



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

Vienna University of Technology

Diplomarbeit

Analyse der Rentabilität konventioneller und erneuerbarer Energien in Kroatien

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom Ingenieurs

Unter der Leitung von

Univ.Prof. Dipl.Ing. Dr. 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

Ninoslav Teodosijevic BSc

Matr. Nr. 0526357

Wien, 6.März 2015

Ninoslav Teodosijevic



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Selbständigkeitserklärung

Ich erkläre, dass ich die Arbeit selbstständig angefertigt und alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere die zugrunde gelegte Literatur, genannt habe.

Weiters erkläre ich, dass ich dieses Diplomarbeitsthema bisher weder im In- noch Ausland in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit vorgelegt habe.

Wien, 6.März 2015

Ninoslav Teodosijevic

Kurzfassung

In der europäischen Energiepolitik ist die Reduktion von Treibhausgasen das oberste Ziel. Durch den vermehrten Bau von Kraftwerken, die erneuerbare Energien verwenden, kann der Ausstoß der Treibhausgase in der Stromerzeugung gesenkt werden.

Eine reine Versorgung aus erneuerbaren Energien ist die Wunschvorstellung der zukünftigen Energieversorgung. Um sowohl Grund-, Mittel- und Spitzenlast abdecken zu können, bedarf es einer breiten Palette an Erzeugungstechnologien. Um die richtigen Entscheidungen für die zukünftige Energieversorgung zu treffen, bedarf es einer genauen Analyse der zur Verfügung stehenden Erzeugungstechnologien. Die Aufgabe ist es den rentabelsten Energiemix der Zukunft zu finden.

Diese Analyse wird im Rahmen dieser Diplomarbeit vereinfacht und mit Hilfe der Barwert-Methode durchgeführt. Die berücksichtigten Energieerzeugungstechnologien sind für Kroatien spezifiziert, und wurden nur berücksichtigt, da diese zum jetzigen Zeitpunkt realisierbar sind. Die berechneten Stromgestehungskosten bei den geplanten Kraftwerken zeigen, dass ein Steinkohlekraftwerks noch im Vorteil gegenüber Wind- und Solarenergie ist. Allerdings sorgen steigende Brennstoff- und CO₂ Zertifikatskosten, dass sich das Blatt wendet und in naher Zukunft Wind- und Solarkraftwerke, in der Energieversorgung Kroatiens, eine signifikante Rolle spielen müssen.

Der rechtzeitige Umstieg auf erneuerbare Energien darf nicht verpasst werden, denn die Finanzierung konventioneller Kraftwerke rentiert sich nur bei einem Betrieb über mehrere Jahrzehnte. Bei den jetzigen Preisentwicklungen ist dies nicht zu erwarten und ein Bau eines Steinkohlekraftwerks nicht zu empfehlen.

Abstract

In the European energy politics the reduction of greenhouse gases is the ultimate goal. Due to increased constructions of power stations, which use renewable energies, the discharge of greenhouse gases can be reduced in electricity production.

A pure supply from renewable energy sources would be the desired structure of the future energy supply. To cover base, intermediate and peak load, calls for a wide range of production technologies. To make the right decisions for the future energy supply requires a specific analysis of the available production technologies. The task is to find the cost-effective energy mix of the future.

In this Diploma Thesis the analysis is simplified and done with the present value method. The chosen technologies for electricity generation are specified for Croatia. Only technologies which can be implemented at the moment are taken into account. The comparison of the calculated electricity generation costs, allows you to find the ideal energy mix of the future. The electricity generation costs are showing that for the actual planned power plants, a construction of a coal-fired power plant should be preferred in comparison to wind and solar energy. But it is also showed that rising fuel and CO₂ certificate costs ensure that wind and solar power plants must play a significant role in the Croatian energy supply of the future.

The timely transition to renewable energies may not be missed, because the financing of conventional power plants is only profitable when an operation over several decades is guaranteed. With the current price developments, this is not expected and it is not recommended to build a coal-fired power plant.

Inhaltsverzeichnis

1	<i>Einführung</i>	7
1.1	Motivation	7
1.2	Aufgabenstellung	8
1.3	Methode	8
1.4	Aufbau der Arbeit	9
2	<i>Strommarkt</i>	10
2.1	Bilateraler Strommarkt	11
2.2	Liberalisierung des Strommarktes - Entflechtung bei Übertragungsnetzen und Verteilnetzen	11
2.2.1	Ownership Unbundling (OU)	12
2.2.2	Independent System Operator (ISO)	12
2.2.3	Independent Transmission Operator (ITO)	12
2.3	Strombörse	14
2.3.1	Entwicklung der Großhandelspreise	14
2.3.2	Strompreisbildung in Kroatien	19
2.3.3	Einspeisetarife für elektrische Energie erzeugt aus erneuerbaren Energiequellen ..	20
3	<i>Energieübertragung</i>	22
3.1	Übertragungsnetz	22
3.1.1	Energieaustausch und Netzbelastung	24
3.1.2	Netzbelastung	25
3.2	Verteilnetz	27
4	<i>Energieerzeugung</i>	28
4.1	HEP Proizvodnja d.o.o.	28
4.1.1	Thermische Kraftwerke	29
4.1.2	Wasserkraftwerke	31
4.1.3	Nuklearkraftwerk Krsko	33
4.1.4	Pläne der HEP zum Kraftwerksausbau	34

4.2	Windenergie	38
4.2.1	Fertiggestellte Windparks	38
4.2.2	Geplanter Ausbau von Windparks	39
4.2.3	Schwierigkeiten beim Ausbau der Windkraftanlagen	41
4.2.4	EU Vergleich	43
4.2.5	Potential der Windenergie	44
4.3	Solarenergie	48
4.3.1	Bestehende Regulierung für den Bau von Solaranlagen	48
4.3.2	Wirtschaftlichkeit von kleinen Solaranlagen in Kroatien	49
4.3.3	Potential der Solarenergie	50
4.4	Übersicht zur Energieerzeugung.....	54
5	Vergleich der Stromgestehungskosten für verschiedene Kraftwerkstechnologien	57
5.1	Konventionelle Kraftwerke.....	59
5.1.1	Steinkohlekraftwerk TE Plomin C	59
5.1.2	Gas und Dampf Kraftwerk KKE Osijek 500	63
5.2	Solar.....	67
5.2.1	300kWp Solaranlage	68
5.2.2	1000kWp Solaranlage	70
5.3	Wind	72
5.3.1	VE ZD4	73
5.3.2	Allgemein	75
5.4	Vergleich der Kraftwerkstypen	78
6	Schlussfolgerung	82
7	Literaturverzeichnis	84
8	Abbildungsverzeichnis	88
9	Tabellenverzeichnis	89

1 Einführung

1.1 Motivation

Wie sieht der richtige Energiemix der Zukunft aus? Sind die Energiewirtschaft und die Energieversorgung eines Landes mit einer Stromerzeugung, die nur auf erneuerbare Energie basiert, funktionsfähig?

Die existierende Erderwärmung, welche durch den Ausstoß von Treibhausgasen vorangetrieben wird, ist bereits bittere Realität. Die Europäische Union und ihre Mitgliedsstaaten versuchen für die restliche Welt Vorreiter in der Energiepolitik zu sein und den Weg für eine saubere Umwelt zu legen. Die Treibhausgase werden natürlich nicht nur durch Stromerzeugung verursacht, tragen aber ihren Teil dazu bei. Atomkraftwerke verursachen zwar nicht so hohe Emissionen wie Kohle- oder Gaskraftwerke, haben aber durch das hohe Unfallrisiko und die Zerstörung der Umwelt bei der Entsorgung und Endlagerung der Radioaktiven Materiale, ebenso eine zerstörerische Wirkung auf die Erde.

Wie schwer die Umstellung bzw. der Verzicht auf diese umweltschädigenden Technologien ist, zeigt unter anderem der teilweise Atomausstieg von Deutschland. Zum einen besitzen Kohle- und Atomkraftwerke so hohe Leistungen, die nur schwer ersetzbar sind und zum anderen binden langjährige Abnahmeverträge die Übertragungsnetzbetreiber daran die erzeugte Energie der Kraftwerke zu übernehmen. Erneuerbare Energien, wie Wind und Sonne, stehen allerdings nicht 24h Stunden täglich und in gleicher Menge zur Verfügung. Das macht eine langfristige Planung beinahe unmöglich.

Den Entwicklungsländern, zu denen auch Kroatien gehört, fehlt die notwendige Erfahrung. Der technologische Rückstand der sich daraus ergibt, macht den Bau von Wind- oder Solarkraftwerken teurer als dieser sein müsste.

1.2 Aufgabenstellung

Um auf die zentralen Fragen eingehen zu können muss der jetzige Energiemix analysiert und die Potentiale und technologischen Möglichkeiten des Kraftwerksbaus erfasst werden.

Folgende Fragen und Punkte werden behandelt:

- Funktioniert die Energiewirtschaft aus jetziger Sicht des Strommarktes bei einer reinen Stromerzeugung aus erneuerbaren Technologien?
- Welche Technologie zur Energieerzeugung ist zum jetzigen Zeitpunkt am sinnvollsten? Die betrachteten Technologien sollen auch eine tatsächliche alternative für die kroatische Stromerzeugung darstellen und machbar sein.
- Die Auswirkung von zukünftig zu erwartenden Brennstoffkosten und CO₂ Zertifikatskosten wird ebenfalls betrachtet werden.

1.3 Methode

Für die Beurteilung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien wird die Barwert-Methode verwendet. Bei dieser Methode werden die Stromgestehungskosten berechnet. Diese stellen die Kosten, die zur Energieerzeugung eines Kraftwerks anfallen, dar. Berücksichtigt werden dabei sowohl die Investitionskosten, variable und fixe Betriebskosten des Kraftwerks, sowie die Finanzierungsart, durch genaue Auflistung der Höhe des Fremdkapitals, des Eigenkapitals, des Fremdkapitalzinses und der Eigenkapitalrendite.

Durch die grobe Berechnung der Stromgestehungskosten lässt sich nicht zwingend auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage schließen. Nur durch eine genaue Auflistung aller finanziellen Faktoren, dies betrifft auch die Berücksichtigung von Gebühren und Steuern, kann auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage geschlossen werden. Die Stromgestehungskosten bieten allerdings eine sehr gute Möglichkeit verschiedene Anlagen, die Strom mit verschiedenen Technologien erzeugen, miteinander zu vergleichen.

1.4 Aufbau der Arbeit

Zunächst wird die Art und Funktion des kroatischen Strommarktes erörtert. Dabei wird im speziellen auf die Bedeutung der Strombörse in der heutigen Energiewirtschaft eingegangen und welche Auswirkung diese auf den Strompreis hat.

In Kapitel 3 wird eine kurze Übersicht über das kroatische Übertragungs- und Verteilnetz gegeben.

Ausführlicher wird in Kapitel 4 die kroatische Stromerzeugung unter die Lupe genommen. Dabei wird zuerst die Energieerzeugung der HEP Gruppe, sowie deren Ausbaupläne für den Kraftwerkspark, veranschaulicht. Im weiteren Verlauf wird der Bestand der Kraftwerke, die erneuerbare Energie zur Stromerzeugung verwenden, betrachtet. Es wird die gesetzliche Lage zur Integration von erneuerbaren Energien sowie das Potential für Wind und Solarenergie aufgezeigt.

Im abschließenden Kapitel werden zuerst für konventionelle Kraftwerke, die in Kroatien realisierbar und auch in Planung sind, die Stromgestehungskosten für verschiedene Szenarien der Brennstoff- und CO₂ Zertifikatskosten berechnet. Anschließend wird dieselbe Rechnung für Wind- und Solarkraftwerke durchgeführt. Dabei wird die Berechnung der Stromgestehungskosten auf existierende Kraftwerksprojekte bezogen, und mit den Stromgestehungskosten, die aus technologischer Sicht möglich wären, verglichen.

2 Strommarkt

Die Teilnehmer auf dem kroatischen Strommarkt sind die Erzeuger, Versorger, Händler und die zugelassenen Kunden.

Erzeuger und Versorger brauchen eine Lizenz zur Durchführung von Energieaktivitäten. In Kroatien wird diese von der HERA (Hrvatska energetska regulatorna agencija) ausgestellt.

Für die Organisation des Strommarktes ist die HROTE (Hrvatski Operator Trzista Energije d.o.o.) zuständig.

Für die Übertragung der elektrischen Energie, der Wartung, Entwicklung, Planung und dem Ausbau des Übertragungsnetzes sowie die Führung des Stromversorgungssystems ist die HOPS (Hrvatski operator prijenosnog sustava) zuständig.

Für die Stromverteilung, Entwicklung und Ausbau des Verteilnetzes ist die HEP-ODS (Operator distribucijskog sustava) zuständig.

Es wird unterschieden zwischen dem öffentlichen Dienst, der verantwortlich für die Stromversorgung der Tarifkunden ist, und dem eigentlichen Strommarkt.

Nach den Gesetzen des Strommarktes ist die Lieferung an Tarifkunden in der Gemeinsamkeit und Vollständigkeit Aufgabe des öffentlich-rechtlichen Dienstes, der die Verpflichtung gegenüber den Tarifkunden hat, diese mit Strom zu versorgen. Diese Aufgabe wird von der HEP-Gruppe übernommen. Tarifkunden zahlen für den verbrauchten Strom jenen Preis, welcher vom Energiegesetz und dem Tarifsysteem für Elektrizitätsdienstleistungen, welche als öffentliche Dienstleistung durchgeführt werden, geregelt wird. Durch die Öffnung des Marktes wird eine Verringerung der Vertragskunden erwartet.

2.1 Bilateraler Strommarkt

In Kroatien gibt es nur einen Strommarkt, welcher auf dem bilateralen Modell basiert. Die bilateralen Abkommen werden zwischen den Teilnehmern am Markt vorgenommen. Die Vertragspartner im Abkommen über die Energieversorgung sind der ermächtigte Kunde und der Lieferant. Bilaterale Verträge über den Kauf von Strom, werden zwischen dem Versorger, Hersteller oder Erzeuger abgeschlossen. Zusätzlich zu den Verträgen über die Stromversorgung und dem Stromkauf müssen der Erzeuger und der Käufer einen Vertrag, in Abhängigkeit von der Spannungsstärke an die der Kunde angeschlossen ist, abschließen. Das ist dann entweder ein Vertrag für die Verwendung des Übertragungsnetzes der HOPS oder des Verteilnetzes der HEP-ODS.

2.2 Liberalisierung des Strommarktes - Entflechtung bei Übertragungsnetzen und Verteilnetzen

Für die Bevölkerung bedeutet die Liberalisierung des Strommarktes an erster Stelle die freie Wählbarkeit des Stromlieferanten. Dabei stellen eben die Erzeugung und der Handel des erzeugten Stromes sowie der Vertrieb an die Endkunden den Wettbewerbsbereich dar. Die Übertragung und Verteilung sind natürliche Monopole, denn die Betreibung von zwei parallelen Netzen wäre nicht sinnvoll. Diese werden von der Regulierungsbehörde kontrolliert. Das 3. EU Liberalisierungspaket vom 14.8.2009 sieht eine Entflechtung der Energieerzeugung und des Energienetzes vor.

2.2.1 Ownership Unbundling (OU)

In dieser Variante wird jedes Unternehmen, das Eigentümer eines Übertragungsnetzes ist, als Übertragungsnetzbetreiber agieren. Personen die direkt oder indirekt Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber haben, dürfen keinen Stromerzeuger und Stromversorger kontrollieren oder Rechte an einem solchen Unternehmen besitzen. Dies gilt auch viceversa.

(EUR-Lex: Art 9 Abs 1 der Richtlinie2009/72/EG, 2009)

2.2.2 Independent System Operator (ISO)

Als zweite Möglichkeit wurde beschlossen, dass für den Fall, dass ein Übertragungsnetz am 3. September 2009 zu einem vertikal integrierten Unternehmen gehört, keine eigentumsrechtliche Entflechtung anzuwenden, sondern ein Independent System Operator, ist. (EUR-Lex: Art 9 Abs 8 der Richtlinie2009/72/EG, 2009)

Der ISO muss nachweisen, dass es über die erforderlichen finanziellen, technischen, materiellen und personellen Ressourcen für die Erfüllung seiner Aufgaben verfügt und einen 10 jährigen Netzentwicklungsplan umzusetzen hat. Der Eigentümer des Übertragungsnetzes verpflichtet sich die beschlossenen und von der Regulierungsbehörde genehmigten Investitionen zu finanzieren. Die Unabhängigkeit des Übertragungsnetzeigentümers muss hinsichtlich der Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt sichergestellt sein. (EUR-Lex: Art 13 und 14 der Richtlinie2009/72/EG, 2009)

2.2.3 Independent Transmission Operator (ITO)

Die dritte Option ist ein unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber. Unterschied zu dem OU ist, dass der Übertragungsnetzbetreiber Teil des vertikal integrierten Unternehmens bleibt. Der Übertragungsnetzbetreiber muss über alle personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen um alle Tätigkeiten abwickeln zu können. Es dürfen keine Dienstleistungen vom vertikal integrierten Unternehmen an den Übertragungsnetzbetreiber erbracht werden, jedoch darf der

Übertragungsnetzbetreiber Dienstleistungen für das vertikal integrierte Unternehmen zu marktgerechten Konditionen ausüben. Der Übertragungsnetzbetreiber hat die Pflicht einen 10 jährigen Netzentwicklungsplan vorzulegen und muss über die finanziellen Ressourcen verfügen um Investitionen tätigen zu können, die die Angemessenheit des Netzes und Versorgungssicherheit gewährleisten.

In Kroatien ist nach dem Vorbild des ITO Modells, der Übertragungsnetzbetreiber HOPS (Hrvatski operator prijenosnog sustava) aus der HEP Gruppe ausgegliedert.

2.3 Strombörse

Auf der Strombörse wird Strom in zeitlich abgegrenzten Mengen gehandelt. Ein großer Vorteil ist die hohe Liquidität, die durch den Stromhandel entsteht, da sowohl Angebot und Nachfrage gebündelt werden.

Für die Energieversorger hat durch die Liberalisierung des Strommarktes der Stromhandel stark an Bedeutung gewonnen.

Um Verträge zwischen den handelnden Parteien zu erleichtern und zu ermöglichen wurden Strom- und Stromterminbörsen eingerichtet. Die erste Börse entstand nach der Liberalisierung 1993 in Skandinavien, der „Nord Pool“. 1999 folgte die Amsterdam Power Exchange (APX), 2000 die European Energy Exchange (EEX), auf der ein Teil des österreichischen Stroms gehandelt wird. Der andere Teil wird auf der 2001 gegründeten Energy Exchange Austria (EXAA) gehandelt. Für die kroatischen Energieerzeuger und -versorger spielen vor allem die Strombörsen der Hungarian Power Exchange (HUPX) und der Slovenian Price Index (SIPX) eine wichtige Rolle. Im Oktober 2013 hat die EU den Mitgliedstaaten, den Vorschlag zu einem einheitlichen Strommarkt unterbreitet. Ob das damalige Ziel, diese Strombörse bis Ende 2015 einzurichten eingehalten wird, wird sich erst zeigen. Die EU erhofft sich dadurch mehr Barrierefreiheit, damit kleinere Anbieter aber auch Unternehmen, die auf nachhaltige Energien setzen, an den Börsen Fuß fassen können. Aber auch enorme Kosteneinsparungen im Milliardenbereich können erreicht werden, denn die verschiedenen Börsen arbeiten derzeit nicht unter einheitlichen Bedingungen. Für den Endkunden rechnet man auch mit einer Senkung der Energiekosten durch den größeren Energiemarkt und einer größeren Auswahl an Energielieferanten.

2.3.1 Entwicklung der Großhandelspreise

2.3.1.1 *Over-the-Counter*

Im Gegensatz zu den Strombörsen, welche man als öffentliche Handelsplätze bezeichnen kann, erfolgt die Mehrheit der Großhandelsgeschäfte über bilaterale

Verträge zwischen Erzeugern und Lieferanten am Over-the-Counter (OTC) Markt. Damit ist ein außerbörslicher Handel gemeint, bei dem vor allem Gebühren der Börsen erspart bleiben, Geschäfte können viel schneller und in der eigens gewünschten Art und Menge abgewickelt werden. Denn neben den Gebühren auf den Börsen wird sowohl die Menge als auch der Preis für jede Tageszeit genau geregelt. Nachteile am OTC Markt sind natürlich die fehlende Kontrolle und Aufsicht, es herrscht nur eine geringe Markttransparenz und eine zum Teil geringere Liquidität. Das Kontrahenten-Risiko wird vor allem durch das Clearing begrenzt, bei dem die Forderungen, Verbindlichkeiten und Lieferverpflichtungen festgelegt werden. Diese Aufgabe wird von eigens gegründeten Clearinghäusern, wie der European Commodity Clearing AG (ECC)

Die Preise am OTC Markt weisen eine sehr hohe Korrelation mit den Börsenpreisen auf und der Großhandelspreis kann anhand von Notierungen der einzelnen Strombörsen verfolgt werden. Wie bei den klassischen Waren setzt sich der Strompreis auf den Börsen durch Angebot und Nachfrage zusammen und er wird wie bereits erwähnt als standardisiertes Produkt zu unterschiedlichen Lieferperioden angeboten.

2.3.1.2 Futures und Spotmarkt

Wenn eine festgelegte Menge Strom, zu einem festgelegten Preis und zu einem festgelegten zukünftigen Zeitraum gekauft oder geliefert wird, dann spricht man von Futures. Dabei steht die finanzielle Absicherung gegen zukünftige Preisentwicklungen am Spotmarkt im Vordergrund und nicht etwa die physikalischer Erfüllung der Geschäfte.

Zwei wichtige Future-Produkte sind zu einem die Grundlastproduktion, welche als Base bezeichnet wird, und die Spitzenlastproduktion, welche als Peak bezeichnet wird.

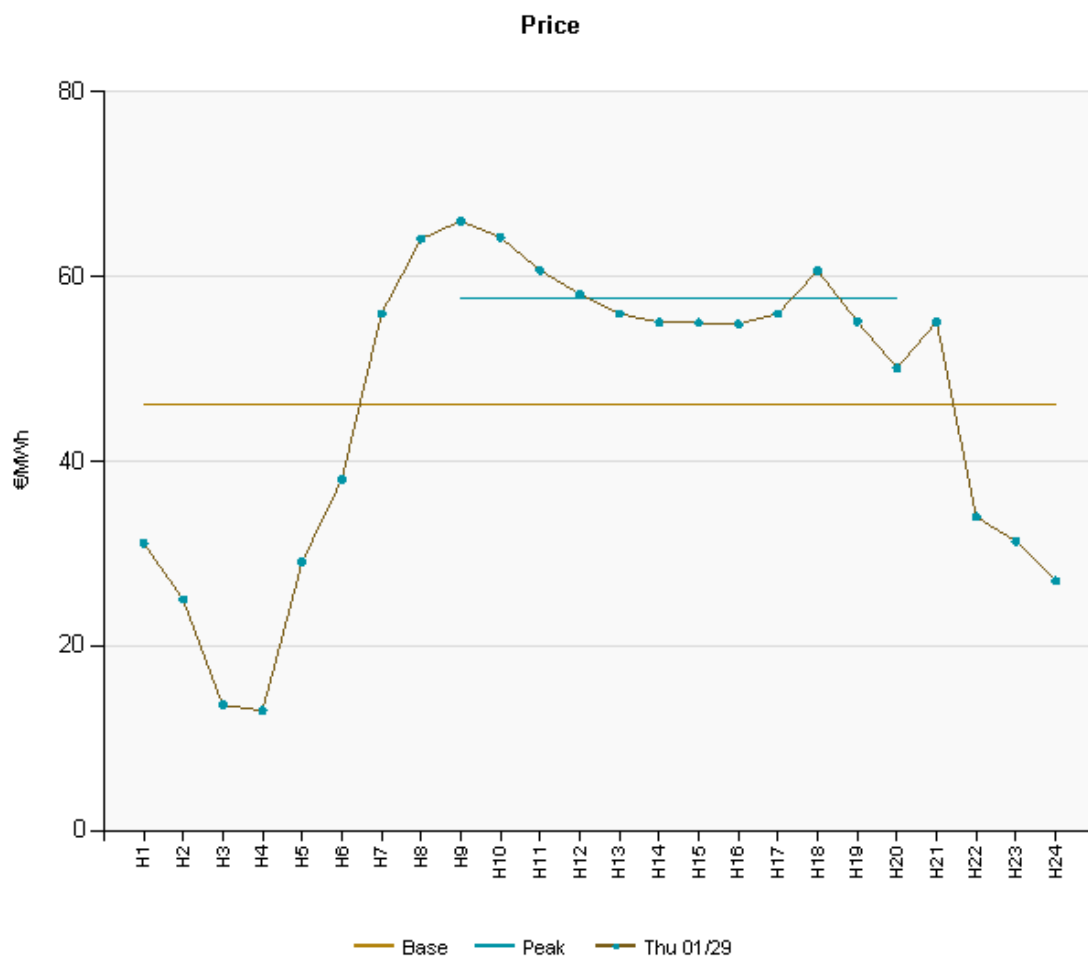


Abbildung 2.1: Ergebnis der Day-ahead Auktion für den 29.1.2015 des HUPX¹

Am Spotmarkt, auch Day-ahead-Markt genannt, werden Strommengen auf Stundenbasis gehandelt. Als Lieferzeitpunkt gilt immer der darauf folgende Tag. Der Preis für die Grundlastproduktion, also der Base, errechnet sich aus dem arithmetischen Mittelwert aller Stundenpreise für einen Tag, der als Base-Index

¹ Abbildung: HUPX, abgerufen am 28.1.2015 von <https://www.hupx.hu/en/Market%20data/Pages/adatok.aspx>

bezeichnet wird. Die Berechnung des Peak-Index, kann auf den Börsen variieren. Auf dem Großteil der Börsen wird der Peak-Index aus dem arithmetischen Mittelwert der stündlichen Preise von 8 – 20Uhr berechnet. Die für den kroatischen Strommarkt wichtigen SIPX und HUPX berechnen den Peak Preis allerdings aus den stündlichen Preisen von 9 – 20 Uhr.

In Abbildung 2.1 sieht man den stündlichen Preisverlauf des HUPX inklusive dem Base-Preis und dem Peak-Preis, welche bei der Day-ahead-Auktion festgelegt wurden.

Die Day-ahead-Auktionen werden ohne Ausnahme an jedem Tag für den darauf folgenden Tag durchgeführt. Dabei hat jeder Teilnehmer die Möglichkeit in stündlichen Intervallen Strom zu kaufen oder zu verkaufen. Die minimalen Leistungs- und Preiserhöhungen können von Spot-Markt zu Spot-Markt unterschiedlich sein, betragen aber in der Regel bei der Leistung 0,1MW und beim Preis eine Steigerung von mindestens 0,1€/MWh.

2.3.1.3 Merit-Order

Für die Berechnung des aktuellen Preises wird nicht etwa der Durchschnitt aller Stromgestehungskosten, der Kraftwerke die zu dem Zeitpunkt in der Stromerzeugung eingebunden sind, herangezogen, sondern die Kraftwerke werden nach dem Merit-Order (Einsatzreihenfolge der Kraftwerke) betrieben. Das bedeutet, dass zuerst die Kraftwerke mit den geringsten Grenzkosten einen Zuschlag zur Erzeugung bekommen. Die Grenzkosten werden schrittweise erhöht, bis die Nachfrage gedeckt ist. Den Strompreis an der Börse bestimmt demnach das letzte Angebot, das den Zuschlag bekommt. Das teuerste Kraftwerk bestimmt demnach den Preis für den Strom. Dieses Kraftwerk wird auch Grenzkraftwerk genannt.

Vor allem die Grenzkosten der Kraftwerke, die Strom aus erneuerbarer Energien erzeugen, sind sehr gering, so dass diese die teureren konventionellen Kraftwerke verdrängen.

Der Vorteil durch diese Regelung ist, dass eine große Ersparnis in der Stromerzeugung entsteht, was auch als Merit-Order-Effekt bezeichnet wird.

Abbildung 2.2 zeigt die Verdrängung der konventionellen Kraftwerke durch vermehrten Einsatz von Kraftwerken mit erneuerbaren Energien.

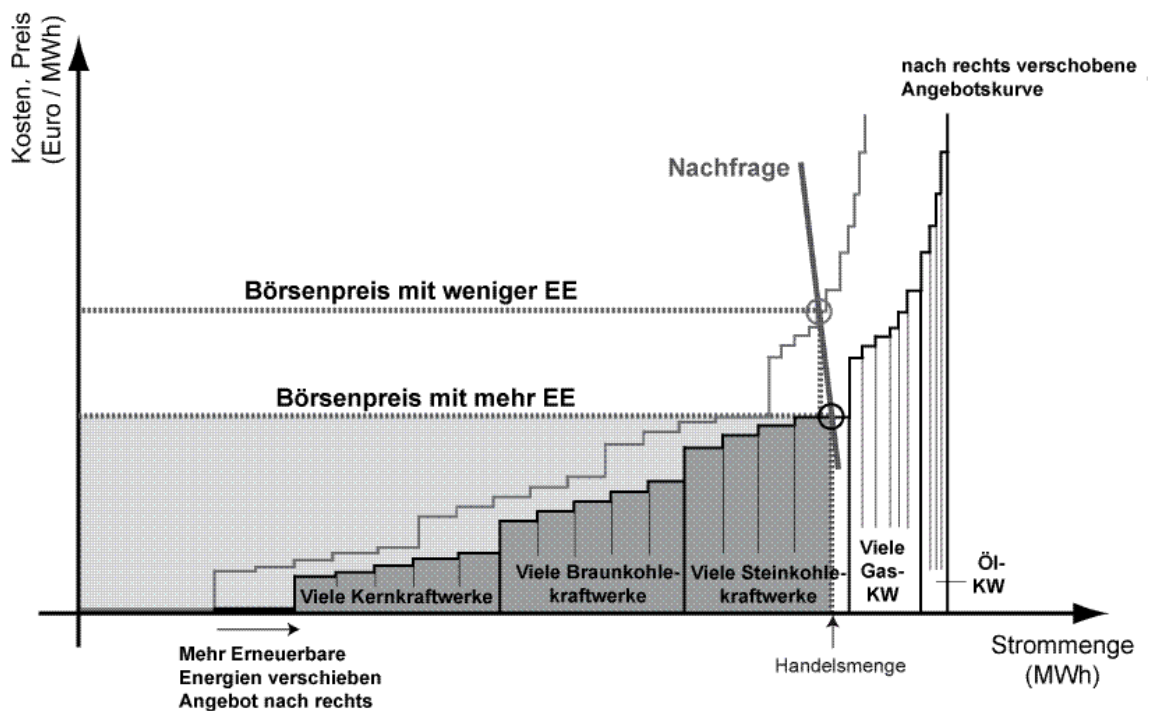


Abbildung 2.2: Merit-Order-Effekt²

Man erkennt sehr gut, dass eine einzelne MWh mehr an Nachfrage bereits einen beachtlich höheren Börsenpreis bedeuten kann.

² Abbildung: Abgerufen am 7.2.2015 von <http://www.nachdenkseiten.de/?p=14101>

Grenzkosten

Die Grenzkosten werden wie folgt berechnet:

$$\text{Grenzkosten} = \frac{\text{Brennstoffkosten}}{\eta} + \text{Zertifikatspreis} * \frac{\text{spez. Emissionsfaktor}}{\eta} + \text{var. Betriebskosten}$$

Da bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern weder Brennstoffkosten anfallen, noch CO₂ Emissionen existieren, gehen die Grenzkosten gegen 0. Das bedeutet, dass diese eigentlich immer in Betrieb sind, wenn die Voraussetzungen zur Stromerzeugung gegeben sind. Denn es scheint nicht immer die Sonne, zur Erzeugung von Energie aus Solaranlagen, bzw. es weht nicht immer der Wind, zum Betrieb von Windkraftanlagen.

Ähnlich wie bei den Nuklearkraftwerken, die ebenfalls sehr geringe Grenzkosten haben, profitieren Wind- und Solarkraftwerke von den hohen Großhandelspreisen, welcher bedingt durch den Einsatz der konventionellen Kraftwerke ist. Jedoch sind auch bei Nuklearkraftwerken, genauso wie bei Kraftwerken aus erneuerbaren Energien, die Investitionskosten sehr hoch, sodass hohe Erlöse notwendig sind.

Der große Nachteil bei zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist, dass es zu Zeiten sehr geringer Nachfrage (bzw. starkem Energieüberschuss) zu sehr geringen oder sogar negativen Börsenpreisen kommen kann und der Betrieb der Kraftwerke zunehmend unwirtschaftlich wird.

2.3.2 Strompreisbildung in Kroatien

In Kroatien gibt es keine eigene Strombörse, auf der ein Handel für elektrische Energie vorgenommen werden kann. Wie in Kapitel 2.1 erläutert basiert der Stromhandel auf bilateralen Verträgen.

Bei der Umsetzung der bilateralen Liefer- und Kaufverträge der elektrischen Energie kommt es zu einer Abweichung zwischen dem vertraglichen Wert und dem

tatsächlichen Ist-Wert. Der Betrieb des Energiesystems basiert auf dem Prinzip des Angebots und der Nachfrage zu jedem Zeitpunkt. Deswegen ist es notwendig diese Abweichung zwischen dem Ist und dem im Vertrag festgelegten Wert auszugleichen. Die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts des Versorgungsystems in Echtzeit ist Aufgabe des kroatischen Übertragungsnetz Betreibers (HOPS).

Um diese Abweichung auszugleichen verkauft oder kauft die HOPS von den Marktteilnehmern Ausgleichsenergie, basierend auf den stündlichen Verträgen. Der Regelenergiepreis, welchen die HOPS als Preis für die Ausgleichsenergie verwendet, wird von der HROTE berechnet. Egal welcher der Marktteilnehmer, zu denen die Erzeuger, Lieferanten und Händler zählen, für eine Abweichung der vertraglichen Werte verantwortlich ist, ist verpflichtet einen Regelenergievertrag mit der HOPS auszumachen.

Da es für den kroatischen Strommarkt keine eigene Strommarktbörse gibt, werden von der HROTE die aktuellen Strompreise der Slovenian Price Index (SIPX) und der Hungarian Power Exchange (HUPX) herangezogen.

Der Referenzpreis für den kroatischen Strommarkt wird dann wie folgt berechnet:

$$RC = \frac{SIPX + HUPX}{2} \text{ in } \left[\frac{kn}{kWh} \right]$$

(HROTE: Berechnung des Referenzpreises für die Ausgleichsenergie)

2.3.3 Einspeisetarife für elektrische Energie erzeugt aus erneuerbaren Energiequellen

In Kroatien wird seit Mitte 2007 durch Einspeisetarife der Ausbau von erneuerbaren Energiequellen gefördert. Im Herbst 2013 gab es die letzte Novellierung des Tarifsystems, welches jährlich mit der Inflationsrate angepasst wird.

Für die Bestimmung der Einspeisetarife wird bei den Kraftwerken, die elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen, in der installierten Leistung unterschieden.

Für alle Wasserkraftwerke, Biomasseanlagen und Biogasanlagen die eine Leistung über 5MW haben, sowie für alle Windkraftanlagen, „nicht integrierte“ Solaranlagen und alle Kraftwerke die mit flüssigen Biokraftstoffen angetrieben werden, gilt der Referenzpreis, der täglich von der HROTE für den kroatischen Strommarkt berechnet wird.

Für alle anderen Kraftwerke die elektrische Energie aus erneuerbaren Energien erzeugen und eine installierte Leistung von unter 5MW haben gibt es von der Republik Kroatien fest vorgeschriebene Einspeisetarife. Zu denen gehören kleine Wasserkraftwerke, Biomasse- und Biogasanlagen, geothermische Kraftwerke und integrierte Solaranlagen.

Für Kraftwerke die elektrische Energie aus geothermischer Energie erzeugen, an das Übertragungsnetz oder Verteilnetz angeschlossen sind und eine installierte Leistung über 5MW haben, werden gemäß dem staatlichen Förderprogramm für die Berechnung des Strompreises die tatsächlichen Kosten, die zur Realisierung des Projektes angefallen sind, berücksichtigt. Allerdings kann der Referenzpreis den Einspeisetarif für geothermische Kraftwerke unter 5MW nicht überschreiten.

Die Verträge über den Ankauf der erzeugten elektrischen Energie aus erneuerbaren Energien werden über einen Zeitraum von 14 Jahren abgeschlossen.

(Regierung der Republik Kroatien: Tarifsysteem für erzeugte Energie aus erneuerbaren Energiequellen, 2013, S. 26)

3 Energieübertragung

3.1 Übertragungsnetz

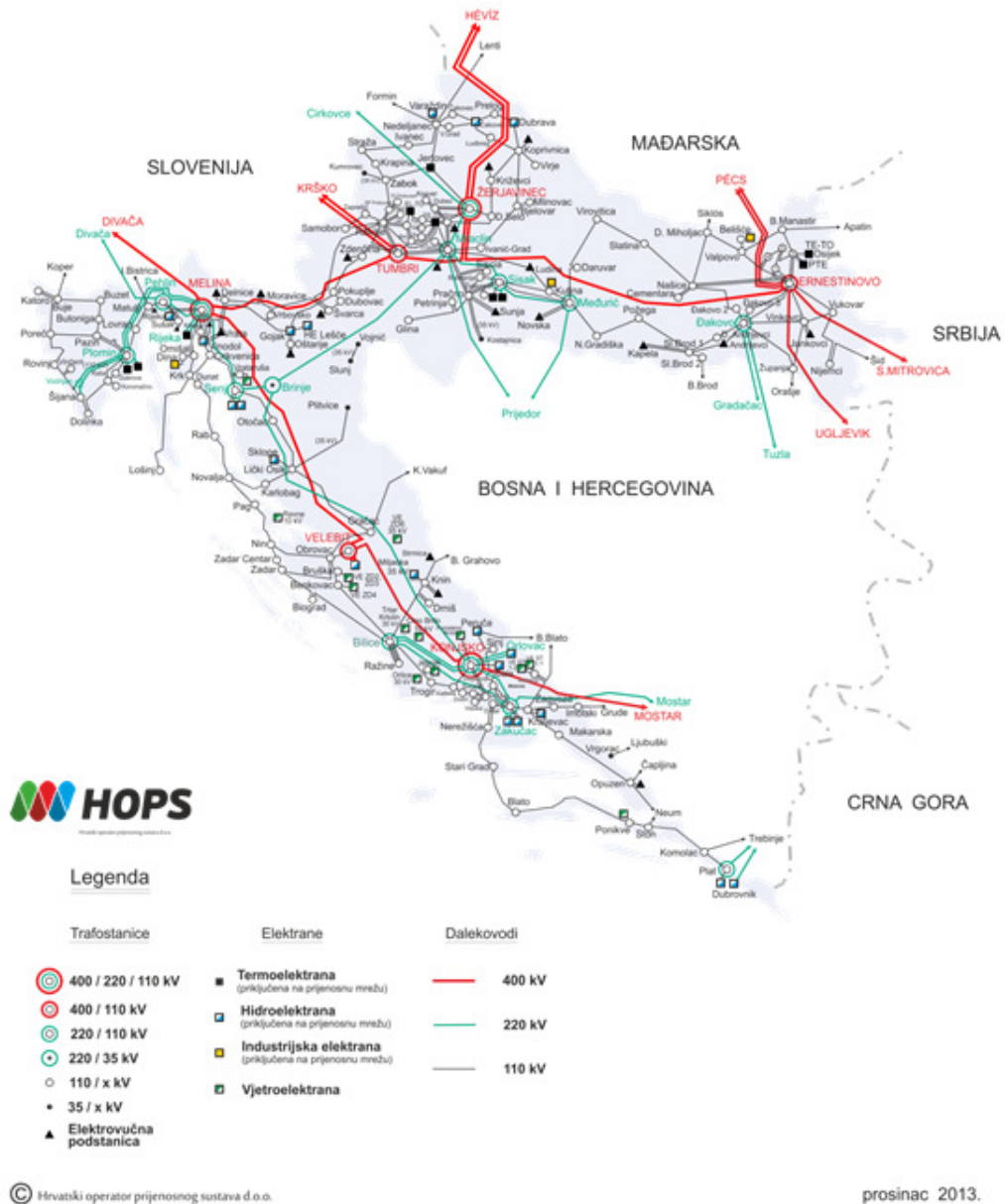


Abbildung 3.1: Das Kroatische Übertragungsnetz³

³ Abbildung: HOPS, Abgerufen am 31.7.2014 von http://www.hops.hr/wps/wcm/connect/15670182-e236-4338-a25c-1d8568646243/HEES-Shema_12-2013.png?MOD=AJPERES

In Abbildung 3.1 ist das Schema des Übertragungsnetzes von Kroatien dargestellt. Das kroatische Übertragungsnetz ist an 7 Stellen mit den Nachbarländern über eine 400kV Leitung verbunden, an drei Stellen ist diese doppeltgeführt, an 8 Stellen über 220kV und an 18 Stellen über die 110kV Spannungsebene. Von den bestehenden Kraftwerken ist lediglich das Pumpspeicherkraftwerk RHE Velebit und das NE Krsko in Slowenien direkt an das 400kV Netz angeschlossen.

Die Energieübertragung wird von der HOPS d.o.o.(Hrvatski operator prijenosnog sustava) vorgenommen. Das Übertragungsnetz ist Teil des kroatischen elektrischen Energiesystems. Die Übertragung erfolgt auf 3 Spannungsebenen (400kV, 220kV und 110 kV).

Umspannwerke		
Spannungsebene	Anzahl	MVA
400/x kV	5	4.100
220/x kV	6	2.120
110/x kV	118	4.901
Gesamt	129	11.121

Tabelle 3.1: Anzahl der Umspannwerke⁴

Tabelle 3.1 und Tabelle 3.2 zeigen die Anzahl der Umspannwerke sowie die gesamte Leitungslänge der verschiedenen Spannungsebenen.

Kabellänge [km]	
Spannung	Gesamt
400 kV	1.247
220 kV	1.210
110 kV	4.782
Mittelspannung	198
Gesamt	7.437

Tabelle 3.2: Kabellänge der Höchst- und Hochspannung

Das Netz ist so gut ausgebaut, dass es auch einen erheblichen Import und Export zwischen den angrenzenden Ländern ermöglicht, denn es existiert zumindest eine grenzüberschreitende 400kV Leitung.

⁴ Tabellen: HOPS, Abgerufen am 30.7.2014 von <http://www.hops.hr/wps/portal/hr/web/hees/podaci/mreza>

3.1.1 Energieaustausch und Netzbelastung

Tabelle 3.3 zeigt den Import und Export mit den Nachbarstaaten in den Jahren 2010, 2011 und 2012. Man sieht, dass aus Ungarn und Serbien die Energie hauptsächlich importiert wird und mit Bosnien und Slowenien ein insgesamt sehr hoher Austausch stattfindet.

Energieaustausch in GWh	Slowenien			Ungarn			Serbien			Bosnien und Herzegowina		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Import	2648	3120	4405	3043	6171	6296	1742	1174	524	4926	3547	1966
Export	6463	4578	2737	92	11	3	1	95	292	1126	1624	2536

Tabelle 3.3: Energieaustausch mit den Nachbarländern von 2010-2012

Laut eigener Einschätzung der HOPS gibt es im Übertragungsnetz gravierende technische Probleme in der Spannungsregelung und mit der Blindleistung in den 400kV und den 220kV Netzen. (HOPS: 10 jähriger Netzentwicklungsplan, 2014)

Verbrauch elektrischer Energie		GWh		%
		2010.	2011.	2011./2010.
Lieferung an Verteiler		16287	16213	-0,5
Direkte Kunden		852	750	-12
Netzverluste		598	514	-14
Pump- und Eigenverbrauch		210	226	7,6
Gesamt Verbrauch		17947	17703	-1,4

Tabelle 3.4: Verbrauch und Verluste elektrischer Energie 2010 und 2011⁵

In Tabelle 3.4 sieht man für die Jahre 2010 und 2011 den Verbrauch der elektrischen Energie aufgeteilt auf die Lieferung an den Verteiler, den direkten Kunden, den Netzverlusten und dem Pump- und Eigenverbrauch.

⁵ Tabellen 9 und 10: HOPS, Abgerufen am 30.7.2014 von <http://www.hops.hr/wps/portal/hr/web/hees/podaci>

3.1.2 Netzbelastung

Der Energieverbrauch hatte 2008 einen Höchststand mit 17996GWh. Bis dahin gab es einen kontinuierlichen Anstieg im jährlichen Verbrauch und hat sich nun zwischen 17500GWh und 18000GWh eingependelt. Abbildung 3.2 zeigt den Verbrauch von 2003 – 2012 sowie die maximale Belastung des Netzes.

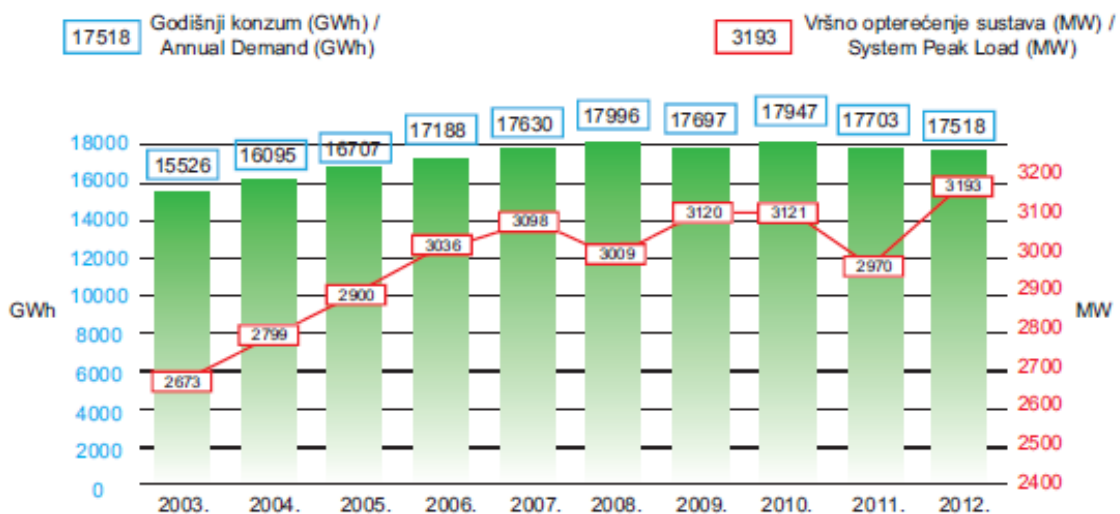


Abbildung 3.2: Jährliche Verbrauch und Maximal Belastung des Netzes⁶

Die Belastung des Netzes für die Dauer eines Tages ist in Abbildung 3.3 und in Abbildung 3.4 dargestellt. Als typischen Verlauf wird der dritte Mittwoch in einem Monat ausgewählt. Das erste Diagramm zeigt den Verlauf für den Verlauf an einem Sommertag. Auffällig ist, dass die Spitze erst bei 22 Uhr liegt. Das hat mit dem langen Sonnentagen im Sommer zu tun, an denen in den Haushalten das Licht erst später benötigt wird. Im Winter wandert diese Spitze bis auf 18 Uhr und mit einer längeren hohen Belastung in den Abendstunden.

⁶ Abbildung: HOPS 10 jähriger Netzplan, Abgerufen am 12.8.2014 von http://www.hops.hr/wps/wcm/connect/47934cc5-d065-44d3-988e-94e5a2c929ad/HOPS_10_godi%C5%A1njiPlan_2014.pdf?MOD=AJPERES

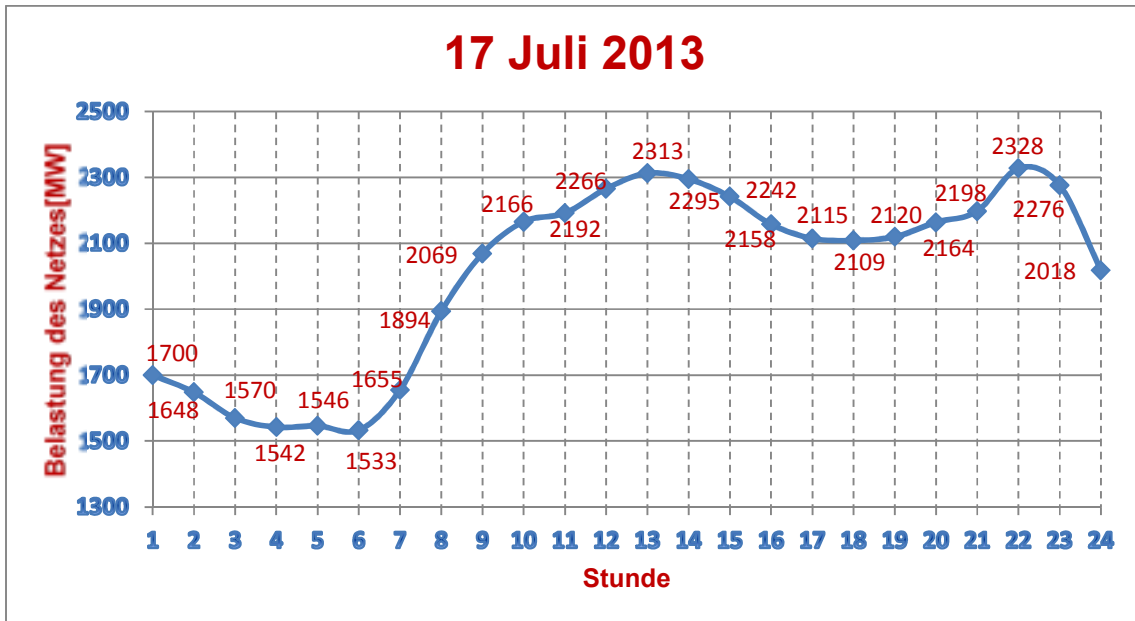


Abbildung 3.3: Belastungsdiagramm für den dritten Mittwoch im Juli 2013⁷

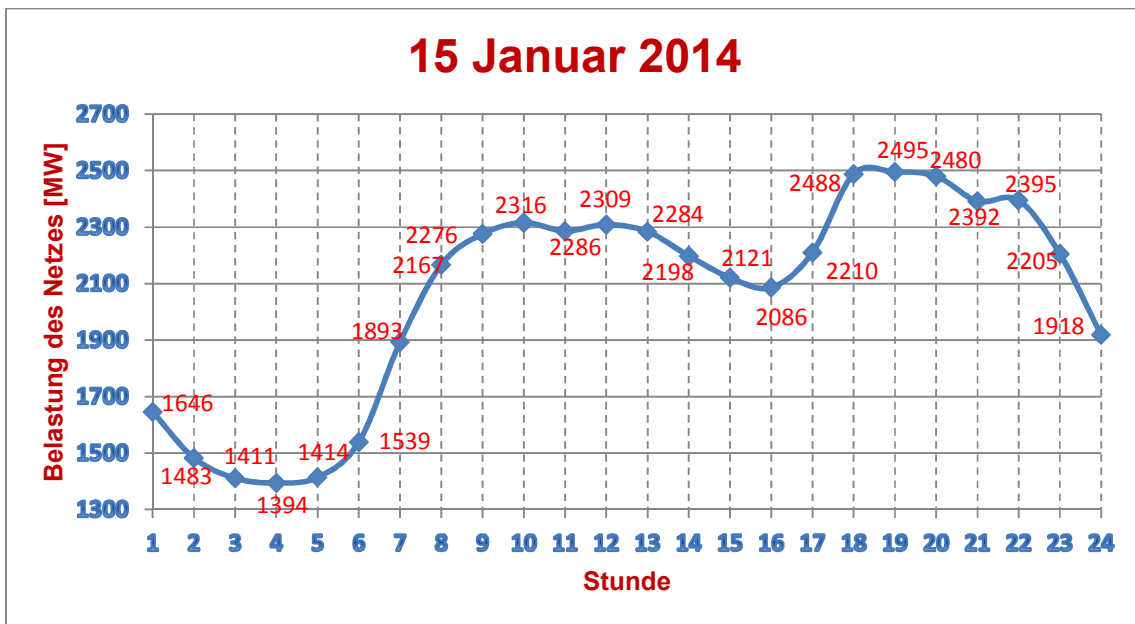


Abbildung 3.4: Belastungsdiagramm für den dritten Mittwoch im Januar 2014

⁷ Abbildungen: ENTSOE, Daten abgerufen am 21.8.2014 von <https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-a-specific-country-the-3rd-wednesday-of-a-specific-month>

In den Nachtstunden hingegen ist die Belastung im Winter niedriger, was unter anderem mit permanent im Sommer laufenden Klimaanlage zu tun haben kann. Auch das Hoch um die Mittagszeit ist typisch wie in anderen Ländern. Wenn in den Büros Hochbetrieb herrscht und viele Computer laufen, Kaffeemaschinen oder Klimaanlage aufgedreht werden, wird besonders viel Strom verbraucht.

3.2 Verteilnetz

Für die Stromverteilung, Entwicklung und Ausbau des Verteilnetzes ist die HEP-ODS (Operator distribucijskog sustava) zuständig. Die HEP-ODS gehört im Gegensatz zur HOPS zur HEP Gruppe.

Das Verteilnetz ist in 21 Regionen unterteilt, die von den regionalen Verteilnetzbetreibern betreut werden. In der Tabelle 3.5 und Tabelle 3.6 sind die technischen Daten des gesamten Verteilnetzes sowie die Energieverbrauchsdaten für das Jahr 2013 aufgelistet.

Daten des Netzes (Stand 2013)	
Länge des Verteilnetzes	135.728km
Anzahl der Trafostationen	27.724
Gesamt installierte Leistung der Transformatoren	15.556MVA

Tabelle 3.5: Daten des Verteilnetzes (Stand 2013)

Energieverbrauchsdaten für 2013	
Gesamte Energieaufnahme ins Netz	15926GWh
Verluste 2013	9,16%
Verbrauch: Kunden des öffentlichen Dienstes	7529GWh
Verbrauch: Kunden die den Energielieferanten auswählen	6937GWh
Gesamtverbrauch	14466GWh

Tabelle 3.6: Energieverbrauchsdaten für das Jahr 2013

4 Energieerzeugung

Innerhalb der HEP d.d(Hrvatska Elektro Privreda) Gruppe ist die HEP Proizvodnja d.o.o. für die Energieerzeugung zuständig. Alle größeren Wasserkraftwerke ab 1MW, sowie fast alle thermischen Kraftwerke befinden sich im Besitz der HEP.

4.1 HEP Proizvodnja d.o.o.

Die gesamte Produktionskapazität der HEP Kraftwerke für Kroatien wird in Tabelle 4.1 aufgeteilt und nach der Methodik des HEP Handels dargestellt.

Gesamte Produktionskapazität (Aufgeteilt nach der Methodik des HEP Handels)	
Laufwasserkraftwerke	403MW
Speicherkraftwerke	1 707MW
Pumpwasserspeicherkraftwerke	281MW
Kleine Wasserkraftwerke	16,74MW
Kondensationskraftwerke (ohne Plomin d.o.o.)	881MW
Heizkraftwerke (KWK-Anlagen)	604 MWel 300 t/h Dampf/1242MWt
Installierte Gesamtleistung zur Erzeugung elektrischer Energie	3654MWe
Installierte Gesamtleistung zur Erzeugung von Wärmeenergie	300 t/h Dampf /1242MWt

Tabelle 4.1: Produktionskapazität der Kraftwerke die sich zu 100% im Besitz der HEP Gruppe befinden⁸

Die erzeugte Energie des Wasserkraftwerks Dubrovnik wird zwischen Bosnien & Herzegowina und Kroatien aufgeteilt. Ebenfalls sind das thermische Kraftwerke TE Plomin und das Nuklearkraftwerk Krsko, welches in Slowenien liegt, in der Produktionskapazität nicht angeführt, da sich diese nicht zu 100% im Besitz der HEP befinden. Die Energieerzeugung der HEP besteht aus 26 Wasserkraftwerken, 7 thermischen Kraftwerken und dem Nuklearkraftwerk Krsko in Slowenien.

⁸ Tabelle: HEP Proizvodnjad.o.o. Abgerufen am 31.7.2014 von <http://www.hep.hr/proizvodnja/osnovni/default.aspx>

4.1.1 Thermische Kraftwerke

In der nachfolgenden Tabelle 4.2 sind die 7 thermischen Kraftwerke aufgelistet.

Liste der thermischen Kraftwerke			
Kraftwerk	Typ	Rohstoff	Leistung [MW]
TE Sisak	Kondensation	Heizöl, Erdgas und kombiniert	420
TE Rijeka	Kondensation	Heizöl	320
TE Plomin	Kondensation	Kohle	325
KTE Jertovec	GuD	Erdgas und extra leichtes Heizöl	88
TE-TO Zagreb	KWK	Heizöl, Erdgas und extra leichtes Heizöl	440MWe / 85MWt
TE-TO Osijek	KWK	Erdgas und Heizöl	89MWe / 139MWt
EL-TO Zagreb	KWK	Erdgas und Heizöl	88.8MWe / 439MWt

Tabelle 4.2: Liste der thermischen Kraftwerke der HEP Gruppe⁹

TE Plomin besteht aus 2 Blöcken. Der zweite Block, der im Jahr 2000 in Betrieb gegangen ist, gehört zu 50% der HEP d.o.o. und zu 50% der RWE Power. Der erste Block hat eine installierte Leistung von 115MW und der zweite Block 210MW. Im Eigentum der HEP befinden sich demnach 220MW des TE Plomin und 105MW gehören der RWE Power. Bei der Tabelle der jährlichen Energieerzeugung werden die zwei Blöcke getrennt angeführt.

Wichtig ist auch, dass das der Übertragungsnetzbetreiber vertraglich dazu verpflichtet ist, die erzeugte Energie aus dem TE Plomin stets ins Netz aufzunehmen.

⁹ Tabelle: HEP Proizvodnjad.o.o. Abgerufen am 3.2.2015 von <http://www.hep.hr/proizvodnja/osnovni/termoelektrane/default.aspx>

Das KTE Jertovec wird als einziges als Spitzenlastkraftwerk betrieben und dient zu Interventionszwecken.

Die Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke werden wärme gesteuert zur Versorgung der umliegenden Städte mit Fernwärme und Strom verwendet.

In Tabelle 4.3 ist die jährliche Energieerzeugung von 2009 – 2013 der thermischen Kraftwerke aufgelistet.

Jährliche Energieerzeugung in GWh					
Kraftwerk	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.
TE Sisak	544,4	0	100	89	24
TE Rijeka	1.022	50	141	159	41
TE Plomin 1	716,1	641	786	652	736
TE Plomin 2	796,5	1.511	1.545	1.372	1.448,1
KTE Jertovec	84	70	45	16	3
TE-TO Zagreb	1.553	2.028	2.057	1.936	1.363
TE-TO Osijek	108	119	114	110	107
EL-TO Zagreb	353	369	359	366	356

Tabelle 4.3: Jährliche Energieerzeugung der thermischen Kraftwerke

Auffällig dabei ist, dass die Kraftwerke Sisak und Rijeka derzeit eine sehr geringe Verwendung finden, denn die Grenzkosten dieser Kraftwerke sind so hoch, dass ein Import von Strom billiger ist.

Seit 2009 wird das TE Sisak mit einem dritten Block erweitert. Die Inbetriebnahme hätte 2014 stattfinden sollen, jedoch lagen bis zur Fertigstellung der Arbeit keine Berichte in den Medien, oder auch der Betreiber, dazu vor, die dies bestätigen würden. Im Gegensatz zu den ersten zwei Blöcken, welche nach dem Prinzip eines Kondensationskraftwerks gebaut sind, wird der neue Block nach dem Prinzip eines Gas und Dampfkraftwerkes gebaut. Mit einer elektrischen Leistung von

230MW und einer Wärmeleistung von 50MW_t wird die Stadt Sisak mit zusätzlichem Strom und Fernwärme versorgt.

Die hohe installierte elektrische Leistung lässt vermuten, dass dieser im Gegensatz zu den anderen Kraftwerken teilweise stromgeführt betrieben wird, um zu Spitzenlastzeiten des Strombedarfs wirtschaftlich arbeiten zu können. Zusätzlich zu den geringen 88 MW Spitzenlastregulierung des KTE Jertovec gibt es nur ein großes Pumpspeicherkraftwerk. Deshalb wird im Moment Strom zur Spitzenlastregulierung teuer eingekauft.

4.1.2 Wasserkraftwerke

In den folgenden 2 Tabellen werden die 26 Wasserkraftwerke samt ihrer Revitalisierungsmaßnahmen aufgelistet. In der Tabelle 4.4 sind die Kraftwerke mit weniger als 5 MW aufgelistet.

Liste der Wasserkraftwerke bis 5 MW		
Kraftwerk	Typ	Leistung [MW]
Zavrelje	SP	2
Zeleni Vir	SP	1,7
Lepenica	PSP	0.8 (-1.2)
Krcic	LWK	0,375

Tabelle 4.4: Liste der Wasserkraftwerke bis 5 MW der HEP Gruppe.¹⁰

In der Tabelle 4.5 sind die Kraftwerke mit einer installierten Leistung von über 5MW, sortiert nach der geografischen Lage auf den jeweiligen Flüssen, aufgelistet.

¹⁰ Tabelle: HEP Proizvodnjad.o.o. Abgerufen am 3.2.2015 von <http://www.hep.hr/proizvodnja/osnovni/hidroelektrane/default.aspx>

Liste der Wasserkraftwerke ab 5 MW				
Kraftwerk	Fluss	Inbetriebnahme	Typ	Leistung [MW]
Varazdin	Drau	1975	LWK	94
Cakovec	Drau	1982	LWK	75,9
Dubrava	Drau	1989	LWK	75
Ozalj I	Kupa	1908	LWK	3,9
Ozalj II	Kupa	1952	LWK	2,6
Gojak I	Kupa	1959	LWK	48
Gojak II	Kupa	2006	LWK	7,5
Lesce	Dobra	2010	SP	42,29
Fuzine	Lokvarka	1957	PSP	4.6 (-4.7)
Vinodol I	Lokvarka	1952	SP	84
Vinodol II	Lokvarka	2003	SP	6
Rijeka	Rijecina	1968	LWK	36,8
Sklope	Lika + Gacka	1970	SP	22,5
Senj	Lika + Gacka	1965	SP	216
Velebit	Gracacka	1984	PSP	276 (-240)
Golubic	Krka	1981	LWK	7,5
Mljacka	Krka	1956	LWK	24
Jaruga I	Krka	1936	LWK	5,4
Jaruga II	Krka	2008	LWK	1,8
Peruca I	Cetina	1993	SP	41,6
Peruca II	Cetina	2008	SP	18,4
BuskoBlato	Cetina	1974	PSP	10.5 (-10.2)
Orlovac	Cetina	1974	SP	237
Dale	Cetina	1989	SP	40,8
Zakucac	Cetina	1980	SP	486
Kraljevac	Cetina	1932	LWK	46,4
Dubrovnik	Trebisnica	1965	SP	216

Tabelle 4.5: Liste der Wasserkraftwerke ab 5 MW der HEP Gruppe¹¹

¹¹ Tabelle: HEP Proizvodnja d.o.o. Abgerufen am 3.2.2015 von <http://www.hep.hr/proizvodnja/osnovni/hidroelektrane/default.aspx>

Als Beispiel für eine Revitalisierung kann das Kraftwerke Ozalj hergenommen werden. Das ursprüngliche Kraftwerk Ozalj I wurde 1908 mit einer Leistung von 3,9MW gebaut. Im Jahr 1952 wurde dieses revitalisiert, gekennzeichnet als Ozalj II, und mit einer zusätzlichen installierten Leistung von 2,6MW aufgewertet. Daraus ergibt sich eine neue Gesamtleistung von 6,5MW.

Wie schon erwähnt, liegt das Wasserkraftwerk Dubrovnik teilweise in Bosnien & Herzegowina und in Kroatien. Deshalb wird nicht die komplette erzeugte Energie der 216MW in das kroatische Netz eingespeist.

Das einzige große Pumpspeicherkraftwerk das Kroatien besitzt ist das RHE Velebit mit einer Turbinenleistung von 276MW und einer Pumpleistung von 240MW.

4.1.3 Nuklearkraftwerk Krsko

Das Nuklearkraftwerk Krsko, welches sich in Slowenien befindet, hat eine installierte Leistung von 696MW. Geschichtlich bedingt, als Slowenien und Kroatien noch zu Jugoslawien gehörten, besitzen die GEN Energija und die HEP jeweils 50% von diesem Nuklearkraftwerk. Deshalb ist auch vertraglich abgesichert, dass die Hälfte der erzeugten Energie vom kroatischen Übertragungsnetzbetreiber in das kroatische Netz aufgenommen wird. Das Nuklearkraftwerk ging 1983 in Betrieb und der Plan ist, dass dieses zumindest bis zum Jahr 2023 in Betrieb bleibt. In Abbildung 4.1 ist die Jahreserzeugung von 1983 – 2013 des Nuklear Kraftwerks Krsko dargestellt. Zu der installierten Leistung der HEP von 3874MW aus Wasserkraftwerken und thermischen Kraftwerken kommen noch 348MW des Nuklearkraftwerks Krsko und 105MW von der RWE Power hinzu. Das ergibt eine gesamte installierte Leistung von bereits über 4000MW für die kroatische Stromerzeugung.



Abbildung 4.1: Jährliche Erzeugung des Nuklearkraftwerks Krsko von 1983-2013¹²

Im Jahr 2008 wurde bisher die meiste Energie, mit beachtlichen 5,97TWh, erzeugt und eine bisherige gesamt Energieerzeugung von 146,73TWh erzielt.

4.1.4 Pläne der HEP zum Kraftwerksausbau

Wie man schon in Tabelle 4.3 erkennen konnte, werden bereits Kraftwerke, die nicht mehr wirtschaftlich arbeiten, nur noch als Reservekraftwerke verwendet. Außerdem entsprechen einige Kraftwerke nicht den EU Richtlinien und müssen modernisiert werden.

4.1.4.1 NE Krsko

Ein großes Problem, dass in naher Zukunft liegt ist das Nuklearkraftwerk Krsko. Der aktuelle Kontrakt läuft 2023 aus. Es wurde spekuliert ob der Betrieb eventuell um weitere 20 Jahre, bis 2043, verlängert wird. Der Widerstand gegen die Atomkraft ist seit dem Atomunglück in Fukushima (Japan) allerdings nicht geringer geworden. Deswegen ist aus jetziger Sicht nicht damit zu rechnen, dass sich Kroatien an einem Ausbau oder einer Modernisierung des Atomkraftwerks beteiligen wird.

¹² Abbildung: NEK., Abgerufen am 5.8.2014 von http://www.nek.si/hr/o_nek_u/proizvodnja/

4.1.4.2 TE Plomin

Der Eckpfeiler um die Stromgrundversorgung Kroatiens zu sichern, ist der Plan das Kraftwerk TE Plomin 1 durch ein neues TE Plomin C zu erneuern. Das neue Kohlekraftwerk soll 2020 fertiggestellt sein und eine Leistung von 500MW haben. (HOPS: 10 jähriger Netzentwicklungsplan, 2014)

Laut einer Umweltverträglichkeitsstudie der HEP, würde der CO₂Ausstoß des TE Plomin C im Vergleich zum TE Plomin 1 um 22% sinken. Es wird auch Platz für eine Anlage zur CO₂-Sequestrierung eingeplant, falls diese einmal verpflichtend bzw. Marktreif wird. (HEP: Ausbau des TE Plomin C, 2011)

Als Ersatz für das Nuklearkraftwerk würde sich natürlich der Ausbau des TE Plomin anbieten, denn Krsko liefert Energie für die Grundlast, genauso wie das TE Plomin. Mit regenerativen erneuerbaren Energien lässt sich diese nicht decken, denn sowohl Sonne als auch Wind sind nicht permanent vorhanden und nicht immer zu den Zeitpunkten verfügbar, an denen sie benötigt werden.

4.1.4.3 KKE Osijek 500

In Osijek ist ein neues Gas-Kombi-Heizkraftwerk mit einer installierten Leistung von 500 MW geplant. Es soll zu Erzeugung von Strom, Dampf, Wärme und Niedertemperaturwärme verwendet werden. Als Brennstoff wird Erdgas verwendet.

Das existierende TE-TO Kraftwerk Osijek deckt vor allem den Wärmeverbrauch der Stadt Osijek. Im Osten des Landes ist es das einzige große Kraftwerk, wobei der produzierte Strom lediglich 5% des Strombedarfs in der Region deckt.

Die wichtigste Eigenschaft ist die Deckung des Spitzenlastbedarfs des Landes. Durch die Möglichkeit einer Lastübernahme von 400 – 450MW innerhalb von 30 Minuten, müsste kein teurer Strom eingekauft werden. Das schnelle eingreifen bei Fluktuationen in der Versorgung, ermöglicht einen größeren Ausbau an erneuerbaren Energiequellen. (HEP: Ausbau KKE Osijek 500)

4.1.4.4 Wasserkraft

Für die Optimierung der vorhandenen und den Ausbau neuer Wasserkraftwerke gibt es ebenfalls Pläne. Jedoch stößt man auch hier bei Umweltschützern auf großen Widerstand. Das Wasserkraftwerk Lesce das 2010 in Betrieb gegangen ist, wurde bereits stark kritisiert.

Die Revitalisierung des Wasserkraftwerks Zakucac läuft bereits seit 2012 / 2013 und soll 2016 fertiggestellt werden. Hier werden 2 der 4 bestehenden Aggregate erneuert und sollen zusätzlich eine Leistung von ca. 50MW bringen. (Germany Trade & Invest, 2014)

In Tabelle 4.6: Liste geplanter Wasserkraftwerke findet sich eine Liste mit dem möglichen Ausbau der Wasserkraftwerke.

Liste geplanter Wasserkraftwerke			
Kraftwerk	Fluss	Typ	Leistung [MW]
Zapresic	Sava	LWK	46
Precko	Sava	LWK	42
Jarun	Sava	LWK	9,31
Sanci	Sava	LWK	9,31
Petrusevac	Sava	LWK	9,31
Ivanja Reka	Sava	LWK	9,31
Sisak	Sava	LWK	26,9
Kosinj	Lika + Gacka	SP	46,8
Senj2	Lika + Gacka	SP	350
Dubrovnik2	Trebisnica	SP	304
Ombla	Ombla	LWK	68,5

Tabelle 4.6: Liste geplanter Wasserkraftwerke

Bisher war das Kraftwerk Ombla einer Realisierung am nächsten, jedoch wurde im Mai 2013 der Kontrakt über die Finanzierung des Projekts zwischen der HEP und der EBRD (European Bank for Reconstruction and Development) aufgelöst. (HEP: Ausbau)

Große Priorität hat der Ausbau des bereits bestehenden Wasserkraftsystems Kosinj – Senj. Zusätzlich zur Energieversorgung würde man die regelmäßigen Überflutungen, durch den Bau eines zusätzlichen Stausees, in diesem Gebiet in den Griff kriegen. Die Kosten werden mit Rund 650 Mio. Euro geschätzt. (Germany Trade & Invest, 2014)

Der Plan Zagreb na Savi beinhaltet insgesamt den Bau von 3 größeren Wasserkraftwerken (Zapresic, Precko und Sisak), sowie den Bau von 4 kleinen Wasserkraftwerken (Jarun, Sancik, Petrusovac, Ivanja Reka), mit einer gesamten Leistung von 152,14MW. Der ursprüngliche Plan war diese bis 2020 zu realisieren. Es gibt allerdings immer wieder Änderungen bei den Plänen und ob dieses Ziel eingehalten wird ist schwer vorauszusehen. Denn unter Berücksichtigung der Probleme, die bereits bei den Kraftwerken Lesce und Ombla eingetreten sind, ist es fragwürdig ob das Projekt überhaupt realisiert wird. (Zagrebnasavi, 2014)

Trotz der Pläne für den Ausbau der Wasserkraft fehlt es an geplanten Investitionen im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke, die sowohl für die Zukunft der Versorgungssicherheit von großer Bedeutung sind, aber auch besonders wirtschaftlich betrieben werden können.

4.2 Windenergie

4.2.1 Fertiggestellte Windparks

Eine immer mehr geförderte Art der Energieerzeugung ist die Windenergie. Im Moment gibt es 14 fertiggestellte Windparks die an den Übertragungsnetzbetreiber HOPS Energie liefern.

Liste der Windkraftwerke die mit dem 23.6.2014 in Betrieb waren				
Windpark	Gesamtleistung am Netz [MW]	erwartete jährliche Erzeugung [GWh]	Produzent	Inbetriebnahme
VE Ravne 1	5,95	12	Vestas	2005
VE Trtar-Krtolin	11,2	28	Enercon	Juni 2006
VE Orlice	9,6	25	Enercon	Juni 2009
VE Vratarusa	42	125	Vestas	Sept. 2010
VE Velika Popina (ZD 6)	9	26	Siemens	Dez. 2010
VE CrnoBrdo	10	27	Leitwind	April 2011
VE Bruska (ZD 2 und ZD 3)	36	122	Siemens	Nov. 2011
VE PometenoBrdo 1	17,5	30	Koncar	Dez. 2012
VE Ponikve	34	122	Enercon	März 2013
VE Jelinak	30	81	Acciona	Juni 2013
VE Kamensko	20	57	Siemens	Juni 2013
VE Vostane	20	57	Siemens	August 2013
VE ZD 4 Phase 1	9,2	25	Siemens	August 2013
VE Danilo	43	100	Enercon	Probetrieb
VE Zelengrad	42	110	Vestas	Probetrieb
Gesamt	339,45	947		

Tabelle 4.7: Liste der fertiggestellten Windkraftwerke¹³

Tabelle 4.7 zeigt die fertiggestellten Windparks mit deren Leistungen, der erwarteten jährlichen Erzeugung, den Herstellern der Anlagen und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Zu diesen zählen auch die 2 Windparks VE Danilo und VE

¹³Tabelle: HOPS, Abgerufen am 4.8.2014 von <http://www.hops.hr/wps/wcm/connect/98c751ce-7031-4aef-b5ba-f7df46740582/VE+u+pogonu+i+sa+sklopljenim+UOP-om+23062014.pdf?MOD=AJPERES>

Zelengrad, die sich bereits im Probetrieb befinden. Der Großteil der Windparks wurde in den letzten 5 Jahren errichtet. Ausnahme sind zwei kleinere Windparks aus den Jahren 2005 und 2006.

4.2.2 Geplanter Ausbau von Windparks

Die aktuelle Gesamtleistung aller fertiggestellten Windkraftanlagen beträgt 339,45 MW. Tabelle 4.8 zeigt die geplanten Windparks, die bereits einen Vorvertrag zum Anschluss an das kroatische Netz, sowie Bauberechtigungen besitzen und somit auch in die Quote der HOPS fallen.

Ein großes Problem sind die technischen Möglichkeiten des kroatischen Übertragungsnetzes zur Realisierung aller Projekte. 2007 wurde eine obere Quote von 400MW für die höchstmögliche Kapazität für Windkraftanlagen festgelegt. Zu diesem Zeitpunkt gab es lediglich 2 Windparks mit insgesamt 17MW installierter Leistung. Mittlerweile fließen zusätzlich zu den bereits fertiggestellten 339,45MW auch die geplanten Windparks Pometeno Brdo, Ogorje und Rudine in die Quote der HOPS hinein. Dies ergibt eine Gesamtleistung von 420,95MW und bei einer Realisierung würde die Quote überschritten werden.

Liste der geplanten Windkraftwerke 2014-2020 die in der Quote sind			
Windpark	Gesamtleistung am Netz [MW]	Produzent	Baubeginn
VE PometenoBrdo	2,5	k.A.	k.A.
VE Ogorje	44	Vestas	2014
VE Rudine	35	Enercon	2014

Tabelle 4.8: Geplante Windparks mit existierendem Vertrag zum Anschluss ans Netz¹⁴

Neben diesen gibt es noch 36 weitere Projekte die sich in verschiedenen Projektierungsstufen befinden, dargestellt in der Tabelle 4.9.

¹⁴ Tabelle: HOPS 10 jähriger Netzplan, Abgerufen am 12.8.2014 von http://www.hops.hr/wps/wcm/connect/47934cc5-d065-44d3-988e-94e5a2c929ad/HOPS_10_godi%C5%A1njiPlan_2014.pdf?MOD=AJPERES

Liste der geplanten Windkraftwerke 2014-2020 die nicht in der Quote sind			
Windpark	Gesamtleistung am Netz [MW]	Windpark	Gesamtleistung am Netz [MW]
VE Boraja II	45	VE Orjak	42
VE Brdo-Umovi	127,5	VE Otric-Dalekovod	20
VE Bruvno	45	VE Pustopolje-Lisac	82,5
VE Cemernica	43,5	VE RavnoVrdovo	98
VE Cucin	27	VE Rpenda	18
VE Glunca	22	VE Rust	120
VE Goli	72	VE Senj	156
VE Katuni	39	VE ST31-2 VisokaZelovo	33
VE KonavoskaBrda	120	VE Udbina	120
VE Korlat	58	VE Unista	16
VE Kozjak	36	VE Vostane-Dalekovod	27
VE KrsPadane	142	VE Vratarusa Phase II	24
VE Lukovac	48	VE Vucipolje	82
VE Mazin (Bruvno 2A)	45	VE ZD 2P	48
VE Mazin 2	20	VE ZD 3P	33
VE Obrovac-Zelengrad Phase II	12	VE ZD 6P Popina	45
VE Orlic	16	VE Zelovo	44
VE Opor	33	VE Zuljinopolje	80
VE Jasenice	10	VE Kom-Orjak-Greda	10
Gesamt			2059,5 MW

Tabelle 4.9: Geplante Windparks von 2014-2020 die nicht in der 400 MW Quote der HOPS sind¹⁵

Hervorzuheben sind die Windparks Glunca, Katuni, Lukovac, Obrovac-Zelengrad, ZD 6P, Jasenice und Kom-Orjak-Greda. Für diese Projekte gibt es bereits schon einen Vorvertrag zum Anschluss an das kroatische Netz, jedoch fallen diese nicht in die Quote von 400MW zur Errichtung von Windkraftanlagen. Um diese zu

¹⁵ Tabelle: HOPS 10 jähriger Netzplan, Abgerufen am 12.8.2014 von http://www.hops.hr/wps/wcm/connect/47934cc5-d065-44d3-988e-94e5a2c929ad/HOPS_10_godi%C5%A1njiPlan_2014.pdf?MOD=AJPERES und HOPS Windkraftanlagen Anschlüsse, Abgerufen am 23.8.2014 von <http://www.hops.hr/wps/wcm/connect/ee5f3691-ece2-4ecc-9657-38c6003f1f37/VE+u+pogonu+i+sa+sklopljenim+UOP-om+07082014.pdf?MOD=AJPERES>

realisieren bedarf es einer Erhöhung der Quote. Mit dieser Leistung von 186MW würde die Gesamtleistung auf 606,95MW steigen.

Die restlichen Projekte sind teilweise ohne Dokumentation oder besitzen noch keine Studie über die Auswirkung auf die Umwelt. Deshalb sind diese nur als potentielle Projekte zu betrachten. (HOPS: 10 jähriger Netzentwicklungsplan, 2014) (HOPS: Windparks mit Netzanschlussvertrag, 2014)

Es gibt auch ein bereits bekanntes Projekt ab 2021, das VE Tovarnik mit 80MW. Warum ein rascher Ausbau aller Projekte aus jetziger Sicht sehr unwahrscheinlich beziehungsweise als schwierig zu betrachten ist, wird im folgenden Kapitel behandelt, gemeinsam mit den Voraussetzungen für einen weiteren Ausbau der Windenergie.

4.2.3 Schwierigkeiten beim Ausbau der Windkraftanlagen

Mit dem Problem der Obergrenze für die Installation von Windkraftanlagen befasst sich die HOPS in ihrem 10 jährigen Netzentwicklungsplan. Zusätzlich zu fehlenden Regulierungsmechanismen und regulierenden Behörden fehlt es an einer entsprechenden Strombörse (die Strompreisbildung wurde in Kapitel 2.3.2 bereits erörtert) und einer rechtlichen Absicherung zur grenzüberschreitenden Regulierungsenergie.

Auch gibt es da noch die Begrenzung bei minimaler Belastung im Netz, welche bei etwa 1200MW liegt. Zu beachten ist, dass die Hälfte der Erzeugung vom Nuklearkraftwerk Krsko (348MW) und der Teil vom TE Plomin (220MW) abgenommen werden muss. Über bleiben würden bei Vollast dieser zwei Kraftwerke nur noch etwa 650MW Belastung. Ein weiteres Problem ist, dass sich niedrige Belastungen oft mit hohen hydrologischen Aufkommen, im Frühling und im Herbst (keine eingeschalteten Klimageräte und Heizungen), überlappen. Dann stellt sich die Frage wohin mit der überschüssig erzeugten Energie außerhalb der Spitzenlastzeiten.

Ein weiterer Punkt ist die fehlende Möglichkeit zur ausreichenden Spitzenlastregulierung. Der strategische Bau von Pumpspeicherkraftwerken ist genauso notwendig wie die Förderung des Baus von einem Gaskraftwerk(z.B. der Bau des KKE Osijek 500), das zur Spitzenlastregulierung eingesetzt werden könnte.

Das ist von großer Bedeutung und notwendig um die Quote für Windenergie auf bis zu 1200MW erhöhen zu können. Vor allem Pumpspeicher stellen eine für die Umwelt schonendere alternative dar und wären sowohl bei der Spitzenlastregulierung, aber auch vor allem bei der Speicherung der erzeugten Energie zu Zeiten minimaler Belastung einsetzbar. (HOPS: 10 jähriger Netzentwicklungsplan, 2014)

Zum jetzigen Zeitpunkt gibt es in Kroatien mit dem RHE Velebit nur ein großes Pumpspeicherkraftwerk mit einer Pumpleistung von 236 MW.

jährliche Erzeugung in GWh	2009.	2010.	2011.	2012.	2013.
Generatorbetrieb	467,5	628	242,588	470	635,2
Motorbetrieb	116,564	139,2	183,624	228.7	143

Tabelle 4.10: Jährliche Erzeugung des RHE Velebit¹⁶

¹⁶ Tabelle: HEP Proizvodnja, Abgerufen am 13.8.2014 von <http://www.hep.hr/proizvodnja/osnovni/hidroelektrane/jug/velebit.aspx#velebit>

4.2.4 EU Vergleich

Tabelle 4.11 zeigt die installierte Windleistung der 28 EU Staaten.

EU Kapazität (MW)	Installiert 2012	Ende 2012	Installiert 2013	Ende 2013
Belgien	2997	1375	276	1651
Bulgarien	158	674	7,1	681
Dänemark	220	4162	657	4772
Deutschland	2297	30989	3238	33730
Estland	86	269	11	280
Finnland	89	288	162	448
Frankreich	814	7623	631	8254
Griechenland	117	1749	116	1865
Irland	121	1749	288	2037
Italien	1239	8118	444	8551
Kroatien	48	180	122	302
Lettland	12	60	2	62
Litauen	60	263	16	279
Luxemburg	14	58	0	58
Malta	0	0	0	0
Niederlande	119	2391	303	2693
Österreich	296	1377	308	1684
Polen	880	2496	894	3390
Portugal	155	4529	196	4724
Rumänien	923	1905	695	2599
Schweden	846	3582	724	4470
Slowenien	0	0	2	2
Slowakei	0	3	0	3
Spanien	1110	22784	175	22959
Tschechische Republik	44	260	9	269
Ungarn	0	329	0	329
Vereinigtes Königreich	2064	8649	1883	10531
Zypern	13	147	0	147
Gesamt	12102	106454	11159	117289

Tabelle 4.11: Installierte Windleistung in den EU Ländern¹⁷

Deutschland hat mit 33.730MW die mit Abstand höchste installierte Windleistung. Im Norden des Landes steht der Großteil der Windkraftanlagen. Die Pumpspeicherkraftwerke, welche diese erzeugte Energie speichern können, befinden sich hingegen im Süden. In Österreich ist die geografische Voraussetzung ähnlich, im Osten befinden sich mit fast 95% der installierten Leistung fast alle Windkraftanlagen, und im Westen befinden sich die

¹⁷ Tabelle: EWEA (The European Wind Energy Association, Abgerufen am 1.9.2014 von http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf)

Pumpspeicherkraftwerke. Hier kommt es natürlich zu erheblichen Transportverlusten im Netz. Im Gegensatz dazu ist die geografische Lage für Windkraftanlagen in Kroatien günstiger, da sowohl das Windpotential in Küstennähe am höchsten ist, und das Dalmatische Gebirge, welches sich zum Bau von Speicherbecken anbietet, ebenfalls entlang der Küste erstreckt.

4.2.5 Potential der Windenergie

Die Abbildung 4.2 zeigt das europäische Windpotential für Windkraftanlagen des Typs E101 mit einer installierten Leistung von 3MW, einer Nabenhöhe von 100m und einer minimalen Volllaststundenzahl von 1300h im Jahr.

Man kann erkennen, dass die Vorzüge zum Bau von Windkraftanlagen vor allem entlang der Adriaküste liegen. Zum Vergleich dargestellt ist in Abbildung 4.3 eine detailliertere Karte vom nationalen hydrometeorologischen Institut. Zwar zeigt diese lediglich die jährlich durchschnittliche Leistungsdichte in einer Höhe von 80 Metern über dem Boden, ist allerdings um einiges übersichtlicher.

Der große und gut nutzbare Adriastreifen Kroatiens würde sich, zusätzlich zu den herkömmlichen Onshore-Windanlagen, auch zum Bau von Offshore-Windanlagen anbieten. Da es aber entlang der Adriaküste viele dünn besiedelte Gebiete gibt, hat man von diesen doch etwas teureren Investitionen bis jetzt abgesehen. Für die ferne Zukunft könnte dieses Potential jedoch gut nutzbar sein.

Wie schon im EU Vergleich angesprochen, sind die natürlichen Gegebenheiten in dieser Region besonders günstig, da sich die Gebirge entlang der Adria auch zum Bau von Pumpspeicherkraftwerken anbieten würden, die die erzeugte Energie der Windanlagen effizient und günstig speichern könnten.

Geschätztes potential zur Stromerzeugung von Windenergieanlagen am Festland bei 2.200 Vollaststunden (VLS) pro Jahr.

Das natürliche Potential von Windenergieanlagen an Land in Kroatien (bei einer Fläche von 56.542km²) liegt bei 120TWh Strom pro Jahr. Das entspricht einer geschätzten installierten Leistung bei Windkraftanlagen von 54,5GW. Das technische basierte Flächenpotential geht an die 10TWh erzeugten Strom, was einer installierten Leistung von 4,54GW gleichkommen würde. Das mutmaßliche wirtschaftliche Potential in Zentral- und Süddalmatien wird von 0,36 – 0,79TWh pro Jahr, bei Anlagen von 250 – 750kW, geschätzt. Inoffiziellen Schätzungen zufolge könnte mit größeren Anlagen ein wirtschaftliches Potential von 1,5 – 4TWh erreicht werden, was einem Handel mit umliegenden Kraftwerken mit einschließt.

Geschätztes potential zur Stromerzeugung von Windenergieanlagen am Meer

Das natürliche Potential von Windenergieanlagen am Meer für Kroatien (bei einer Fläche von 61.067km²) liegt bei etwa 150TWh Strom pro Jahr. Das technische Meerpotential geht an die 12TWh erzeugten Strom. Aus wirtschaftlicher Sicht, wurde das Potential für zwei Standorte von Offshore-Anlagen im Jahr 1998 berechnet. Für diese Standorte Vis und Lastovo lagen diese berechneten Werte bei etwa 0,5TWh pro Jahr. Inoffiziellen Schätzungen aus dem Jahr 2001 zu folge wäre für eine größere Anzahl und für modernere Windkraftanlagen das Potential bei ca. 2TWh pro Jahr und bei einem Handel mit den umgebenden Kraftwerken bis zu 5TWh pro Jahr. (Yann Delomez - Embassy of Belgium in Croatia, 2012)

VLS/a 2005–2011, VLS cut: 1300, below: 1200m ,E101_3MW at 100m hub hight

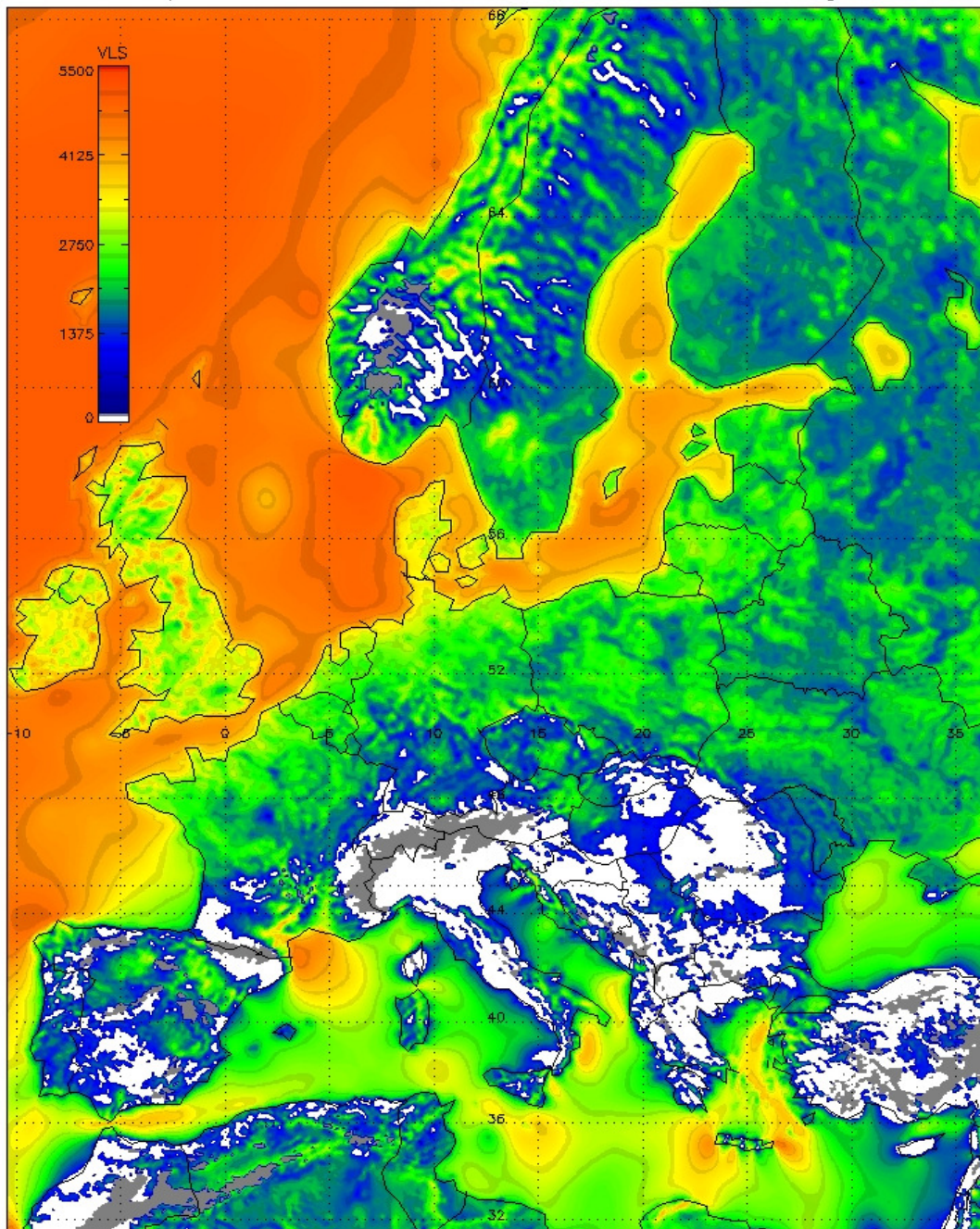


Abbildung 4.2: Europäisches Windpotential mit über 1300 VLS im Jahr für eine E101 Windkraftanlage¹⁸

¹⁸ Abbildung: Von Gerhard Totschnig

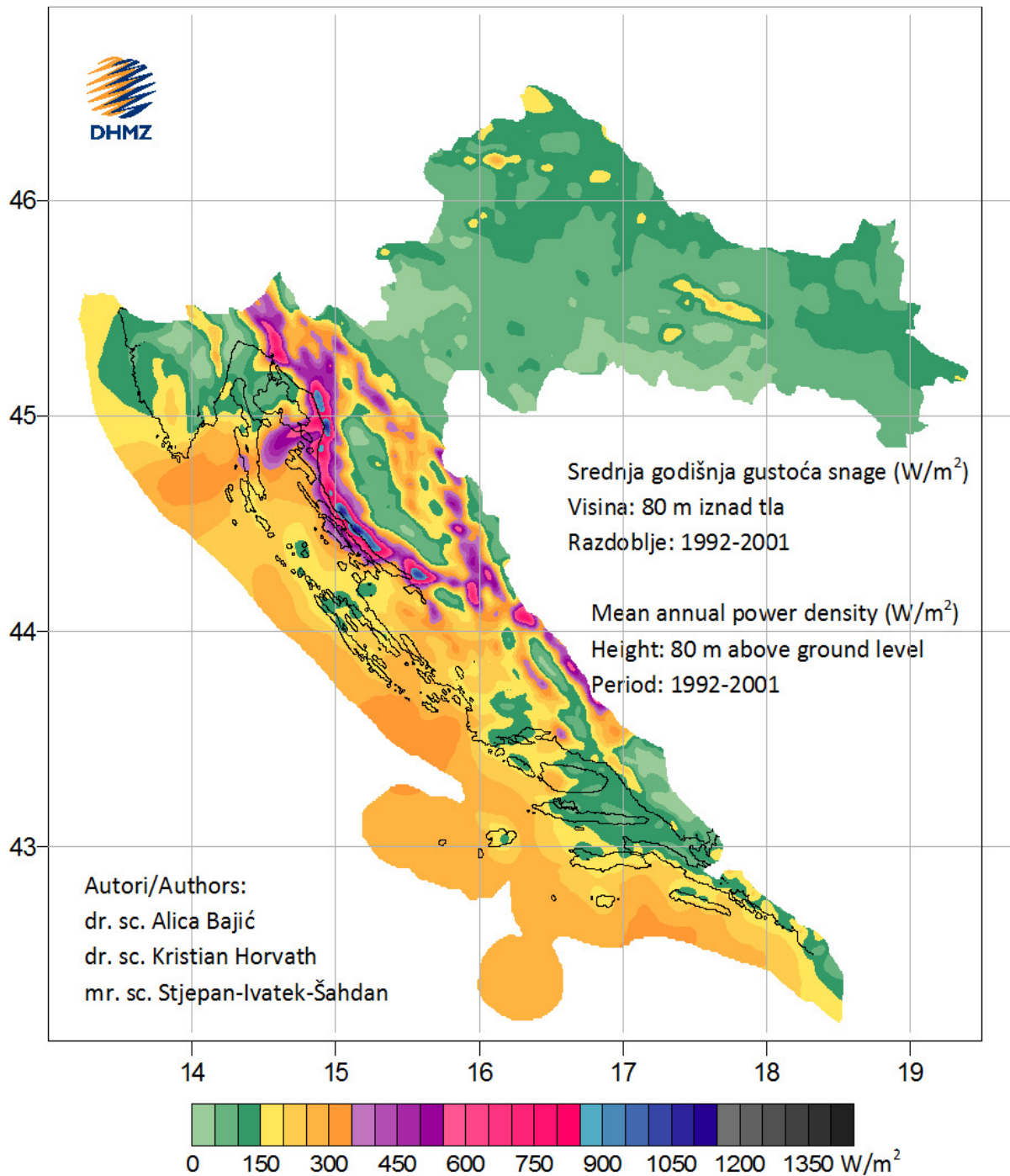


Abbildung 4.3: Energiedichte in 80m über dem Boden von 1992 - 2001¹⁹

¹⁹ Abbildung: DHMZ, Abgerufen am 20.8.2014 von <http://mars.dhz.hr/web/index.html>

4.3 Solarenergie

Diese Form der Energieerzeugung ist in Kroatien so gut wie gar nicht vorhanden, obwohl die natürlichen Gegebenheiten viel günstiger sind als im nördlichen Europa. In Tabelle 4.14 sieht man, dass die Erzeugung im Jahr 2013 mit 11,28GWh bei 0,06% der gesamten Energieversorgung Kroatiens liegt. Die installierte Leistung beträgt etwa 20MW. Der Grund, dass nicht vermehrt Solaranlagen gebaut werden, liegt wie bei der Windenergie, in den bestehenden Quoten, die den Bau einschränken.

4.3.1 Bestehende Regulierung für den Bau von Solaranlagen

Für das Jahr 2014 wurden die maximalen installierten Leistungen für Solarenergie angehoben. Diese liegen bei 5MW für „integrierte“ Solarkraftwerke, welche beispielsweise auf Dächern montiert werden und außer Strom auch Warmwasser erzeugen, weitere 5MW für „nicht integrierte“ Solarkraftwerke, welche nur elektrischen Strom erzeugen und 2MW für Solarkraftwerke, welche sich auf Objekten und Grund befinden, die dem Staat gehören.

Vom 1.Januar 2014 bis zum 31.März 2014 gab es 2299 Anträge an die HROTE für den Verkauf elektrischer Energie mit einer Gesamtleistung von 95105,67kW. Davon sind 2023 Anträge für integrierte Anlagen mit einer gesamten Leistung 48557,97kW, 27 Anträge für nicht integrierte Anlagen mit 39754,88 kW und für 249 Anträge mit einer Gesamtleistung von 6792,82kW für Anlagen auf Objekten und Grund die dem Staat gehören. (HROTE: Hinweis zu den eingelangten Anträgen über den Ankauf von elektrischen Strom aus Solaranlagen, 2014)

Laut HROTE werden Verträge so lange vereinbart bis die angeführten Grenzen erreicht sind. Würden allerdings alle Anträge genehmigt werden, hätten die neuen Anlagen eine gesamte installierte Leistung von 140MW und nicht nur etwa 20MW, wie es im Moment der Fall ist.

Dieses große Investitionsinteresse kommt daher, dass es bei der Solarenergie bisher zu keinen Tarifrückungen gekommen ist, sondern der Ausbau nur über

diese knapp bemessene Quote reguliert wird. Theoretisch gilt das Prinzip „First come – first served“. Allerdings wird hinsichtlich der Vergabe oft mangelnde Transparenz beklagt.

4.3.2 Wirtschaftlichkeit von kleinen Solaranlagen in Kroatien

Die geltenden Einspeisetarife sind in der Tabelle 4.12 dargestellt. Als Umrechnungskurs zwischen der kroatischen Kuna und dem Euro wurde der geltende Wechselkurs vom 4.2.2015 von 7,7Kn = 1€ verwendet.

Einspeisetarife für Solaranlagen		
Typ und Größe der Solaranlage	kn/kWh	€/kWh
Integrierte Solaranlagen bis inkl. 10kW	1,91	0,248
Integrierte Solaranlagen ab 10kW bis inkl. 30kW	1,7	0,221
Integrierte Solaranlagen ab 30kW bis inkl. 300kW	1,54	0,2
Integrierte Solaranlagen ab 300kW	RC	RC
nicht integrierte Solaranlagen	RC	RC

Tabelle 4.12: Einspeisetarife für Solaranlagen²⁰

Für nicht integrierte Solaranlagen und integrierte Solaranlagen über 300kW gilt der Referenzpreis RC, der stündlich von der HROTE berechnet wird.

Im Vergleich zu diesen, liegt der Einspeisetarif für Solaranlagen in Österreich für Solaranlagen von 5kW bis 200kW bei 11,5 Cent pro kW, seit der Änderung der Einspeisetarifverordnung vom November 2014. Für diese Anlagen gibt es allerdings auch eine Förderung von 30% der Investitionskosten, welche zwischen 1000€ und 2000€ je 1kW liegen können, sofern diese gebäudeintegriert sind. Für alle anderen Anlagen, die über 300kW liegen und nicht integriert sind, gibt es keine Förderung. (Republik Österreich: Änderung der Einspeisetarifverordnung, 2014)

²⁰ Tabelle: Regierung der Republik Kroatien, Abgerufen am 19. 1 2015 von <http://www.menea.hr/wp-content/uploads/2013/12/Tarifni-sustav-2014-nn13320131.pdf>

Investitionsrechnung

Eine kurze Investitionsrechnung zeigt, warum sich bei den aktuell geltenden Einspeisetarifen eine Investition in eine 10kW oder 30 kW gebäudeintegrierte Solaranlage in Kroatien auszahlt.

Die Investitionskosten betragen für eine 10kW Anlage etwa 140.000kn (ca. 18.000€) und für eine 30kW Anlage etwa 350.00kn (ca. 45.000€)

Zum Vergleich werden die Stadt Osijek, welche im Osten des Landes liegt, und die Stadt Split, welche im Süden an der Adriaküste liegt, herangenommen. Laut einem nationalen Solar-Kalkulator hat man in Osijek die Investitionskosten bereits nach 5,55 Jahren für die 10kW Anlage und nach 5,67 Jahren für die 30kW Anlagen hereingeholt. Liegt die Anlage jedoch in der Stadt Split wird durch die höhere Jahressolarstrahlung mit einer Tilgung der Investitionskosten bereits nach 4,74 Jahren bei der 10kW und nach 4,84 bei der 30kW Anlage gerechnet.

Da die Laufzeit der Verträge über den Ankauf des erzeugten Stromes aus erneuerbaren Energiequellen 14 Jahre beträgt, kann man diese als gute Investitionsquelle betrachten. Die jährlichen Erlöse aus dem erzeugten Strom können bei 10kW Anlagen von ca. 25.000 bis ca. 30.000kn (3250€-3900€) und bei 30kW Anlagen von ca. 61.000 bis ca. 73.000kn (7900€-9500€) betragen. (Riteh: Solar Kalkulator)

4.3.3 Potential der Solarenergie

In Abbildung 4.4 sind die Solarstrahlung und das elektrische Potential aus Solarenergie für Kroatien, bei ideal ausgerichteten Solaranlagen, dargestellt. Abbildung 4.5 zeigt das Potential bei horizontal ausgerichteten Solaranlagen. In der Realität liegt die Masse irgendwo in der Mitte.

Eine 10kWp Solaranlage würde in einem strahlungsreichen Gebiet jährlich statt, 14250kWh nur 12750 kWh erzeugen. Bei den geltenden Einspeisetarifen würde dies eine jährliche Minderung der Erwirtschaftung von 3524€ auf 3162€ bedeuten.

Zur Berechnung des natürlichen Potentials für Solarenergie wird eine durchschnittliche jährliche Strahlung von 1500kWh/m^2 angenommen. Bei einer Landesfläche von 56.542km^2 ergibt das eine Energieerzeugung von 84.813TWh . Zur Berechnung des technischen Potentials kann mit ca. 1% (Regioenergy: Technisches Potential) des natürlichen Potentials gerechnet werden, denn nicht jede Landfläche oder jedes Dach eignet sich zur Errichtung einer Solaranlage (Wälder und Verschattungen müssen berücksichtigt werden). Daraus ergibt sich ein ungefährender Wert von 848TWh als technisches Potential zur jährlichen Energieerzeugung, wenn jede Fläche, die sich zum Aufstellen einer PV-Anlage eignet mit einer PV Anlage versehen wird.

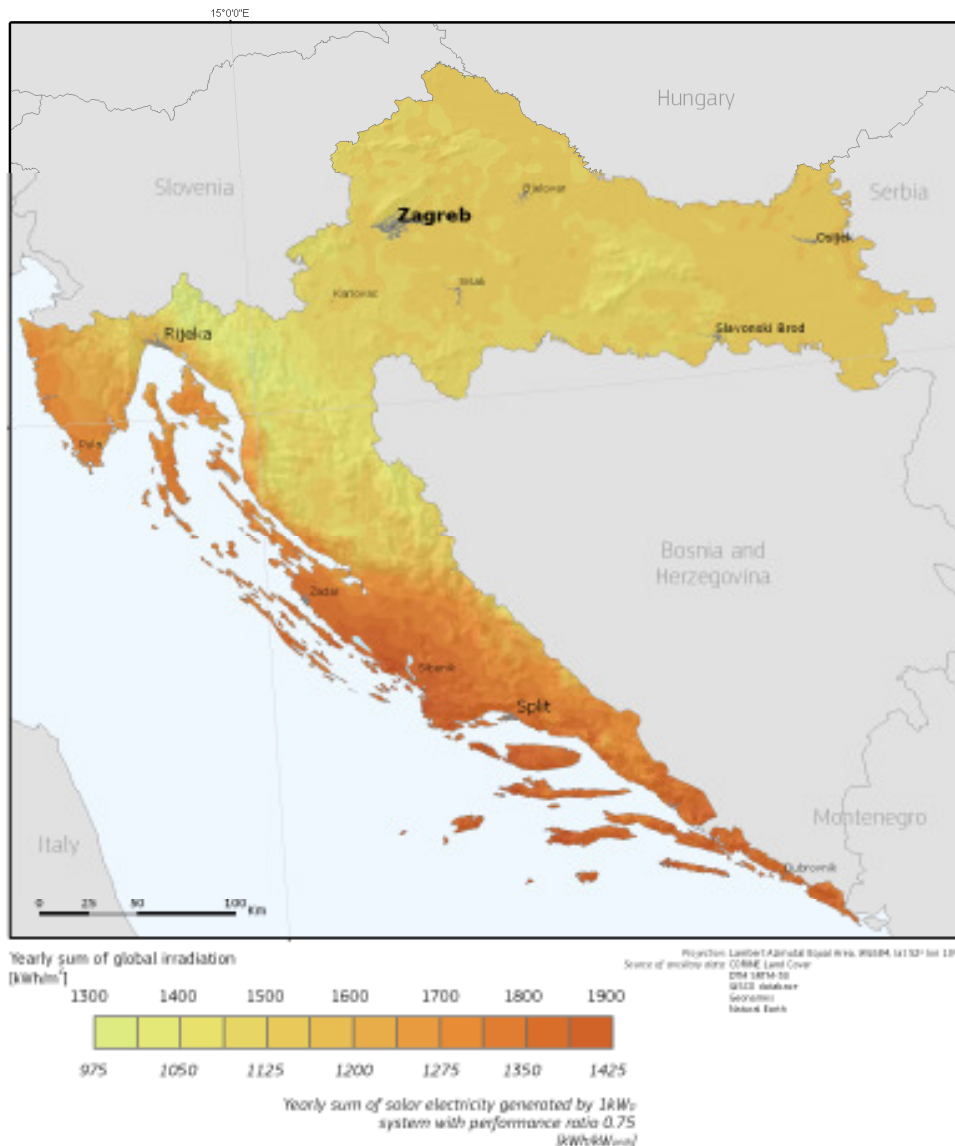
Da nicht die komplette Energieerzeugung aus Solarstrahlung zur Stromerzeugung verwendet wird, sondern auch zur Warmwasseraufbereitung, wird dieser Wert zur Stromerzeugung auf 50% des gesamten Potentials geschätzt. Die errechneten 424TWh sind immer noch mehr als das 20fache des jährlichen Stromverbrauchs des Landes.

Mit der Berücksichtigung des Wirkungsgrades der Solarzellen der mit durchschnittlichen 10% angenommen wird, kann man das technische Potential auf ca. 42TWh senken. Bei einem jährlichen Energiebedarf von 18TWh , müsste unter den berechneten Voraussetzungen ca. 43% des gesamten technischen Potentials genutzt werden, um die gesamte Energieversorgung Kroatiens mit Solarenergie zu decken. Laut der HEP wurde im Jahr 2013 Strom aus Solarenergie in der Höhe von $11,28\text{GWh}$ erzeugt, was im Bezug auf das korrigierte technische Potential(10% Wirkungsgrad) eine Nutzung von 0,0268% bedeutet.



Global irradiation and solar electricity potential Optimally-inclined photovoltaic modules

CROATIA / HRVATSKA



Authors: Thomas Huld, Irene Pineda-Pascua
European Commission - Joint Research Centre
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Abbildung 4.4: Solare Strahlung und Potential bei optimal ausgerichteten Solaranlagen²¹

²¹ Abbildung: Abgerufen am 4.2.2015 von <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm#RS>



Global irradiation and solar electricity potential

Horizontally mounted photovoltaic modules

CROATIA / HRVATSKA

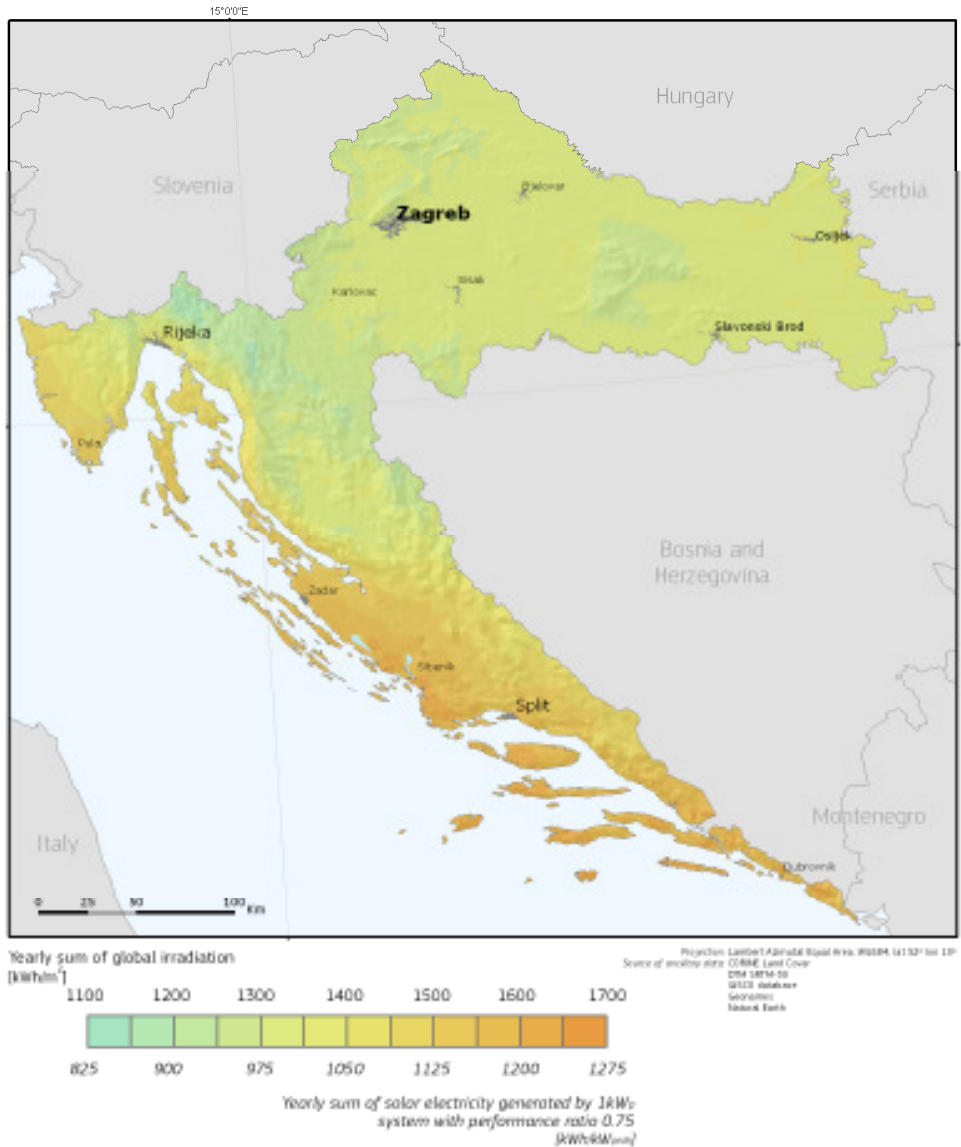


Abbildung 4.5: Solare Strahlung und Potential bei horizontal ausgerichteten Solaranlagen²²

²² Abbildung: Abgerufen am 4.2.2015 von <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm#RS>

4.4 Übersicht zur Energieerzeugung

Die Erzeugung, sowie Import und Export in den Jahren 2010 und 2011 werden in Tabelle 4.13 gezeigt. Dabei ist es wichtig zu beachten, dass das Nuklearkraftwerk Krsko in Slowenien liegt und in dieser Statistik als Import vom slowenischen Netz in das kroatische Netz betrachtet wird.

Erzeugung und Austausch elektrischer Energie	[GWh]	[GWh]	[%]		[2011./2010.]
			2010.	2011.	
Wasser KWK	8308	4581	46,3	25,9	-44,9
Thermische KWK	4787	5179	26,7	29,3	8,2
Windenergie	138	201	0,77	1,14	45,7
Industrie KW	38	38	0,21	0,21	0
Gesamte Erzeugung Kroatien	in 13272	9999	73,9	56,5	-24,7
Import	12359	14012	-	-	13,4
Export	7683	6308	-	-	-17,9
Differenz	4676	7704	26,1	43,5	64,8
Gesamt	17947	17703	100	100	-1,4

Tabelle 4.13: Erzeugung und Austausch elektrischer Energie 2010 und 2011²³

Man kann erahnen, dass das Jahr 2011 aus hydrologischer Sicht schlecht war, denn die produzierte Energie aus Wasserkraft sank von 8308GWh im Jahr 2010 auf 4581GWh im Jahr 2011, was ein Minus von 3727GWh bedeutet.

Man sieht, dass es zu solchen Zeiten an weiteren Energiequellen fehlt und so mussten statt 4676GWh im Jahr 2010, 7704GWh im Jahr 2011 importiert werden um den Verbrauch zu tilgen. Bei einem Gesamtverbrauch von 17703GWh entspricht das beachtliche 43,52 %. Im Vergleich dazu im Jahr 2010 lag der Import lediglich bei 26,1%. Das zeigt die große Abhängigkeit von der Wasserkraft im Land.

Wenn man allerdings das NE Krsko in die eigene Landesproduktion mit einberechnet, denn die HEP ist an diesem zu 50% beteiligt, kann man diesen Wert korrigieren. Für das Atomkraftwerk Krsko ist in Abbildung 4.1 eine

²³ Tabelle: HOPS, Abgerufen am 30.7.2014 von <http://www.hops.hr/wps/portal/hr/web/hees/podaci>

Energieerzeugung mit 5380GWh im Jahr 2010 und 5900GWh im Jahr 2011 angegeben. Halbiert man diese Werte, denn die HOPs ist verpflichtet 50 % der erzeugten Energie aufzunehmen(ohne Berücksichtigung der Netzverluste bis zum kroatischen Übertragungsnetz), ergibt das zusätzlich 2690GWh an Atomstrom im Jahr 2010 und 2950GWh für 2011.

Mit diesen Werten wäre der Import im Jahr 2010 bei 1986GWh und bei 11,06% des gesamten Stromverbrauchs. Für das Jahr 2011 ergibt sich ein Import von 4754GWh und immer noch beachtliche 26,85 % des gesamten Stromverbrauchs.

Das zeigt, dass nicht nur der Bedarf an Kraftwerken zur Spitzenlastregulierung gegeben ist, sondern dass auch die eigene Grundlastversorgung nicht immer ausreichend ist.

Im Jahr 2013 betrug der Bedarf an elektrischer Energie 18964GWh. In der Tabelle 4.14 sind die Quellen sowie die Menge der Energie aufgelistet. Mit 42,54% der Deckung des Energiebedarfes des Landes wird hier nochmal die Wichtigkeit der Wasserkraft deutlich. Bei der Windenergie erkennt man einen deutlichen Anstieg von 138GWh im Jahr 2010 auf 517GWh im Jahr 2013, jedoch liegt der Anteil bei lediglich 2,73% des Gesamtbedarfs. Der Anteil der Solarenergie ist minimal, und liegt bei 0,06%.

Erzeugung und Import elektrischer Energie	GWh
Wasserkraft	8.068
Thermoenergie	4.201
Nuklearkraft	2.518
Windenergie	517
Solarenergie	11,28
Import	3.649
Insgesamt	18.964

Tabelle 4.14: Erzeugung und Import elektrischer Energie im Jahr 2013²⁴

²⁴ Tabelle: HEP Versorgung, Abgerufen am 6.8.2014 von <http://www.hep.hr/opskrba/ienergije.aspx>

Abbildung 4.6 zeigt die prozentuelle Verteilung der erzeugten und der importierten Energie in Kroatien.

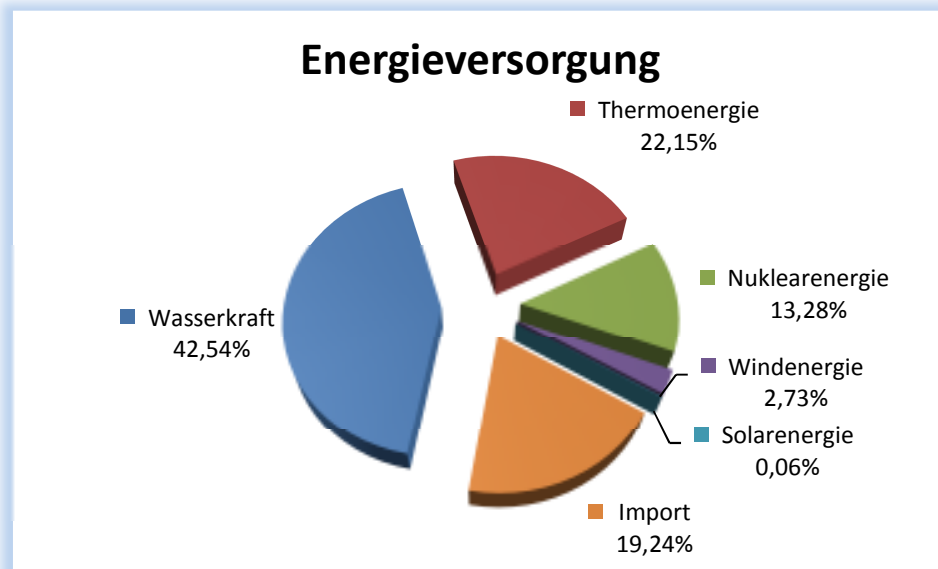


Abbildung 4.6: Verteilung der erzeugten Energie in Kroatien im Jahr 2013

5 Vergleich der Stromgestehungskosten für verschiedene Kraftwerkstechnologien

Die Kosten, die für die Energieerzeugung anfallen werden Stromgestehungskosten genannt. Dabei ist es nicht von Bedeutung wie diese erzeugt bzw. umgewandelt wird - sei es aus Wind, Sonne, Wasser, Kohle oder Nuklearenergie, die Berechnung ist immer dieselbe. Die Stromgestehungskosten werden meist in Cent/kWh angegeben um es für jedermann verständlich zu halten.

Die Formel zur Berechnung der Stromgestehungskosten:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE.....Stromgestehungskosten in Cent/kWh

I_0 Investitionsausgaben in Euro

A_t Jährliche Betriebskosten in Euro im Jahr t

$M_{t,el}$Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh

irealer kalkulatorischer Zinssatz in %

nwirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlage in Jahren

tJahr der Nutzungsperiode (1, 2, ... n)

Durch diese grobe Berechnung der Stromgestehungskosten lässt sich nicht zwingend auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage schließen. Denn für jede Anlage sind die Kosten und das eingesetzte Eigenkapital unterschiedlich. Nur durch eine genaue Auflistung aller finanziellen Faktoren, dies betrifft auch die Berücksichtigung von Gebühren und Steuern, kann auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage geschlossen werden. Die Stromgestehungskosten bieten allerdings eine

sehr gute Möglichkeit verschiedene Anlagen, die Strom mit verschiedenen Technologien erzeugen, miteinander zu vergleichen.

Falls genaue Daten für ein Projekt existieren sind die folgenden Schritte zur Berechnung des realen kalkulatorischen Zinssatzes notwendig.

Formel zur Berechnung des realen kalkulatorischen Zinssatzes:

$$i = \left(\frac{1 + \frac{WACC}{100}}{1 + \frac{\pi}{100}} - 1 \right) * 100$$

WACC.....gewichteten Kapitalkosten in %

π Inflationsrate

Zur Berechnung des realen kalkulatorischen Zinssatzes ist es wichtig die Finanzierung des Projektes genau zu analysieren und zuerst die Berechnung der gewichteten Kapitalkosten durchzuführen.

Formel zur Berechnung der gewichteten Kapitalkosten:

$$WACC = \frac{E}{E + F} * k^E + \frac{F}{E + F} * k^F * (1 - s_c)$$

E..... Eigenkapital in Euro

F.....Fremdkapital in Euro

k^EEigenkapitalrendite in %

k^F Fremdkapitalzins in %

s_c Unternehmenssteuerrate in %

Auf den nächsten Seiten werden sowohl tatsächlich geplante Kraftwerke, wie das TE Plomin, als auch die vor kurzem in Betrieb gegangene Windkraftanlage, VE

ZD4, berücksichtigt. Es werden auch Möglichkeiten für Solaranlagen aufgezeigt und die verschiedenen Stromgestehungskosten miteinander verglichen.

5.1 Konventionelle Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke gehören vor allem in Asien zu den am meisten genutzten Kraftwerken zur Stromerzeugung.

Seit dem Umdenken in der Energiepolitik in Europa stellt sich die Frage, wie lange die so günstigen Kohlekraftwerke noch rentabel sein werden. Ausschlaggebend sind da nicht etwa die Investitionskosten, die im Vergleich zu anderen Kraftwerken geringer sind. Es sind die variablen Betriebskosten die eine unberechenbare Variable darstellen. Zum einen sind es die Preise für Kohle oder Gas, die mit der Verknappung der Rohstoffe, langsam aber stetig im steigen sind, zum anderen die CO₂ Zertifikatspreise, die bei hohen CO₂ Ausstößen gekauft werden müssen. Wie sich der Preis für diese Zertifikatspreise entwickeln wird ist unklar, es gibt aber Prognosen bei denen der Preis von derzeit ca. 5 bis 10€/t auf 40€/t im Jahr 2030 ansteigen könnte. (BMW: Energiereferenzprognose, 2014)

5.1.1 Steinkohlekraftwerk TE Plomin C

Eines der geplanten Kraftwerke in Kroatien ist das TE Plomin C. Dieses soll mit Steinkohle befeuert werden, welche aus Slowenien importiert werden soll. Die günstigste Variante für ein konventionelles Kraftwerk wäre ein Braunkohlekraftwerk, bei welchem Stromgestehungskosten von 3,8Cent/kWh bis 5,3Cent/kWh zu erwarten sind. Die effiziente Nutzung von einem Braunkohlekraftwerk ist nicht möglich, da keine Braunkohlevorkommen vorhanden sind.

Bei einem Steinkohlekraftwerk liegen die Stromgestehungskosten zwischen 6,3Cent/kWh und 8Cent/kWh. (Fraunhofer ISE, 2013) Das TE Plomin wird allerdings ohne CO₂ Abscheidung gebaut. Es wird zwar für einen zukünftigen Einbau vorgeplant, allerdings möchte man diese Investition noch nicht tätigen,

weshalb die Emissionen höher sind als sie sein könnten. Das TE Plomin C steht an oberster Stelle der HEP Gruppe. In der

TE Plomin C 500MW		
	von	bis
Investitionskosten [Mio. €]	800	
Investitionskosten [€/kW]	1600	
Volllaststunden [h/a]	5.500	6.500
Steinkohlepreis [€/t]	70	90
Jährlicher Kohlebedarf [t]	1.182.503	1.397.504
CO2 Zertifikatspreis [€/t]	6	20
Co2 Ausstoß [t/a]	2.683.337	3.171.217
Wirkungsgrad [%]	42	
Fixe Betriebskosten [€/a]	4160000	

Tabelle 5.1 sind die zu erwartenden Daten des TE Plomin C zusammengefasst. (Prof.dr.sc. Enco Tireli, 2013), (HEP Gruppe, 2011)

TE Plomin C 500MW		
	von	bis
Investitionskosten [Mio. €]	800	
Investitionskosten [€/kW]	1600	
Volllaststunden [h/a]	5.500	6.500
Steinkohlepreis [€/t]	70	90
Jährlicher Kohlebedarf [t]	1.182.503	1.397.504
CO2 Zertifikatspreis [€/t]	6	20
Co2 Ausstoß [t/a]	2.683.337	3.171.217
Wirkungsgrad [%]	42	
Fixe Betriebskosten [€/a]	4160000	

Tabelle 5.1: Daten für das TE Plomin C

Die Auswirkung des CO₂ Zertifikatspreises ist in der Tabelle 5.2 und in der Tabelle 5.3 verdeutlicht. Derzeit liegt der Zertifikatspreis bei ca. 7€/tCO₂ (EEX: Auktionstag 17.2.2015, 2015). Den Preis für Steinkohle kann man über langfristige

Lieferverträge halbwegs gut kontrollieren, besonders da sich hier auch kein Extremer Anstieg in den Kosten abzeichnet.

Der kalkulatorische Zinssatz unterscheidet sich je nach Quelle auch drastisch. So wird beim Fraunhofer ISE für Steinkohle von einem realen Zinssatz $i = 6,9\%$ ausgegangen. Aus kroatischer Sicht wird von einem Zinssatz mit $3,57\%$ ausgegangen. (Prof.dr.sc. Enco Tireli, 2013)

Das Ergebnis ist, dass bei einer Volllaststundenzahl von 6500 die Stromgestehungskosten zwischen $6,8\text{Cent/kWh}$ und $8,3\text{Cent/kWh}$ liegen. Ein Ansteigen der Zertifikatspreise auf $20\text{€}/\text{tCO}_2$ würde die Stromgestehungskosten auf 9Cent/kWh bis $10,5\text{Cent/kWh}$ anheben.

Stromgestehungskosten in Cent/kWh bei 5500 Volllaststunden				
CO2 Zertifikatspreis [€/t]	Kohlepreis 70€/t		Kohlepreis 90€/t	
	$i = 3,5\%$	$i = 7\%$	$i = 3,5\%$	$i = 7\%$
6	7,09	7,49	8,36	8,67
10	7,66	8,02	8,93	9,20
15	8,38	8,69	9,65	9,87
20	9,1	9,36	10,36	10,54

Tabelle 5.2: Auswirkungen des CO2 Zertifikatspreises bei 5500VLS

Stromgestehungskosten in Cent/kWh bei 6500 Volllaststunden				
CO2 Zertifikatspreis [€/t]	Kohlepreis 70€/t		Kohlepreis 90€/t	
	$i = 3,5\%$	$i = 7\%$	$i = 3,5\%$	$i = 7\%$
6	6,81	7,09	8,08	8,27
10	7,39	7,63	8,65	8,81
15	8,10	8,30	9,37	9,48
20	8,82	8,97	10,09	10,15

Tabelle 5.3: Auswirkungen den CO2 Zertifikatspreises bei 6500VLS

„Bis 2020 bleiben die Preise für CO₂-Zertifikate auf einem moderaten Niveau. Verantwortlich dafür sind Überschussmengen u.a. in Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise. Das aktuell beschlossene Backloading hat diesbezüglich nur einen geringen Einfluss. Der Anstieg des CO₂-Preises nach 2020 ist durch die Verknappung der Zertifikate auf europäischer Ebene bedingt und wird zugleich gedämpft durch die Kopplung der europäischen mit internationalen Klimaschutzanstrengungen.“ (BMWi: Energiereferenzprognose, 2014)

Bis 2030 werden laut dieser Prognose der Zertifikatspreis auf bis zu 40€/t für den CO₂ Ausstoß ansteigen. Zu diesem Zeitpunkt würden bei gleichbleibenden Brennstoffkosten die Stromgestehungskosten auf horrende 12 – 13Cent/kWh ansteigen.

5.1.2 Gas und Dampf Kraftwerk KKE Osijek 500

Das Gas- und Dampf-Kraftwerk KKE Osijek ist das zweite große geplante thermische Kraftwerk in Kroatien. In Kapitel 4.1.4.3 wurde bereits darauf eingegangen. Die Angaben der Investitionskosten für dieses Projekt sind sehr unterschiedlich. Anfänglich ging man noch von 450Mio Euro aus. Letztes Jahr wurde mit nur mehr 350Mio Euro für den Bau des Kraftwerks ausgegangen. (Glas Slavonije, 2014)

Die Basisdaten zur Berechnung der Stromgestehungskosten sind in Tabelle 5.4 aufgelistet. (Fraunhofer ISE, 2013), (HEP: Ausbau KKE Osijek 500), (Glas Slavonije, 2014), (BMW: Energiereferenzprognose, 2014)

KKE Osijek 450MWe und 160MWt		
	von	bis
Investitionskosten [Mio. €]	350	
Investitionskosten [€/kW]	778	
Volllaststunden [h/a]	3.000	4.000
Gaspreis [Cent/kWh]	3	
CO2 Zertifikatspreis [€/t]	6	20
Co2 Ausstoß [kg/kWh]	0,2	
Wirkungsgrad Stromerzeugung [%]	40	
Fixe Betriebskosten [€/kW]	22	

Tabelle 5.4: Basisdaten des KKE Osijek 500

Die HEP gibt in ihrem Bericht zur Auswirkung auf die Umwelt des KKE Osijek an, dass das Kraftwerk voraussichtlich mit 8400h im Jahr betrieben wird. (HEP: Umweltauswirkung des KKE Osijek, 2014) Eine so hohe Volllaststundenzahl ist in dieser Höhe für ein Gas- und Dampf-Kraftwerk eher unrealistisch, denn die Volllaststundenzahl liegt normalerweise zwischen 3000 und 400VLS im Jahr. (Fraunhofer ISE, 2013) Allerdings hat das Kraftwerk auch eine Turbine mit 160MW thermischer Leistung, die die Stadt Osijek und deren Umgebung mit Wärme versorgen wird. Da das Kraftwerk auch einen weiteren Ausbau von Windkraftwerken ermöglicht, um bei einem Ausfall dieser in der Produktion

einzuspringen und kurzfristig 400 bis 450MW übernehmen zu können, wird in der Berechnung der Stromgestehungskosten mit 3000VLS bis 4000VLS gerechnet. Die möglichen Stromgestehungskosten bei 8400VLS werden nur aus anschaulichen Gründen mit hineingenommen, sind aber als unrealistisch zu betrachten. Die folgenden Tabellen zeigen die Stromgestehungskosten bei Variablen CO₂ Zertifikatskosten, Volllaststunden, sowie variablen realen kalkulatorischem Zinssatz. Die Brennstoffkosten werden bei 3Cent/kWh unveränderlich betrachtet, denn laut Prognose wird sich der Preis für Gas bis 2030 nicht erheblich verändern. (Fraunhofer ISE, 2013)

GuD mit 450MWe mit einem Co2 Zertifikatspreis von 6€/t		
Volllaststunden [h]	Stromgestehungskosten bei i = 5% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 7% [Cent/kWh]
3000	9,40	10,08
4000	8,08	8,56
8400	5,99	6,16

Tabelle 5.5: Stromgestehungskosten KKE Osijek mit einem CO₂ Preis von 6€/t

GuD mit 450MWe mit einem Co2 Zertifikatspreis von 10€/t		
Volllaststunden [h]	Stromgestehungskosten bei i = 5% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 7% [Cent/kWh]
3000	9,51	10,18
4000	8,18	8,66
8400	6,1	6,26

Tabelle 5.6: Stromgestehungskosten KKE Osijek mit einem CO₂ Preis von 10€/t

GuD mit 450MWe mit einem Co2 Zertifikatspreis von 20€/t		
Volllaststunden [h]	Stromgestehungskosten bei i = 5% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 7% [Cent/kWh]
3000	9,77	10,44
4000	8,45	8,91
8400	6,36	6,52

Tabelle 5.7: Stromgestehungskosten KKE Osijek mit einem CO₂ Preis von 20€/t

Aus jetziger Sicht würden sich die Stromgestehungskosten für das KKE Osijek zwischen 8Cent/kWh und 10Cent/kWh bewegen, in Abhängigkeit vom kalkulatorischen Zinssatz und den Volllaststunden. Durch die geringeren Emissionen als beim TE Plomin, wirkt sich der CO₂ Zertifikatspreis, beim KKE Osijek, nicht so drastisch aus.

In der Tabelle 5.8 ist der Fall bei einem Anstieg des Brennstoffpreises auf 4Cent/kWh, den das Gas im Jahr 2030 annähernd haben könnte, dargestellt.

Co2 Zertifikatspreis von 20€/t und Gaspreis von 4Cent/kWh		
Volllaststunden [h]	Stromgestehungskosten bei i = 5% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 7% [Cent/kWh]
3000	11,09	11,71
4000	9,76	10,19
8400	7,67	7,8

Tabelle 5.8: Stromgestehungskosten des KKE Osijek bei erhöhtem Brennstoffpreis

Durch den erhöhten Brennstoffpreis steigen die Stromgestehungskosten. Demnach ist dieser neben den Volllaststunden der empfindlichste Faktor des KKE Osijek.

Die Empfindlichkeit der Stromgestehungskosten auf die Volllaststundenzahl wird in Abbildung 5.1 gezeigt. Hier wurde für sonst konstante Werte lediglich die Volllaststundenzahl variiert. Man sieht exponentiell steigende Stromgestehungskosten mit immer kleiner werdenden Volllaststunden. Ein immer höherer Anteil an erneuerbaren Energie bewirkt ein verdrängen der teuren konventionelle Energieerzeugungsanlagen, wie in Abbildung 2.2 gezeigt wurde. Das bedeutet einen immer kürzeren Einsatz von Kraftwerken welche mit fossilen Brennstoffen betrieben werden.

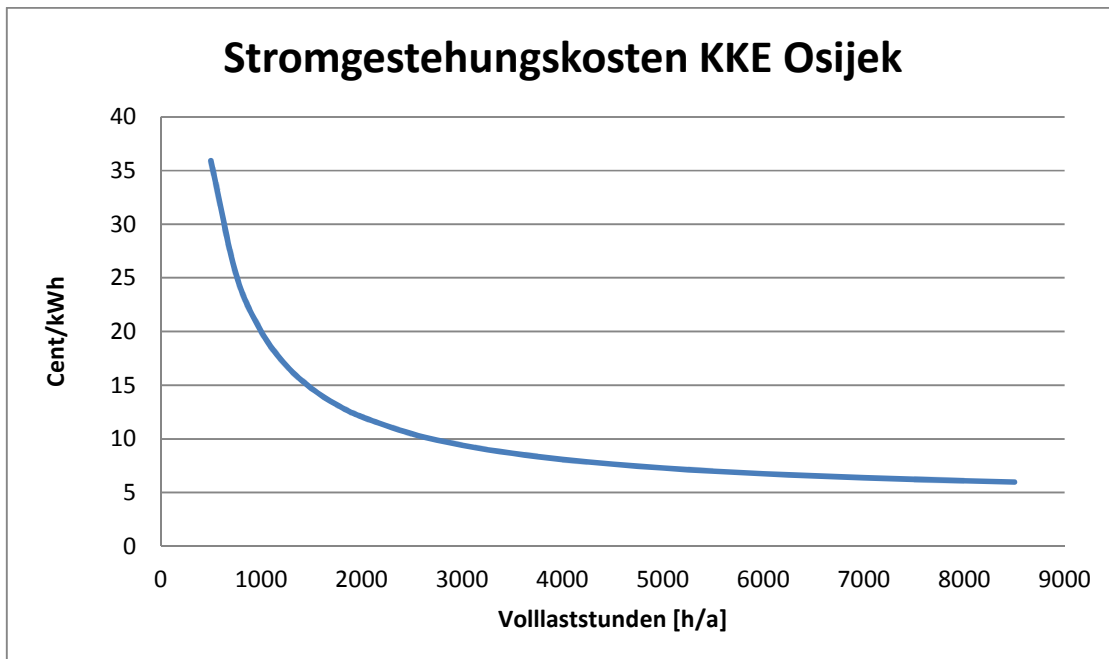


Abbildung 5.1: Stromgestehungskosten des KKE Osijek in Abhängigkeit der Volllaststunden

Zwar ermöglicht der Bau eines Gas- und –Dampfkraftwerks den zusätzlichen Bau von Wind- und Solarkraftwerken, aber gleichzeitig bedeutet der zusätzliche Ausbau von Kraftwerken, welche erneuerbare Energien zur Stromerzeugung verwenden, die Verdrängung des Gas- und Dampfkraftwerks aus der Grundlastproduktion. Der Betrieb würde sich lediglich auf Spitzenlastregulierung beschränken und ein wirtschaftlicher Betrieb wäre nicht mehr möglich. In Österreich ist dieses Szenario bereits Realität. So wurde das erst 2011 errichtete Kraftwerke Mellach nach nur 3 Jahren betrieb mit Volllaststunden unter 1000h/a, 2014 wieder eingemottet.

5.2 Solar

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden zwei unterschiedliche Anlagen betrachtet. Einmal eine integrierte Anlage mit einer Leistung von 300kWp und einmal eine nicht integrierte Solaranlage von 1MWp. Dies wurde absichtlich so gewählt, da die 300kWp Anlage noch in die Einspeisetarife mit 0,2€/kW fällt, siehe Tabelle 4.12. Für die freie Solaranlage mit 1MWp wird der Einspeisetarif mit bilateralen Verträgen oder über den Referenzpreis bestimmt.

Da es in dieser Größe keine vergleichbare Anlage in Kroatien gibt, beruht die Berechnung auf üblichen Werten für den Solaranlagenbau. Die Werte für die Investitionskosten je kWp und für die jährlichen Betriebskosten sind natürlich von Land zu Land leicht unterschiedlich. Laut dem deutschen Bundesverband für Solarwirtschaft liegt der Wert, bei integrierten Solaranlagen mit ca. 10kWp, bei 1640€/kWp. (BSW-Solar Photovoltaik-Preisindex, 2014) Bei größeren Solaranlagen bzw. bei nicht integrierten Solaranlagen sind diese Investitionskosten auf jeden Fall herunter zu setzen. Einer Studie aus dem Jahr 2013, vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme zufolge, liegen diese bei kleinen Solaranlagen von 1300€/kWp bis 1800€/kWp, bei großen Solaranlagen von 1200€/kWp bis 1700€/kWp und bei freien Solaranlagen zwischen 1000€/kWp – 1400€/kWp. (Fraunhofer ISE, 2013) Diese Schätzungen des kroatischen Solaranlagen Bauers, welche bereits in Kapitel 5.3.2 verwendet wurden, fallen in die Kostenbereiche der Studie.

Die jährlichen Betriebskosten werden mit 30€/kWp angenommen (Fraunhofer ISE, 2013) und es wird jährliche Inflation von 2% berücksichtigt.

Für die jährliche Solarstrahlung wird aus den Abbildung 4.4 der höchste Wert, welcher 1425kW/kWp beträgt, und aus Abbildung 4.5 der geringste Wert, welcher 825kW/kWp beträgt, verwendet.

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten ist der Wert des realen kalkulatorischen Zinssatzes notwendig. Dieser wird zwischen 2% und 4%

geschätzt und verändert sich je nach Höhe des Eigenkapitals bzw. des Fremdkapitals, sowie nach Höhe der Eigenkapitalrendite und des Fremdkapitalzinses.

Als letzter Parameter ist die Lebensdauer der Anlage notwendig, welcher mit 25 Jahren angenommen wird (Fraunhofer ISE, 2013).

5.2.1 300kWp Solaranlage

300kWp Solaranlage		
	von	bis
Investitionskosten [€/kWp]	1200	1700
Investitionskosten [€]	360000	510000
Jährliche Einstrahlung [kWh/kWp]	825	1425
Jährliche Einstrahlung [kWh/a]	247500	427500
Jährliche Betriebskosten [€/kWp]	30	
Jährliche Betriebskosten [€]	9000	
Realer kalkulatorischer Zinssatz [%]	2	4

Tabelle 5.9: Basisdaten einer 300kWp Solaranlage²⁵

Die für die Berechnung verwendeten Werte sind in der Tabelle 5.9 aufgelistet. Man sieht, dass die tatsächlichen Investitionskosten erheblichen Schwankungen unterliegen können.

Die errechneten Stromgestehungskosten sind in Tabelle 5.10, in Tabelle 5.11 und in Tabelle 5.12 dargestellt. Der errechnete Bereich der Stromgestehungskosten erstreckt sich von 6,96Cent/kWh bis 17,67Cent/kWh. Die höchsten Stromgestehungskosten entstehen bei der geringsten jährlichen Einstrahlung von 825kWh/kWp, den höchsten Investitionskosten von 1700€/kW und bei einem realen kalkulatorischen Zinssatz von 4%. Die geringsten Stromgestehungskosten bei den dementsprechend anderen Extrema, nämlich bei einer höchstmöglichen jährlichen Einstrahlung von 1425kWh/kWp, einer minimalen Investitionshöhe von

²⁵ Tabelle: Fraunhofer ISE Abgerufen am 12.2.2015 von <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

1200€/kWp und einem kalkulatorischen Zinssatz von 2%. Bei durchschnittlichen Investitionskosten und bei einer im Durchschnitt liegenden jährlichen Einstrahlung würden die Stromgestehungskosten zwischen 10Cent/kWh und 11,50Cent/kWh liegen.

Geringe Einstrahlung von 825kWh/kWp		
Investitionshöhe [€/kWp]	Stromgestehungskosten bei i = 2% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 4% [Cent/kWh]
1200	12,02	13,79
1450	13,57	15,73
1700	15,12	17,67

Tabelle 5.10: Stromgestehungskosten bei 825kWh/kWp (300kWp)

Mittlere Einstrahlung von 1125kWh/kWp		
Investitionshöhe [€/kWp]	Stromgestehungskosten bei i = 2% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 4% [Cent/kWh]
1200	8,81	10,11
1450	9,95	11,53
1700	11,09	12,96

Tabelle 5.11: Stromgestehungskosten bei 1125kWh/kWp (300kWp)

Hohe Einstrahlung von 1425kWh/kWp		
Investitionshöhe [€/kWp]	Stromgestehungskosten bei i = 2% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 4% [Cent/kWh]
1200	6,96	7,98
1450	7,85	9,10
1700	8,75	10,23

Tabelle 5.12: Stromgestehungskosten bei 1425kWh/kWp (300kWp)

Wenn man bedenkt, dass diese Art der Anlage noch in die staatlich geförderten Tarifpreise bis inklusive 300kWp hineinfällt, siehe Tabelle 4.12 in Kapitel 5.3.2, würde die Vergütung je erzeugter kWh bei 20Cent liegen. Wie wichtig diese Unabhängigkeit von der Strombörse, bei der die Preise in der Regel um einiges tiefer liegen wie in Abbildung 2.1: Ergebnis der Day-ahead Auktion für den

29.1.2015 des HUPX) gezeigt wurde, wird bei der Berechnung der 1000kWp Solaranlage gezeigt.

5.2.2 1000kWp Solaranlage

Wie bereits angesprochen wird die Vergütung der Stromerzeugung einer Solaranlage mit einer installierter Leistung von 1000kWp vom Referenzpreis der Strombörsen abhängen.

Zuerst betrachten wir die Daten für die 1000kWp Solaranlage, die in der Tabelle 5.13 dargestellt sind. Da es sich hier um eine nicht integrierte Solaranlage handelt, sind die Investitionskosten, die für die Anlage notwendig sind, geringer als bei Aufdachanlagen. Die jährlich möglichen Einstrahlungen sowie die jährlichen Betriebskosten werden mit denselben Daten angenommen.

1000kWp Solaranlage		
	von	bis
Investitionskosten [€/kWp]	1000	1400
Investitionskosten [€]	1000000	1400000
Jährliche Einstrahlung [kWh/kWp]	825	1425
Jährliche Einstrahlung [kWh/a]	825000	1425000
Jährliche Betriebskosten [€/kWp]	30	
Jährliche Betriebskosten [€]	30000	

Tabelle 5.13: Basisdaten einer 1000kWp Solaranlage²⁶

Die Ergebnisse der Berechnung für die Stromgestehungskosten werden ebenfalls mit drei Einstrahlungsintensitäten berechnet und in den Tabelle 5.14 Tabelle 5.16 dargestellt. Durch die geringeren Investitionskosten sind auch die Stromgestehungskosten etwas niedriger als bei der 300kWp Anlage. Diese erstrecken sich von 6,24Cent/kWh bis 15,34Cent/kWh.

²⁶ Tabelle: Fraunhofer ISE Abgerufen am 12.2.2015 von <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

Bei durchschnittlichen Investitionskosten und einer durchschnittlichen jährlichen Einstrahlung würden sich durchschnittliche Stromgestehungskosten von etwa 8,8Cent/kWh bis 10,1Cent/kWh ergeben.

Geringe Einstrahlung von 825kWh/kWp		
Investitionshöhe [€/kWp]	Stromgestehungskosten bei i = 2% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 4% [Cent/kWh]
1000	10,77	12,23
1200	12,02	13,79
1400	13,26	15,34

Tabelle 5.14: Stromgestehungskosten bei 825kWh/kWp (1000kWp)

Mittlere Einstrahlung von 1125kWh/kWp		
Investitionshöhe [€/kWp]	Stromgestehungskosten bei i = 2% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 4% [Cent/kWh]
1000	7,90	8,97
1200	8,81	10,11
1400	9,72	11,25

Tabelle 5.15: Stromgestehungskosten bei 1125kWh/kWp (1000kWp)

Hohe Einstrahlung von 1425kWh/kWp		
Investitionshöhe [€/kWp]	Stromgestehungskosten bei i = 2% [Cent/kWh]	Stromgestehungskosten bei i = 4% [Cent/kWh]
1000	6,24	7,08
1200	6,96	7,98
1400	7,68	8,88

Tabelle 5.16: Stromgestehungskosten bei 1425kWh/kWp (1000kWp)

Der Vorteil von Solaranlagen gegenüber Windkraftanlagen ist, dass diese nur tagsüber in Betrieb sind. Vor allem zur Mittagsspitze der Stromlastkurve ist die Erzeugung der Solaranlagen am höchsten, bedingt durch den hohen Sonnenstand und der daraus folgenden hohen Einstrahlung.

5.3 Wind

Für die Errichtung eines Windkraftwerkes ist es wichtig die finanziellen Konditionen gut abschätzen zu können. Dazu sind zum einen Messungen, über einen Zeitraum von bis zu 5 Jahren, an der Stelle an der das Windkraftwerk errichtet wird, notwendig. Zum anderen sind langjährige Messwerte von anderen Messstationen, falls solche vorhanden sind, notwendig. Wie in Abbildung 5.2 dargestellt, ergibt die Messreihe eine Normalverteilung, mit der jährlichen Produktion auf der x-Achse.

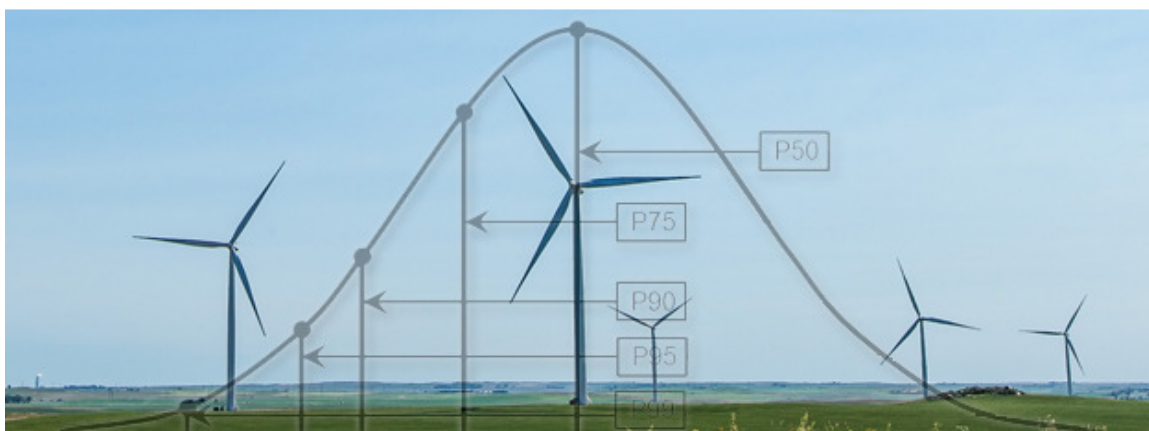


Abbildung 5.2: Normalverteilung der Windenergieerzeugung²⁷

Der Wert P50 bedeutet, dass eine jährliche Produktion mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% erreicht wird. P75 bedeutet dementsprechend eine Wahrscheinlichkeit von 75%, dass diese Erzeugung erreicht wird. Bei der Finanzierung von Windkraftwerken, wird im Allgemeinen aber der Wert der jährlichen Erzeugung beim Punkt P90 oder sogar P95 herangezogen.

Für die Windenergieerzeugung wird eine allgemeine Berechnung der möglichen Stromgestehungskosten sowie eine konkrete Berechnung für den Windpark VE ZD4 durchgeführt.

²⁷ Abbildung: EAPC, Abgerufen am 16.2.2015 von <http://eapc.net/wind-energy/consulting-services/feasibility-study/>

5.3.1 VE ZD4

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines konkreten Windenergie Projektes, wird das Projekt VE ZD 4 herangezogen. Wie in Tabelle 4.7 in Kapitel 4.2.1 bereits gezeigt, ging diese Anlage 2013 in Betrieb. Die nachfolgende Tabelle 5.17 zeigt die erwartete jährliche Erzeugung und die Wahrscheinlichkeit, dass diese erreicht wird.

Windpark ZD4		
	Jährliche Erzeugung [MWh]	Jährliche Vollaststunden [h]
P50	24984	2716
P75	22808	2479
P90	21115	2295

Tabelle 5.17: Wahrscheinlichkeit der jährlichen Erzeugung beim Windpark ZD4²⁸

Zur Berechnung der Werte wurde eine 4 jährige Messung am Ort des Windparks durchgeführt. Es wurden 10 jährige Messwerte der nächst gelegenen Messstation Sibenik und Werte der bereits damals existierenden Windparks ZD2 und ZD3 verwendet. Die finanziellen Rahmenbedingungen und technischen Daten sind in der Tabelle 5.18 dargestellt.

VE ZD4	
Investitionskosten in Euro	15.233.102
Installierte Leistung in MW	9,2
Investition in Euro/kW	1655,77
Geschätzte jährliche Kosten in Euro	1.100.000
Eigenkapital in €	3.808.276
Eigenkapitalrendite in %	14,06
Fremdkapital in €	11.424.827
Fremdkapitalzins in %	8

Tabelle 5.18: Daten zum Windkraftwerk ZD4²⁹

²⁸ Tabelle: siehe Fußnote 27.

²⁹ Tabelle: Regea, Abgerufen am 16.2.2015 von

http://www.regea.org/cro2013/images/prezentacije/CROENERGY2013_Radionica%20I_Vladimir%20Matjacic%20-%20Primjer%20dobre%20prakse%201%20ZD4.pdf

Die gewichteten Kapitalkosten betragen $WACC = 8,315\%$ bei einer Inflationsrate von 2% und einem realen kalkulatorischen Zinssatz von $i = 6,2\%$.

Die einzige Variable in der Berechnung ist, demnach nur noch die jährliche Energieerzeugung. In der Tabelle 5.19 sind die Stromgestehungskosten aufgelistet.

Stromgestehungskosten [Cent/kWh]	
P50	7,93
P75	8,68
P90	9,38

Tabelle 5.19: Stromgestehungskosten für VE ZD4

Während des laufenden Betriebs der Anlage müssten demnach in der Hälfte der Jahre die Stromgestehungskosten bei ca. 8Cent/kWh bleiben. Für die Investoren ist allerdings das Resultat bei P90 von Bedeutung. Hier betragen die Stromgestehungskosten etwa $9,4\text{Cent/kWh}$.

5.3.2 Allgemein

Da die Windenergie in Kroatien erst seit wenigen Jahren im Aufwind steht, sind die Kosten dementsprechend meist höher einzuordnen als in Ländern mit größerer und langjähriger Erfahrung, wie dies in Deutschland etwa der Fall ist. Es wird hier aufgezeigt, was zukünftig für den Windenergieausbau in Kroatien möglich wäre.

40MW Windpark		
	von	bis
Investitionskosten [€/kWp]	1000	1800
Investitionskosten [€]	40000000	72000000
Jährliche Betriebskosten [Cent/kWh]	1,8	2,5
Volllaststundenzahl klein [h]		1300
Volllaststundenzahl mittel [h]		2000
Volllaststundenzahl hoch [h]		2700
Realer kalkulatorischer Zinssatz [%]	3,5	7

Tabelle 5.20: Daten für einen 40MW Windpark³⁰

Für den Betrieb der Windkraftanlagen wird eine Volllaststundenzahl zwischen 1300h und 2700h angenommen. Wie in Abbildung 4.2 im Kapitel 4.2.5 bereits gezeigt wurde, ist die Windstärke in Küstennähe viel größer als im Innenland.

Die Investitionskosten werden, nach dem Vorbild aus Ländern, in denen Wind bereits eine wichtige Rolle spielt, von 1000€/kW bis hin zu 1800€/kW berücksichtigt. Mit 1656€/kW liegen die Investitionskosten des Kraftwerks VE ZD4 im oberen Drittel. Die variablen jährlichen Kosten werden von 1,8Cent/kWh (Fraunhofer ISE, 2013) bis 2,5Cent/kWh (welche bei der VE ZD4 anfallen) angenommen.

Auch für den kalkulatorischen Zinssatz muss eine etwas größere Bandbreite von 3,5% (Fraunhofer ISE, 2013) bis 6,5% (Zinssatz der VE ZD4) angenommen

³⁰ Tabelle: Franunhofer ISE Abgerufen am 12.2.2015 von <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

werden. Dieser variiert je nach Höhe des Eigenkapitals, des Fremdkapital, der Eigenkapitalrendite und des Fremdkapitalzinses.

Das Ergebnis für ein provisorisches Kraftwerk mit 40MW installierter Leistung ist in der Tabelle 5.21, Tabelle 5.22 und Tabelle 5.23 zusammengefasst.

Stromgestehungskosten in Cent/kWh bei 1300 Volllaststunden				
Investitionshöhe [€/kW]	Var. Kosten von 1,8Cent/kWh		Var. Kosten von 2,5Cent/kWh	
	i = 3,5%	i = 6,5%	i = 3,5%	i = 6,5%
1000	9,33	10,48	10,15	11,28
1400	12,23	13,84	13,04	14,64
1800	15,12	17,20	15,94	18,01

Tabelle 5.21: Stromgestehungskosten für ein 40MW Kraftwerk bei 1300 VLS

Stromgestehungskosten in Cent/kWh bei 2000 Volllaststunden				
Investitionshöhe [€/kW]	Var. Kosten von 1,8Cent/kWh		Var. Kosten von 2,5Cent/kWh	
	i = 3,5%	i = 6,5%	i = 3,5%	i = 6,5%
1000	6,80	7,53	7,61	8,34
1400	8,68	9,72	9,49	10,52
1800	10,56	11,91	11,38	12,71

Tabelle 5.22: Stromgestehungskosten für ein 40MW Kraftwerk bei 2000 VLS

Stromgestehungskosten in Cent/kWh bei 2700 Volllaststunden				
Investitionshöhe [€/kW]	Var. Kosten von 1,8Cent/kWh		Var. Kosten von 2,5Cent/kWh	
	i = 3,5%	i = 6,5%	i = 3,5%	i = 6,5%
1000	5,58	6,12	6,39	6,92
1400	6,97	7,74	7,79	8,54
1800	8,37	9,36	9,18	10,16

Tabelle 5.23: Stromgestehungskosten für ein 40MW Kraftwerk bei 2700 VLS

Ein Betrieb mit 1300VLS führt nur unter idealen Bedingungen zu Stromgestehungskosten unter 10Cent/kWh. Da es durchaus Gebiete gibt, die zur Erzeugung von Windstrom günstiger sind, ist es sehr unwahrscheinlich, dass eine Anlage dieser Art gebaut wird.

Für Kroatien kann die Tabelle 5.22 als Referenztafel, für die Stromerzeugung aus Windenergie, verwendet werden. Diese ist für Investoren relevant, da die Vollaststundenzahl von 2000VLS zu einer 90%igen und höheren Wahrscheinlichkeit, erreicht wird.

Ein 40 MW Kraftwerk hätte mit 2000VLS, mit realen kalkulatorischen Zinssatz von $i=6,5\%$, jährlichen Betriebskosten von 2,5Cent/kWh und bei Investitionskosten von ca. 1600€/kW Stromgestehungskosten von etwa 11,5Cent/kWh.

Im Vergleich dazu wäre es möglich ein Windkraftwerk, bei selber Vollaststundenzahl, mit Stromgestehungskosten von um die 7Cent/kWh zu bauen. Auf Jahresniveau ist das ein Unterschied von über 3 Millionen Euro, was noch ein deutliches Potential für den Bau von Windkraftanlagen in Kroatien zeigt.

5.4 Vergleich der Kraftwerkstypen

Die gezeigten Beispiele sind eine Reihe von Möglichkeiten für Kroatien, die zukünftige Energieversorgung zu gewährleisten. In Abbildung 5.3 sind die berechneten Stromgestehungskosten der einzelnen Kraftwerkstypen grafisch veranschaulicht.

Das Gas- und Dampf-Kraftwerk ist allerdings das einzige Kraftwerk, welches zur Spitzenlastregulierung verwendet werden kann. Wie bereits in Kapitel 4.1.4.3 erwähnt wurde, ist ein Bau eines Kraftwerks dieser Art notwendig um einen weiteren Ausbau von Kraftwerken, welche Strom aus erneuerbare Energie erzeugen, zu ermöglichen. Von den gezeigten Beispielen könnte nur das KKE Osijek schnell genug hohe Lastausfälle und Fluktuationen in der Versorgung kompensieren.

Dies sind Eigenschaften welches auch ein Pumpspeicherkraftwerk besitzt und zusätzlich die Möglichkeit hätte Energie zu speichern. Da ein Pumpspeicher, als gesamtes betrachtet, keinen Strom erzeugt, sondern im Gegenteil bedingt durch den Wirkungsgrad der zwischen 70% und 80% liegt, Energie vernichtet, ist es in diesem Vergleich nicht beachtet worden. Man kann allerdings aus Studien darauf schließen, dass der Bau eines Pumpspeichers die Effizienteste Variante wäre und unter Ausschöpfung aller Betriebs- und einsatzvarianten wirtschaftlich betreibbar wäre. (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2014) Da die Kosten für sehr von den geografischen Lage abhängen können die Kosten erheblich fluktuieren.

Mit dem Bau des KKE Osijek gäbe es auch im Osten des Landes ein großes Kraftwerk. Derzeit gibt es dort nur das veraltete TE-TO Osijek welches bald still gelegt wird und durch das KKE Osijek ersetzt werden soll. Langfristig gesehen, ist das Gas- und Dampf-Kraftwerk nicht so empfindlich gegen Veränderungen des CO₂ Zertifikatspreises, als das geplante Steinkohlekraftwerk TE Plomin C. Die Preiserhöhung vom Gas wird bis zum Jahr 2030 nur minimal sein. (Fraunhofer ISE, 2013) Sollte diese Prognose allerdings nicht eintreffen würde eine Erhöhung

des Brennstoffpreises eine weit aus höhere Auswirkung auf die Stromgestehungskosten haben.

Zur Deckung der Grundlast eignet sich das KKE Osijek allerdings nicht und ist auch im Vergleich mit den anderen Technologien teurer einzuordnen. Es ist verständlich, dass man sich in Kroatien für das Ende des Nuklearkraftwerks Krsko, welches im Jahr 2023 stillgelegt wird, vorbereiten will. Ein thermisches Kraftwerk scheint hierbei die simpelste Lösung zu sein. Allerdings sollte man sich der Verantwortung gegenüber der Umwelt und zukünftiger Generationen bewusst werden. Vor allem, da zufolge einer Analyse das TE Plomin bereits jetzt nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. (Prof.dr.sc. Enco Tireli, 2013) Im Vergleich der aktuellen Stromgestehungskosten ist allerdings das TE Plomin C zu bevorzugen. Langfristig werden die Stromgestehungskosten den Betrieb so erheblich teurer machen, dass es für den Fall eines CO₂ Zertifikatspreises von 20€/t, unrentabler als das KKE Osijek wird.

Die Abschaffung der Förderung von Windkraftanlagen im Jahr 2014, zeigt in welcher Lage sich die Politik und die Energiewirtschaft befindet. Anlagen die bis Ende 2013 gebaut wurden, wurden noch mit einer Einspeisestromvergütung von ca. 10Cent/kWh gefördert.

Wind- und Solarenergie könnten einen Wertvollen Beitrag zur Grundlast bzw. Mittellast beitragen. Das 2013 in Betrieb gegangene VE ZD4 zeigt, dass es noch viel Potential in der Einsparung von Kosten gibt. Die derzeit minimalen 7,93Cent/kWh bei 2700VLS(P50) und maximalen 9,38Cent/kWh(P90) bei 2300VLS, sind im Vergleich zu den technologischen Möglichkeiten, reduzierbar. Im Bereich des Möglichen wären sogar Stromgestehungskosten bis 5,5Cent/kWh bei 2700VLS. Für Anleger sind lediglich die VLS ab einer Wahrscheinlichkeit von P90 interessant sind, und deswegen sind in Bezug auf Tabelle 5.22, Stromgestehungskosten von 6,8Cent/kWh realisierbar.

Solaranlagen sind in besonders Strahlungsintensiven gebieten ab 1125kWh/kWp, mit den anderen Technologien Konkurrenzfähig. Bei minimalen Investitionskosten sind Stromgestehungskosten unter 7Cent/kWh möglich. Dieser Wert lässt sich allerdings nicht bestätigen, das es keine bekannten Projekte dieser Größenordnung gibt, sondern nur bis zu 30kWp installierter Leistung, für welches eine Investitionsrechnung in Kapitel 4.3.2 durchgeführt wurde.

In Gebieten geringer Einstrahlung zahlt sich ein Bau von Solarkraftwerken über 300kW nicht aus, da diese zum einen nicht staatlich gefördert werden, aber auch im vergleich zu den anderen Technologien die mit Abstand teuerste sind. Es werden nur integrierte Solarkraftwerke bis zu einer Leistung von 300kW gefördert. Dafür fällt die Förderung allerdings sehr hoch aus, in Abhängigkeit der installierten Leistung, wie in Tabelle 4.12 gezeigt wurde, nämlich mit über 20Cent/kWh.

In Kroatien ist die derzeitige Gesetzlage so ausgelegt, dass der Ausbau von Solarkraftwerken auf insgesamt 12MW beschränkt ist. Die Begründung ist wie bei den Windkraftwerken identisch. Die fehlende Möglichkeit einen Ausfall großer Leistungen auszugleichen. (HOPS: 10 jähriger Netzentwicklungsplan, 2014)

Ein Punkt der noch für die Technologien des Stromes aus Sonnenenergie spricht ist, dass im Bereich der Solaranlagen noch eine mögliche Lernrate von 15% existiert, was in der Zukunft zu Kostensenkungen führt (Fraunhofer ISE, 2013)

Aktuell sind jedoch weder Solaranlagen noch Windkraftanlagen gegenüber dem Bau des TE Plomin im Vorteil. Diese würden den Strompreis an der Strombörse sogar noch weiter drücken, da die Grenzkosten der Wind- und Solarkraftwerke gegen 0 gehen.

Wenn man sich die Börsenpreise auf der HUPX oder SIPX ansieht, kriegt man das Gefühl, dass im Aktuell kein einziges Kraftwerk wirtschaftlich laufen kann, bis auf ein Pumpspeicherkraftwerk welches unter gewissen idealen Bedingungen betrieben wird. (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2014)

Stromgestehungskosten

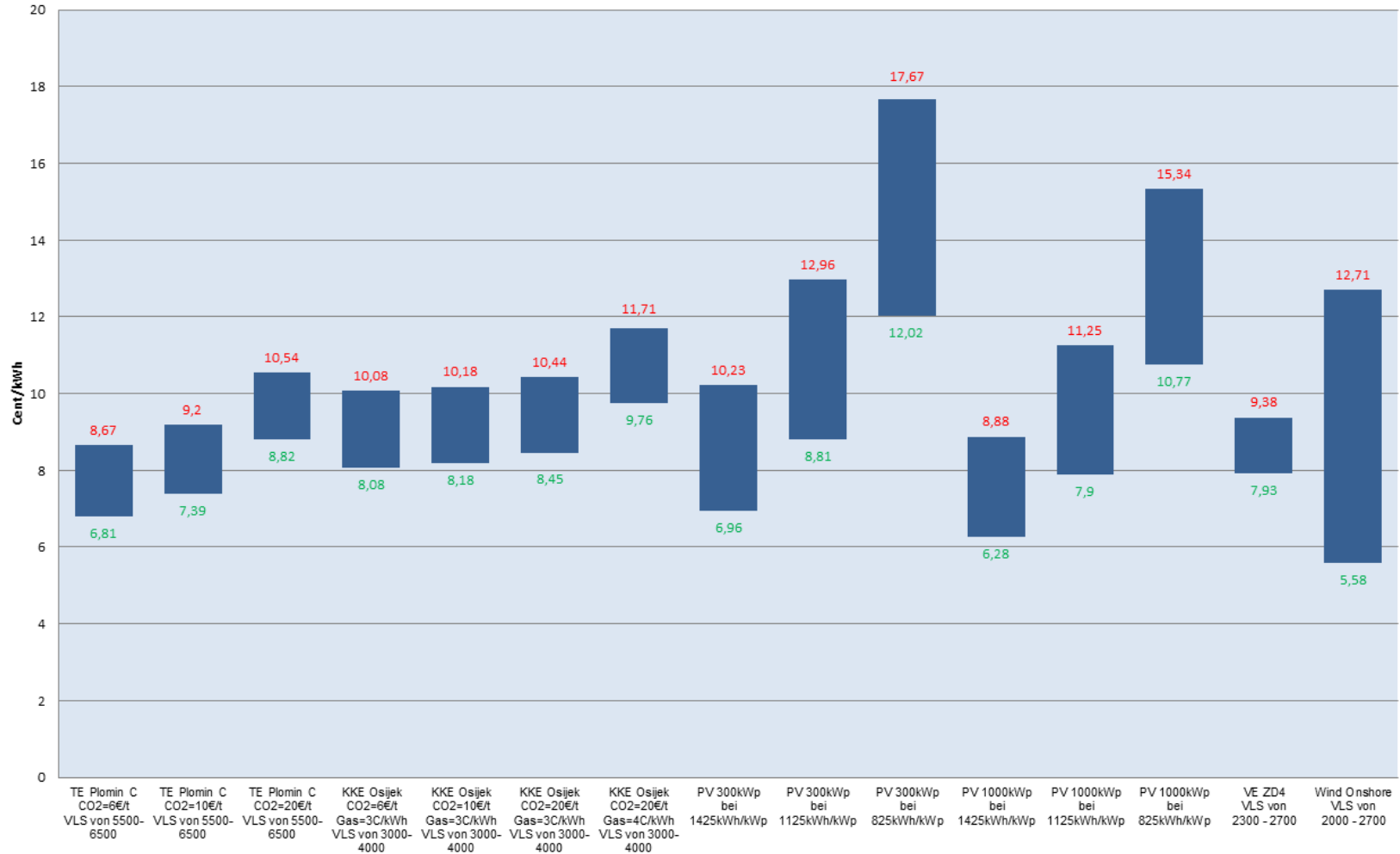


Abbildung 5.3: Vergleich der Stromgestehungs- und Stromrückgewinnungskosten

6 Schlussfolgerung

Die Berechnung der Stromgestehungskosten gibt einen sehr guten Überblick über die betrachteten Technologien und ermöglicht es auf den ersten Blick Tendenzen zu erkennen. Die Verdeutlichung der Abhängigkeit von Parametern, die für den Betrieb eines Kraftwerks wichtig sind, ist besonders gut sichtbar. Zu diesen Parametern gehören die Volllaststunden, die Strahlungsstärke, aber auch Brennstoff- und CO₂ Zertifikatskosten.

Um einen fairen Strommarkt zu betreiben ist es für Kroatien wichtig eine eigene Strombörse einzurichten, denn der Energiemix ist in jedem Land unterschiedlich. Die Börsenpreise sind allerdings seit geraumer Zeit so tief, dass sich ein Kraftwerksbau nur mit Förderungen auszahlt.

Durch die Potentialanalyse des Windes und der Sonneneinstrahlung kann man davon ausgehen, dass es mit diesen Technologien möglich ist, die Komplette Versorgung des Landes zu übernehmen. Um die allerdings die Versorgungssicherheit zu Gewährleisten, bedarf es auch in naher Zukunft (2030) Kraftwerke die immer betrieben werden können, egal ob gerade die Sonne scheint oder ein günstiger Wind weht.

Der Vergleich der Stromgestehungskosten zeigt, dass thermische Kraftwerke derzeit immer noch Konkurrenzfähig sind mit Kraftwerken, welche erneuerbare Energien zur Stromerzeugung verwenden. Würde man jetzt allerdings ein Steinkohlekraftwerk wie das TE Plomin C bauen, wäre dieses spätestens 2030, wenn die Prognostizierten Preisentwicklungen auch so eintreffen, gegenüber den anderen Technologien erheblich im Nachteil. Steigende Brennstoff- und CO₂ Zertifikatskosten sorgen dafür, dass ein Bau solcher Kraftwerke nicht mehr wirtschaftlich ist.

Was passiert allerdings, wenn vermehrt auf erneuerbare Energien gesetzt wird?

Die Nachfrage an fossilen Brennstoffen und an CO₂ Zertifikaten könnte so weit sinken, dass Preise erhalten bleiben oder vielleicht sogar sinken, sodass ein Betrieb von thermischen Kraftwerken konkurrenzfähig bleibt. Eine Wirtschaftskrise könnte ebenfalls dafür sorgen, dass kein Geld für Technologien mit hohen Investitionskosten verfügbar ist. In diesen Zeiten wird vermehrt auf konventionelle Kraftwerke gesetzt.

Ein immer höherer Anteil an erneuerbaren Energie bewirkt allerdings ein Verdrängen der teuren konventionellen Energieerzeugungsanlagen, durch den Merit-Order-Effekt. Die konventionellen Kraftwerke hängen stark von der jährlichen Volllaststundenzahl ab. Diese Abhängigkeit, welche in Abbildung 5.1 gezeigt wurde, verdeutlicht die Problematik in Kroatien. Der Bau des Gas- und Dampfkraftwerks KKE Osijek ermöglicht den zusätzlichen Bau von Wind- und Solarkraftwerken. Denn das KKE Osijek hätte die nötige Leistung um Ausfälle von hohen Leistungen schnell auszugleichen. Gleichzeitig bedeutet aber der zusätzliche Ausbau von Kraftwerken, welche erneuerbare Energien zur Stromerzeugung verwenden, die Verdrängung des Gas- und Dampfkraftwerks aus der Grundlastproduktion. Der Betrieb würde sich lediglich auf Spitzenlastregulierung beschränken und ein wirtschaftlicher Betrieb wäre nicht mehr möglich. In Österreich ist dieses Szenario bereits Realität. So wurde das erst 2011 errichtete Kraftwerk Mellach nach nur 3 Jahren Betrieb, mit Volllaststunden unter 1000h/a, im Jahr 2014 wieder eingemottet.

7 Literaturverzeichnis

BMWi: Energiereferenzprognose. (01. 06 2014). Abgerufen am 17. 02 2015 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-kurzfassung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

BSW-Solar Photovoltaik-Preisindex. (2 2014). Abgerufen am 12. 2 2015 von http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/2013_2_BSW_Solar_Faktenblatt_Photovoltaik.pdf

EEX: Auktionstag 17.2.2015. (17. 02 2015). Abgerufen am 17. 02 2015 von <http://www.eex.com/en/market-data/emission-allowances/auction-market/european-emission-allowances-auction#!/2015/02/17>

ELEM: HE Cebren. (2012). Abgerufen am 17. 02 2015 von http://www.elem.com.mk/index.php?option=com_content&view=article&id=115&Itemid=164&lang=en

EUR-Lex: Art 13 und 14 der Richtlinie2009/72/EG. (14. 8 2009). Abgerufen am 29. 7 2014 von <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:de:PDF>

EUR-Lex: Art 14 der Richtlinie2009/72/EG. (14. 8 2009). Abgerufen am 29. 7 2014 von <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:de:PDF>

EUR-Lex: Art 9 Abs 1 der Richtlinie2009/72/EG. (14. 8 2009). Abgerufen am 29. 7 2014 von <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:de:PDF>

EUR-Lex: Art 9 Abs 8 der Richtlinie 2009/72/EG. (14. 8 2009). Abgerufen am 29. 7 2014 von <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:de:PDF>

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (01. 09 2014). Abgerufen am 16. 02 2015 von http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Energie_und_Rohstoffe/Dokumente_und_Cover/2014-Pumpspeicher-Rentabilitaetsanalyse.pdf

Fraunhofer ISE. (1. 11 2013). Abgerufen am 12. 2 2015 von <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>

Germany Trade & Invest. (14. 7 2014). Abgerufen am 3. 2 2015 von <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=1050234.html?view=renderPdf>

Glas Slavonije. (14. 09 2014). Abgerufen am 18. 02 2015 von <http://www.glas-slavonije.hr/246538/1/Sudbina-nove-osjecke-elektrane---vruci-krumpir-zabuducu-Upravu-HEP-a>

HEP Gruppe. (2011). Abgerufen am 17. 02 2015 von http://www.hep.hr/hep/grupa/razvoj/Sazetak_SUO.pdf

HEP: Ausbau des TE Plomin C. (5 2011). *HEP*. Abgerufen am 3. 2 2015 von http://www.hep.hr/hep/grupa/razvoj/Sazetak_SUO.pdf

HEP: Ausbau. (kein Datum). *HEP*. Abgerufen am 3. 2 2015 von <http://www.hep.hr/hep/grupa/razvoj/Ombila.aspx>

HEP: Ausbau KKE Osijek 500. (kein Datum). *HEP*. Abgerufen am 4. 2 2015 von <http://www.hep.hr/hep/grupa/razvoj/osijek.aspx>

HEP: Umweltauswirkung des KKE Osijek. (Februar 2014). Abgerufen am 18. 02 2015 von <http://intranet-wienernetze/iportal/ep/home.do/tabId/0>

HOPS: 10 jähriger Netzentwicklungsplan. (2014). *HOPS*. Abgerufen am 5. 8 2014 von http://www.hops.hr/wps/wcm/connect/47934cc5-d065-44d3-988e-94e5a2c929ad/HOPS_10_godi%C5%A1njiPlan_2014.pdf?MOD=AJPERES

HOPS: Windparks mit Netzanschlussvertrag. (7. 8 2014). Abgerufen am 23. 8 2014 von <http://www.hops.hr/wps/wcm/connect/ee5f3691-ece2-4ecc-9657-38c6003f1f37/VE+u+pogonu+i+sa+sklopljenim+UOP-om+07082014.pdf?MOD=AJPERES>

HROTE: Berechnung des Referenzpreises für die Ausgleichsenergie. (kein Datum). *HROTE*. Abgerufen am 29. 01 2015 von <http://www.hrote.hr/default.aspx?id=236>

HROTE: Hinweis zu den eingelangten Anträgen über den Ankauf von elektrischen Strom aus Solaranlagen. (2014). *HROTE*. Abgerufen am 10. 9 2014 von <http://www.hrote.hr/default.aspx?id=231>

ORF.at. (14. 5 2014). Abgerufen am 5. 3 2015 von <http://steiermark.orf.at/news/stories/2647144/>

Prof.dr.sc. Enco Tireli. (2013). Abgerufen am 17. 02 2015 von http://www.pfri.uniri.hr/~tirelli/sa_etak_rezultata_Studije_izvodljivosti_Plomin_C.pdf

Regierung der Republik Kroatien: Tarifsystern für erzeugte Energie aus erneuerbaren Energiequellen. (31. 10 2013). Abgerufen am 19. 1 2015 von <http://www.menea.hr/wp-content/uploads/2013/12/Tarifni-sustav-2014-nn13320131.pdf>

Regioenergy: Technisches Potenzial. (kein Datum). Abgerufen am 4. 2 2015 von <http://regioenergy.oir.at/photovoltaik/technisches-potenzial>

Republik Österreich: Änderung der Einspeisetarifverordnung. (11. 11 2014). Abgerufen am 4. 2 2015 von http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2013/07/EinspeisetarifVO_2015.pdf

Riteh: Solar Kalkulator. (kein Datum). *Riteh*. Abgerufen am 4. 2 2015 von <http://www.riteh.eu/solarni-kalkulator.aspx?RG=401>

Yann Delomez - Embassy of Belgium in Croatia. (5-7 2012). *Wallonische Agentur für Export und ausländische Investitionen* . Abgerufen am 4. 2 2015 von <https://www.awex.be/fr-BE/Infos%20march%C3%A9s%20et%20secteurs/Infossecteurs/Documents/PECO/Renewable%20Energy%20in%20Croatia%20-%20Yann%20Delomez.pdf>

Zagrebnasavi. (2014). *Zagrebnasavi*. Abgerufen am 4. 2 2015 von <http://zagrebnasavi.hr/>

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Ergebnis der Day-ahead Auktion für den 29.1.2015 des HUPX.....	16
Abbildung 2.2: Merit-Order-Effekt	18
Abbildung 3.1: Das Kroatische Übertragungsnetz	22
Abbildung 3.2: Jährliche Verbrauch und Maximal Belastung des Netzes	25
Abbildung 3.3: Belastungsdiagramm für den dritten Mittwoch im Juli 2013	26
Abbildung 3.4: Belastungsdiagramm für den dritten Mittwoch im Januar 2014.....	26
Abbildung 4.1: Jährliche Erzeugung des Nuklearkraftwerks Krsko von 1983-2013	34
Abbildung 4.2: Europäisches Windpotential mit über 1300 VLS im Jahr für eine E101 Windkraftanlage.....	46
Abbildung 4.3: Energiedichte in 80m über dem Boden von 1992 - 2001	47
Abbildung 4.4: Solare Strahlung und Potential bei optimal ausgerichteten Solaranlagen.....	52
Abbildung 4.5: Solare Strahlung und Potential bei horizontal ausgerichteten Solaranlagen.....	53
Abbildung 4.6: Verteilung der erzeugten Energie in Kroatien im Jahr 2013.....	56
Abbildung 5.1: Stromgestehungskosten des KKE Osijek in Abhängigkeit der Volllaststunden.....	66
Abbildung 5.2: Normalverteilung der Windenergieerzeugung	72
Abbildung 5.3: Vergleich der Stromgestehungs- und Stromrückgewinnungskosten	81

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Anzahl der Umspannwerke	23
Tabelle 3.2: Kabellänge der Höchst- und Hochspannung.....	23
Tabelle 3.3: Energieaustausch mit den Nachbarländern von 2010-2012.....	24
Tabelle 3.4: Verbrauch und Verluste elektrischer Energie 2010 und 2011	24
Tabelle 3.5: Daten des Verteilnetzes (Stand 2013).....	27
Tabelle 3.6: Energieverbrauchsdaten für das Jahr 2013	27
Tabelle 4.1: Produktionskapazität der Kraftwerke die sich zu 100% im Besitz der HEP Gruppe befinden	28
Tabelle 4.2: Liste der thermischen Kraftwerke der HEP Gruppe	29
Tabelle 4.3: Jährliche Energieerzeugung der thermischen Kraftwerke	30
Tabelle 4.4: Liste der Wasserkraftwerke bis 5 MW der HEP Gruppe.....	31
Tabelle 4.5: Liste der Wasserkraftwerke ab 5 MW der HEP Gruppe	32
Tabelle 4.6: Liste geplanter Wasserkraftwerke	36
Tabelle 4.7: Liste der fertiggestellten Windkraftwerke.....	38
Tabelle 4.8: Geplante Windparks mit existierendem Vertrag zum Anschluss ans Netz	39
Tabelle 4.9: Geplante Windparks von 2014-2020 die nicht in der 400 MW Quote der HOPS sind	40
Tabelle 4.10: Jährliche Erzeugung des RHE Velebit	42
Tabelle 4.11: Installierte Windleistung in den EU Ländern.....	43
Tabelle 4.12: Einspeisetarife für Solaranlagen	49
Tabelle 4.13: Erzeugung und Austausch elektrischer Energie 2010 und 2011	54
Tabelle 4.14: Erzeugung und Import elektrischer Energie im Jahr 2013.....	55
Tabelle 5.1: Daten für das TE Plomin C.....	60
Tabelle 5.2: Auswirkungen des CO2 Zertifikatspreises bei 5500VLS	61
Tabelle 5.3: Auswirkungen den CO2 Zertifikatspreises bei 6500VLS	61
Tabelle 5.4: Basisdaten des KKE Osijek 500.....	63
Tabelle 5.5: Stromgestehungskosten KKE Osijek mit einem CO2 Preis von 6€/t ..	64
Tabelle 5.6: Stromgestehungskosten KKE Osijek mit einem CO2 Preis von 10€/t	64

Tabelle 5.7: Stromgestehungskosten KKE Osijek mit einem CO2 Preis von 20€/t	64
Tabelle 5.8: Stromgestehungskosten des KKE Osijek bei erhöhtem Brennstoffpreis	65
Tabelle 5.9: Basisdaten einer 300kWp Solaranlage	68
Tabelle 5.10: Stromgestehungskosten bei 825kWh/kWp (300kWp)	69
Tabelle 5.11: Stromgestehungskosten bei 1125kWh/kWp (300kWp)	69
Tabelle 5.12: Stromgestehungskosten bei 1425kWh/kWp (300kWp)	69
Tabelle 5.13: Basisdaten einer 1000kWp Solaranlage	70
Tabelle 5.14: Stromgestehungskosten bei 825kWh/kWp (1000kWp)	71
Tabelle 5.15: Stromgestehungskosten bei 1125kWh/kWp (1000kWp)	71
Tabelle 5.16: Stromgestehungskosten bei 1425kWh/kWp (1000kWp)	71
Tabelle 5.17: Wahrscheinlichkeit der jährlichen Erzeugung beim Windpark ZD4 ..	73
Tabelle 5.18: Daten zum Windkraftwerk ZD4.....	73
Tabelle 5.19: Stromgestehungskosten für VE ZD4	74
Tabelle 5.20: Daten für einen 40MW Windpark	75
Tabelle 5.21: Stromgestehungskosten für ein 40MW Kraftwerk bei 1300 VLS	76
Tabelle 5.22: Stromgestehungskosten für ein 40MW Kraftwerk bei 2000 VLS	76
Tabelle 5.23: Stromgestehungskosten für ein 40MW Kraftwerk bei 2700 VLS	76