinem Speicherbecken lagert und bei hohen Strompreisen Wasser aus seinem Speicher zur Energieerzeugung verwendet.

Anders ist es bei Laufwasserkraftwerken. Diese haben keine Möglichkeit Wasser zu speichern, deswegen erzeugen sie Energie, wenn Wasser zur Verfügung steht, auch wenn der Strompreis niedrig ist.

## **7.5. Speicherausbau**

Ein gut funktionierendes Energiesystem zu haben ist heute zu Tage besonders wichtig. Bei den derzeitigen Energiepreisen und hohem Wettbewerb muss jedes Kraftwerk optimal genutzt werden. Das bedeutet der Kraftwerkeinsatz sollte energiewirtschaftlich optimiert werden. Für das gesamte Energiesystem bedeutet dies, die Nachfrage die an Strom existiert so zu decken, so dass jedes Kraftwerk den maximalen Strompreis für die erzeugte Stromeinheit bekommt. Hierfür bietet sich natürlich der Bau von Pumpspeichern besonders an, da dieser die Möglichkeit bietet Strom dann zu kaufen, wenn er am günstigsten ist. Mit diesem wird dann Wasser vom unteren Staubecken in den oberen Speichersee gepumpt. Diese zur Verfügung stehende Energie wird dann wieder turbinert, wenn die Stromnachfrage so hoch ist, dass die herkömmlichen Kraftwerke diese nicht eigenständig decken können. Die Energie wird zurück ins Netz gespeist, und die Erlöse sind in der Regel ein Vielfaches von dem Preis, den man für den Strom gezahlt hat, den man zum Pumpen des Wassers verwendet hat.

In Serbien gibt es wie bereits besprochen nur ein großes Pumpspeicherkraftwerk, das RH Bajina Basta. Die derzeitige Turbinenleistung beträgt 614MW und die Pumpleistung beträgt 616MW. Dies ist im Vergleich zu anderen europäischen Ländern sehr wenig, denn auch um den Ausbau von zukünftigen Windkraftwerken zu ermöglichen sind Pumpspeicher notwendig. Denn Windkraftwerke erzeugen immer dann Strom wenn der Wind bläst. Da dieser meistens nachts recht intensiv ist, wenn die Nachfragen an Strom am geringsten ist, muss diese zwischengespeichert werden.

Bei vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken kann die Pump- und Turbinenleistung ausgebaut werden. Der Speicherinhalt bleibt unverändert mit der Argumentation, dass die Errichtung und der Ausbau von Speicherbecken stark von den örtlichen Gegebenheiten abhängig sind.

Im Modell wurde die Investitionskosten, Nutzungsdauer und Zinssatz wie folgendes angenommen:

**Tabelle 14: Parameter für die Modellierung**

IK	900 €/kW
Abschreibungsdauer	35 a
Zinssatz	7 %

Es wurde mit folgenden Kosten für den Bau gerechnet:

$$8,33 \cdot 8760 = 72971 \text{ €/MW und Jahr}$$

In Tabelle 15 ist der Gesamt-Speicherausbau ersichtlich. Insgesamt werden 7 Pumpspeicherkraftwerke in Summe um 111421 MW ausgebaut, was bei einer vorhandenen Leistung dieser Kraftwerke von 3580 MW einer Erweiterung um das 31-fache bedeutet.

**Tabelle 15: Gesamter Pumpspeicherausbau für Serbien**

	MW	GWh
Turbinen Bestand	2935,60	
Turbinen Neubau	56851,92	
<b>Turbinen Gesamt</b>	<b>59787,52</b>	<b>2.455</b>
Pumpen Bestand	644,60	
Pumpen Neubau	54569,18	
<b>Pumpen Gesamt</b>	<b>55213,78</b>	<b>2.091</b>

Unter den implementierten Kraftwerken findet der höchste Ausbau bei dem Kraftwerk RH Bajina Basta statt. In Tabelle 16 sind die Daten für das RH Bajina Basta dargestellt. Zum einen die Einsatzstunden des Kraftwerks, die erzeugte Energie und dem Ausbau der Turbinenleistung.

Tabelle 16: Speicherausbau Bajina Basta

<b>RH Bajina Basta</b>	MW	Einsatzstunden	GWh
Turbinen Bestand	614,000	3289,474	2019,737
Turbinen Neubau	53953,374		
<b>Turbinen Gesamt</b>	<b>54567,374</b>	<b>37,000</b>	<b>2018,993</b>
Pumpen Bestand	616,000	3289,474	2026,316
Pumpen Neubau	54129,118		
<b>Pumpen Gesamt</b>	<b>54745,118</b>	<b>37,000</b>	<b>2025,569</b>

Zum Vergleich dazu sieht man den Ausbau des Laufwasserkraftwerks Djerdap1 in Tabelle 17. Aufgrund des hohen Energiebedarfs wird dieses KW auch ausgebaut, aber nur um das doppelte.

Tabelle 17: Speicherausbau Djerdap1

<b>Djerdap 1</b>	MW	Einsatzstunden	GWh
Turbinen Bestand	1140,000	86,806	98,958
Turbinen Neubau	1416,512		
<b>Turbinen Gesamt</b>	<b>2556,512</b>	<b>38,708</b>	<b>98,958</b>

## 8. Wirtschaftlichkeitsanalyse

### 8.1. Allgemein

Die Ermittlung der Stromgestehungskosten wird nach der Annuitätenmethode vorgenommen. Die Kreditlaufzeit wird gleich der Abschreibungszeit gesetzt, und alle mit der Erstellung und dem Betrieb verbundenen Kosten werden auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme bezogen. Die diskontierten Auszahlungen sind dann mit dem Annuitätenfaktor (Gleichung 5) zu multiplizieren, und es ergibt sich ein konstanter Jahresbetrag (Annuität; Gleichung 6).

$$\alpha = \frac{z * (1 + z)^{LD}}{(1 + z)^{LD} - 1} \quad (5)$$

wobei	$\alpha$	Annuitätenfaktor	[1]
	$z$	Zinssatz	[%]
	$LD$	Lebensdauer/Abschreibungsdauer	[a]

$$A = \alpha * I \quad (6)$$

wobei	$A$	Annuität	[€]
	$I$	Investitionskosten zum Zeitpunkt 0	[€]

Die Stromgestehungskosten errechnen sich dann wie folgt:

$$k = \frac{A}{T} \quad (7)$$

wobei	$k$	Stromgestehungskosten	[€/kWh]
	$T$	Volllaststunden	[h/a]

## 8.2. Wind

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten für Wind wurden Daten des geplanten Windparks *Cibuk* von der Homepage der Projektbeschreibung übernommen. [CIB15]

Mit den Investitionskosten von 450 Mio € [CIB15] und der zukünftigen installierten Leistung von 300 MW [CIB15] wurden die Investitionskosten pro erzeugtem kW berechnet. Das Windangebot ist standortabhängig, weshalb die Volllaststunden von 2000 und 2300 [KOST13] gewählt wurden. Die Lebensdauer von Windanlagen wurde mit 20 Jahren angesetzt, was die Erfahrungen des Fraunhofer ISE im Bereich des Anlagenmonitoring widerspiegelt [KOST13]. Mit einem Zinssatz von 6,5% [HAAS14] und der Lebensdauer ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,09.

Durch Einsetzen in Formel 7 ergeben sich Stromgestehungskosten von 6,81 c/kWh (bei 2000 VLS) und 5,92 c/kWh (bei 2300 VLS), wie in Tabelle 18 ersichtlich.

Tabelle 18: Stromgestehungskosten Wind

Wind		
Installierte Leistung	300000 kW	
Kosten	450 Mio €	
IK	1500,00 €/kW	
Volllaststunden	2000 h/a	2300 h/a
Abschreibungsdauer	20 a	
Zinssatz	6,5 %	
$\alpha$	0,09	
<b>k</b>	<b>6,81 c/kWh</b>	<b>5,92 c/kWh</b>

### 8.3. Photovoltaik

Die Stromgestehungskosten eines PV-Kraftwerks bezeichnen das Verhältnis aus Gesamtkosten und elektrischer Energieproduktion, also den Investitionskosten von 1500 €/kW [KOST13], bezogen auf seine wirtschaftliche Nutzungsdauer von 25 Jahren [KOST13]. Die potentielle Einstrahlung aus Abbildung 13 beschreibt die gesamte Leistung der Sonneneinstrahlung, die in einem Jahr auf einen Quadratmeter Fläche trifft. Die entsprechenden Werte von 900 und 1200 kWh/kW<sub>peak</sub>, die für die Volllaststunden gewählt wurden, ergeben sich durch Multiplikation der jährlichen Globalstrahlung mit dem Leistungsverhältnis von 0,75 [IET15]. Mit einem Zinssatz von 5% [HAAS14] und der Lebensdauer ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,07. Durch Einsetzen in Formel 7 ergeben sich Stromgestehungskosten von 11,83 c/kWh (bei 900 VLS) und 8,87 c/kWh (bei 1200 VLS), wie in Tabelle 19 ersichtlich.

Tabelle 19: Stromgestehungskosten für Photovoltaik

Photovoltaik		
Installierte Leistung	300 kW	
Kosten	450.000 €	
IK	1500 €/kW	
Volllaststunden	900 h/a	1200 h/a
Abschreibungsdauer	25 a	
Zinssatz	5 %	
$\alpha$	0,07	
<b>k</b>	<b>11,83 c/kWh</b>	<b>8,87 c/kWh</b>

## 8.4. Wasserkraft

Um die Stromgestehungskosten aus bestehenden Wasserkraftwerken bestimmen zu können, muß man die Volllaststunden des Kraftwerks berücksichtigen. Von der erzeugten Energie aus Wasserkraft in Serbien im Jahr 2013 (Tabelle 1) von 10729 GWh wurde die Leistung der 2 Pumpspeicher *RH Bajina Basta* und *Piro*t abgezogen. Diese wurde dividiert durch die installierte Leistung von Wasserkraft, abzüglich der 2 Pumpspeicher. Somit ergaben sich 4670 Volllaststunden.

Aus dem Datenblatt der Studie für 2 neue Laufwasserkraftwerk *Brodarevo 1* und *Brodarevo 2* an dem Fluss *Lim* mit einer installierten Leistung von 58 MW [ENHI12] und Gesamtkosten von 140 Mio € [ENHI12] wurden die Investitionskosten von 2413,79€/kW berechnet. Mit dem Annahmen aus dem HiREPS Modell, dass der Zinssatz 7% und die Lebensdauer 35 Jahre beträgt, ergibt sich ein Annuitätenfaktor von 0,08. Durch Einsetzen in Formel 7 ergeben sich Stromgestehungskosten von 3,99 c/kWh (bei 4670 VLS) und 6,21 c/kWh (bei 3000 VLS), wie in Tabelle 19 ersichtlich.

Tabelle 20: Stromgestehungskosten Wasserkraft

Wasserkraft		
Installierte Leistung	58000 kW	
Kosten	140 Mio €	
IK	2413,79 €/kW	
Volllaststunden	4670,25 h/a	3000 h/a
Abschreibungsdauer	35 a	
Zinssatz	7 %	
alpha	0,08	
<b>k</b>	<b>3,99 c/kWh</b>	<b>6,21 c/kWh</b>

## 8.5. Kostenvergleich

Abbildung 31 zeigt eine Übersicht aus den berechneten Stromgestehungskosten für Wasserkraft, PV und Wind in Serbien. Zusätzlich ist der durchschnittliche Haushaltstrompreis eingezeichnet. Dieser liegt für das Jahr 2015 bei 5,92 c/kWh (Umgerechnet von 7,103din [EPS14] bei einem durchschnittlichen Wechselkurs von EUR/RSD=120).

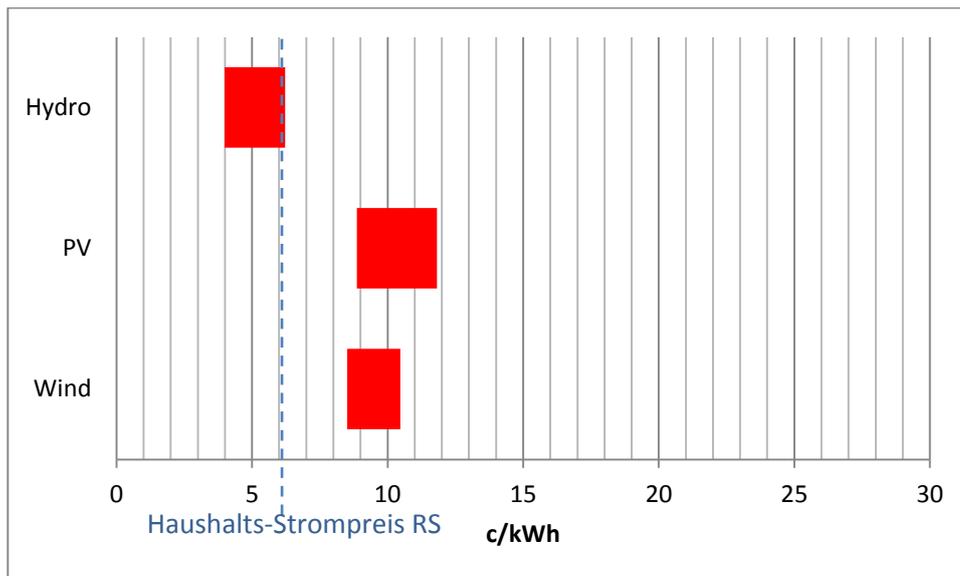


Abbildung 31: Übersicht der Stromgestehungskosten für EE in Serbien

Photovoltaikanlagen an Standorten in Serbien mit einer horizontalen Globalstrahlung zwischen 1200 und 1600 kWh/(m<sup>2</sup>a) können Stromgestehungskosten zwischen 8,87 und 11,83 c/kWh erzielen, und liegen damit weit über dem durchschnittlichen Haushaltstrompreis und den Stromgestehungskosten für die Technologien Wind und Wasserkraft.

Wasserkraft liegt mit Stromgestehungskosten zwischen 3,99 und 6,21 c/kWh unter bzw. knapp über dem durchschnittlichen Haushaltstrompreis von 5,92 c/kWh. Die berechneten Kosten sind eine grobe Schätzung, da in den letzten Jahrzehnten kein Kraftwerk fertig gestellt wurde. Es bleibt abzuwarten, ob für die neuen Projekte die Kosten in diesem Rahmen bleiben werden.

Die Kosten der Anlagen hängen ganz wesentlich von der installierten Leistung und den örtlichen Randbedingungen bestimmt; bei Photovoltaik die Höhe der Globalstrahlung (und die daraus resultieren Volllaststunden), bei Windkraftanlagen das Windkraftpotential (und die daraus resultieren Volllaststunden).

So liegen in Deutschland die Stromgestehungskosten (siehe Abbildung 32) bei Wasserkraft zwischen 4,5 bis 10 c/kWh [KOST13], wobei Reaktivierung oder Modernisierung bestehender Anlagen Stromgestehungskosten zwischen 2,5 und 6,6 Cent/ kWh [KOST13] erreicht werden können. PV-Anlagen in Deutschland erzielen je nach Anlagentyp zwischen 7,8 und 14,2 c/kWh. Die Stromgestehungskosten für Onshore-Windanlagen an Starkwindstandorten mit 2700 Volllaststunden betragen zwischen 4,4 und 5,4 c/kWh [KOST13].

Abbildung 32 zeigt eine Übersicht der Stromgestehungskosten für Wasserkraft, PV und Wind in Deutschland. Zusätzlich ist der durchschnittliche Haushaltstrompreis eingezeichnet. Dieser liegt für das Jahr 2015 bei 29,13 c/kWh [Stand: April 2015, STDE15]. Der aktuelle Börsenpreis für das erste Quartal 2015 liegt bei 3,48 c/kWh.

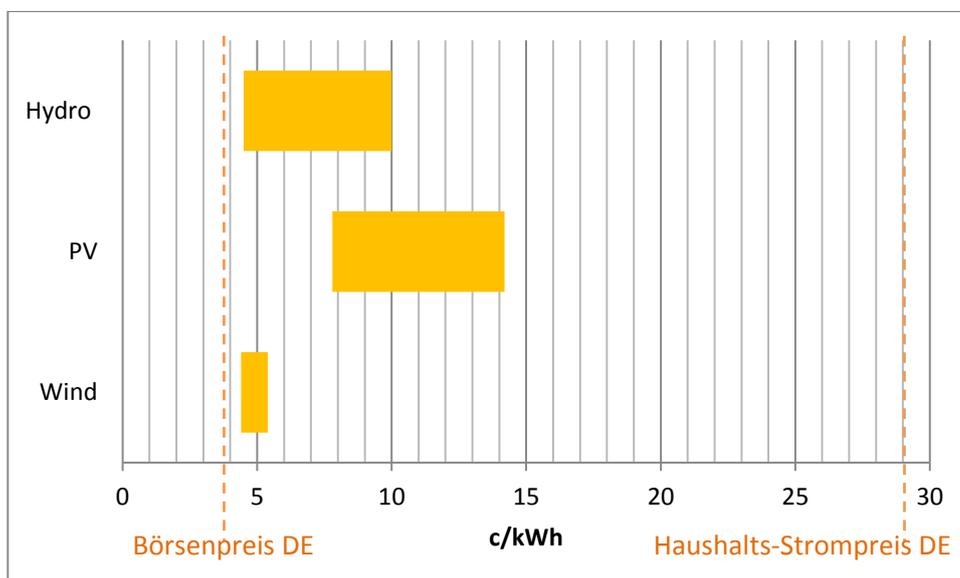


Abbildung 32: Übersicht der Stromgestehungskosten für EE in Deutschland

Die Stromgestehungskosten der einzelnen Technologien in Deutschland liegen deutlich unterhalb des durchschnittlichen Endkunden-Strompreises von 29,13 c/kWh [Stand: April 2015, STDE15].

Bei Windkraftwerken und PV-Anlagen ist in Deutschland mit geringeren Stromgestehungskosten zu rechnen. Dies wird bedingt durch den technologischen Fortschritt der durch die langjähriger Erfahrung erreicht wurde. Bei Wasserkraft ist ein Vergleich nicht so leicht durchzuführen. In den letzten Jahrzehnten ist vor allem der Ausbau bedingt durch hohe Umweltauflagen in Deutschland und Österreich unrentabel geworden. Meistens werden nur alte Kraftwerke revitalisiert, oder Pumpspeicherkraftwerke gebaut. Deshalb ist es möglich, dass in Serbien durch eine leichtere politische Situation Laufwasserkraftwerke kostengünstiger zu bauen.

Dieser Vergleich ist bestenfalls eine grobe Schätzung für beide Länder, aufgrund fehlender Erfahrungsdaten in den letzten Jahrzehnten.

## **9. Zusammenfassung**

Der Trend für die Zukunft der Energiewirtschaft weist in eine eindeutige Richtung. Um Treibhausgasemissionen zu vermindern, wird der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung vorangetrieben. Nationale und internationale Vereinbarungen legen den Weg und die zu erreichenden Meilensteine dazu fest.

Damit das System der Energieerzeugung und -verteilung effizienter und umweltfreundlicher wird müssen Modelle verwendet werden, um das komplexe Stromversorgungsmodell mit einem hohen Anteil an EE zu simulieren. Die Modelle können die Realität nicht zu 100% darstellen, aber sie sind wichtig um Ergebnisse zu veranschaulichen und Analysen zu erstellen.

Ein dynamisches Wasserkraftmodell für Serbiens Kraftwerke, deren installierte Leistung >10MW beträgt, ist durch diese Arbeit entwickelt worden, und wurde in das HiREPS Modell, nach dem Beispiel Österreichs, integriert. Die historischen Zuflüsse des Jahres 2008 wurden in den Simulationen der Szenarien verwendet.

Das Modell bestätigt, dass der Pumpspeicherausbau in Serbien sinnvoll ist. Der Ausbau bezieht sich jedoch nur auf einen reinen Pump- und Turbinenleistungsausbau und nicht auf den Ausbau der Speicherbecken selbst. Viele der vorhandenen Pumpspeicher bestehen aus künstlichen Becken, jedoch sind hierfür die Kosten sowie die räumlichen Möglichkeiten nur sehr schwer abzuschätzen.

Der geringste Strompreis ist dann wenn die Nachfrage am niedrigsten ist und eine überhöhte Stromproduktion besteht. Ein zusätzlicher Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken führt zu einer höheren Nachfrage, was einen höheren Strompreis implizieren kann. Ebenfalls kann der zusätzliche Ausbau dazu führen, dass zu Spitzenlastzeiten die dadurch erhöhte Verfügbarkeit an Elektrizität aus Pumpspeichern die Strompreise senkt. Daraus läßt sich schließen, dass ein zusätzlicher Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken negativ auf die Erlöse von bestehenden auswirkt.

In Serbien gibt es wie bereits besprochen nur ein großes Pumpspeicherkraftwerk, das RH Bajina Basta. Die derzeitige Turbinenleistung beträgt 614MW und die Pumpleistung beträgt 616MW. Dies ist im Vergleich zu anderen europäischen Ländern sehr wenig, denn auch um den Ausbau von zukünftigen Windkraftwerken zu ermöglichen sind Pumpspeicher notwendig. Denn Windkraftwerke erzeugen immer dann Strom wenn der Wind bläst. Da dieser meistens nachts recht intensiv ist, wenn die Nachfragen an Strom am geringsten ist, muss diese zwischengespeichert werden.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft in Serbien ist durch die günstigen Stromgestehungskosten von 3,99 bis 6,21 c/kWh die vielversprechendste.

Die derzeitigen Stromgestehungskosten bei PV-Anlagen in Serbien liegen im Durchschnitt zwischen 5,92 und 6,81 c/kWh und damit knapp über dem durchschnittlichen Endkunden-Strompreises von 5,92 c/kWh. Diese werden aber in den nächsten zehn Jahren durch auftretende Lern- und Synergieeffekte um einige Cent fallen. Dem gegenüber stehen die noch relativ hohen Stromgestehungskosten der PV-Anlagen, die in Serbien zwischen 8,87 und 11,83 c/kWh liegen.

Bei Windkraftwerken und PV-Anlagen ist in Deutschland mit geringeren Stromgestehungskosten zu rechnen. Dies wird bedingt durch den technologischen Fortschritt der durch die langjähriger Erfahrung erreicht wurde. Bei Wasserkraft ist ein Vergleich nicht so leicht durchzuführen. In den letzten Jahrzehnten ist vor allem der Ausbau bedingt durch hohe Umweltauflagen in Deutschland und Österreich unrentabel geworden. Meistens werden nur alte Kraftwerke revitalisiert, oder Pumpspeicherkraftwerke gebaut. Deshalb ist es möglich, dass in Serbien durch eine leichtere politische Situation Laufwasserkraftwerke kostengünstiger zu bauen.

Daraus resultiert, dass Forschung und Entwicklung vorangetrieben werden müssen, um Stromgestehungskosten wie im deutschen Raum erreichen zu können.

Zusammenfassend kann man sagen, dass der Markt für erneuerbare Energien in Serbien ungesättigt und bereit für neue Investitionen ist. Die günstigen Bedingungen für die Erzeugung von Energie aus fast allen Arten von EE werden ausländische Investoren nutzen und somit zur Erfüllung des serbischen nationalen Ziels mitwirken.

# **Literaturverzeichnis**

## **Publikationsreferenzen**

[AHK12] Delegation der Deutschen Wirtschaft in Serbien (AHK Serbien): Energie-Geothermie, Zielmarktanalyse Serbien mit Profilen der Marktakteure; 2012; Verfügbar unter: [http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK\\_Zielmarktanalysen/zma\\_serbien\\_2012\\_geo.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/AHK_Zielmarktanalysen/zma_serbien_2012_geo.pdf?__blob=publicationFile&v=1) [08.01.2015]

[BOGUN09] Bogunovic A., Bogdanov N.: Analysis of renewable energy and its impact on rural development in Serbia; 2009; Verfügbar unter: <http://www.euroqualityfiles.net/AgriPolicy/Report%202.2/AgriPolicy%20WP2D2%20Serbia%20Final.pdf> [13.09.2014]

[ENHI12] Energoprojekt Hidroinzenjering: Studija o proceni uticaja projekta izgradnje HE Brodarevo1 i HE Brodarevo2; 2012; Verfügbar unter: <http://www.gov.me/naslovna/vijesti-iz-ministarstava/118784/Studija-o-proceni-uticaja-Projekta-izgradnje-HE-Brodarevo-1-i-HE-Brodarevo-2-na-zivotnu-sredinu.html> [03.04.2015]

[HAAS14] Haas, R.: Skriptum für die Vorlesung Energiemodelle und Analysen; 2014 [03.04.2015]

[KOST13] Kost C., Mayer J.: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Fraunhofer Institut; 2013; Verfügbar unter: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> [03.04.2015]

[NREAP13] National Renewable Energy Action Plan of Serbia; 2013; Verfügbar unter: [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/DOCS/2144185/NREAP\\_OF\\_REPUBLIC\\_OF\\_SERBIA\\_28\\_June\\_2013.pdf](https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/2144185/NREAP_OF_REPUBLIC_OF_SERBIA_28_June_2013.pdf) [21.09.2014]

## ***Internetreferenzen***

[BETTER14] <http://www.better-project.net> [22.10.2014]

[CIB15] <http://www.wpc.rs/en/> [03.04.2015]

[EPS14] <http://www.eps.rs/> [08.08.2014]

[EUR07] [http://europa.eu/legislation\\_summaries/enlargement/western\\_balkans/127074\\_de.html](http://europa.eu/legislation_summaries/enlargement/western_balkans/127074_de.html)  
[21.09.2014]

[ENCOM14] [https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/MEMBERS/PARTIES/SERBIA](https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/MEMBERS/PARTIES/SERBIA) [21.09.2014]

[EMS14] <http://www.ems.rs/> [21.09.2014]

[ENTSOE15] <https://www.entsoe.eu/> [09.01.2015]

[IET15] <http://re.jrc.ec.europa.eu> [03.04.2015]

[MRE14] <http://www.mre.gov.rs/> [22.10.2014]

[SOLAR14] <http://solargis.info/> [21.09.2014]

[STDE15] <http://www.stromauskunft.de/> [03.04.2015]

## ***Abbildungsverzeichnis***

Abbildung 1: Energiemarktschema Serbiens [ENCOM14].....	14
Abbildung 2: Prozentuelle Verteilung der installierten Leistung in 2013 .....	17
Abbildung 3: Prozentuelle Verteilung der erzeugten Leistung aller Kraftwerkstypen für das Jahr 2013 .....	17
Abbildung 4: Geografische Darstellung der bestehenden Kraftwerke in Serbien [EPS14] .....	18
Abbildung 5: Karte des Übertragungsnetzes Serbiens [EMS14] .....	19
Abbildung 6: Grafische Darstellung der Importe und Exporte für die Jahre 2010-2013.....	20
Abbildung 7: Zuteilung der grenzüberschreitenden Kapazitäten [EMS14].....	21
Abbildung 8: D-1 Prognose und tatsächlicher Energieverbrauch für den 18.08.2014 [EMS14] ....	22
Abbildung 9: Energieerzeugung und –nachfrage Serbiens in den Jahren 2007-2013.....	24
Abbildung 10: Übersicht der Ackerlandfläche (links) und Dichte der Waldfläche (rechts) in Serbien [BOGUN09] .....	28
Abbildung 11: Potential von Kleinwasserkraftwerken [BOGUN09] .....	31
Abbildung 12: Übersicht der Globalstrahlung in ganz Europa [Quelle: Berechnungen Gerhard Totschnig TUWIEN für Globalstrahlung, basierend auf 15 Minuten Meteosat- Satellitendaten der Globalstrahlung mit 30km räumlicher Auflösung] .....	33
Abbildung 13: Übersicht Serbiens Globalstrahlung [IET15] .....	34
Abbildung 14: Typische saisonale Windpotential-Karten (Institute for Multidisciplinary Research) [BOGUN09] .....	36
Abbildung 15: Typische Windpotential-Karten (Studie von ESMAP) [BOGUN09].....	36
Abbildung 16: KML-File Wasserkraftwerke Serbien.....	45
Abbildung 17: Hydrologisches Kraftwerksmodell für Serbien-Schematische Darstellung.....	47
Abbildung 18: Einzugsgebiet für Bajina Basta aus EHYPE .....	51
Abbildung 19: Jahresübersicht EEX-Preis 2008 .....	53
Abbildung 20: Ausschnitt Google Earth Bajina Basta .....	54
Abbildung 21: Turbinenaktivität PS Bajina Basta und EEX – Preis von 10.1.2008-16.01.2008 .....	55
Abbildung 22: Stauhöhe Zaovinsko Jezero und EEX-Preis von 20.10.2008-3.11.2008 .....	56

Abbildung 23: Turbinenaktivität Bajina Basta und Stauhöhe von 10.1.2008-16.1.2008 .....	57
Abbildung 24: Pumpaktivität PS Bajina Basta und Stauhöhe von 10.1.2008-16.1.2008.....	57
Abbildung 25: Ausschnitt Google Earth Djerdap 1 und Djerdap2 .....	58
Abbildung 26: Stauhöhe von Djerdap 1 und Zufluss (Donau) .....	59
Abbildung 27: Turbinenbetrieb DJerdap1 und EEX-Preis von 13.06.2008-19.06.2008.....	60
Abbildung 28: Energieinhalt aller Stauseen in Serbien in Zusammenhang mit dem Gesamtzufluss .....	61
Abbildung 29: Prozentuelle Verteilung der Gesamterlöse.....	62
Abbildung 30: Erlös pro erzeugter MWh (Rot: Speicherkraftwerke; Gelb: Laufwasserkraftwerke) .....	63
Abbildung 31: Übersicht der Stromgestehungskosten für EE in Serbien .....	71
Abbildung 32: Übersicht der Stromgestehungskosten für EE in Deutschland .....	72

## ***Tabellenverzeichnis***

Tabelle 1: Energieerzeugung Serbiens für das Jahr 2013 [EPS14].....	17
Tabelle 2: Importe und Exporte elektrischer Energie für die Jahre 2000-2013 [ENTSOE15] .....	20
Tabelle 3: Brutto-Stromerzeugung und Brutto-Stromverbrauch 2013 .....	26
Tabelle 4: Feed-in Tarife für privilegierte Erzeuger für den Zeitraum von 2013 bis Ende 2015 ....	38
Tabelle 5: Liste aller genehmigten Neubauten seit der Einführung der Feed-in Tarife [MRE14] ..	38
Tabelle 6: Nationales Gesamtziel für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch von Energie im Jahr 2009 und 2020 .....	39
Tabelle 7: Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen von neuen Anlagen im Jahr 2020 .....	40
Tabelle 8: Pfad für erneuerbare Energiequellen, um die verbindlichen Ziele für 2020 zu erreichen [NREAP14].....	41
Tabelle 9: Auszug aus dem Kraftwerks-File für das Laufwasserkraftwerk Djerdap 1.....	44
Tabelle 10: Auszug aus dem Kraftwerks-File für den Damm von Djerdap 1 .....	45
Tabelle 11: Typische Flussbett-Werte für kst .....	49
Tabelle 12: Fließzeitberechnung .....	50
Tabelle 13: Simulierte Erlöse der einzelnen Kraftwerke .....	62
Tabelle 14: Parameter für die Modellierung .....	65
Tabelle 15: Gesamter Pumpspeicherausbau für Serbien .....	65
Tabelle 16: Speicherausbau Bajina Basta .....	66
Tabelle 17: Speicherausbau Djerdap1.....	66
Tabelle 18: Stromgestehungskosten Wind.....	68
Tabelle 19: Stromgestehungskosten für Photovoltaik .....	69
Tabelle 20: Stromgestehungskosten Wasserkraft.....	70

## ***Abkürzungsverzeichnis***

AERS	Agencija za Energetiku Republike Srbije (Energieagentur)
AMPL	A Mathematical Programming Language
CSP	konzentrierte Solarsysteme
EE	erneuerbare Energiequellen
EEA	Europäischen Agentur für Umweltschutz
EEX	European Energy Exchange (Energiebörse Europas)
EIONET	Europäischen Umweltinformations- und Umweltbeobachtungsnetz
EMS	ElektromrezaSrbije (Öffentliches Unternehmen „Stromnetz Serbiens“)
EPS	ElektroprivredaSrbije (Öffentliches Unternehmen „Stromwirtschaft Serbiens“)
EU	Europäische Union
HiREPS	High Resolution Power System Model
HPP	Hydro Power Plant
KML	Dateiformat von Google Earth
KOSTT	Netzbetreiber in Kosovo
MAVIR	ungarischer Netzbetreiber
MEEU	Ministerium für Energie, Entwicklung und Umweltschutz
NATO	North Atlantic Treaty Organization
PV	Photovoltaik
REFSC	Referenzszenario
SEEPEX	zukünftige Strombörse Serbiens
SFRJ	Sozialistischen Föderativen Republik Jugoslawiens
sHPP	small Hydro Power Plant (Kleinwasserkraftwerk)
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity