

MAGISTERARBEIT

Titel der Magisterarbeit

Unbundling of National Champions

Verlorene Mühe oder vielversprechende Zukunft für
den kroatischen Energiemarkt

Verfasser

Haris Čerimović, Bakk.rer.soc.oec.

angestrebter akademischer Grad

Magister der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften

Mag.rer.soc.oec.

Wien, 2012

Studienkennzahl lt. Studienblatt: A 066 915

Studienrichtung lt. Studienblatt: Magisterstudium Betriebswirtschaft

Betreuer / Betreuerin: Univ.-Prof. Dipl.-Math. Dr. Jörg Finsinger

1	ABSTRAKT ENGLISCH	1
2	ABSTRAKT DEUTSCH	1
3	EINLEITUNG	2
4	ENTWICKLUNG DER EUROPÄISCHEN VORSCHRIFTEN	4
4.1	ALLGEMEINE ENTWICKLUNG DES GEMEINSAMEN BINNENMARKTES	4
4.2	DAS ERSTE EU-ENERGIELIBERALISIERUNGSPAKET	5
4.3	DAS ZWEITE EU-ENERGIELIBERALISIERUNGSPAKET	7
4.4	DAS DRITTE EU-ENERGIELIBERALISIERUNGSPAKET	10
5	DIE ENTFLECHTUNG VOM ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER	11
6	THEORETISCHE VORTEILE UND KOSTEN DER ENTFLECHTUNGSVARIANTEN	13
7	EMPIRISCHER ZUGANG DER EFFEKTE DES UNBUNDLING	16
8	KORRUPTIONSNIVEAU UND LOBBYARBEIT	17
9	DER BISHERIGE PRIVATISIERUNG PROZESS DER REPUBLIK KROATIEN	18
9.1	DIE PRIVATISIERUNG VON 1991-1993	18
9.2	PRIVATISIERUNG VON 1994-1997	19
9.3	DIE PRIVATISIERUNG NACH 1998	21
10	UNTERNEHMENS ÜBERSICHT HEP D.D.	22
10.1	UNTERNEHMENSSTRUKTUR DES HEP D.D.	23
10.2	HEP D.D. (HRVATSKA ELEKTROPRIVREDA D.D.)	24
10.3	HEP-PROIZVODNJA D.O.O.	26
10.4	HEP-OPERATOR PRIJENOSNOG SUSTAVA D.O.O.	26
10.5	HEP-OPERATOR DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA D.O.O.	26
10.6	HEP-OPSKRBA D.O.O.	26
10.7	HEP-TRGOVINA D.O.O.	27
10.8	TE PLOMIN D.O.O.	27
10.9	HEP-TOPLINARSTVO D.O.O.	27
10.10	HEP-PLIN D.O.O.	27
10.11	HEP-ESCO D.O.O.	27
10.12	APO D.O.O. USLUGE ZAŠTITE OKOLIŠA	27
10.13	HEP-OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE D.O.O.	27
10.14	HEP-ODMOR I REKREACIJA D.O.O.	27
10.15	PLOMIN HOLDING D.O.O.	27
10.16	USTANOVA HEP-NASTAVNO-OBRAZOVNI CENTAR	28

10.17	NE KRŠKO D.O.O. (NUKLEARKRAFTWERK)	28
10.18	LNG-HRVATSKA D.O.O.....	28
10.19	HEP-RAZVOJVIŠŠENAMJENSKIH NEKRETNINSKIH PROJEKATA D.O.O.	28
11	DAS ENERGIEGESETZ UND DER ENERGIESEKTOR KROATIENS HEUTE!	29
11.1	FUNKTIONIEREN DES ENERGIEMARKTES	29
11.2	KROATISCHE ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT	29
11.3	KROATISCHE NATUR GAS SEKTOR	30
12	HARMONISIERUNG DER KROATISCHEN ENERGIEGESETZE	32
13	ENTFLECHUNGSMODELLE IM ELEKTRIZITÄTSEKTOR.....	33
13.1	EIGENTUMSRECHTLICHE ENTFLECHTUNG DES ÜBERTRAGUNGSNETZES.....	33
13.2	DIE ISO ENTFLECHTUNGS VARIANTE DES ÜBERTRAGUNGSNETZ.....	36
13.3	DIE ITO ENTFLECHTUNGSVARIANTE DES ÜBERTRAGUNGSNETZES	38
13.4	FUNKTIONELLE UNABHÄNGIGKEIT DES ITO D.O.O.	40
13.5	FÜHRUNGS UNABHÄNGIGKEIT DES ITO D.O.O.....	40
13.6	UNABHÄNGIGKEIT DES AUFSICHTSRATES DES ITO D.O.O.	41
13.7	UNBUNDLING DES VERTEILUNGSNETZBETREIBER	41
13.8	KROATISCHER VERTEILUNGSNETZ BETREIBER (HR-DSO D.O.O.).....	42
13.9	KROATISCHER VERTEILUNGSNETZBETREIBER (IDO D.O.O.).....	43
13.10	KROATISCHER VERTEILUNGSNETZBETREIBER (HEP- ODS D.O.O.)	45
14	GESTALTUNG DES KOMMERZIALISIERUNGSGRADES	46
14.1	KOMMERZIALISIERUNG FÜR ALLE KUNDENGRUPPEN (VARIANTE A)	46
14.2	KOMMERZIALISIERUNG FÜR BESTIMMTE KUNDENGRUPPEN (VARIANTE B)	47
14.3	KOMMERZIALISIERUNG FÜR BESTIMMTE KUNDENGRUPPEN (VARIANTE C)	47
15	ANPASSUNG DES NATURGASSEKTORS.....	48
15.1	TRENNUNG DER BETREIBER DES VERTEILUNGSNETZES (VARIANTE A)	49
15.2	TRENNUNG DER BETREIBER DES VERTEILUNGSNETZES (VARIANTE B)	50
15.3	BETREIBER DES VERTEILUNGSNETZES (VARIANTE C)	50
16	VULNERABLE CONSUMERS IN DER REPUBLIK KROATIEN	50
17	KRITERIEN DER METHODOLOGIE WIE AUCH AUSWERTUNG DER ENTFLECHTUNG.....	52
18	BESTIMMUNG DER VERGLEICHSKRITERIEN	53
19	DURCHFÜHRUNGSPOTENTIAL BESTIMMTER VARIANTEN.....	54
19.1	A1: OPERATIVE EINRICHTUNG DER NEUEN ORGANISATION	54
19.2	A2: WIRKSAMKEIT BEI DER ERLASSUNG VON BESCHLÜSSEN DES NEUEN SUBJEKTS.....	54

19.3	A3: AUSRICHTUNG DER ZENTRALEN ZIELE	55
19.4	A4: AUFGESCHLOSSENHEIT GEGENÜBER ANFORDERUNGEN DER NETZTUTZER	55
19.5	A5: AUFGESCHLOSSENHEIT GEGENÜBER DEN ANFORDERUNGEN DER HERA-E I HROTE-A	55
20	EINFLUSS AUF DIE MAKROÖKONOMISCHE STABILITÄT	55
20.1	B1: SICHERSTELLUNG DER VERSORGUNG	55
20.2	B2: WETTBEWERBSFÄHIGKEIT VON ENERGIEPREISEN.....	56
20.3	B3: AUFBAU VON ARBEITSPLÄTZEN	56
21	ERMÖGLICHUNG VON INVESTITIONEN IN DEN KROATISCHEN ENERGIESEKTOR.....	56
21.1	C1: ERZEUGUNG VON VORAUSSETZUNGEN FÜR DIE INVESTIERUNG IN DIE NETZINFRASTRUKTUR	56
21.2	C2: INVESTIERUNG IN DIE PRODUKTIONSANLAGEN UND VERSORGUNG	57
21.3	D1: VERWIRKLICHUNG DER ZIELE VON ERNEUERBAREN ENERGIEN UND DEREN EFFIZIENZ	57
21.4	D2: KONSUMENTENSCHUTZ UND BEKÄMPFUNG DER ENERGIEARMUT	57
21.5	D3: BETEILIGUNG AN INTERNATIONALEN PROJEKTEN.....	57
21.6	D4: AUFGESCHLOSSENHEIT GEGENÜBER ZUKÜNFTIGEN EUROPÄISCHEN RICHTUNGEN IM ENERGIESEKTOR.....	58
21.7	D5: AUFGESCHLOSSENHEIT GEGENÜBER DEN ANFORDERUNGEN ENTSO-E, BZW. ENTSO-G	58
21.8	E1: KOMPATIBILITÄT MIT REGIONALER UND EUROPÄISCHER UMGEBUNG.....	58
21.9	E2: EINFLUSS AUF DIE DERZEITIGEN ENERGIESUBJEKTE.....	58
21.10	E3: BENÖTIGTE FINANZIELLE MITTEL ZUR DURCHFÜHRUNG DER ANPASSUNG	59
22	BESCHREIBUNG DER AUSWERTUNG	59
23	ERMITTLUNG DER GEWICHTUNGSFAKTOREN	60
24	STRUKTUR DER DELPHI GRUPPE UND DES AUTOREN-TEAMS	60
25	AUSWERTUNG DER ERGEBNISSE.....	63
25.1	AUSWERTUNG IM BEZUG AUF DEN BETREIBER DES ÜBERTRAGUNGSNETZES	64
25.2	AUSWERTUNG IM BEZUG AUF DEN BETREIBER DES VERTEILUNGSNETZES UND DES GRADES DER KOMMERZIALISIERUNG.....	65
25.3	STELLENWERT DER KOMBINATIONEN DER VERSCHIEDENEN VARIANTEN IM ELEKTRIZITÄTSEKTOR	67
26	AUSWERTUNG DER VARIANTEN IM NATURGASSEKTOR.....	68
26.1	STELLENWERT DER KOMBINATIONEN DER VERSCHIEDENEN VARIANTEN IM NATURGASSEKTOR	70
27	KRITIK DER STUDIE	71
28	WAS IST DAS ÖFFENTLICHE INTERESSE DER REPUBLIK KROATIEN?	72
29	ZUSAMMENFASSUNG.....	73
30	LITERATURVERZEICHNIS	75
31	ABBILDUNG UND TABELLEN VERZEICHNIS	79

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides Statt, da ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Wien, August 2012.

Danksagung

Diese Arbeit bietet mir nicht nur die Möglichkeit, mein Interesse im Bereich des Public Utility Managements zu dokumentieren, sondern eröffnet mir vielmehr die Gelegenheit, den Menschen zu danken, die zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen haben.

Ich möchte diese Diplomarbeit meinen Eltern Fikreta und Suljo Čerimovic widmen, die, davon abgesehen, dass sie mir das Studium ermöglichten, auch immer großes Interesse für meine Arbeit zeigten, und mich soweit wie möglich unterstützten.

Ein herzliches Dankeschön geht an alle, die mich bei der Erstellung meiner Diplomarbeit unterstützt haben. Besonders möchte ich mich bei Frau Karina Knaus PhD, für Ihre richtungsweisenden Ratschläge bedanken, wie auch bei meinem Betreuer, Univ.-Prof. Dr. Jörg Finsinger, der mir mit Rat und Tat zur Seite gestanden ist.

1 Abstrakt Englisch

According to the decision of the European Commission, Croatia should become the 28th EU Member on the 1st of July 2013 within the seventh enlargement round. The land will have to face many reforms as well as new opportunities but also obligations. Regarding the energy industry, the third liberalization package will be one of the biggest burdens. This paper will analyze the decartelization of the national vertical integrated companies, especially the companies of the HEP group. The first part of the paper regards the analysis of the EU energy liberalization packets and the general development of the internal market. In the second part, a theoretical approach to unbundling will be built, one will show how the effects of the unbundling are to be measured and through which other effects are they covered. In this context one will show how the privatization from the period 1991-1993; 1994-1997 and after 1998 was implemented and how it influenced the society. In the third part of the paper, the HEP group will be presented as well as proposals for the unbundling according to the study „*Usklađivanje Hrvatskog energetskeg sektora i energetskeg zakonodavstva s trećim paketom energetske propisa Europske Unije*“¹. The fourth part presents an analysis of the data of the mentioned study as well as an evaluation of its critical appreciation.

2 Abstrakt Deutsch

Nach dem Endschluss der EU-Kommission soll Kroatien am 1. Juli 2013 in der siebten EU-Erweiterungsrunde der 28. EU-Mitgliedsland werden. Das Land wird sich mit vielen Reformen wie auch neuen Möglichkeiten aber auch Pflichten konfrontiert sehen. Im Bezug auf die Energiewirtschaft wird eine der größten Hürden das dritte Energie Liberalisierungspaket sein. Diese Arbeit wird sich mit der Entflechtung der Nationalen Vertikal integrierten Unternehmen beschäftigen, insbesondere mit den Unternehmen der HEP Gruppe. Der erste Teil der Arbeit beschäftigt sich mit der Analyse der EU Energie Liberalisierungspakete und der allgemeinen Entwicklung des gemeinsamen Binnenmarktes. Im zweiten Teil wird ein theoretischer Zugang zum Unbundling aufgebaut, es wird gezeigt wie die Effekte des Unbundling zu messen sind, und durch welche andere Effekte überdeckt werden. Im Zuge dessen wird gezeigt wie die Privatisierung die im Zeitraum von 1991-1993; 1994-1997 und nach 1998 durchgeführt worden ist und wie diese die Gesellschaft geprägt hat. Im dritten Teil der Arbeit wird die HEP Gruppe vorgestellt wie auch die Vorschläge für das

¹ Harmonization of the Croatian energy sector and energy legislation with the EU's third liberalization package.

Unbundling nach der Studie „*Usklađivanje Hrvatskog energetskeg sektora i energetskeg zakonodavstva s trećim paketom energetske propisa Europske Unije*“² präsentiert. Der letzte Teil beschäftigt sich mit der Auswertung der Daten der erwähnten Studie wie auch mit deren kritischen Würdigung.

3 Einleitung

Die Energiewirtschaft heute ist geprägt vom Begriff der vertikal und horizontal integrierten Unternehmen. Es finden sich zahlreiche Beispiele für derartige Wirtschaften, einer davon ist die Elektrizitätswirtschaft, welche im klassischen Sinne die Bereiche Stromerzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb in einem Unternehmen vereinigt. Um diese integrierten Teilbereiche bzw. Netz basierten Bereiche eines Unternehmens zu entflechten (Unbundling) kann auf verschiedene Methoden zurückgegriffen werden. Im Fall Elektrizitätswirtschaft würde Unbundling die Entflechtung der integrierten Teilbereiche (Stromerzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb) bedeuten. Welche Arten es gibt und welche in der Praxis am öftesten angewendet werden, ist unter Anderen eine Aufgabe dieser Arbeit.

Die verschiedenen Varianten werden anhand des kroatischen vertikal integrierten Unternehmens HEP d.d. analysiert. Zuerst werden die theoretischen Möglichkeiten von Unbundling vorgestellt, indem man zeigt wie diese entstanden sind und was die Hauptziele des Unbundling sind, wie auch dessen Grenzen. Im Zuge dessen wird auf die Privatisierung in der Republik Kroatien eingegangen wie auch auf die derzeitige Situation im Kroatischen Energie Sektor. Danach wird detailliert auf die Studie „*Usklađivanje Hrvatskog energetskeg sektora i energetskeg zakonodavstva s trećim paketom energetske propisa Europske Unije*“ zur Harmonisierung des kroatischen Energie-Sektors an die Energiewirtschaft der europäischen Union, welche vom **MINGORP**³ in Auftrag gegeben worden ist, eingegangen.

Die Frage die sich stellt, ist auf welche Art und Weise wir die Entflechtung der Nationalen Champions, wie es HEP d.d. ist, durchgeführt? Wie tragen diese zu einer positiven Wandlung der kroatischen Energiewirtschaft bei und wird sich Kroatien als ein gleichwertiger Partner in der Europäischen Energiewirtschaft durchsetzen können um damit die Sichere Energieversorgung in Europa wie auch Kroatien zu gewährleisten?

² Harmonisierung der kroatischen Energiewirtschaft und Energie-Gesetzgebung mit dem dritten EU Liberalisierungspaket.

³ Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva (MINGORP), Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Unternehmerschaft

Um diese Fragen zu beantworten wird auf die Problematik der natürlichen Monopole eingegangen, welche dadurch gekennzeichnet sind, dass der Markt zu den geringsten Gesamtkosten nur von einem einzigen Unternehmen am kostengünstigsten versorgt werden kann, eingegangen. In den Meisten Fällen sind es jene Unternehmen die ihre Leistungserbringung auf endsprechenden Infrastrukturen aufbauen, wie es in der Elektrizität und Gas-Wirtschaft ist. Diese sind durch Unteilbarkeit und Vernetzung gekennzeichnet, deren Liberalisierung der Grundstein für eine Wettbewerbsorientierte Wirtschaft ist. In weiterer Folge wird gezeigt was die vorgeschlagenen Varianten der erwähnten Studie, welche im Auftrag der kroatischen Regierung durchgeführt worden ist, gemeinsam haben und welches Konzept hinter diesen steht. Welchen Einfluss die derzeitige Preispolitik der kroatischen Regierung auf die Energie-Wirtschaft ausübt und ob diese verbessert werden kann, ist ebenfalls ein Aufgabenbereich dieser Arbeit.

Zuerst wird auf die mehrjährige Initiative der Europäischen Union zur Erschaffung eines internen Energiemarktes eingegangen, danach widmet sich die Arbeit den drei Energieliberalisierungspaketen der EU um zu zeigen welche Optionen im Aspekt des Unbundling erwünscht und welche toleriert werden. Danach werden theoretische Zugänge zum Unbundling vorgestellt und der Versuch unternommen Effekte des Unbundling herauszuheben. Nachdem die möglichen Effekte gezeigt werden, beschäftigen wir uns weiter mit dem bereits privatisierten Teil der kroatischen Wirtschaft um einen Einblick zu gewähren wie die Privatisierung bis heute durchgeführt worden ist. Es wird das Unternehmen HEP d.d. vorgestellt und kurz auf die einzelnen Gruppenmitglieder eingegangen. Es wird gezeigt wie der heutige Stand der Energie-Wirtschaft in Kroatien ist, danach werden Varianten der Entflechtung der Übertragungs- und Verteilungs-Betreiber im Elektrizität und Naturgas-Sektor gezeigt. Zum Schluss werden die Ergebnisse wie auch die Teilnehmer der Studie präsentiert mit einer anschließenden kritischen Würdigung.

4 Entwicklung der Europäischen Vorschriften

Es sind bereits Fünfzig Jahre seit der Unterzeichnung der ersten länderübergreifenden Verträge zum Zwecke einer sicheren Energieversorgung Europas vergangen. Heute ist dieses Unterfangen immer noch aktuell und ein starker Treiber für die Entwicklung der Energiemärkte der einzelnen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union wie auch derjenigen über ihrer Grenzen hinaus.

4.1 Allgemeine Entwicklung des gemeinsamen Binnenmarktes

Es existiert eine mehrjährige Initiative der Europäischen Union zur Erschaffung eines internen Energiemarktes für Elektrizität und Naturgas. Der Grundstein dieser Idee liegt in der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft, welche detaillierten Vorschriften und Forderungen über den Elektrizität und Naturgas-Markt mittels Direktiven und dazugehörigen Dokumenten kommuniziert. Der erste Schritt zur Schaffung eines gemeinsamen Marktes wurde 1990 unternommen und 1991 weitergeführt. Die Direktive 90/377/EEC⁴, Direktive 90/547/EEC⁵ wie auch Direktive 91/296/EEC⁶ sind die ersten ihrer Art.

Die Direktive 90/377/EEC befasst sich mit der Einführung eines gemeinschaftlichen Verfahrens zur Gewährleistung der Transparenz vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreisen. Die Unabdingbarkeit wie auch Transparenz der Energiepreise, insoweit diese die Voraussetzungen für den unverfälschten Wettbewerbs im Markt verbessern, ist ein essentieller Treiber, welcher die Benachteiligung der Endverbraucher bekämpft. Die Informationen die sich auf Gas und Strom beziehen werden soweit aufbereitet, dass sie mit anderen Energiequellen (Erdöl, Kohle, fossile und erneuerbare Energie) vergleichbar gemacht werden. Neben der Offenlegung der geltenden Preissysteme ist die Kenntnis der Angaben, über die Kategorien und dessen Marktanteile in den sich die Endkonsumenten befinden erforderlich. Um diese Ziele zu erreichen ist es ferner erforderlich, sich auf die bewährten Methoden und Techniken der Verarbeitung, der Prüfung und Veröffentlichung der Daten zu stützen, dieses wurde von SAEG⁷ entwickelt und Angewendet⁸.

⁴ (90/377/EEC, 1990) concerning a Community procedure to improve the transparency of gas and electricity prices charged to industrial end-users.

⁵ (90/547/EEC, 1990) concerning the transit of electricity through transmission grid.

⁶ (91/296/EEC, 1991) concerning on the transit of natural gas through grid.

⁷ Statistische Amt der Europäischen Gemeinschaft

⁸ (90/377/EEC, 1990)

Die Direktive 90/547/EEC unterstreicht die Verwirklichung des Gemeinsamen Binnenmarktes mit dem Ziel das der europäische Energiemarkt besser integriert wird. Die Verwirklichung des Binnenmarktes auf dem Feld Energie insbesondere der Elektrizität muss dem Ziel des ökonomischen und sozialen Zusammenhalts Rechnung tragen.⁹ Die Integration der Europäischen Energiemärkte wird stark befürwortet, ebenso sind die Verträge zwischen Großen Netzen so wichtig dass diese der Kommission regelmäßig bekannt gemacht werden müssen.

Die Direktive 91/296/EEC wie zuvor, unterstreicht die Notwendigkeit dass ein gemeinsamer Binnenmarkt zustande kommt. Naturgas wurde als einer der Schlüsselkomponenten der Energiebilanz eingeordnet und wird dementsprechend auch besonders behandelt. Es wird auf die Einflüsse auf die Umwelt und als eine Notwendigkeit der Errichtung des Internationalen Gas-Netzwerks für einen zwischenstaatlichen Transport von Naturgas hingewiesen. Die Diversifizierung der Beschaffungswege ist eine der Hauptvoraussetzungen für die sichere Versorgung und Liberalisierung der Naturgas-Märkte.¹⁰

Die erwähnten Direktiven stellen Postulate des Europäischen Binnenmarktes für Energie da. Die Direktive 90/377/EEC ist immer noch in Kraft, wobei sie von der Änderung im Jahre 2007 (Richtlinie 2007/394/EC)¹¹ essentiell modifiziert worden ist.

4.2 Das Erste EU-Energieliberalisierungspaket

Ein weiterer Schritt in Richtung liberalisierte Elektrizitätsmärkte und Gasmärkte, wurde 1996 und 1998 unternommen. Die Direktive 96/92/EC¹² wie auch Direktive 98/30/EC¹³ betreffen gemeinsame Vorschriften für den Strom und Gasbinnenmarkt und stellen das sogenannte erste Energieliberalisierungspaket der Europäischen Union da.

Den Anfang machte die Direktive 96/92/EC, welche mit den gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt versucht, Maßnahmen zur Sicherstellung des einwandfreien Funktionierens des Binnenmarktes zu treffen. Als ein wichtiger Schritt wird das wettbewerbsorientierte Funktionieren der Elektrizitätsmärkte hervorgehoben. An dieser Stelle waren die Formen der Informations-, Verwaltungs-, wie auch Rechnungslegungsentflechtung verankert. Die Verwaltungsentflechtung wurde nur für die Übertragungsnetzbetreiber

⁹ Vgl. (90/547/EEC, 1990, S. L 313/30, 31)

¹⁰ Vgl. (91/296/EEC, 1991)

¹¹ (2007/294/EC, 2007)

¹² (96/92/EC, 1996)

¹³ (98/30/EC, 1998)

vorgeschrieben. Dieses ist geregelt in der Ziffer 30 der erwähnten Direktive, welches besagt; *„Zur Gewährleistung von Transparenz und Nichtdiskriminierung muss die Übertragungsfunktion von vertikal integrierten Unternehmen unabhängig von den anderen Aktivitäten betrieben werden.“*¹⁴. Artikel 7 Absatz 6 schreibt vor *„Wenn das Übertragungssystem nicht ohnehin unabhängig von der Erzeugung und der Verteilung ist, muss der Netzbetreiber zumindest auf Verwaltungsebene unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit dem Übertragungssystem zusammenhängen.“*¹⁵

Der Aufbau der Märkte erweist sich als Schwieriges Unterfangen den die Harmonisierung der Prozesse muss eine Möglichkeit für adäquate Anpassung der Industrie gewährleisten. Der Übergang soll auf eine angemessene und saubere Art und Weise geschehen, dabei sollte besonders Rücksicht auf die verschiedenen Arten der Organisation bei Elektrizität und Gas Systemen genommen werden. Die ergriffenen Eingriffe dürfen nur minimale Störungen, im normalen funktionieren der Märkte auslösen.

Mit dieser Direktive wird der Begriff der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen eingeführt. Nach den Meinungen einiger Mitgliedsstaaten ist es wichtig diesen Service einzuführen da der Wettbewerb, in Hinblick auf die Fragen der genügenden Bereitstellung von Elektrizität, wie auch im Hinblick auf den Umweltschutz nicht die nötigen Resultate garantieren kann.¹⁶ Es wird ebenfalls unter der Ziffer 20 der Begriff des wirtschaftlichen und sozialen Zusammenhalts eingeführt. *„Bei der Verwirklichung des Elektrizitätsbinnenmarkts muss in hohem Maße der gemeinschaftlichen Zielsetzung des wirtschaftlichen und sozialen Zusammenhalts Rechnung getragen werden, insbesondere in Bereichen wie den nationalen oder innergemeinschaftlichen Infrastrukturen, die der Elektrizitätsübertragung dienen.“*¹⁷ Im Kapitel III, der selben Direktive unter dem Titel der Erzeugung werden mit Gleichstellung, das Genehmigung Verfahren wie auch das Ausschreibung Verfahren präsentiert. Die Methode der Genehmigung wird auch in den Naturgas-Markt eingeführt, insbesondere für den Bau von Direktleitungen im Hoheitsgebiet. Diese müssen objektiv und nicht diskriminierend sein wie auch öffentlich zugänglich.

Der Unterschied im Naturgas-Sektor, also der Direktive 98/30/EC ist das der Zugang zum Naturgas-Sektor unter den wettbewerbsorientierten oder regulierenden Bedingungen sein

¹⁴ (96/92/EC, 1996, S. L 27/21)

¹⁵ (96/92/EC, 1996)

¹⁶ Vgl. (96/92/EC, 1996)

¹⁷ (96/92/EC, 1996, S. L. 27/21)

kann. Abhängig davon wie sich die Mitgliedsstaaten entscheiden. Im Fall des Kommerziellen Zugangs muss gewährleistet werden dass die Energie Konsumenten den Zugang zum Gas Netzwerk Verhandeln können. Falls der Zugang auf die regulierende Variante erfolgt muss gewährleistet werden dass der Zugang, allen Subjekten die das Recht zum Zugang haben, im Einklang mit dem Tarifen System ermöglicht wird. Weiter Gilt für die Vertikal Integrierten Unternehmen das die Interne Buchführung die Bereiche Transport, Distribution und Lagerung gesondert führen muss.¹⁸

4.3 Das Zweite EU-Energieliberalisierungspaket

Die Direktive 96/92/EC wie auch die Direktive 98/30/EC wurden am ersten Juli 2004 außer Kraft gesetzt und mit der Direktive 2003/54/EC¹⁹ und der Direktive 2003/55/EC²⁰ des gleichen Inhalts, ersetzt. Diese Dokumente zusammen mit den Verordnungen für Elektrizität (1288/2003/EC) und den Natur Gas (1775/2005/EC), welche sich mit den Fragen des Grenzüberschreitenden Austausches von Energie Beschäftigen, bilden die Grundlage des Zweiten Energieliberalisierungspakets der Europäischen Union. Als Zusatz zu diesen Dokumenten wurden die Direktiven (2005/89/EG)²¹, (2004/67/EC)²² ins Leben gerufen, diese betreffen die Fragen der Sicherstellung der Versorgung von Elektrizität und Naturgas.

Die Direktive 2003/54/EC brachte neu Konzepte wie:

- Grundversorgung (*universal service*)²³,
- Versorger letzter Instanz, (*supplier of last resort*)²⁴,
- Einkommensschwache Kunden, (*vulnerable consumers*)²⁵,
- Entfernte Kunden (*l customers in remote areas*)²⁶

Die Grundversorgung ist definiert als das Recht der Versorgung von Elektrizität der entsprechenden Qualität und unter verständlichen und leicht vergleichbaren wie auch transparenten Preisen.²⁷ Die Mitgliedsstaaten haben eine Fülle an Möglichkeiten die Grundversorgung sicher zu stellen. Eine dieser Möglichkeiten ist die Ernennung eines

¹⁸ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 7)

¹⁹ (2003/54/EC, 2003)

²⁰ (2003/55/EC, 2003)

²¹ (2005/89/EG, 2006)

²² (2004/67/EG, 2004)

²³ (2003/54/EC, 2003) Ziffer 24

²⁴ (2003/54/EC, 2003) Ziffer 27

²⁵ (2003/54/EC, 2003) Ziffer 2

²⁶ (2003/54/EC, 2003) Ziffer 5

²⁷ Vgl. (2003/54/EC, 2003) Ziffer 24

Versorgers letzter Instanz. In der Direktive 2003/55/EC wurden ebenfalls die Neuen Konzepte eingeführt mit der Ausnahme der Grundversorgung welche im Dokument nicht erwähnt wird. Zu den bereits erwähnten Konzepten wurden die Begriffe des Konsumentenschutz und Einkommensschwacher Kunden ausgebaut, mit dem Ziel eines besseren sozialen und ökonomischen Zusammenwirkens.²⁸

Neben den bereits erreichten Verbesserungen durch die Direktiven, gibt es noch ein Gebiet in denen ein hoher Nachholbedarf besteht, vor allen anderen ist es im Bereich des Marktfunktionierens wo noch Nachholbedarf besteht. Es besteht eine Notwendigkeit an konkreten Maßnahmen im Bezug auf das Produktionsvolumen. Parallel besteht ein hohes Maß an Risiko, für eine Monopoldominanz des Marktes, das Problem der Sicherung von objektiven Transport- und Verteilungs-Tarifen. Die Sicherstellung des Schutzes von einkommensschwachen Kunden wie auch weit entfernten Konsumenten, der transparente Umgang mit Informationen bezüglich Produktionsanlagen und wie diese auf die Umwelt einwirken, sind auch Bereiche in denen Nachholbedarf besteht²⁹. Mit dem zusammentreffen des Europäischen Komites im März des Jahre 2000 in Lissabon, wurde das raschere Fertigstellen des internen Elektrizität wie auch des Naturgas-Marktes gefordert, das gleiche wurde auch für die Liberalisierung in den genannten Bereichen gefordert. Im Juli desselben Jahres wurde vom europäischen Parlament eine Verordnung ins Leben gerufen, welche detaillierte Ausarbeitung der Ziele und Vorgehensweisen für eine Schrittweise aber volle Liberalisierung verlangt.

Die schrittweise Liberalisierung wird durch das Einführen der *eligible customers* (zugelassene Kunden) in Angriff genommen. Das sind jene Kunden, die das Recht haben ihren Strom- oder Naturgasanbieter selbst zu wählen. Die Grundidee war das die Definition der *eligible customers* so lange ausgedehnt wird bis letztendlich alle Kunden in diese Kategorie fallen. Die dafür vorgesehene zeit war bis Juni 2007. Das komplette Öffnen der Märkte in welchen Kunden die Möglichkeit haben ihren Anbieter selbst zu wählen, und die Anbieter das Recht haben jeden zu beliefern, stellen Grundfreiheiten die aus dem Gründungsvertrag der Europäischen Union hervorgehen. Es wurden die Hauptursachen für das bisherige nicht erfüllen der erwähnten Ziele festgestellt. Großteils sind der Zugang zum Netz, die Art und Weise des Zustandekommens von Netztarifen wie auch der ungleiche Entwicklungsstand der Marktöffnung, die Hauptursachen dieses Problems. Wenn man die Ziele, die nötig sind um

²⁸ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 7)

²⁹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 7)

das Funktionieren des Marktes zu erreichen, erfüllen will, muss man sicherstellen dass der Zugang und die Nutzung des Netzes auf Objektiven und transparenten Grundlagen basieren.³⁰

Im Falle eines vertikal integrierten Energieunternehmens wurde es als angebracht erachtet, dass das Übertragungs- und Verteilungs-System rechtlich von einander getrennt werden. Damit wird ermöglicht, dass die Betreiber das Recht haben selbst zu entscheiden welche Mittel nötig sind für die Instandhaltung, für das tägliche funktionieren und den Ausbau des Netzes³¹. Es besteht die Möglichkeit eines kombinierten Betreibers (*combined operator*³²) für die Übertragungs und Verteilungs Systeme. Es wird Hervorgehoben, dass es einen Unterscheid zwischen der rechtlichen Trennung und der Eigentumstrennung gibt. Die rechtliche Trennung impliziert nicht die Änderung der Eigentumsrechte über die Anlagen. Ein nichtdiskriminierender Entscheidungsprozess sollte gesichert werden, dieser kann auf verschiedene Weise stattfinden.

Es wird die Absicht zur Gründung eines Beratungs Organs (European Regulators Group for Electricity and Gas, ERGEG)³³ geäußert, mit dem Ziel der Intensivierung der Zusammenarbeit und Koordinierung der Nationalen Regulatoren. Für die Erzielung des Wettbewerbs im Bereich der Produktion von Elektrizität wird im Bezug auf die Reihungsverfahren der Vorrang dem Genehmigungsverfahren gegenüber dem Ausschreibungsverfahren geäußert. Das Ausschreibungsverfahren soll nur dann zum Einsatz kommen wenn das Genehmigungsverfahren nicht zum gewünschten Resultat führt. Das Kriterium für die Genehmigung muss objektiv und öffentlich zugänglich sein.

Von den Mitgliedsstaaten wird die Gründung eines oder mehreren kompetenten Körperschaften mit der Funktion und Autorität eines Regulators gefordert. Die Regulatoren sind zur Gänze Unabhängig im Hinblick auf die Energieindustrie. Sie sind verantwortlich für die Sicherstellung des Wettbewerbs, und für das effektive Funktionieren der Elektrizität wie auch des Naturgasmarktes.

³⁰ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 8)

³¹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 8)

³² Vgl. (2009/73/EG, 2009, S. Kapitel 2 Art.16 Abs. 1)

³³ Vgl. (2003/796/EC, 2003)

4.4 Das Dritte EU-Energieliberalisierungspaket

Die Direktive 2003/54/EC für den internen Markt für Elektrizität wie auch die Direktive 2003/55/EC für den Internen Markt für Natur Gas sind am 3 März 2011 außer Kraft getreten. Die Verordnungen 1228/2003/EC für den grenzüberschreitenden Transfer von Elektrizität und 1775/2005/EC für den Zugang zum Transport System des Natur Gases wurden ebenfalls am 3 März 2011 außer Kraft genommen.

Es werden neue Dokumenten unter dem gleichen Namen ins Leben gerufen.

1. Directive 2009/72/EC³⁴ (of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity).
2. Directive 2009/73/EC³⁵ (of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas).

Zu den angeführten Direktiven wurden auch die Verordnungen 714/2009/EC³⁶ für Elektrizität wie auch 715/2009/EC³⁷ für Naturgas Veröffentlicht. Als ein weiterer Schritt zur einem gemeinsamen europäischen Markt für Energie wird die Verordnung 713/2009/EC veröffentlicht. Diese hat das Ziel die Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER³⁸). Diese würde eine verstärkte Rolle in der Adaptierung bestimmter Beschlüsse einzelner Mitgliedsstaaten in die gesamte Europäische Richtung. Die Direktiven über die Sicherstellung der Versorgung (2005/89/EG, 2004/67/EC) bleiben weiterhin in Kraft. All diese Dokumente werden als die Grundlage des sogenannten dritten Energie Paketes der Europäischen Union festgehalten³⁹.

Die Kundmachung des dritten Liberalisierungspakets wurde zum ersten Mal am 14. August 2009. im Amtsblatt der Europäischen Union gemacht. Dieses sollte bis zum 3 März 2011 umgesetzt werden⁴⁰.

Mit den neuen Dokumenten wird die geleistete Arbeit der Vorigen festgehalten, es wird festgehalten dass deren Beitrag zur Schaffung des internen Energiemarktes unumstritten ist. Er wird ebenso auf Hindernisse aufmerksam gemacht. Diese Hindernisse betreffen das nicht bestehen eines unvoreingenommen Zugang zum Netz genauso wie der Mangel an der

³⁴ (2009/72/EG, 2009)

³⁵ (2009/73/EG, 2009)

³⁶ (No 714/2009, 2009)

³⁷ (715/2009, 2009)

³⁸ Agency for the Cooperation of Energy Regulators

³⁹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 9)

⁴⁰ Vgl. (Nicolas Raschauer, 2010)

Regulatorischen Aufsicht in einigen Mitgliedsstaaten. Das Hauptproblem besteht in der wirkungsvollen Trennung des Netzes von der Produktion und Versorgung. Solange das nicht geschieht besteht immer die Möglichkeit einer besonderen Machtstellung, die unter dem Vorwand der Sicherstellung des Netzes wie auch mit den staatlichen Anreizen die dem vertikal organisierten Unternehmen, für die Investierung in das Netz gewährleistet werden, erschaffen wird.⁴¹ In diesem Sinne hat das dritte EU- Energie liberalisierungspaket keine Neuerungen gebracht. Der Grundstein des gemeinsamen Energiemarktes, wo auf der einen Seite, die staatlichen Grenzen keine Rolle spielen und wo die Energie Subjekte einen völlig freien Zugang zum Netz wie auch zu den Kunden genießen und auf der anderen Seite die Kunden eine freie Wahl des Betreibers haben, bleibt unverändert. Die Haupterweiterung der neuen Direktiven besteht in der Einführung des sogenannten „effektive Unbundling“, welches die Trennung des Netzes und dessen Aktivitäten von der Produktion und Versorgung vorsieht. Es sind 3 Modelle vorgeschlagen worden, das ITO, ISO, OU Modell. Diese Modelle werden im weiteren Text genauer erläutert, wobei es wichtig ist zu sagen, dass es keine beste Form der genannten Modelle gibt. Es können nur Vorschläge gemacht werden, die davon abhängig gemacht werden, welchen Zugang der Autor wählt. Ebenfalls ist zum Hervorheben, dass das dritte EU- Energie liberalisierungspaket die Rolle der Regulatoren auf nationaler wie auch Unions Ebene stärkt. In diesem Sinne wurde der ACER eine viel stärkere wie auch klarere Macht gewährt, insbesondere im Bezug auf das Korrigieren mancher Beschlüsse der nationalen Regulatoren zugunsten den gemeinsamen Energie Marktes.

5 Die Entflechtung vom Übertragungsnetzbetreiber

Den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union stehen nach Art 9 ff vier Entflechtungsmodelle zu Verfügung. Wird eine Entflechtungsvariante gewählt, müssen alle Elemente des jeweiligen Modells vorkommen. Die Modelle die zu Verfügung stehen sind;⁴²

1. Eigentumsrechtliche Entflechtung
2. Unabhängiger Netzbetreiber (ISO)
3. Unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO)
4. *Unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (ITO+)*

⁴¹ Vgl. (2009/72/EG, 2009) L 211/56

⁴² Vgl. (Emmanuel Cabau, 2010)

Bei der Variante vier handelt es sich um eine Erweiterung der Variante drei, welche eine höhere Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers gewährleisten soll. Laut Artikel 9 Absatz 11 der Richtlinie ist das Modell der eigentumsrechtlichen Entflechtung immer möglich.⁴³ Die Optionen der ITO, ISO und OU sind andererseits nur dann erlaubt, wenn das Übertragungsnetz am 03.09.2009. im Eigentum eines Vertikal Integrierten Unternehmens war.⁴⁴

Es existiert allgemeines Bedenken darüber ob die derzeitigen Entflechtungs-Modelle einen nicht diskriminierenden Eintritt zum Strom- und Gasmarkt ermöglichen können und ob diese auf eine effiziente Weise Investitionen in Kapazitäten ermöglichen und zwar in einer angemessenen Zeitspanne.⁴⁵ In der Praxis haben wir verschiedene Varianten der Modelle der Entflechtung, jede dieser hat ihre Anhänger.

An dieser Stelle werden Beispiele für die fünf bedeutungsvollsten präsentiert.

1. Der unabhängige Übertragungsnetzbetreiber (ITSO) ist eine Variante die von dem Rest des Systems zur Gänze getrennt und der Betreiber ist auch der Besitzer des Netzes. Dieses Modell wird in mehreren Staaten in Europa wie auch in der Welt im Elektrizitätssektor verwendet, wobei es viel seltener im Gassektor zu finden ist. Ein oft verwendetes Beispiel ist das *National Grid* in UK.
2. Rechtlich geteilter Übertragungsnetzbetreiber (LTSO). Dieses ist rechtlich getrennt vom Rest des Systems und ist im Besitz des Übertragungsnetzes, welches auch von selben betrieben wird. Dieses Modell wird den EU Direktiven gerecht und genießt steigende Popularität. Es kann zur effektiven Trennung des TSO vom Rest des Systems führen, wo zugleich das Eigentum der Übertragungs-Anlagen im Besitz der Produktion oder des Einzelhandels ist. Ein Beispiel dafür ist die RTE in Frankreich (LTSO).
3. Der Unabhängige Systembetreiber (ISO Modell), ist ein dürftiges Modell, wo der System Operator nicht die Übertragungs-Anlagen besitzt, welcher aber eigentumsrechtlich vom Gesamtsystem entkoppelt ist. Dieses Modell wurde von der PJM in den USA verwendet wie auch von der Scottish electricity in der UK.

⁴³ Vgl. (Markus Helmreich, 2011)

⁴⁴ Vgl. (2009/72/EG, 2009) L 211/56, (17)

⁴⁵ Vgl. (Pollitt, 2007, S. 705)

4. Das nächste Modell ist ein Hybrid Modell der ISO/ITO Varianten wo der ISO und der TO (Übertragungsnetz Besitzer) vom System eigentumsrechtlich getrennt sind. Der ISO übernimmt die *asset-lite*⁴⁶ Strategie und der TO ist in diesem Fall nicht der Systembetreiber. Dieses Modell ist in Chile und Argentinien zu Anwendung gekommen.
5. Der vertikal integrierte Versorger, ist das traditionell behaftete Modell in Europa. Die Initiativen der Europäischen Union gehen in die Richtung um dieses Modell zu verabschieden, allerdings wird es immer noch vom Gas- wie auch vom Elektrizitätsunternehmen verwendet.⁴⁷

6 Theoretische Vorteile und Kosten der Entflechtungsvarianten

Der direkte Einfluss des Unbundlings im Bereich der Elektrizitäts- wie auch der Gasmärkte ist sehr schwer von anderen Effekten, die durch Reform entstanden sind, zu unterscheiden. In den meisten Fällen werden Reformen Zeitgleich mit dem Unbundling durchgeführt was es noch schwerer macht ökonomische Spuren für das Unbundling herauszuheben. In den meisten Fällen findet das Unbundling zur gleichen Zeit statt wie die Privatisierung wie auch das Einführen von *incentive regulation*. All das zeigt, dass der europäische Gas- und Elektrizitätsmarkt mit der Präsenz von TPA in Distribution und Transmission, mit dem Großhandel wie auch die Erweiterung in der Engpassplanung stark korreliert. Die Tabelle 1 zeigt die Aufstellung über Kosten wie auch Vorteile von Unbundling.

Tabelle 1 Vorteile und Kosten der Entflechtungsvarianten

Typ des Vorteils/ Kosten	Vorteil	Kosten
Effekt auf den Wettbewerb	Begrenzter Spielraum für Diskriminierung von nicht integrierten Konkurrenten.	Kann zur Erleichterungen der zukünftigen Fusionen führen, indem der Verkauf die finanziellen Mittel für die horizontale Integration zur Verfügung stellt.
Einfachheit und Wirksamkeit von	Verbessert die Kosten und andere Arten von Transparenz in der	Kann zur Erhöhung der Voraussetzungen der

⁴⁶ Ein Geschäftsmodell das sich auf die Minimierung der in-house-Ressourcen und die Maximierung der Nutzung von Outsourcing-Möglichkeiten konzentriert.

⁴⁷ Vgl. (Pollitt, 2007, S. 706)

Regulierung	Netz und wettbewerbsfähigen Unternehmen.	Regulierungsaufsicht zwischen entbündelten Stadien der Produktion.
Moderation von Privatisierung	Kann zur leichteren Privatisierung der wettbewerbsfähigsten entbündelten Marktstrukturen führen.	Verzögert die Privatisierung der Netzwerkunternehmen, da sich diese in öffentlichem Eigentum befinden. Auf der anderen Seite werden Produktion und Einzelhandel privatisiert.
Die Versorgungssicherheit	Kann den Fokus der Übertragungsunternehmen auf Versorgungssicherheit verlagern und einen Anreiz zur Verbesserung der Informationssysteme zufolge haben.	Kann zu Informationsproblemen zwischen Generation (Elektrizität), Verluder (Gas) und den Sender in Abwesenheit von Investitionen in bessere Informationssysteme führen.
Die Transaktionskosten der Endbündelung	Kann zur Reduzierung der Transactions Kosten durch Erstellung von effizienteren Preissignalen führen.	Könnte die Kosten für neue EDV Systeme erhöhen, die benötigt werden um die Transmission wie auch andere separate Segmente zu Koordinieren, kann auch durch ausländische Vertragspartner zur Senkung der nationalen Sozial Wohlfarth führen.
Kosten des Kapitals/ Investition	Insgesamt können die Kapitalkosten sinken, falls die Übertragungs Betreiber Zugang zu günstigem Kapital bekommen oder wenn eine einfachere Integration von Erzeugung und Handel gelingt. In einem effizienten Kapitalmarkt wird die Trennung zu effizienten Kapitalkosten führen.	Es könnte zur Kapitalkosten-Erhöhungen kommen und zur Investitionsabnahme führen, als Ursache der Größenänderung der Unternehmen, oder wenn aufsichtsrechtliche Risiken durch ineffiziente Regulierung die Investitionsentscheidungen beeinflussen.
Synergie/ Focus Effekte	Management von beiden Teilen des Unternehmens können klarere	Der Verlust von Synergie-Effekten (vertikal Volkswirtschaften)

	Anreize für die Geschäftsverbesserungen haben.	aufgrund geringer Größe oder den Verlust der Erfahrungen des Betreibens von anderen Segmenten.
Doppelte Marginalisierung	Kein Problem, wenn Multipart-Tarife verwendet werden.	Kann ein Problem sein, wenn verfügbare zweiteilige Tarife nicht voll leistungsfähig sind.
Leichtere ausländische Übernahmen	Verkauf von Vermögenswerten an ausländische wie auch inländische Interessenten kann vereinfacht werden. Ungewünschte übernahmen strategischerer Vermögenswerte könnte durch adäquate Wettbewerbspolitik entgegen gewirkt werden.	Verkauf von Vermögen kann zur Weitergabe von strategischen Aktiva an Ausländische Interessenten führen, wenn die Wettbewerbspolitik dies zulässt.
Reduziertes Risiko von willkürlichen Regierungsintervention	Die Entflechtung senkt die staatliche Bereitschaft für große Reformen in einem bestimmten Zeitraum.	Unbundling kann Einmischung der Regierung in den Betrieb der Netzwerk-Unternehmen erhöhen, wenn diese in staatlicher Hand gehalten werden.

Quelle: Übernommene Auflistung , (Pollitt, 2007)

Einige von den hervorgehobenen Effekten des Unbundling werden als negativ wahrgenommen, obwohl sie einen positiven Ökonomischen Effekt hervorbringen. An dieser Stelle muss man sich die Frage stellen warum ist eine ausländische Inhaberschaft so ein großes Problem für die europäischen Energiefirmen. In diesem Sinne kann jeder der genannten Faktoren als positiv wie auch negativ angesehen werden.⁴⁸

Diese Problematik ist in Kroatien durch den Krieg stark verstärkt worden, ausländische Beteiligungen oder sogar übernahmen werden nicht als ein ökonomische Lösung eines Problems angesehen sondern werden als versagen der Regierung betrachtet, welche es nicht geschafft hat den Vorkriegszustand zu schaffen, unabhängig davon ob die Wirtschaftliche Situation dadurch verbessert worden ist oder nicht. Welche Kräfte sind dafür zuständig, welche Faktoren als positiv oder negativ bewertet werden, wird in dieser Arbeit nicht näher erläutert.

⁴⁸ Vgl. (Pollitt, 2007, S. 708)

7 Empirischer Zugang der Effekte des Unbundling

Die Suche nach Beweismaterial im Hinblick auf die Auswirkungen von Unbundling können an zwei Stellen gesucht werden. Die erste Stelle sind ökonomische Studien und die Zweite sind Fallstudien aus der Praxis.

Die Suche nach ökonomischen Studien gestaltet sich relativ schwierig da sich nur wenige direkt mit dem Unbundling beschäftigen. Einige solcher Studien findet man in der allgemeinen Beurteilung von Jamasb et al.⁴⁹

Ernst & Young publizierten einen Report für das DTI (Department of Trade and Industry) welches sich mit der Liberalisierung im Elektrizitäts- und Naturgassektors befasste. In diesem Report befindet sich eine Handvoll Rückschlüssen mit denen man die Auswirkungen des Unbundling nachvollziehen kann. Einer dieser Rückschlüsse ist das in einer Preis Stichprobe von Ländern, die einer Reihe an Variablen gegenübergestellt sind und einschließlich der Existenz eines gesonderten Übertragungsnetzbetreibers, niedrigere Preise aufweisen. Es erweckt den Anschein, dass die Gaspreise als Resultat des Unbundling (legal and ownership) um 15% gesenkt wurden. An dieser Stelle muss gesagt werden, dass die Richtung der Kausalität unsicher ist, da die Länder sich für das Unbundling entschieden haben, weil sie sowieso einen günstigeren Zugang zum Gas hatten.⁵⁰

Eine ähnliche aber anspruchsvollere Studie von Copenhagen Economics, welche sich ebenso mit den Elektrizitäts- wie auch Gaspreis-Trends der EU beschäftigt, fanden heraus das höhere Formen von Unbundling zu niedrigeren Elektrizitätspreisen resultiert. Das gleiche gilt nicht für den Gasmarkt welcher durch die Privatisierung eine negative Korrelation zu Preisen aufweist, welches aber nicht direkt auf das Unbundling zurück zu führen ist.⁵¹ Um diese Frage zu klären müsste man sich näher mit dem Effekt der Privatisierung und dessen Einfluss auf den Effekt des Unbundling näher auseinandersetzen.

Mit dem Effekt der Deregulierung in verschiedenen Sektoren beschäftigten sich Alesian et al. im Jahre 2005. Diese bedienten sich der OECD Maße für Produktmarktreformen. Einer dieser Sektoren war der Strom- und Gasmarkt. Einer der OECD Indikatoren war das Maß an vertikaler Integration, mit der Skala von 0 (ownership entflechtete Netzwerk) bis 6 (ganzheitliches Monopol). Diese fanden heraus das die entflechteten Netzwerke bei denen

⁴⁹ (Tooraj Jamasb, 2005)

⁵⁰ Vgl (Ernst&Young, 2006, S. 39-45)

⁵¹ Vgl. (Copenhagen-Economics, 2005)

eine Wettbewerbssegmentierung stattfand einen höheren Grad an Investitionen aufweisen. Die Schlussfolgerung daraus ist das mit der Senkung des Grades der vertikalen Integration die Investitionen steigen.⁵² Die weiteren Resultate der Studie sind recht verwirrend dennoch fanden sie heraus, dass die Privatisierung und der TPA (Third-party access) in der Übertragung die Endpreise senken. Das Unbundling an sich macht die Implementierungsprivatisierung und des TPA auf eine effektivere Weise, dennoch gibt es keine messbaren Effekte von dem Unbundling selbst. Wobei die Reformen an sich zu Preiserhöhungen führen.⁵³

Im Allgemeinen kann man sagen das Studien zur Auswirkungen der Unbundling-Effekte auf die Preise von Energie sehr schwierig sind. Zusätzlich erschwerend ist die Tatsache, dass die Energiepreise stark von dem Brennstoffpreis abhängig sind. Diese können im Beobachtungszeitraum steigen und somit die Preiseffekte maskieren. Der erstrebenswerte Effekt des Unbundling wie auch der Effekte die mit Unbundling kommen, sollte nicht nur auf die Preise beschränken werden, vielmehr senkt es die Reaktionszeiten auf Veränderungen im Short-run Bereich und trägt somit zu einer Kostenreduzierung maßgeblich bei. Diese Veränderungen machten sich Zachmann als Aufgabe, und schaute sich die raschen Anpassungen auf die Veränderungen der Kosten in den UK und Deutschland an. Zachmann fand heraus, dass die Kosten in den UK besser durch short-run Kostenfaktoren erklärt werden können als diese in Deutschland.⁵⁴ Dieses brachte ihn zur Schlussfolgerung dass die Anpassungsfähigkeit der deutschen Elektrizitätspreise, über den Zeitraum von 2002-2005, immer schlechter geworden ist. Zachmann betont, dass es klar sein muss das dieser Effekt nicht nur durch den Mangel an Unbundling herbeigerufen worden ist aber es zeigt die Verschlechterung im damaligen vertikal Integriertem Markt.⁵⁵

8 Korruptionsniveau und Lobbyarbeit

Einen anderen Zugang haben Van Koten und Ortman gewählt welche bei den E-15 Ländern das Korruptionsniveau näher angeschaut haben. Diese fanden eine positive Korrelation zwischen dem niedrigen Niveau an Korruption in den EU-15 Ländern und den Niveau der Entflechtung. Die Studie basiert auf den Daten der Transparency International, Korruptionswahrnehmungsindex und den Niveau der Entflechtung. Die Autoren suggerieren,

⁵²Vgl. (Alberto Alesina, 2005, S. 806,807)

⁵³ Vgl. (Alberto Alesina, 2005, S. 816-819)

⁵⁴ Vgl. (Zachmann, 2007, S. 7-10)

⁵⁵ Vgl. (Zachmann, 2007, S. 11-13)

dass der Beweis für die Existenz von Ökonomischen Renten ist, welche die etablierten Versorgungsunternehmen durch Lobbyarbeit mit Zahlungen verteidigen.⁵⁶ Interessanterweise gibt es den Effekt der niedrigeren Korruption nur bei den E-15 Ländern und nicht für die neuen Mitgliedsstaaten. An dieser Stelle wird hervorgehoben, dass es entscheidend ist Maßnahmen im Angesicht der Lobbyarbeit von Versorgungsunternehmen zu unternehmen. Die Analyse ergab dass der Effekt bei den Neuen Mitgliedsstaaten nicht nur, nicht vorhanden ist, sondern in die endgegengesetzte Richtung geht. Die Ursache dessen Effektes vermutet der Autor in der frühzeitigen Einführung von formellen Berichten um den EU-Anforderungen gerecht zu werden. Diese Strategie ist besonders verlockend für Korrupte Länder, wo die Implementierung der EU-Anforderungen wie zum Beispiel die Eindämmung wettbewerbswidrige Praktiken und staatlicher Korruption sehr teuer ist. Der Fall von Lettland scheint ein gutes Beispiel zu sein.⁵⁷

9 Der bisherige Privatisierung Prozess der Republik Kroatien

Der Privatisierungs-Prozess in Kroatien hatte seinen Ursprung in den 1990 Jahre, im Zuge dessen wurde die Transformation der so genannten Socially-owned Unternehmen in Aktiengesellschaften oder Gesellschaften mit beschränkter Haftung unterzogen. Diesen Prozess kann man in 3 grobe Abstände einteilen die sich von 1991-1993; 1994-1997 und nach 1998 zugetragen haben.

9.1 Die Privatisierung von 1991-1993

Den ersten Schritt der Privatisierung war die 2700 Unternehmen, welche zu privatisieren waren, einer Bewertung zu unterziehen. Das Hauptziel war es einen Wert des Kapitals der Unternehmen festzustellen. Ein Teil des Kapitals waren Schulden, welche die Kreditoren dazu verleitete dieses als Aktienkapital zu klassifizieren und aus diesem Grund wurde dieses Kapital herausgenommen und gehörte nicht mehr zu dem Gegenstand der Verkäufe in der Zukunft. Es gab verschiedene Modelle der Transformation mit der Unterscheidung von privilegierten und nicht privilegierten Käufern. Zu den privilegierten Käufern gehörten die Beschäftigten, frühere Beschäftigte wie auch der Staat selbst. In den Käufen der derzeitigen wie auch ehemaligen Mitarbeitern war ein wesentlicher Diskont beinhaltet, dieser bezog sich auf die erste Hälfte des geschätzten Wertes der Unternehmen und ein privilegierter Kauf des zweiten Teils des Unternehmens in Form eines Auktionspreises. Anteile, welche nicht gekauft

⁵⁶ Vgl. (S. van Koten, 2008), Energy Economics 30 (2008) S. 3134–3136

⁵⁷ Vgl. (S. van Koten, 2008), Energy Economics 30 (2008) S. 3136–3139

worden sind oder zur Seite gelegt worden sind, gingen in den CPF (Croatian Privatization Fund) und in das Pension Fund Portfolio im Verhältnis 70:30 ein. Zu dieser Zeit ging die institutionelle Transformation sehr schnell, in den ersten zwei Jahren wurden 80% der Unternehmen formell privatisiert. Durch die bestimmende Rolle des Staates im Privatisierungsprozess wie auch des bevorzugen von politischen Zielen zu Lasten den Zielen der Unternehmerschaft, wurde eine negative Stimmung und Unzufriedenheit geschaffen, diese führte zur ökonomischen Depression und Verarmung durch die ungerechtfertigte Einkommensverteilung.⁵⁸

9.2 Privatisierung von 1994-1997

Der zweite große Schritt war die Privatisierung des CPF Portfolios. Dieser hat sich im Laufe der Zeit konstant verändert. Das geschah nicht nur wegen des Privatisierungsprozesses, sondern auch weil sich Unternehmen, die der Bestandteil des CPF sind, im Laufe der Zeit verändert haben. Die Privatisierung zu diesem Zeitpunkt bestand aus einem grob geschätzten 8% Verkauf des gesamt zur Verfügung stehenden Portfolios.

Weiteres wurde die Transferierung der gewährten Anteile an die invaliden Kriegsveteranen und Familien von verstorbenen Soldaten im Ausmaß von 250 Mio € durchgeführt. Zur gleichen Zeit wurde auch die Transferierung von 1 Bln. € an Unternehmen im Wiederherstellungsprozess transferiert. Es wurden 10 Mio. € in den Ausgleich der Krankenversicherung und 500 Mio. € in die Pensionskassen transferiert. Es wurden ebenso Anteile im Wert von 200 Mio. € für den Nachkriegs Aufbau transferiert. Die TabelleTabelle 2 zeigt uns eine Aufstellung über die zuvor erwähnten Transaktionen.

⁵⁸ Vgl. (Ivo Druzic, 2006, S. 122 ff)

Tabelle 2 Privatisierung des CPF-Portfolio

1. The value of the CPF portfolio	4.892.952.445,33
2. Increase of the portfolio as a result of breach of annulment of contracts	630.717.518,17
3. Total value of the CPF portfolio available for privatization	5.523.669.963,50
4. Sold from the portfolio	417.762.936,83
5. Shares transferred from CPF portfolio to the Croatia Patriotic Fund	2.096.081.060,00
to the Pension fund for private entrepreneurs	5.940.000,00
to the Pension fund for workers	303.538.666,67
for financing rehabilitation of companies	165.572.312,33
for financing reconstruction pursuant to Government decision	1.068.761.930,00
grants to disabled war veterans and families of deceased soldiers	347.363.944,67
transfers to health insurance fund to cover liabilities	193.697.789,67
11.206.416,67	
6. Part of portfolio consisting of companies in bankruptcy procedure	245.462.007,67
7. Estimated decrease of portfolio after necessary adjustment in compliance with the company law	566.037.512,00

Quelle: Modifizierte Tabelle aus (Ivo Druzic, 2006)

Das gesamte Volumen der transferierten Anteile beläuft sich auf 2,1 Bln. € oder 40% des CPF Portfolios. Das positive solch eines Zugangs waren die Veränderungen am CPF selbst. Dieser besaß Mehrheitsanteile von 70 von fast 2700 Unternehmen, welche sich in seinem Portfolio befanden. In 1281 Unternehmen hatte CPF Minderheitsanteile und in 1000 gar keine Anteile. Mit dem Transfer von allen Anteilen die die *Voucher Privatisierung* verlangte umfasste das CPF Portfolio nur 4,4% des gesamten Kapitals in Transformation. Das war der Anlass der Beendigung der Privatisierung von der Seite der Regierung. Das Problem welches daraus resultierte war, dass die Insignifikante Zahl wie sie genagt worden ist von 70 Unternehmen, welche im Mehrheitseigentum des CPF waren, die Tatsache verschleierten, dass diese 70 Unternehmen 30% des transformierten Kapitals beinhalteten. Viele Kritiken kamen nicht nur über den Kurs des Modells sondern auch über den Kern des Modells als Ganzes.

Die Ermöglichung der Tycoonisierung der kroatischen Wirtschaft hat dazu geführt das die Stimmen, welche Revisionen und Annullierung der durchgeführten Privatisierung verlangten, zur dieser Zeit immer lauter geworden sind.⁵⁹

⁵⁹ (Ivo Druzic, 2006, S. 126)

9.3 Die Privatisierung nach 1998

Der dritte Schritt der Privatisierung war das *Voucher Modell*. Der nominelle Wert des Portfolios dieses Modells war ca. 2 Bln. € welche in den vorherigen Privatisierung Prozess zur Seite gelegt worden sind um diejenigen zu stärken die die größten Opfer im Patriotischen Krieg gebracht haben (Familien der verstorbenen, der vermissten oder inhaftierten kroatischen Soldaten, militärische wie auch zivile Kriegsinvalide und heimatvertriebene um nur einige zu nennen). Es nahmen ca.230 tausend Menschen teil. Die Tabelle 3 zeigt uns das 471 Unternehmen mit den Bons aufgekauft worden sind.

Tabelle 3 Struktur der Voucher-Privatisierung von Unternehmen

Activity	No. companies	Total Equity	Voucher Capital	% of equity
Industry and mining	198	2.562.626.967	949.277.424	37,0
Hotels, restaurants and tourism Trade	79	1.445.366.724	435.690.466	
Agriculture and fisheries	38	211.057.220	69.983.252	33,2
Financial and other services	20	428.480.783	88.726.222	20,7
Transport and communications	19	769.584.663	124.103.690	16,1
Construction	19	150.261.895	16.678.278	11,1
Crafts and personal services	13	20.462.460	5.956.011	29,1
Publishing, science and culture	5	9.469.826	1.126.400	11,9
Housing and communal activities	2	2.302.500	339.250	14,7
Total:	471	6.152.401.662	1.834.220.309	29,8

Quelle: Übernommene Tabelle, (Ivo Druzic, 2006)

Mediatoren Zwischen dem CPF und Personen, welche die Rechte zu Gutscheinen besaßen, waren sieben PIFs (Privatisation Investment Funds). Diese wurden Großteils von kommerziellen Banken ins Leben gerufen und als spezielle Versionen von Investment Funds ausgestattet. Diese waren geschlossene Investment Funds, welche die alleinigen Rechte besaßen die Gutscheine in den CPF zu investieren. Dieser Prozess ging in drei Runden, und wurde von der damaligen Regierung als ein großer Erfolg hervorgehoben. Eine Besonderheit

war allerdings das der durchschnittliche Wert der angebotenen Anteile 40% des nominalen Wertes betrug. Ebenso haben die PIFs die Anteile von der erwähnten Gruppe um 5% bis 10% vom Nominalwert gekauft. Durch den Krieg ist es den kleinen Anteils Besitzer nicht möglich gewesen diesen enormen „Nachlass“ als eine Ausbeute ihres Eigentums zu sehen. Verstärkt wurde das durch die allgemeine Unsicherheit über den Marktwert von Eigentum, die Menschen verabschiedeten ein politisches System und keiner wusste wirklich wie die nahe Zukunft aussehen wird. Nächstes Problem war die Unsicherheit über die Anzahl an vorgemerkten Unternehmen für den Bankrott, wessen Erläuterung den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde. Als abschließenden Punkt ist wichtig zu sagen, dass es auch an Finanzmarkt-Institutionen gemangelt hat, es waren auch Zeiten einer Kapitalknappheit, welche in einem Rückgang der Geschäfte nichts Ungewöhnliches ist. ⁶⁰

10 Unternehmens Übersicht HEP d.d.

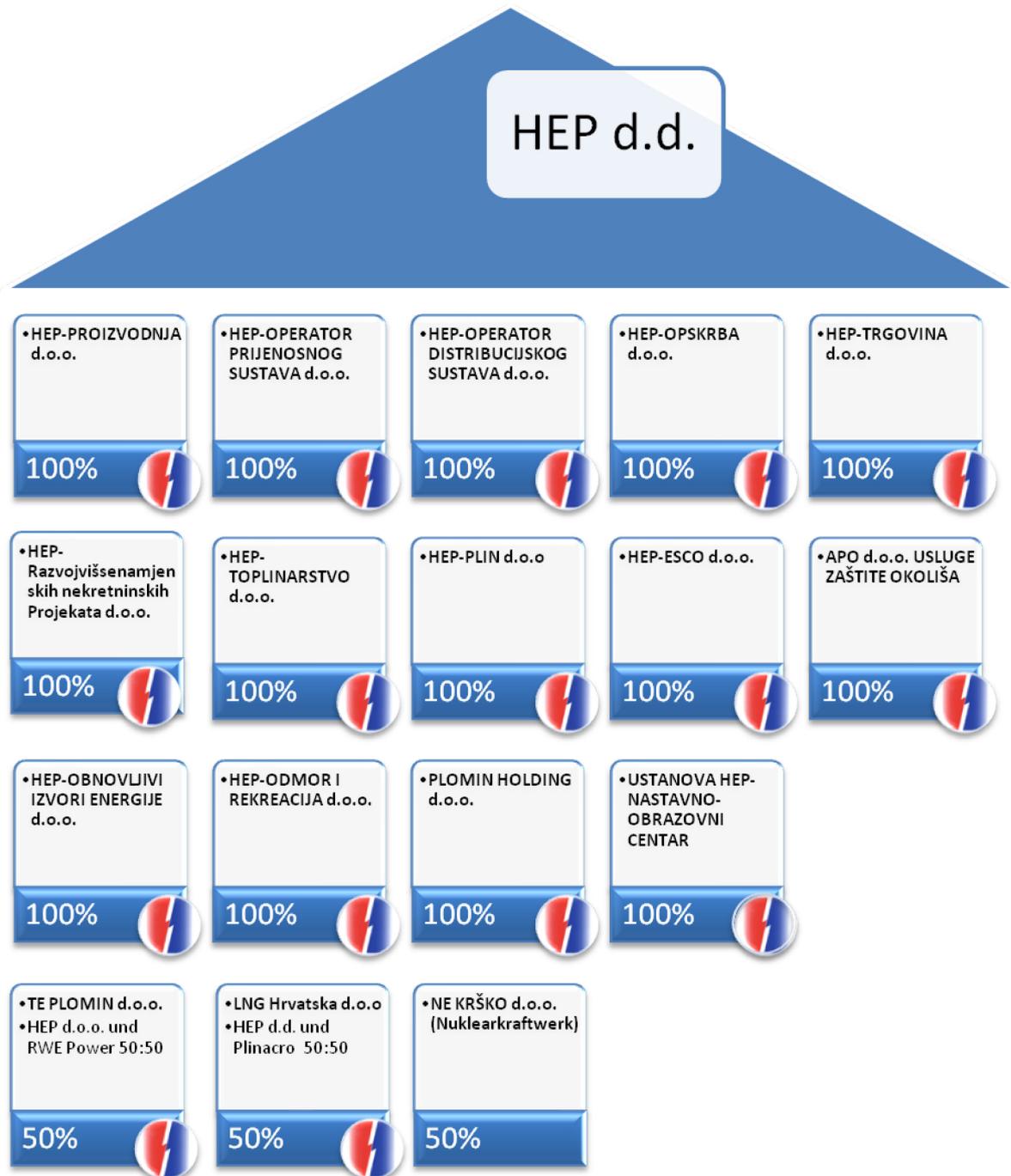
Nachdem wir uns kurz mit der vergangenen Privatisierung in Kroatien beschäftigt haben, kommen wir nun zu den Unternehmen, die heute die kroatische Wirtschaft ausmachen. Hrvatska Elektroprivreda (im weiteren Text HEP genannt) ist solch ein Unternehmen, es befindet sich im 100% staatlichen Eigentum welche die Aufgabe der Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb von Strom sich zu Aufgabe gemacht hat. HEP bedient das ganze Gebiet von Kroatien, 95% des gesamten Angebots in Kroatien.

Die übrigen 5% sind produziert in Cogeneration-Anlagen oder in kleinen privaten Wasserkraft-Anlagen. Neben der Elektrizität produziert und vertreibt HEP Fernwärme, über das Fernwärme Netzwerk in Zagreb, Osijek und Sisak. In Osijek wird ebenfalls Gas vertrieben.

⁶⁰ (Ivo Druzic, 2006, S. 127)

10.1 Unternehmensstruktur des HEP d.d.

Abbildung 1 Unternehmensstruktur des HEP d.d.



Quelle: Modifiziert übernommen aus (HEP, Jahresbericht, 2010)

10.2 HEP d.d. (HRVATSKA ELEKTROPRIVREDA d.d.)

HEP d.d. ist das Mutterunternehmen der HEP Gruppe in Form einer Aktiengesellschaft (Kroatisch Dioničko Društvo) die nicht Börsennotiert ist. Das Unternehmen ist der Gründer wie auch einziger Inhaber der Hauptgesellschaften. HEP d.d. Vereinigt die Hauptunternehmen und ist der Eigentümer der Vermögenswerte, welche vertraglich an Tochterunternehmen oder abhängigen Unternehmung zur Leitung übertragen worden ist.

Tabelle 4 Datenübersicht HEP d.d. (2008-2010)

	jed.	2008.	2009.	2010.	2010./2009
Verkauf von Elektrizität	TWh	17,7	17,5	17,6	0,50%
Produktion von Elektrizität	TWh	14,3	14,7	15,8	7,60%
Verkauf von Wärme	TWh	2,2	2,2	2,4	3,80%
Verkauf von Gas	mil.m3	166	157	162	3,00%
Das operative Ergebnis	mil.kn	11.889,40	12.600,80	12.968,60	2,90%
EBITDA	mil.kn	1.922,90	2.255,10	3.831,10	70%
Netto Gewinn der Gruppe	mil.kn	31,1	154,4	1.435,40	830%
Anlagevermögen	mil.kn	32.635,40	32.711,10	33.621,00	2,80%
Investitionen	mil.kn	2.644,20	2.359,70	1.693,30	-28%
Mitarbeiter		14.375	14.222	14.016	-1,40%

Quelle: (HEP, Jahresbericht, 2010)

Im Jahre 2010. haben günstige hydrologische Bedingungen trotz steigender Preise für Energie-Inputs eine signifikante Reduktion der Variablen Kosten der Produktion verursacht, was sich positiv auf die Produktion von Elektrizität ausgewirkt hat (Tabelle 4). Es wurden Löhne und andere Leistungen für Arbeitnehmer gesenkt wie auch die Senkung der Anzahl der Mitarbeiter im Ausmaß von 1,40% (206 Mitarbeiter), bezogen auf das Jahr 2009. Die Investitionen im Ausmaß von 14.016 Mio. kn von denen der größte Teil in den Neubau und die Erneuerung von bestehenden Energie Objekten, Anlagen und des Netzes geflossen ist, sind um 28% geringer als im Vorjahr und die von 2009 waren 10,8% geringer als im Jahr 2008.⁶¹

⁶¹ (HEP, Jahresbericht, 2010)

Tabelle 5 Energiequellen HEP d.d.

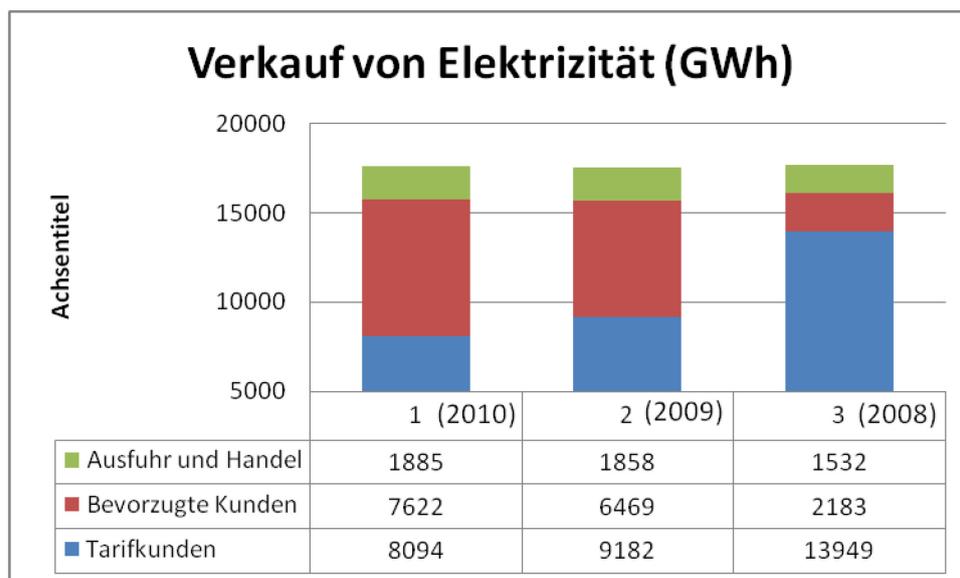
	2008.	2009.	2010.	10/09.
Wasserkraftwerke	5.277	6.767	8.309	23%
Termokraftwerke	6.075	5.177	4.787	-8%
Atomkraftwerke Krsko	2.986	2.730	2.690	-1%
Zukauf von Elektrizität	5.229	4.898	4.046	-17%

Quelle: (HEP, Jahresbericht, 2010)

Wie bereits erwähnt waren im Jahr 2010 die hydrologischen Bedingungen sehr gut, aus diesem Grund wurde die historisch größte Produktion von Elektrizität erreicht. Wie aus der

Tabelle 5 ersichtlich ist, es wurden der Zukauf von Elektrizität gesenkt wie auch die Produktion aus anderen Quellen. Da die Preise für Heizöl hoch waren hat man diese Situation ausgenutzt um die Einsparungen zu erzielen.⁶²

Abbildung 2 Verkauf von Elektrizität, 2008-2010.



Quelle: Modifizierte Abbildung, (HEP, Jahresbericht, 2010)

Ab dem 1. Juli 2008. ist der Strommarkt in Kroatien offen für alle Kunden. Alle Stromkunden haben den Status eines bevorzugten Kunden (privilegierten Kunden) im Hinblick auf die

⁶² (HEP, Jahresbericht, 2010)

Versorgung von Elektrizität bekommen. Das bedeutet, dass alle Kunden die freie Wahl des Stromversorgers haben, gemäß dem kroatischen Strommarkt Gesetz.⁶³

Den heimischen Kunden wurde, wie aus der Abbildung 2 zu entnehmen ist, im Jahr 2010. 15,7 TWh Elektrizität verkauft, was einen kleinen Anstieg von 04% im Hinblick auf das Jahr 2009. bedeutet.⁶⁴

10.3 HEP-PROIZVODNJA d.o.o.

Beschäftigt sich mit der Dienstleistung der Produktion von Elektrizität wie auch mit der Produktion von Fernwärme für die zentralen Systeme der Städte Zagreb, Osijek und Sisak. Das Unternehmen „Proizvonja d.o.o.“ beinhaltet ein Tochterunternehmen in Bosnien und Herzegowina „C.S. Buško Blato d.o.o.“.

10.4 HEP-OPERATOR PRIJENOSNOG SUSTAVA d.o.o.

Dieses Unternehmen, welches die Dienstleistung der Übertragung ausübt hat die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität welche in kroatischen Kraftwerken produziert worden sind wie auch jene die importiert werden. Es wurde ebenfalls mit der Aufgabe der Übertragung in Kroatien produzierte Elektrizität in Richtung Export wie auch den Transit von Elektrizität durch Kroatien.

10.5 HEP-OPERATOR DISTRIBUCIJSKOG SUSTAVA d.o.o.

Beschäftigt sich mit der Verteilung von Elektrizität und ist zuständig für die sicherstellung der Versorgung von Konsumenten. Erfüllt die Aufgabe der Aufteilung der zu ihm transportierten Elektrizität wie auch den Verkauf, Messung, Verrechnung und deren Erhebung. Ist ebenso verantwortlich für die Instandhaltung des Verteilungsnetzes und dessen Anlagen.

10.6 HEP-OPSKRBA d.o.o.

Ist für die Versorgung zuständig insbesondere der Privilegierten Kunden⁶⁵ in der Republik Kroatien.

⁶³ (HEP-ODS, 2008)

⁶⁴ (HEP, Jahresbericht, 2010)

⁶⁵ Die Kunden die eine freie Wahl des Stromversorgers haben

10.7 HEP-TRGOVINA d.o.o.

Ist mit dem Kauf und Verkauf von Elektrizität beauftragt und hat die Aufgabe der Arbeitsoptimierung der Kraftwerke wie auch des Handels, im heimischen Markt wie auch im Ausland.

10.8 TE PLOMIN d.o.o.

Ist im Verhältnis 50-50 Miteigentum mit der RWE Power AG, welchem die Führung des Wärmekraftwerks TE Plomin 2 (210 MW) übertragen worden ist.

10.9 HEP-TOPLINARSTVO d.o.o.

Beschäftigt sich mit der Dienstleistung der Produktion, Distribution und Versorgung von Fernwärme, ist in den Städten Zagreb, Osijek und Sisak wie auch einem Teil des Landkreises Zagreb.

10.10 HEP-PLIN d.o.o.

Hat die Aufgabe der Versorgung der Endkunden mit Naturgas in den Regionen des Osječko-baranjske, Požeško-slavonske und Virovitičko-podravske Landkreises.

10.11 HEP-ESCO d.o.o.

Ist ein Energie service-provider, welcher sich zur Aufgabe gemacht hat die Entwicklung, Ausführung und Finanzierung von Projekten der Energieeffizienz zu fördern.

10.12 APO d.o.o. USLUGE ZAŠTITE OKOLIŠA

Bietet Consulting für Umweltschutz im kommerziellen Bereich. Insbesondere in Richtung gefährliche und radioaktive Materialien und Ausschuss.

10.13 HEP-OBNOVLJIVI IZVORI ENERGIJE d.o.o.

Beschäftigt sich mit der Vorbereitung auf den Ausbau wie auch Nutzung von erneuerbaren Energien.

10.14 HEP-ODMOR I REKREACIJA d.o.o.

Bietet touristische und gastronomische Dienste an und organisiert Sportveranstaltungen.

10.15 PLOMIN HOLDING d.o.o.

Entwickelt neben TE Plomin d.o.o. Infrastruktur Projekte.

10.16 USTANOVA HEP-NASTAVNO-OBRAZOVNI CENTAR

Ist eine Bildungseinrichtung die sich spezialisiert auf Fortbildung für Erwachsene im Bereich Arbeiten unter Hochspannung wie auch Mittelschulische Fortbildung.⁶⁶

10.17 NE KRŠKO d.o.o. (Nuklearkraftwerk)

Das Unternehmen befindet sich außerhalb der HEP Gruppe, mit den Eigentümern GEN Energie d.o.o. (Slowenien) und HEP d.d. mit einem Verhältnis von 50 zu 50 Prozent.⁶⁷

10.18 LNG-Hrvatska d.o.o.

Die HEP d.d. und Plinacro d.o.o. gründeten das Unternehmen LNG Hrvatska d.o.o., um sich an dem Flüssiggasprojekt Adria LNG zu beteiligen. Das Unternehmen sollte eine 11% Beteiligung an der Adria LNG übernehmen, mit der Beteiligung beider Parther im Verhältnis 50 zu 50 Prozent.

10.19 HEP-Razvojvišenamjenskih nekretninskih Projekata d.o.o.

Im April 2012 kam ein Neues Tochterunternehmen in die Hepp Gruppe dazu. Und zwar *HEP-Razvoj višenamjenskih nekretninskih projekata d.o.o.* welches die folgenden Dienstleistungen ausübt:

- Fachgerechte Aufgaben der Raumplanung
- Design, Bau, Betrieb und Ausbau von Gebäuden
- Bauaufsicht
- Immobiliengeschäfte
- Immobilienverwaltung und Instandhaltung
- Kaufen und verkaufen von Waren
- Handelsvertretung auf inländischen und ausländischen Märkten
- Management und Wartung von Sportanlagen
- Forschung und Entwicklung im Bauwesen.

⁶⁶ (HEP NOC-Nastavni obrazovni centar)

⁶⁷ (HEP, Jahresbericht, 2010)

11 Das Energiegesetz und der Energiesektor Kroatiens Heute!

Wie schnell die Regelungen des dritten Energiepakets in Kroatien voran gehen werden, hängt maßgeblich von dem heutigen Stand der Energiegesetze, wie auch des gesamten Energiesektors. Die kroatische Gesetzgebung ist mit dem ersten wie auch zweiten Energiepaket der Europäischen Union abgestimmt. Das gilt nicht für den Stand und die Entwicklung des Energiesektors. Der Elektrizitätssektor ist in einer schlechteren Entwicklung als der Gassektor, welcher schon in der Phase der Implementierung des zweiten Energiepakets ist. Dadurch erfüllt der Gassektor viele wichtige Bedingungen des dritten Pakets, insbesondere im Bezug auf den Übertragungsnetzbetreiber.⁶⁸ Obwohl die Rechtliche Trennung des Übertragungsnetzbetreibers im Elektrizitätssektor abgeschlossen ist, hat dieser keine Unabhängigkeit da es immer noch im Besitz des vertikal integrierten Unternehmens ist. Im weiteren folge wird der aktuelle Stand der Haupt Reformpunkte dargestellt.

11.1 Funktionieren des Energiemarktes

Was das Funktionieren des Energiemarktes anbelangt ist die Realität nicht zufriedenstellend, es existieren zwei große Subjekte (HEP d.d. und Ina d.d.). Alle Marktteilnehmer gehören zu diesen zwei Unternehmen, neu Marktteilnehmer kommen nicht dazu und sind auch nicht in naher Aussicht, aus diesem Grund gibt es auch keinen erstzunehmenden Wettbewerb. Da die jetzige Situation, alles andere als den Plänen von liberalisierten Märkten entspricht, kann man sagen, dass die Veränderungen grundlegend sein werden.

11.2 Kroatische Elektrizitätswirtschaft

Mit dem kroatischen Gesetzes für den Elektrizitätsmarkt wurden die formalen Voraussetzungen für das Erfüllen des ersten und zweiten Energieliberalisierungspakets geschaffen, wobei die Liberalisierung bis heute auf sich warten lässt. Ein gewichteter Grund dafür ist die mangelnde Bereitschaft für die Umsetzung der nötigen Reformen insbesondere jene welche die Preispolitik regeln. Neben diesem Problem sind die besonderen Eigenschaften von Elektrizität als Handelsware eine zusätzliche Hürde.

Das kroatische Elektrizitätsgesetz erlaubt es allen Konsumenten den Anbieter selbst zu wählen, zurzeit bedeutet das nicht viel, da es Keine erwähnenswerten Teilnehmer neben den bereits erwähnten gibt. Wegen der Abwesenheit von wirklichen Marktpreisen gibt es keine zuzüglichen Investitionen. Die heimischen Energiesubjekte haben nicht genügend Kapital für

⁶⁸ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 32)

die Erstellung neuer Anlagen, die einheimischen wie auch ausländischen Investoren haben bei bestehenden Preisen keinen Anreiz zu investieren. Die kroatische Strategie für die Entwicklung des Energiesektors stützt sich auf die Unternehmerische Initiative bei der Errichtung neuer Energie Anlagen. Zur gleichen Zeit ist bekannt gegeben das mit den bestehenden Preisen die sichere Nachfrage von Elektrizität nicht gewährleistet werden kann, wie auch ohne direkte ausländische Investitionen. Neben den formal erfüllten Voraussetzungen der Liberalisierung steht die Markteröffnung auf der Stelle. Nur das Erscheinen von neuen Marktteilnehmern im Bereich Produktion von Elektrizität wird den Markt beleben können. Welche Schritte nötig sind, damit das passiert, wird in weiterer Folge gezeigt.⁶⁹

11.3 Kroatische Natur Gas Sektor

Der Naturgasmarkt in Kroatien ist wesentlich besser organisiert als der Elektrizitätsmarkt. Dessen Anpassungen an das dritte Energiepaket der EU wird wesentlich einfacher sein. Das bis heute gravierendste Problem im Bereich Naturgas war die zu geringe Transportkapazität für den Import. Dieses Problem ist der Grund, dass in Kroatien bis heute kein richtiger Markt für Naturgas entstanden ist. Ein Nussprodukt dessen ist das sich keine Marktpreise entwickeln konnten. Mit der Errichtung der zwischenstaatlichen Pipeline mit Ungarn wird sich die Situation von Grund auf ändern. Das eröffnet die Möglichkeit der Teilnahme der europäischen Anbieter im kroatischen Naturgasmarkt. Das bestehende Monopol von INA d.d. wird dadurch eingeschränkt. Hier ist wichtig zu erwähnen, dass INA d.d. die Aufgabe der Nachfolgesicherung bis heute gut durchgeführt hat, und, dass diese die kroatischen Konsumenten mit staatlich festgelegten Preisen beliefert. Im Bereich von Naturgas wie auch bei der Elektrizität besteht die theoretische, rechtliche Möglichkeit, dass der Kunde zu einem anderen Anbieter wechselt. Diese Möglichkeit ist bis jetzt Theorie geblieben da kein anderes Unternehmen außer das Unternehmen, welchem die hoheitlichen Aufgaben übertragen worden ist, einen Grund hat solche Mengen an Gas mit dem bestehenden Preis bereitzustellen. Wenn man sich die heutige Preisgestaltung anschaut kann man zwei wesentliche Gruppen im Naturgasmarkt feststellen. Auf der einen Seite haben wir die Haushalte mit den KMUs auf der anderen Seite haben wir die Großkunden wie Petrokemija d.d. und HEP d.d. . Im Bereich der Haushalte und der KMUs sind die Preise für Naturgas nach oben beschränkt. Da diese Gruppe den Großteil des gesamten Marktes bildet sind die Regulierungs- und Administrationslasten sehr groß. Die Ausnahme dieser staatlichen Preispolitik sind die bereits erwähnten

⁶⁹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 33)

Großkunden. Diese sollten mit den Marktpreisen beliefert werden, diese sind formal liberalisiert aber aus bereits erwähnten Gründen ist das Zustandekommen von Marktpreisen nicht möglich.

Neben der erwähnten Problematik, wurden viele Ziele in Richtung Markteröffnung erreicht. Die Harmonisierung des kroatischen Energiegesetzes an das erste wie auch zweite Energieliberalisierungspaket hatte als Folge die Trennung des Übertragungsnetzbetreibers mit dem dazugehörigen Eigentum. Die Produktion und die Versorgung sind im Besitz der INA d.d. geblieben, mit dem Naturgasemarktgesetz wurde der Übertragungsnetzbetreiber, als ein staatlicher Betrieb das Unternehmen Plinacro d.o.o. ernannt. Diese Art von Trennung hat sich in der Praxis bewährt. Plinacro d.o.o. hat sich auf seine Hauptaufgabe konzentriert und hat von seiner Gründung bis jetzt, obwohl im staatlichem Eigentum, ein hohes Maß an Wirtschaftlicher Kompetenz gezeigt. In die Errichtung, Entwicklung wie auch Wartung des bestehenden Übertragungsnetzwerks wurde viel investiert. Ebenso wurde in die Vorbereitung für die Zwischenstaatliche Verbindung mit Ungarn wie auch das Terminal für UPP auf der Insel Krk viel Arbeit und Kapital investiert.

Das Verteilungsnetzwerk von Kroatien besteht aus 38 Rechtlichen Subjekten, die meisten sind entstanden durch die Lokale Administration des Naturgases in den Anfängen der Marktentwicklung. Bis zum Jahr 2001 war die Distribution vom Naturgas in den Aufgabenbereich des Gesetzes für Kommunalwirtschaft. Die Konsequenzen der Vergangenheit belasten immer noch Segmente des heutigen Energiesektors. Die Vertikale Trennung der Übertragung und Verteilung ist nur bei der „Gradske plinare Zagreb“ durchgeführt worden. Dies passierte im Einklang mit dem Naturgasmarktgesetz. Es gibt Beispiele bei denen nicht mal die horizontalen Trennungen durchgeführt worden sind. Diese Unternehmen wirtschaften unter minimalen SicherheitsGrenzen, es mangelt an Technologischen Voraussetzungen. Diese Unternehmen sind am Rand der Rentabilität und haben nicht die Möglichkeit Kapital zu kumulieren, um das weitere Wachstum in irgendeinem Bereich zu gewährleisten. Neben diesen Unternehmen gibt es auch solche die sich deutlich abgrenzen wie, Zagrebačke plinare d.o.o., Termoplina d.d., Međimurje-plina d.o.o., HEP-Plina d.d. . Die Nebenwirkungen der zu großen Segmentierung der Verteiler und deren zu geringe Finanzielle Möglichkeiten für die Investierung in das Verteilungsnetz resultieren in einer zu geringen Effizienz. Eine zeitkonforme Entwicklung des Verteilungsnetzes wurde in Gebieten Istra und Dalmatien durchgeführt wo durch die Ausschreibung, unter lokaler Administration durchgeführt worden ist. Somit sind alle technischen Voraussetzungen für die

nahe Zukunft geschaffen worden um das Funktionieren des Naturgasmarktes gewährleisten zu können. Nachdem das geschieht wird alleinig der politische Beschluss darüber entscheiden wie sich die Preise im Naturgasmarkt entwickeln werden. Wird sich Kroatien dazu entschieden ihre Sozialpolitik von der Energiepolitik zu trennen ist aber immer noch fraglich.⁷⁰

12 Harmonisierung der kroatischen Energiegesetze

Die nötigen Veränderungen und Anpassungen der Gesetze haben ihren Ursprung in den Forderungen der EU und der Implementierung der Energieliberalisierungspakete. Die Anpassung zum dritten Energie Paket ist eine gute Möglichkeit und Chance das Energiegesetz transparenter zu gestalten mit dem Ziel der leichteren Implementierung.

Um die vollen Erfordernisse zur Änderung der Gesetze zu gewährleisten, wurden folgende Fragestellungen aufgearbeitet;

- Systematisierung der Energiematerie im Bezug auf das Energiegesetz,
- Durchführung der Maßnahmen zur Genehmigung der Investitionen und Betätigungen,
- Die Formierung der Energiepreise und der öffentlichen Aufgaben der Versorgung
- Die Durchführung der formal-rechtlichen Veränderungen bei bestehenden Energiesubjekten,
- Der Status und die Befugnisse der Regulierungsbehörde

Die Kroatische Gesetzgebung formt und passt sich den Europäischen Vorschlägen schon seit 2001 an. Dieser Prozess wurde mit einem geringen Teil an neuen Gesetzen durchgeführt, und ist vielmehr durch Anpassungen (Abwandlungen und Ergänzungen) der bestehenden Gesetze entstanden. Das hat zu Folge das Älteren Versionen der Gesetze nicht mehr abgewandelt und auch nicht durch Ergänzungen verändert werden können, diese müssen als neue Gesetze verfasst werden. Nach den Schätzungen der Autoren⁷¹ sollten folgende neue Gesetze geschaffen werden;

- Energiegesetz
- Das Gesetz des Elektrizität Marktes
- Gesetz über die kroatische Energieregulierungsagentur

⁷⁰ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 34)

⁷¹ (Konsortium, 2010)

Das Gesetz über den Naturgasmarkt ist 2007 neu verfasst worden und kann durch Abwandlungen und Ergänzungen angepasst werden.⁷²

13 Entflechtungsmodelle im Elektrizitätssektor

An dieser Stelle werden drei Entflechtungsmodelle der Studie zur *„Harmonisierung der kroatischen Energiewirtschaft und Energie-Gesetzgebung mit dem dritten EU Liberalisierung Paket“* vorgestellt.

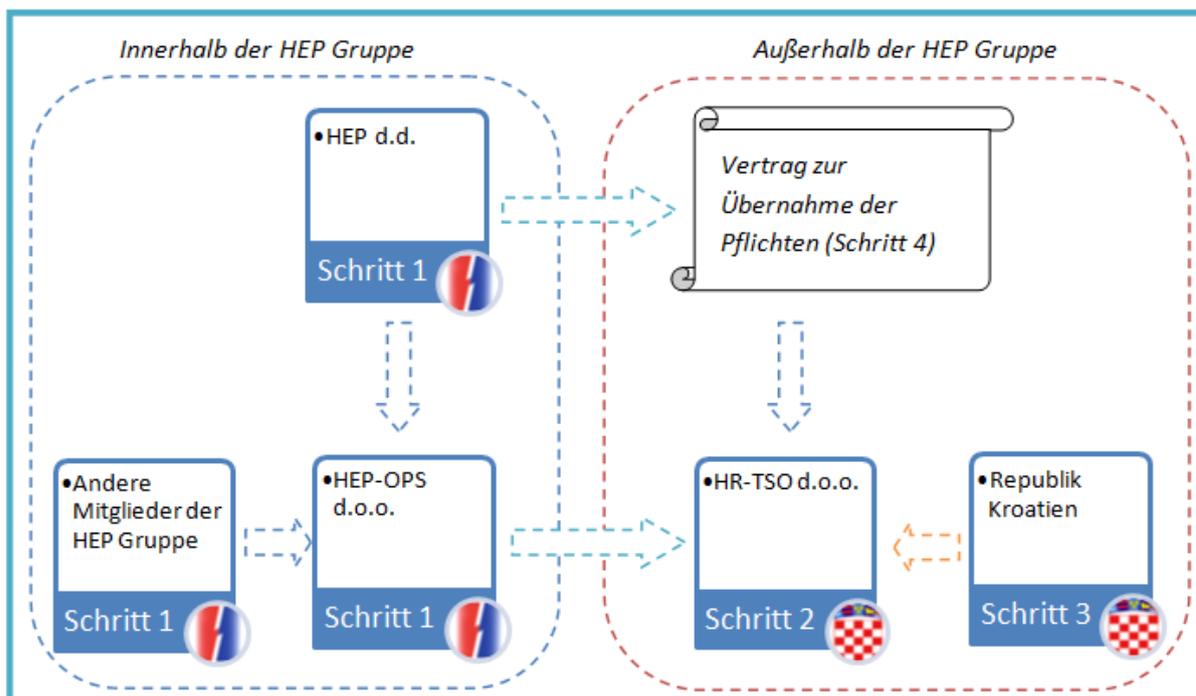
13.1 Eigentumsrechtliche Entflechtung des Übertragungsnetzes

Der jetzige Inhaber des Übertragungsnetzes in Kroatien ist die HEP d.d. welche zu 100% staatliches Eigentum darstellt. Das Unternehmen HEP-OPS d.o.o. ist ein Tochterunternehmen der HEP d.d. und als Operator zuständig für Elektrizitätssysteme in Kroatien wie auch für die Produktionsstätten die Instandhaltung, Entwicklung und Ausbau des Elektrizitätsnetzes. Die HEP-OPS d.o.o. vertritt Kroatien im ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Das alles wissen wir schon und können somit zum eigentlichen Unbundling kommen. Die Abbildung 3 zeigt und das ownership unbundling Modell, welches an dieser Stelle näher betrachtet wird. HEP-OPS d.o.o. Um die Möglichkeiten der Restrukturierung besser darstellen zu können wird das noch nicht bestehende (fiktive) unternehmen HR-TSO d.o.o. eingeführt.⁷³

⁷² Vgl. (Konsortium, 2010, S. 200)

⁷³ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 73)

Abbildung 3 Modell der Eigentumsrechtlichen Entflechtung des Übertragungsnetzes



Quelle: Modifizierte Grafik nach (Konsortium, 2010)

Die Abbildung 3 zeigt nicht die einzige Variante zur Restrukturierung ist aber laut der Studie die kostengünstigste und zur Implementierung die einfachste Variante. Die Restrukturierung findet in folgenden Schritten statt:

1. HEP d.d. rekapitalisiert den beschriebenen Bereich und überträgt die Rechte und Pflichten des Übertragungsnetzes auf das Unternehmen HEP-OPS d.o.o.
2. Die Anteile des HEP d.d. an dem HEP-OPS d.o.o. werden auf den Staat übertragen, mit diesem Schritt scheidet HEP-OPS d.o.o aus dem Konzern des HEP d.d. aus.
3. Die Republik Kroatien, als neuer und einziger Inhaber wandelt das Unternehmen um, zu HR-TSO d.o.o.
4. HEP d.o.o. und der HR-TSO d.o.o. schließen einen Vertrag über die Übernahmen der Pflichten im bezug auf das Verteilungsnetz.

Die Erschaffung des HR-TSO d.o.o. würde der Richtlinien zur Trennung der Inhaber laut Direktive 2009/72/EC entsprechen⁷⁴, in welchem Fall der Inhaber des Übertragungsnetzes auch als Betreiber auftritt. Ein Nebenprodukt dieser Variante ist die Erleichterung der Zertifizierung des neuen HR-TSO d.o.o. von seitens der Kroatischen Regulierungsbehörde

⁷⁴ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 73)

HERA-a. Mit dem Ins Leben rufen des HR-TSO d.o.o. und mit allen zuvor beschriebenen Schritten, kann das Unternehmen selbständig und ohne Einfluss der HEP Gruppe eigenständig Entscheidungen Treffen. Das Unternehmen würde auf diese Weise nur den Weisungen der HERA⁷⁵ nachkommen müssen.⁷⁶

Die Studie weist auf zwei Grobe Probleme die mit der Rekapitalisierung als Sanierungsmaßnahme der HEP-OPS-a d.o.o. im Hinblick auf das Verteilungsnetz entstehen und durch das Austreten aus dem HEP d.d. Konzern entsteht. Das Erste Problem bezieht sich auf die Trennung von Speziellen Elektrizitätsobjekten die sich mit der Produktion und Distribution als ganzes beschäftigen. Das zweite Problem ist die Trennung aller Steuerungs- und Aufsichtsfunktionen zwischen HEP-a d.d. und HR-OPS-a d.o.o.⁷⁷ Im Allgemeinen ist bekannt welche Objekte zu der Übertragung welche zur Verteilung und welche zur Produktion gehören. Allerdings gibt es Ausnahmen wie die "Hochspannungs-Schaltanlagen in einigen Produktionsstätten" die in der Zuständigkeit mäßig teils Produktion und teils Übertragung sind aber zu der Verteilung gehören. Diese Hochspannungs-Schaltanlagen befinden sich direkt in den Produktionsobjekten und sind im Zuständigkeitsbereich von HEP Prizvodnja d.d. Für das reibungslose Funktionieren des Elektroenergiesystems ist es von großer Bedeutung, dass das Steuern von erwähnten Anlagen vom Systembetreiber durchgeführt wird. Bis heute war das der Fall, es muss aber sicher gestellt werden, dass es in der Zukunft auch so bleibt, dass dem Systembetreiber die Möglichkeit gegeben wird über das in seiner Verantwortung stehende System (400 kV, 220 kV, 110 kV) so gut wie nur möglich entscheiden zu können.⁷⁸

Die Variante des Ownership Unbundling setzt die Eigentumsrechtliche Trennung voraus, das bedeutet für die Übertragung des Übertragungsnetzes von HEP d.d. auf die HEP-OPS d.o.o. sollte auf die erwähnten Anlagen geachtet werden, diese sollten ebenfalls übertragen werden. Das wird eine technische, rechtliche und buchhalterische Herausforderung. Deshalb stellen sich Fragen im Bezug auf die Instandhaltung und Führung der Erwähnten Objekte. Es ist denkbar dass die HEP-Proizvodnja d.o.o. auf die Problematik der Herausnahme eines Teils aus einer größeren Anlage ganz andere Vorstellungen hat. Diese Frage hat eine sehr große

⁷⁵ Hrvatska energetska regulatorna agencija

⁷⁶ An dieser Stelle sind die Weisungen der HERA gemein, die sie im Rahmen der Ihrer übertragenen Rechten ausübt.

⁷⁷ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 73)

⁷⁸ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 74)

Bedeutung und wird oft als das Hauptargument gegen die Ownership Unbundling Variante verwendet.

Die Führungs- und Aufsichtsfunktionen, welche mit dem Mutter-Tochter-Verhältnis existierten, werden unterbrochen. Die Unabhängigkeit des HR-TSO d.o.o. werden mit der Direktive 2009/72/EC gefestigt, in diesem Sinne darf HEP d.d. mit seinem ehemaligen Tochter Unternehmen nicht;⁷⁹

- die Mehrheitsrechte im HR-TSO d.o.o haben,
- darf keinen direkten oder indirekten Einfluss auf die Stimmrechte im Bezug auf die Besitz Fragen haben,
- darf nicht direkt oder indirekt Einfluss auf die Wahl der Mitglieder in den rechtlichen Körperschaften nehmen, welche den HR-TSO d.o.o. repräsentieren (Aufsichtsrat, Verwaltungsausschuss oder ähnliches),
- darf keine direkte oder indirekte Aufsicht gegenüber dem HR-TSO d.o.o. ausüben.

Dieses Gesetz wirkt in beide Richtungen. Somit gelten die gleichen Regeln für den HR-TSO d.o.o. im bezug auf den HEP d.d. Die neue erlangte Unabhängigkeit wird es ermöglichen direkt auf die Bedürfnisse der Konsumenten eingehen zu können, Entscheidungen eigenständig zu treffen ohne auf die Rücksichtnahme des HEP d.d.

13.2 Die ISO Entflechtungs Variante des Übertragungsnetz

Eine völlig gleichwertiges Modell zur Ownership Unbundling ist das sogenannte ISO (independent system operator) Modell. In diesem Modell wird der Netzeigentümer und Netzbetreiber aufgeteilt. Dieser Variante kann nur auf Vorschlag des Netzeigentümers stattfinden. Der ISO ist für den Betrieb, Wartung, Ausbau, Gewährung des Netzzugangs und ähnliches zuständig.⁸⁰ Die Abbildung 4 zeigt das Aufstellen des Kroatischen ISO. Die Studie betont, dass das nicht der einzige Weg zur Implementierung des ISO ist, sondern die für die kroatische Republik am effizientesten wäre. Mit dem Ziel die Darstellung so einfach wie nur möglich zu zeigen wird wie in der TSO Variante ein Fiktives Unternehmen zur Hilfe gezogen. In diesem Fall sind die Unternehmen HR-ISO d.o.o. wie auch HEP-OPS d.o.o..

⁷⁹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 74)

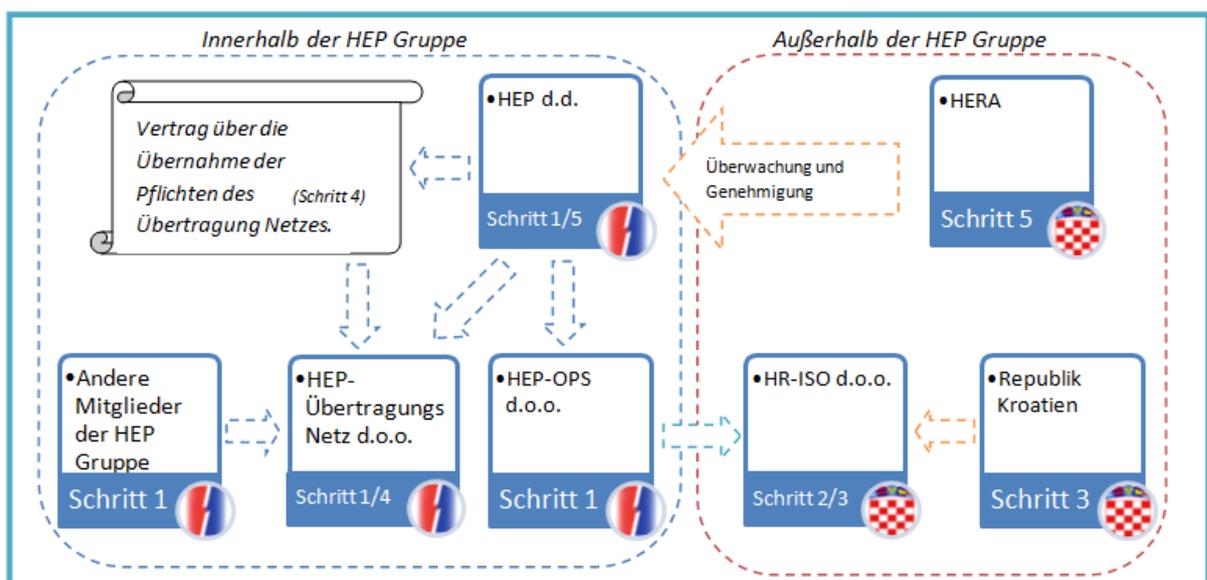
⁸⁰ Vgl. (Markus Helmreich, 2011)

Wenn die politische Entscheidung auf die Variante des ISO fällt sollte dieser aus Gründen der einfacheren Implementierung, auf folgende Weise im Einklang mit dem Gesetz über den Elektrizitätsmarkt gelöst werden;⁸¹

1. HEP d.d. gründet das Unternehmen HEP- Übertragungs Netz d.o.o. und legt in dessen Stammkapital die Anlagen wie auch alle nötigen Rechte für die Selbstständigkeit des Unternehmens ein.
2. Die Unternehmen übertragen vertraglich die Verantwortung wie auch die Aufgaben im Bezug auf das Übertragungsnetz von HEP d.d. auf HEP-Verteilungsnetz d.o.o.
3. Die Anteile des HEP d.d. am HEP-TSO d.o.o. werden auf die kroatische Republik übertragen. Auf diese Weise scheidet HEP-OPS d.o.o. aus dem Konzern aus.
4. Die Republik Kroatien als alleiniger Eigentümer des HEP-OPS d.o.o. wandelt das Unternehmen z.B. in HR-ISO d.o.o.

Auf die oben beschriebene Weise bleibt das Verteilungsnetz im Besitz der HEP d.d., und die Funktion des Operators währe außerhalb des vertikal integrierten Unternehmen.

Abbildung 4: ISO Entflechtungs Modell des Übertragungsnetzes



Quelle: Modifizierte Grafik nach (Konsortium, 2010)

⁸¹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 76)

13.3 Die ITO Entflechtungsvariante des Übertragungsnetzes

Wie in den Varianten des TSO und ISO wenden fiktive Unternehmen in die Veranschaulichung eingebunden um die Entflechtungsmethode besser erklären zu können. In diesem Sinne wird das fiktive Unternehmen ITO d.o.o. zur Hilfe gezogen.

Im Falle, dass die politische Entscheidung zu Gunsten der ITO Variante fällt, wird im Einklang mit dem Elektrizitätsmarktsgesetz und den im Gesetz vorgesehenen Fristen und auf die vorgesehene Art und Weise die Entflechtung durchgeführt (Abbildung 5). Die Studie hat ein Modell erarbeitet, welches nicht das einzig mögliche Modell darstellt, sondern das zum gegebenen Zeitpunkt am effizientesten ist.

Die Vorgehensweise ist folgende;⁸²

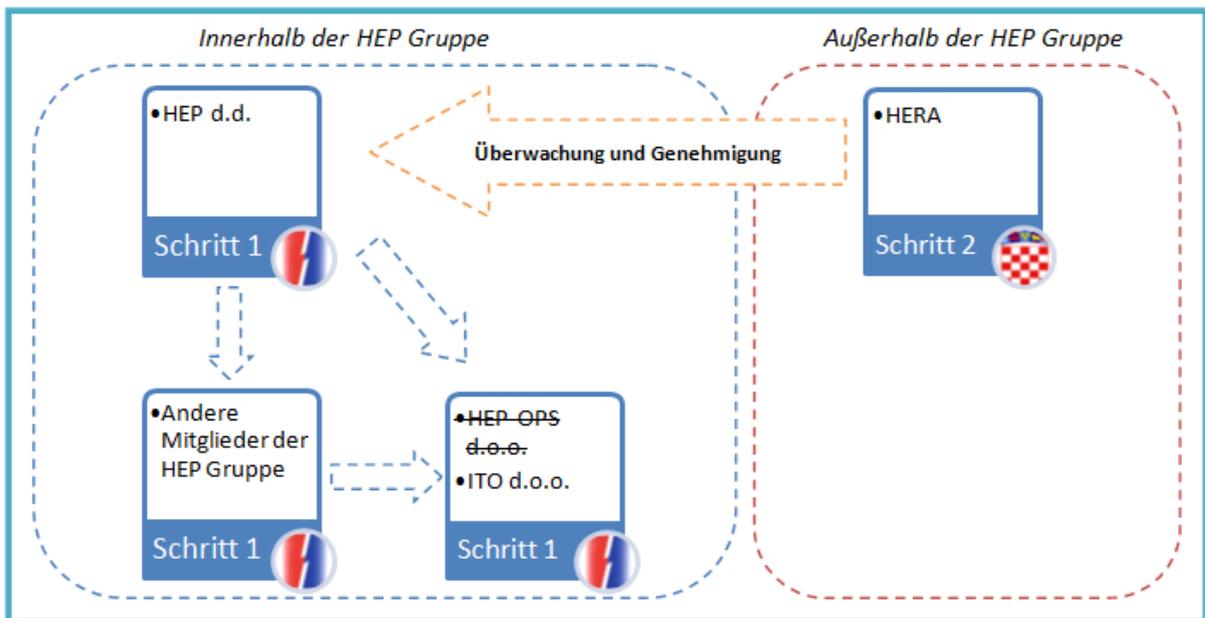
1. HEP d.d. Rekapitalisiert und überträgt die Anlagen wie auch die Rechte im Bezug auf das Übertragungsnetz auf die HEP-OPS d.o.o.,
2. HEP d.d. ändert die Erklärung über die Gründung und verändert das HEP-OPS d.o.o. in ITO d.o.o. und ergreift alle Schritte und vollzieht alle nötigen Änderungen für dessen Unabhängigkeit.

Mit dem Einführen des ITO d.o.o. wird dieser als Inhaber des Übertragungsnetzes wie auch als Betreiber vereinigt. Dieses ist mit der Richtlinie 2009/72/EC konform, da dieser eigenständig Entscheidungen über die Instandhaltung, Planung, Führung und Entwicklung treffen kann.⁸³ Dies geschieht ohne den direkten Einfluss vom HEP d.d. außer über den Aufsichtsrat.

⁸² Vgl. (Konsortium, 2010, S. 80)

⁸³ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 81)

Abbildung 5: ITO Entflechtungsvariante des Übertragungsnetzes



Quelle: Modifizierte Grafik nach (Konsortium, 2010)

Wie zuvor wird der Prozess der Zertifizierung, welcher der Genehmigung der Europäischen Kommission unterliegt und welcher von der Nationalen Regulierung Instanz (HERA) durchgeführt wird, unternommen. Dieser Prozess wird im Falle der ITO Variante deutlich strenger sein als in den Varianten zuvor. Die Europäische Kommission wie auch die HERA werden härtere Voraussetzungen verlangen um die Unabhängigkeit der ITO d.o.o. zu gewährleisten. Das bedeutet dass die Beziehungen zwischen der Mutter und des ITO d.o.o. streng definiert werden müssen, viel strenger als das in den ISO Variante der Fall ist.

Die Problematik der Übertragung des Übertragungsnetzes im Bezug auf spezifische Anlagen die übergreifender Natur sind (Produktion und Übertragung als ein ganzes) ist analog zu der in den zuvor besprochenen Varianten. Die Beschäftigten des HEP-OPS-a d.o.o. werden keine Veränderungen im Bezug auf ihr Beschäftigungsverhältnis haben, sie sind immer noch im selben Unternehmen beschäftigt. Allerdings für die Mitarbeiter des HEP d.d. für die festgestellt wird das sie im ITO d.o.o. benötigt werden ändert sich das Beschäftigungsverhältnis. Diese wenden im Einklang mit dem geltenden Arbeitsrecht wie auch dem Übernahmevertrag in das Unternehmen ITO d.o.o. integriert.

Es darf kein Verhältnis zwischen ITO d.o.o. und des HEP d.d. bestehen. ITO d.o.o. muss mit seiner gesamten Identität vom HEP d.d. abgegrenzt werden. Es sollen alle Missverständnisse das ITO d.o.o. Verhältnisses zu den übrigen Dienstleistungen des vertikal integriertem

Unternehmen aus dem Weg geräumt werden, obwohl dieses immer noch innerhalb des vertikal integrierten Unternehmens liegt.⁸⁴ Aus den bereits erwähnten Gründen muss das Unternehmen mit allen nötigen finanziellen, technischen wie auch menschlichen Ressourcen ausgestattet sein um den Aufgaben, die ihm übertragen worden sind, gerecht zu werden. Dieses Modell ist auf den ersten Blick einfacher zum durchführen, bietet aber eine Reihe von Voraussetzungen die zu erfüllen sind.

13.4 Funktionelle Unabhängigkeit des ITO d.o.o.

Obwohl ITO d.o.o. zum HEP d.d. Konzern gehört ist es dem Konzern nicht möglich im Entscheidungsprozess mitzuwirken. ITO d.o.o. muss die Möglichkeit gegeben werden, dass es Gelder selbständig am Finanzmarkt beschaffen kann, wobei alle kommerziellen wie auch Finanzierungstätigkeiten zwischen HEP d.d. und der ITO d.o.o. müssen unter Marktkonditionen stattfinden, all diese Tätigkeiten werden sorgfältig von der HERA beaufsichtigt. Alle Mitarbeiter die für das tägliche Funktionieren benötigt werden müssen ausnahmslos Mitarbeiter der ITO d.o.o. sein. Das ausleihen der Mitarbeiter wie auch deren Hilfe von der Seite des HEP d.d. wird kategorisch abgelehnt. Ausgeübte Dienstleistungen von der ITO d.o.o. gegenüber der HEP d.d. können nur dort stattfinden wo die Marktprinzipien nicht untergraben werden und diese müssen von der HERA genehmigt werden. ITO d.o.o. darf sich nicht derselben Informatik-Infrastruktur bedienen wie auch der Geschäftsräumlichkeiten. Es dürfen nicht dieselben Berater wie auch externe Partner für das bereits erwähnte gewählt werden.⁸⁵

13.5 Führungs Unabhängigkeit des ITO d.o.o.

Um die weitere Unabhängigkeit zu gewährleisten, müssen die Führung, insbesondere das Management wie auch der Aufsichtsrat völlig unabhängig sein. Das Management ist für das tägliche Funktionieren des Unternehmens zuständig und darf als solches weder direkt noch indirekt von der HEP d.d. beeinflusst sein. Aus diesem Grund darf drei Jahre vor der Beschäftigung im ITO d.o.o. keine Funktion im Konzern amtiert werden, von dieser Regel ist die Übergangszeit ausgenommen.⁸⁶

⁸⁴ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 81)

⁸⁵ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 81)

⁸⁶ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 83)

13.6 Unabhängigkeit des Aufsichtsrates des ITO d.o.o.

Da der Aufsichtsrat aus Mitgliedern des Konzerns, Vertreter der Aktionäre wie auch aus Vertretung der ehemaligen Mitarbeiter, falls solche vorgesehen werden, besteht, ist die Problematik leicht erkennbar. Der Aufsichtsrat der ITO d.o.o. hat die Verantwortung für finanzielle Entscheidungen mit größerem Ausmaß, wie die Genehmigung des Jahres oder Mehrjährigen Finanzplanes wie auch den Verschuldungsgrad und auch die Auszahlung der Dividenden den Aktionären. Dieser ist nicht zuständig für die täglichen Aufgaben des Betreibers und darf sich nicht in die täglichen Aufgaben des Managements einmischen.

Der ungewollte Einfluss des Konzerns HEP d.d. kann gerade auf diese Weise statt finden. Über den Aufsichtsrat kann der Konzern bestimmte Vorhaben boykottieren welche für den Konzern selbst nicht vorteilhaft sind. Aus diesem Grund muss die Beziehung zwischen HEP d.d. und ITO d.o.o. von Seiten der HERA beaufsichtigt werden. Aus diesen Gründen muss die HERA sicherstellen, dass die Hälfte des Aufsichtsrates minus ein Unabhängiges Mitglied im Hinblick auf die HEP d.d., seit drei Jahren kein Amt beim HEP d.d. ausgeübt hat und, dass die Mitarbeiter die ITO d.o.o. verlassen kein Amt beim Konzern bekleiden, in einer Periode von vier Jahren.

13.7 Unbundling des Verteilungsnetzbetreiber

Die derzeitige Organisation des Verteilungssystems ist das Resultat der Anpassung an das zweite Energieliberalisierungspaket der Europäischen Union. Die Ziele und Motive der Anpassung des Übertragungsnetzes zeigen, dass diese auch für den Verteilungsbereich Relevant sind. Alle Unterfangen sind der Verbesserung des kroatischen Elektrizitätssystems untergeordnet, welches die Interessen der Kunden wie auch den Wohlstand Kroatiens in den Vordergrund rückt. Wie beim Betreiber des Übertragungsnetzes unterscheiden sich die Modelle anhand des Ausmaßes der Eigentumsrechtlichen oder funktionellen Entflechtung. Vom Eigentumsaspekt beobachtet unterscheiden wir das Verhältnis des Operators zum Inhaber des Eigentums des Distributionsystems und ob sich der Operator im vertikal integrierten Konzern wie die Produktion und Versorgung befindet oder nicht.

An dieser Stelle werden wir uns mit drei verschiedenen Modellen auseinandersetzen;⁸⁷

1. die erste Variante – Ins Leben rufen eines kroatischen Verteilungsnetzbetreibers (mit dem Namen HR- DSO d.o.o.,

⁸⁷ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 83)

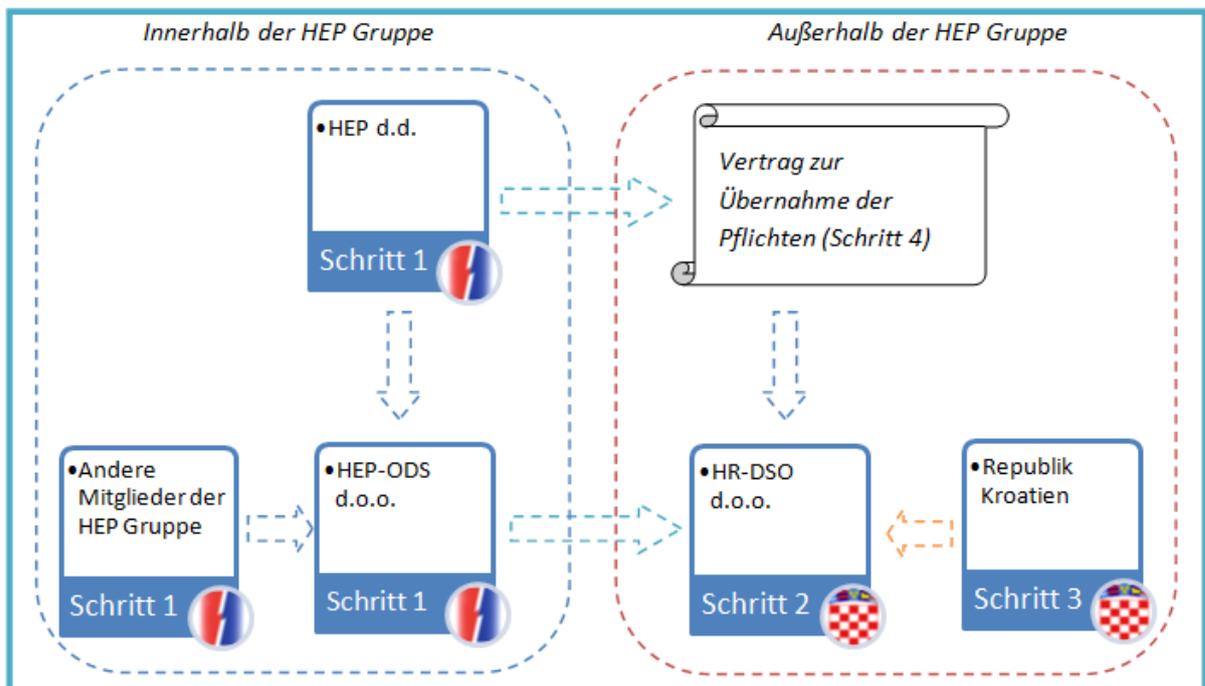
2. die zweite Variante – Ins Leben rufen eines unabhängigen Verteilungsnetzbetreibers innerhalb des Konzerns, mit dem Namen IDO d.o.o.,
3. die dritte Variante – Beibehaltung des bestehenden HEP-ODS d.o.o. mit der Erfüllung der minimalen Anforderungen des dritten Energieliberalisierungspakets.

Zurzeit hat der HEP-ODS d.o.o. nur einen Inhaber und zwar HEP d.d. dieses ist somit im vertikal integrierten Konzern. HEP-ODS d.o.o. besitzt nicht das Verteilungsnetzwerk, dieses befindet sich im Eigentum von HEP d.d. Die Zusammenarbeit zwischen beiden ist vertraglich geregelt und beinhaltet die Aufgaben und Rechte über das Betreiben und Instandhalten des Netzwerks. In weiterer Folge werden die Veränderungen vorgestellt die nötig sind, um die Anpassung an die erwähnten Modelle durchführen zu können.⁸⁸

13.8 Kroatischer Verteilungsnetz Betreiber (HR-DSO d.o.o.)

In der ersten Variante wird eine eigentumsrechtliche Entflechtung des Verteilungsnetzbetreibers vorgestellt, welcher nicht im HEP d.d. Konzern ist.

Abbildung 6: Modell des HR-DSO d.o.o.



Quelle: Modifizierte Grafik nach (Konsortium, 2010)

In der Abbildung 6 wird ein fiktives Unternehmen eingeführt HR-DSO d.o.o. Es bestehen mehrere rechtliche Möglichkeiten wie dieses durchgeführt werden kann, falls sich die Politik

⁸⁸ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 85)

für das Modell 1 entscheidet sollte es auf Vorschlag der Autoren der Studie auf folgende Weise durchgeführt werden;⁸⁹

1. HEP d.d. Rekapitalisiert und überträgt alle Rechte und Anlagen im Bezug auf das Verteilungsnetzwerk auf das bereits bestehende Unternehmen HEP-ODS d.o.o.,
2. die Eigentumsrechte des HEP d.d. über HEP-ODS d.o.o. werden auf die Republik Kroatien übertragen, auf diese Weise scheidet das Unternehmen HEP-ODS d.o.o. aus dem Konzern aus,
3. die Republik Kroatien als neuer Eigentümer des HEP-ODS d.o.o. verändert das Unternehmen in HR-DSO d.o.o.,
4. HEP d.d. und HR-DSO d.o.o. regeln vertraglich die Übernahmen der Pflichten des HEP d.d. im Bezug auf das Distributionsnetzwerk fest.

Das Fundament des HR-DSO d.o.o ist das Eigentumsrechtliche trennen des HEP-ODS d.o.o. welches ermöglicht das der Inhaber des Verteilungsnetzes als Betreiber tätig ist. Das dritte Energieliberalisierungspaket sieht keinen Zertifizierungsprozess vor dieses würde aber auf die ähnliche Weise wie beim Übertragungsnetzbetreiber stattfinden. Eine Schlüsselposition hätte die HERA, welche den gesamten Prozess beaufsichtigen würde.

Es sind zwei Probleme hervorzuheben, die Problematik zwei Anlagen die nicht exakt zugeordnet werden können bzw. Anlagen die sich mit der Produktion und Übertragung kreuzen. Die zweite Problematik sind Mitarbeiter bei welchen festgestellt wird, dass sie von HEP d.d. ins HR-DSO d.o.o. übersiedeln müssen, da sie dort benötigt werden.

Diese Problematik wurde im Abschnitt des Übertragungsoperators und dessen Varianten besprochen und wird an dieser Stelle nicht wiederholt.

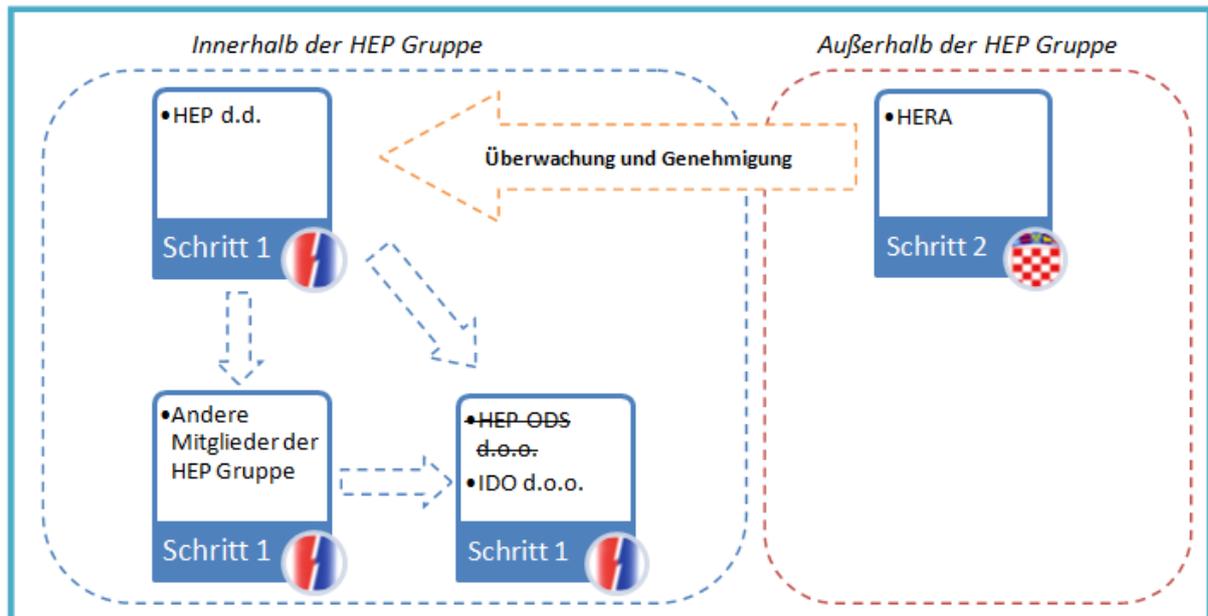
13.9 Kroatischer Verteilungsnetzbetreiber (IDO d.o.o.)

In dieser Variante wird die Veränderung im Bezug auf den Verteilungsbetreiber so gelöst, dass dieser im vertikal integrierten Unternehmen beleibt. HEP d.d. müsste in dieser Variante dem bestehenden Unternehmen HEP-ODS d.o.o. alle Anlagen und Rechte im Bezug auf das Verteilungsnetz übertragen um diesen die Möglichkeit zu geben als Verteilungsnetzoperator tätig zu werden. Der Name des Unternehmens müsste nicht geändert werden, dieses sollte aber geschehen um die Verwechslung mit dem HEP d.d. so gering wie nur möglich zu halten.

⁸⁹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 85)

Der Name, den die Studie 1 gewählt hat, ist Independent Distributions Operator d.o.o. (IDO d.o.o.) Diese wurde gewählt um eine klarere Trennung zu den vorangegangenen Varianten zu gewährleisten, ist aber nicht von großer Bedeutung.⁹⁰

Abbildung 7: Modell des Kroatischer Verteilungsnetzbetreiber, IDO d.o.o



Quelle: Modifizierte Grafik nach (Konsortium, 2010)

Sollte man sich für die Variante nach Abbildung 7 entscheiden wird im Zuge der Restrukturierung, in den vorgesehenen Fristen und im Einklang mit dem Strommarktgesetz folgendermaßen stattfinden;⁹¹

- HEP d.d. Rekapitalisiert und überträgt die Anlagen sowie die Rechte im Bezug auf das Verteilungsnetz dem HEP-ODS d.o.o.,
- HEP d.d. verändert die Erklärung über die Gründung des Unternehmens HEP-ODS d.o.o. und verändert dieses in IDO d.o.o. und ermöglicht die nötigen Voraussetzungen für dessen Unabhängigkeit.

Die Aufstellung des IDO d.o.o. ermöglicht es das IDO d.o.o. der Inhaber wie auch Betreiber des Verteilungsnetzes ist und selbständig über die ihm übertragenen Rechte und Pflichten entscheiden kann. Dieser sollte von den Einflüssen des Konzerns abgeschirmt sein, außer über den Aufsichtsrat können Weisungen, die nicht das tägliche funktionieren betreffen, erteilt

⁹⁰ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 86)

⁹¹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 86)

werden. Somit ist IDO d.o.o. selbstständig und unterliegt alleinig der Aufsicht der HERA im Rahmen ihrer Befugnisse.

Wichtig zu erwähnen ist, dass die Problematik der vorangegangenen Varianten auch bei dieser bestehen. Die Problematik wird nicht einfacher dadurch, dass das neue Unternehmen IDO d.o.o. innerhalb des vertikal integrierten Unternehmens ist, im Gegenteil es wird eine strengere Aufsicht benötigt wobei diese auch zu negativen Effekten führen kann.

13.10 Kroatischer Verteilungsnetzbetreiber (HEP- ODS d.o.o.)

Bei dieser Variante wird der Betreiber des jetzigen Verteilungsnetzes HEP-ODS d.o.o. im Konzern HEP d.d. beibehalten ohne die Übertragung von Anlagen. Diese Variante kann nur dann gewählt werden, wenn alle minimalen Anforderungen des dritten Energiepakets erfüllt werden. Diese Anforderungen im Bezug auf den Verteilungsbetreiber sind;⁹²

1. die rechtliche Trennung des Unternehmens und dessen Pflichten und Rechten, welches das Verteilungsnetz regelt von allen anderen im Konzern,
2. das funktionelle Trennen des HEP-ODS-a d.o.o. um die Unabhängigkeit von anderen Teilen des Konzerns zu gewährleisten,
3. Rechnungsunabhängigkeit von allen anderen Dienstleistungen.

Das rechtliche Trennen beinhaltet nicht eine Eigentumstrennung, es ist vielmehr die Schaffung einer Basis zur effektiven Entscheidungserbringung im Bezug auf das Verteilungssystem. Die genannten Anforderungen wurden bereits mit dem HEP-ODS-a d.o.o. eingeführt. Da der erste Schritt somit übersprungen werden kann kommen wir zur funktionellen Entkoppelung. Diese beinhaltet das funktionelle Trennen von Führungspositionen. Diese Managementpositionen des HEP-ODS d.o.o. dürfen nicht mit Positionen, die das tägliche Funktionieren von Produktion und Versorgung betreffen, involvieren. Diese Regel gilt in beide Richtungen und somit darf das Management des HEP d.d. nicht in HEP-ODS-a d.o.o. involviert sein. Eine Ausnahme besteht über den Aufsichtsrat, welcher für die Genehmigung des jährlichen Finanzplanes sowie die Festlegung der Verschuldungsobergrenzen für das von ihm abhängige Unternehmen. Das kroatische Gesetz über den Strommarkt hat bereits diese Maßnahmen implementiert (NN 177/2004).

Die Unabhängigkeit der Rechnungen beinhaltet, dass sich die internen Rechnungen für die Netzdienstleistungen (Übertragung und Verteilung) wie auch für die übrigen Dienstleistungen

⁹² Vgl. (Konsortium, 2010, S. 87)

wie Produktion unterscheiden. Das geschieht mit dem Ziel, dass die verschiedenen Dienstleistungen innerhalb des Konzerns finanziell unabhängig betrachtet werden können. In der Praxis verwendet HEP d.d. bereits solch ein Konzept.

Nachdem wir festgestellt haben, dass alle minimalen Voraussetzungen bereits erfüllt sind, sind im diesem Kontext keine weiteren Maßnahmen zur Anpassung nötig.

14 Gestaltung des Kommerzialisierungsgrades

An dieser Stelle werden wir uns mit den Strompreisen In Kroatien beschäftigen. Lange Zeit hat die kroatische Regierung über die Strompreise ihre Sozialpolitik geführt. Das hatte zur Folge, dass die Preise in Kroatien im Vergleich zu niedrig sind. Das hatte eine Fülle an Nebenwirkungen die für die Kroatische Energiewirtschaft als ganzes von großem Nachteil war. Die Strompreise setzen sich aus zwei Komponenten: ein freier und ein regulierender Teil. Der freie Teil kann sich im Zuge des Angebots und der Nachfrage entwickeln oder über Beschlüsse des Regulierungsorgans, welches relevante Umstände anerkennt. Der regulierende Teil bezieht sich auf die Entgelte für die Nutzung des Verteilungs- und Distributionsnetzes wie auch die Abfindung für den Anreiz der Produktion aus erneuerbaren Energien.

In weiterer Folge werden drei Varianten vorgestellt nach welchen sich Preise in Kroatien formieren können, die den Grad der Kommerzialisierung festlegen werden. Diese werden im Einklang mit den Anforderungen der Europäischen Union gebracht. Es werden ausschließlich die nicht regulierenden Komponenten betrachtet.

14.1 Kommerzialisierung für alle Kundengruppen (Variante A)

In dieser ersten Variante wird für alle Nutzer (Industrie, Unternehmerschaft und Haushalte) der Preis über Marktmechanismen festgelegt. Da bei Industriekunden dieses Modell schon länger genutzt wird, gibt es die größten Veränderungen im Bereich Unternehmerschaft und Haushalte. Diese werden Strom nach den Marktpreisen kaufen, dieses wird unter der Aufsicht der HERA stattfinden denn eine bindende Nebenbedingung ist, dass die Strompreise verständlich sein müssen. Das soll als ein Schutz der Konsumenten dienen, genau wie die im kroatischen Gesetz verankerte Verhinderung über das nicht wettbewerbswidrige Marktverhalten (NN 79/2009) und die direkte Formierung von Preisen oder Bildung von Kartellen und ähnliches. Bei dem marktorientierten Ansatz zur Formierung von Preisen gibt es das Problem, dass der Betreiber die Aufgabe zur Übernahme von der geschützten Produktion mit einem hohen Produktionspreis inne hat. Wobei kein Käufer gefunden werden

muss um dieses zu übernehmen. Der Teil der geschützten Produktion ist wegen der hohen Produktionskosten im Anreizsystem (Windkraftwerke, Sonnenenergie wie auch kleine Hydrokraftwerke um nur einige zu nennen) unvorteilhaft für die Unternehmen. Wenn kein Käufer gefunden werden kann, dann übergibt der Betreiber sie an HROTE (Kroatischer Operator des Energie Marktes) welcher den Strom an alle Versorger im Markt übergibt. Im Ausmaß deren Anteile an der Gesamt Versorgung. Die Formierung der Preise auf diese Weise unterscheidet sich maßgeblich von der, die heute in Kroatien existiert. Diese Art der Marktöffnung würde neue Versorger ins Spiel bringen und würde Dynamik in das statische Geschehen liefern.⁹³

Es ist wichtig zu erwähnen, dass den Haushalten wie auch den Unternehmern immer ein Versorger zur Verfügung stehen muss. Dieses muss vom Staat gewährleistet werden denn Unternehmen kommen und gehen. Aus diesem Grund ernennt man einen oder mehrere Versorger im öffentlichen Dienst, welche die Aufgabe haben alle Kunden zu übernehmen, welche den Versorger wechseln wollen oder wenn diese aus diversen Gründen ausgefallen ist.⁹⁴

14.2 Kommerzialisierung für bestimmte Kundengruppen (Variante B)

Wenn wir diese Variante betrachten eröffnet sich die Möglichkeit, dass sich der Strompreis (der nicht regulierende Teil) nicht für alle Kategorien von Kunden durch den Markt festgesetzt wird. In dieser Variante werden die Preise für Haushalte und Unternehmern teils durch die Regulierung mittels des Systems der öffentlichen Dienstleistung bestimmt. Auf diese Weise würde die Aufgabe der Preisgestaltung an die HERA übertragen werden, welche die Aufgabe hätte verständliche Preise für die Haushalte und Unternehmern zu finden.

14.3 Kommerzialisierung für bestimmte Kundengruppen (Variante C)

Diese Variante hat den geringsten Grad an Kommerzialisierung und hat als Aufgabe die Integrierung der Richtlinien aus dem dritten Energieliberalisierungspaket in die bestehende Gesetzmäßigkeiten in der Republik Kroatien. Da zurzeit die kroatische Regierung mittels Bestimmungen die Preise von Naturgas regelt, sollte es in dieser letzten Variante eine Einführung von einem Tarifsysteem geben anhand dessen sich die Preise von Naturgas auf die gleiche Weise wie bei der Versorgungsdienstleistung im Rahmen der öffentlichen Dienstleistung formiert werden.

⁹³ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 96)

⁹⁴ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 90)

Das würde bedeuten, dass die Preise von Naturgas immer noch auf eine regulierende Art zustande kommen würden. Weiterhin würde der Träger der öffentlichen Dienstleistungen die Preise mittels Ausschreibungen bestimmen wo sich alle heimischen wie auch internationalen Interessenten beteiligen könnten. Nach dem der günstigste diese zugeteilt bekäme würde der Träger der öffentlichen Beschaffungsdienstleistung an den Träger der öffentlichen Versorgungsdienstleistung weiterleiten mit den preisen die nach dem Tarifsysteem zustande kommen würden. Die Methodologie der Preisgestaltung würde die HERA erstellen oder absegnen.

Von dieser Variante kann kein großer Einfluss auf den Markt von Haushalten und Unternehmerschaften erwartet werden, es würde ebenfalls nicht zu einer großen Bildung von Versorgern kommen, im Gegensatz zur ersten Variante, da die Preisgestaltung zur Gänze kontrolliert wird.⁹⁵

15 Anpassung des Naturgassektors

Die jetzige Situation im Naturgassektor ist aus der Tatsache entstanden das der kommunale Sektor diese lange zeit organisiert hat und, dass dessen Form übernommen worden ist. Die Anpassung an das zweite Energiepaket hatte zufolge, dass die Dienstleistung der Distribution von Naturgas aus dem horizontal integrierten Unternehmen und somit einen Teil des dritten Energiepakets mit erfüllt worden ist. In Betracht der geringen Anzahl an Anschlüssen kann man sagen, dass die Anzahl der Verteilungsbetreiber groß ist. Im Jahre 2010 hatten 39 Unternehmen die Genehmigung als Betreiber tätig zu sein, von diesen 39 war einer in Konkurs. Nicht alle Veränderungen die hier in weiterer Folge besprochen werden sind das Resultat der Anforderungen des dritten Energiepakets, dieses ist dennoch von großer Bedeutung für die Entwicklung des Naturgassektors in Kroatien.

Es werden drei Varianten vorgestellt, welche dem Ziel der Konsolidierung des Verteilernetzes untergeordnet sind.

- Variante A – es wird das rechtliche Trennen aller Betreiber des Verteilungssystems wie auch Versorger, wie auch ökonomische und rechtliche Maßnahmen für die langfristige Konsolidierung der Betreiber des Verteilungssystems.

⁹⁵ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 100-101)

- Variante B – es wird das rechtliche Trennen aller Betreiber des Verteilungssystems wie auch Versorger, genauso wie ökonomische Maßnahmen für die langfristige Konsolidierung der Betreiber des Verteilungssystems.
- Variante C – es wird das bestehende Modell des Betreibers des Verteilungssystems weitergeführt.⁹⁶

15.1 Trennung der Betreiber des Verteilungsnetzes (Variante A)

In diese Variante wird vorgeschlagen, dass die Betreiber des Verteilungsnetzes vom den Versorger, die gemeinsam in einem vertikal integriertem Unternehmen rechtlich getrennt werden.

Damit diese Trennung auch den Erwartungen gerecht wird, verlangt die Richtlinie 2009/73/EG⁹⁷ minimale Anforderungen, die erfüllt werden müssen. Die Mitglieder des Aufsichtsrates der Verteilungsnetzbetreiber dürfen nicht mitwirken bei der Steuerung des vertikal integrierten Unternehmens. Die professionellen Interessen des Aufsichtspersonals müssen unabhängig von den Interessen des vertikal integrierten Unternehmens. Das herrschende Unternehmen darf nicht Weisungen geben im Bezug auf Entscheidungen, die die Errichtung oder Modernisierung bestimmter Teile, welche im Entscheidungsbereich des Verteilungsbetreibers liegen. Vorausgesetzt diese sind durch den jährlichen finanziellen Plan genehmigt. Wenn der Betreiber des Distributionsnetzes Teil eines vertikal integrierten Unternehmens ist, hat die HERA die Aufgabe diesen zu überwachen, damit dieser seine Position nicht missbraucht. Der Verteilungsbetreiber hat seine Aufgaben und Pflichten. Im Einklang mit diesen Rechten und Pflichten hat dieser die Möglichkeit Gebühren zu erheben mit denen er sich finanziert. Die Höhe oder das Modell der Gebühren entscheidet die HERA. Welches Modell die HERA wählen wird ist unterschiedlich, sie wird versuchen die Erwirtschaftung von Gewinn unter der Nebenbedingung der Effizienz zu fördern. Neben den Ökonomischen Maßnahmen schlägt der Autor⁹⁸ vor es sollten gesetzliche Maßnahmen eingeführt werden, welche die Erteilung einer Konzession an die eine minimale Anzahl an angeschlossenen Nutzer gebunden ist, geben. Da ein großer Teil der bestehenden Betreiber des Verteilungsnetzes diese nicht haben werden, werden sie sich zusammenfügen müssen. Nach welchem Modell das stattfinden wird ist den Betreibern überlassen.

⁹⁶ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 94)

⁹⁷ Vgl. (2009/73/EG, 2009)

⁹⁸ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 95)

Diese Variante würde den Sektor des Naturgases zusätzlich stimulieren, die Vereinheitlichung von Preisen hätte einen positiven Einfluss, hätten aber einen großen Einfluss auf die bestehenden Unternehmen.⁹⁹

15.2 Trennung der Betreiber des Verteilungsnetzes (Variante B)

In dieser Variante schlägt der Autor¹⁰⁰ vor das Veränderungen genau wie in der Variante zuvor durchgeführt werden, mit dem Unterschied, dass die ökonomischen Maßnahmen zur Zusammenfügung von Betreibern zwar auf die gleiche Art und Weise stattfinden dennoch einen geringeren Grad an Zusammenfügung anstreben.¹⁰¹ Das würde die Zusammenfügung der Betreiber nur verlangsamen, da sich diese in einen längeren Zeitraum dennoch zusammenfügen werden, was ihnen einen längeren Zeitraum für die Anpassung ermöglicht.

Diese Variante würde den Sektor weniger stimulieren, würde aber auf der anderen Seite einen geringeren Einfluss auf die Betreiber der Verteilungsnetzes haben.

15.3 Betreiber des Verteilungsnetzes (Variante C)

In dieser Variante wird das herrschende Organisationsmodell beibehalten. Es bleibt eine große Anzahl an Betreibern, wenn dieser innerhalb eines vertikal integrierten Unternehmens ist, ist die Trennung nicht zwingenderweise durchzuführen falls weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden in dessen Verteilungssystem vorhanden sind.

16 Vulnerable consumers in der Republik Kroatien

Im Prozess der Einführung von marktorientierten Preisen werden die sozial schwachen Haushalte am meisten betroffen. Aus diesem Grund wurde der Begriff der „*Vulnerable consumers*“¹⁰² (Einkommensschwache Kunden) oder auch Energiearmut ins Leben gerufen. Diesen Gruppen muss durch staatliche Intervention oder Einführung von Mechanismen welche diesen sozial schwachen Kategorien bei der Reduzierung der Energie Armut geholfen werden. In die Kategorie der *Vulnerable consumers* fallen all diese Haushalte hinein, welche für die Aufwendung der Energiekosten 10% oder mehr von Ihrem Gesamteinkommen ausgeben (ohne die Kosten für Auto Treibstoffe mitzurechnen).

⁹⁹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 95)

¹⁰⁰Vgl. (Konsortium, 2010, S. 95)

¹⁰¹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 96)

¹⁰² Vgl. (2003/54/EC, 2003) Ziffer 2

Im Rahmen eines Wohlfahrtsprogramms könnte man denen helfen, die nicht die Möglichkeit haben die Rechnungen für Energie zu bezahlen. Die Subventionierung solcher Gruppen würde zur Problemlösung allerdings nicht viel beitragen, da nur die Symptome behandelt werden und das Problem immer noch besteht.¹⁰³

Da zurzeit keine Studie existiert, welche sich mit den Möglichkeiten in Kroatien zur Lösung solches Problems beschäftigt, wird an dieser Stelle versucht eine Aufstellung von Möglichkeiten zu Präsentieren welche allerdings auf ihre Realisierung erst noch geprüft werden müssen.

1. ins Leben rufen einen staatlichen Fonds für *Vulnerable consumers* mit dem Ziel der Milderung der Energiearmut mithilfe von Energieeffizienz
2. Sammlung von Daten über *Vulnerable consumers* mit dem Ziel der Ermittlung der benötigten Finanziellen Ressourcen für den genannten Fond.
3. die Finanziellen Ressourcen können auf die gleiche Weise erhoben werden wie die Ressourcen für die Anregung der Produktion an erneuerbaren Energien mit dem Unterschied, dass diese nach einer positiven Auswirkung gesenkt werden könnten
4. der Staat könnte die kritischen Gruppen von Abgaben befreien, die für die erneuerbaren Energien wie auch die Abgaben von denen des erwähnten Fonds selbst.

Wenn wir uns an die Variante zwei der Preisgestaltung erinnern, welche die Stromverbraucher in verschiedene Kategorien eingeteilt hat und anhand dessen durch staatliche Interventionen bzw. durch die HERA die Preise beeinflusst hat können wir einen Bogen zu den *Vulnerable consumers* ziehen. Es wäre möglich, dass der Staat durch die Kategorisierung der von Energiearmut Betroffenen einen geeigneten Tarif findet. Dieser könnte beispielsweise aus der Kategorie der *Vulnerable consumers* den Strom aus dem Billigsten Kraftwerk liefern und somit den positiven Effekt auf alle übrigen Konsumenten verteilen. Diese würden ihren Vorteil verlieren falls sie nicht in die Kategorie der *Vulnerable consumers* fallen würden.¹⁰⁴

Unabhängig von dem derzeitigen oder zukünftigen Tarifsysteem sollte die Republik Kroatien die Kriterien für die Energiearmut genau definieren und sich dieses Problems annehmen. Die

¹⁰³ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 90)

¹⁰⁴ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 94)

Lösung dieses Problems würde maßgeblich die gesamte Preispolitik im Energie Sektor verbessern. Da wenigstens die am meisten betroffenen Haushalte gesichert wären und die derzeitige kroatische Koppelung der Preisbildung mit der Sozialpolitik überflüssig machen würde.

17 Kriterien der Methodologie wie auch Auswertung der Entflechtung

Dieses Kapitel wird sich mit dem Entscheidungsprozess wie auch mit den Kriterien der Erfolgsmessung der bereits gezeigten Varianten des Unbundlings auseinandersetzen. Am Ende dieses Kapitells sollten die wichtigsten Informationen präsentiert werden, die aus der Studie „*Usklađivanje Hrvatskog energetskeg sektora i energetskeg zakonodavstva s trećim paketom energetske propisa Europske Unije*“ endstanden sind und welche als Basis für die Entscheidung der kroatischen Regierung über die Zukunft des HEP d.d. und des kroatischen Energiesektors dienen wird. Es soll gezeigt werden, welche Vorschläge der kroatischen Regierung bis jetzt unterbreitet worden sind und dessen Schwächen aufzuzeigen falls es solche gibt.

Das Ziel der Studie ist eine Hervorbringung von Modellen zur Anpassung des kroatischen Energiesektors mit dem Energieliberalisierungspakets der EU unter der Nebenbedingung der Maximierung des wirtschaftlichen und sozialen Nutzens für die Republik Kroatien.¹⁰⁵

Für die Auswertung der Varianten und Modelle so exakt wie möglich durchzuführen haben sich die Autoren auf bestimmte Kriterien, welche in späterer Folge genau behandelt werden, konzentriert. Am Ende wird der Weg der multikriteriellen Analyse gezeigt, welche mittels der Delphi-Methode mit all ihren Schwächen und Stärken durchgeführt worden ist.

Die Kriterien anhand dessen sich die Modelle formieren werden, werden direkt aus den Direktiven des Dritten Energieliberalisierungspakets der Europäischen Union entnommen. An dieser Stelle werden kurz die wichtigsten wiederholt:

- Gründung eines zur Gänze geöffneten internen Marktes für Elektrizität wie auch Naturgas welche allen Kunden die Freie Wahl des Versorgers ermöglicht
- ein nicht diskriminierender Zugang zum Netz wie auch eine gleich effiziente Aufsicht in allen Mitgliedsstaaten der EU
- eine gesicherte Versorgung, Erleichterung des grenzüberschreitenden Zugangs zum Markt wie auch die Errichtung eines internen Marktes für Elektrizität und Naturgas

¹⁰⁵ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 103)

- eine effiziente Trennung der Netzdienstleistungen von den Dienstleistungen der Produktion und Versorgung
- Sicherung der Versorgung von *Vulnerable consumers* mit dem Ziel der Senkung von Energy Poverty
- Erleichterung der Integration von erneuerbaren Energien in die bestehenden Systeme sowie die Entwicklung von intelligenten Netzen und Maßnahmen mit dem Ziel der Erhöhung von Energieeffizienz.

Neben diesen Zielen, die direkt aus den Europäischen Direktiven entnommen sind, ist es wichtig auf jene hinzuweisen, die dem kroatischen Markt entspringen und eine wichtige Rolle für die kroatische Republik darstellen. Um diese spezifischen Ziele zu definieren ist es nötig näher zu präzisieren, was mit Maximierung des wirtschaftlichen und sozialen Nutzen für die Republik Kroatien genau gemeint ist. In diesem Sinne sind die wichtigsten Dokumente die Entwicklungsstrategie für die Energie der Republik Kroatiens (NN 130/2009) und das Programm der Regierung für das Mandat 2008-2011.

Strategie für Energie der Republik Kroatiens definiert drei Hauptenergieziele:

1. Sicherstellung der Versorgung
2. Wettbewerbsfähigkeit des Energiesystems
3. Erhaltung der Energieentwicklung

Bei der Sicherstellung der Versorgung von Elektrizität wird als das größte Problem die große Importabhängigkeit angesehen. Im Hinblick auf die Preise von Elektrizität wird in der Strategie hervorgehoben, dass parallel zur Liberalisierung der Preise die Regierung minimale Standards für sozial Schwache festlegen soll.

18 Bestimmung der Vergleichskriterien

Um letztendlich die Kriterien festzulegen ist es wichtig, dass diese voneinander unabhängig sind und, dass mit ihrer Auswahl die Unterschiede der verschiedenen Varianten so gut wie nur möglich abgedeckt sind. Wenn festgestellt wird, dass bei bestimmten Varianten keine Unterschiede bestehen, kann dieses Kriterium ausgelassen werden.

Die Kriterien sind in fünf Gruppen unterteilt:¹⁰⁶

- Durchführungspotential bestimmter Varianten
- Einfluss auf die Makroökonomische Stabilität
- Ermöglichung von Investitionen in dem kroatischen Energiesektor
- Ermöglichung der Entwicklung der kroatischen Europäischen Energiestrategie
- Andere Kriterien

19 Durchführungspotential bestimmter Varianten

An dieser Stelle werden Kriterien besprochen, die zu der Entscheidung und Gewichtung der verschiedenen Varianten beigetragen haben.

19.1 A1: Operative Einrichtung der neuen Organisation

Unabhängig davon wie bestimmte Varianten erwünscht werden, würden deren Effekte klein sein, wenn die Implementierung nur sehr schwer oder gar nicht durchführbar ist. Im konkreten Fall wurden alle Varianten als durchführbar kategorisiert, dennoch besteht es zwischen den Grad der Durchführung große Unterschiede. In diesem Sinne spielt auch die zur Verfügung stehende Zeit eine große Rolle. Zusätzliche Probleme können entstehen durch die physische Trennung zwischen Subjekten die heute unter einem Unternehmen sind. Diese Problematik betrifft die technischen Anlagen wie auch die Mitarbeiter.

Dieses Kriterium bezieht sich hauptsächlich auf die benötigte Zeit des Modells um zu funktionieren auf eine transparente und nicht diskriminierende Art und Weise.

19.2 A2: Wirksamkeit bei der Erlassung von Beschlüssen des neuen Subjekts

Die Wirksamkeit der Entscheidungen wird unterschiedlich sein, welches Modell gewählt wird. Als besser wird erachtet, wenn eine eigenständige Entscheidung mit weniger Aufwand, also die Involvierung von anderen Unternehmen, getroffen werden kann. Wird dem neuen Subjekt die Möglichkeit gegeben, dass die Entscheidungen, die getroffen werden, nicht von einer befangenen Seite wie HEP d.d. nicht boykottiert werden können. Die HERA wird nicht als solch eine befangene Seite erachtet und deren Einwirkungen haben keinen Einfluss auf dieses Kriterium.

¹⁰⁶ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 106)

19.3 A3: Ausrichtung der zentralen Ziele

An dieser Stelle werden diejenigen Varianten, die ein Funktionieren auf der Basis von Marktprinzipien ermöglichen, und einen geringen Grad an staatlicher Intervention benötigen, als gut ausgerichtete Ziele erachtet. Die Varianten, die zur Zerstreuung von Zielen führen werden geringer bewertet.

19.4 A4: Aufgeschlossenheit gegenüber Anforderungen der Netznutzer

Einer der Hauptziele des dritten Energieliberalisierungsakts ist ein nicht diskriminierender Zugang zum Übertragungs- und Versorgungsnetz für neue Kunden. Die Aufgeschlossenheit gegenüber den Anforderungen der Kunden wird an der Einfachheit der Anträge, der zeitlichen Beantwortung und der Anfälligkeit für Beeinflussung von Außen gemessen. Dieses Kriterium steht in einem Zusammenhang mit dem Kriterium A2. Wenn das Subjekt unabhängig im Hinblick auf die Wirksamkeit der Erlässe ist, ist es ebenso unabhängig bei der Kommunikation mit Kunden.

19.5 A5: Aufgeschlossenheit gegenüber den Anforderungen der HERA-e¹⁰⁷ i HROTE-a¹⁰⁸

Eine unmittelbare Zusammenarbeit mit der HERA und HROTE ist ebenfalls von dem Grad an Unabhängigkeit gekennzeichnet. Hier gelten dieselben Gesetze, wenn das Subjekt unabhängig ist kann es leichter den Anforderungen der HERA und HROTE gerecht werden.

20 Einfluss auf die makroökonomische Stabilität

20.1 B1: Sicherstellung der Versorgung

Die Sicherstellung der qualitativen wie auch quantitativen Versorgung bedeutet den Ausbau von Kapazitäten für die Produktion und Transformation von Energie, Diversifizierung der Energie quellen und die Erhöhung der Transport Kapazitäten. Entsprechend den Daten der *World Economic Forum, Executive Opinion Survey 2008, 2009* ist die Republik Kroatien im Bezug auf die Sicherstellung der Versorgung auf einer Werteskala von 1- 7 mit einem Wert von 5,5 noch vor Bosnien und Herzegowina (5,4), Ungarn (5,2), Serbien (4,4) oder Montenegro (3,3) ist aber immer noch hinter Slowenien (6,0) und Österreich (6,7).

¹⁰⁷ HERA - Hrvatska energetska regulatorna agencija

¹⁰⁸ HROTE - Hrvatski operator tržišta energije

20.2 B2: Wettbewerbsfähigkeit von Energiepreisen

Ein stark gewichtetes Ziel des dritten Energieliberalisierungspakets ist die Aufstellung von Energiepreisen mithilfe von Marktmechanismen. Auf diese Art und Weise wird der Markt schneller kommerzialisiert und trägt zur Entwicklung eines liquiden Marktes bei.

20.3 B3: Aufbau von Arbeitsplätzen

Die Schaffung zusätzlicher Arbeitsplätze kann durch die vermehrte Integration von heimischen Unternehmen in den Investitionsprozess welche durch bestimmte Modelle mehr oder weniger stimuliert wären.

Die Schaffung von Arbeitsplätzen hängt maßgeblich davon ab, ob die vorgeschlagenen Varianten es schaffen, die heimische Wirtschaft anzukurbeln. Das kann man von zwei Seiten betrachten. Von der einen Seite werden die zusätzlichen Produktionsobjekte die Wirtschaft unter der Einbeziehung der heimischen Unternehmen, wie auch den Arbeitsmarkt, vorantreiben: Auf der anderen Seite werden durch das Resultat der marktgenerierten Preise die Preise steigen, und somit negativ auf die inländischen Unternehmen und deren Beschäftigungspolitik einwirken.

21 Ermöglichung von Investitionen in den kroatischen Energiesektor

Das ganze Kroatische Energie System fehlt es an Jahren an Strategie und Plänen und an Umsetzung. Dies hat zur Folge, dass hohe Investitionen nötig sind um Produktionsanlagen wie auch Anlagen für Transport und die Lagerung von Energie wettbewerbsfähig zu machen. Insoweit ein Zyklus an Investitionen in Gang gebracht werden kann, könnte das der weg sein, um aus der lang andauernden Wirtschaftskrise herauszukommen. In dieser Kategorie werden zwei Kriterien gesetzt.¹⁰⁹

21.1 C1: Erzeugung von Voraussetzungen für die Investierung in die Netzinfrastruktur

Dieses Kriterium umfasst die Transparenz der Organisation von Netzdienstleistungen wie auch die wirtschaftliche Unabhängigkeit der Netzbetreiber.

¹⁰⁹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 110)

21.2 C2: Investierung in die Produktionsanlagen und Versorgung

Dieses Kriterium umfasst die Generierung von adäquaten Voraussetzungen, welche erlauben, dass Investitionen in Produktionsanlagen und in die Versorgung, getätigt werden.

21.3 D1: Verwirklichung der Ziele von erneuerbaren Energien und deren Effizienz

Die Erhöhung von erneuerbaren Energien steht in einem engen Zusammenhang mit der Erstellung von neuen Produktionsanlagen, dessen Ziele auf die bereits angesprochene Art und Weise betrachtet werden können. Die als gut bewertete Variante muss einen transparenten, wie auch nicht diskriminierenden Zugang zum Netz der Erneuerbaren Energien, wie auch der konventionellen Energien, ermöglichen. Dieses Kriterium gewichtet stark die Möglichkeit der Netzdienstleistungen sich effizient und kompetent auf ihre Tätigkeiten konzentrieren zu können, und somit die Einnahmen, die sie erwirtschaften, für sich zu behalten.¹¹⁰

21.4 D2: Konsumentenschutz und Bekämpfung der Energiearmut

Die Kehrseite von einer höheren Auswahl an Anbietern wie auch des marktorientierten Zustandekommen von Preisen, kann eine höhere Schwankung von Preisen hervorrufen. Diese Art von Preisbildung schützt am wenigsten die Endkonsumenten, die in die Kategorie Energiearmut fallen. Aus diesen Gründen müssen diese Konsumenten von einer externen Seite geschützt werden. Aus dem Blickwinkel dieses Kriteriums ist jene Variante am besten, die es schafft die Problematik des Konsumentenschutzes und die Reduktion von Energiearmut am in den Griff zu bekommen.¹¹¹

21.5 D3: Beteiligung an internationalen Projekten

Das Dritte Energieliberalisierungspaket wie auch jene davor geben Wege für einen gemeinsamen Energiemarkt, an denen sich alle Mitgliedstaaten beteiligen sollen. Es werden große internationale Projekte ins Leben gerufen, welche dieses Ziel unterstützen und Europa eine Sichere Versorgung garantieren sollen. All diese erwähnten Unterfangen der EU sind an Kroatien vorbei gegangen mit wenigen Ausnahmen. Das Kriterium D3 bevorzugt jene Varianten, welche die Kroatischen Energie Subjekte Motiviert oder es ihnen ermöglicht sich an solchen Projekten zu beteiligen. Damit sie Profite erwirtschaften und die Versorgungssicherheit gewährleisten können.

¹¹⁰ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 111)

¹¹¹ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 111)

21.6 D4: Aufgeschlossenheit gegenüber zukünftigen europäischen Richtungen im Energiesektor

Dieses Kriterium bezieht sich auf die Fähigkeit der Harmonisierung des Energiesektors, wie auch der Gesetze, an die zukünftigen Trends. Dies bezieht sich auf die heimischen wie auch internationalen Märkte.

21.7 D5: Aufgeschlossenheit gegenüber den Anforderungen ENTSO-E, bzw. ENTSO-G¹¹²

Dieses Kriterium bezieht sich auf die Ausführung von Aufgaben gegenüber den Europäischen Vereinigungen von Regulierungsbehörden. Hier stellt sich die Frage, welche Variante wird am wenigsten die Durchführung von zukünftigen Entscheidungen der ACE, ENTSO der Europäischen Kommission wie auch anderen, obstruieren. Der Schwerpunkt wird auf die gemeinsamen Interessen gelegt bzw. die Interessen der Europäischen Union. Es kann zur Verdrängung von nationalen Interessen im *short-run* kommen, welche aber für das Funktionieren einer Union unabdingbar sind.

21.8 E1: Kompatibilität mit regionaler und europäischer Umgebung

Die Varianten werden an dieser Stelle anhand einer Benchmark bewertet. Es wird betrachtet, welche Varianten von anderen Staaten verwendet worden sind, und welche Erfahrungen damit gemacht wurden. Es wird jene Variante bevorzugt, welche am öftesten in den Mitgliedsstaaten verwendet worden ist. Wobei zum hervorheben ist, dass man die gewonnenen Erfahrungen, der bereits etablierten Varianten stark gewichtet wurden.

21.9 E2: Einfluss auf die derzeitigen Energiesubjekte

Der Hauptgrund der Bewertung der Varianten anhand deren Einflusses an die derzeitig tätigen Energie Subjekt ist, dass die Vorteile für das bessere Wirtschaften gezeigt werden sollen. Unter der Nebenbedingung der nicht Gefährdung der bestehenden Energiesubjekte wird jene Variante bevorzugt, welche eine Maßnahme zur Verfügung stellt, mit welcher die Anpassung an die Standards der erfolgreichen Energieunternehmen, am leichtesten durchzuführen ist.

Es ist zu beachten, dass dieses Kriterium nicht nur die bestehenden Unternehmen, sondern auch die zukünftigen Unternehmen umfasst. Zurzeit hat es den Anschein, als wäre der HEP d.d. generell geschwächt, wobei die zukünftigen Unternehmen gestärkt werden.

¹¹² European Network of Transmission System Operators (E - Elektrizität, G - Gas)

21.10 E3: Benötigte Finanzielle Mittel zur Durchführung der Anpassung

Es wird jene Variante bevorzugt, welche die niedrigeren Kosten der Implementierung hat. Es werden die direkten, wie auch indirekten Kosten betrachtet. Man vermutet, dass die Hauptkostenträger die Subventionen der sozial gefährdeten Kunden sind. Diese sind wiederum durch den Anpassungsprozess entstanden. Dies könnte mithilfe von entsprechenden Tarifsystemen gelöst werden.¹¹³

22 Beschreibung der Auswertung

Im Auswahlverfahren zur Bestimmung der optimalen Variante der Anpassung hat sich die Studie der Methode der Addierung von gewichteten Werten bedient. Das Qualitative Maß einer bestimmten Variante ist durch folgenden Term Definiert:

Formel 1

$$S = \sum W_i U_{ij}$$

W_i - gewichteter Faktor des Kriteriums X_i Proportional zu seiner Wichtigkeit,

U_{ij} - Wert der Variante j gemäß des Kriteriums X_i .

An dieser Stelle ist zu beachten, dass die gewichteten Faktoren auf einer rationalen Basis so gut formuliert werden sollten. Damit gilt, falls $W_1=2$ ist und $W_2=1$, dass das Kriterium X_1 zweimal so wichtig ist wie das Kriterium X_2 . Diese Gewichtungsfaktoren sollen relative Werte der Funktion darstellen, damit, wenn $W_1=2$ und $W_2=1$ es bedeuten müsste, dass die Veränderung von 0,5 im Wert der Funktion U_{12} ist gleich erwünscht, wie die Veränderung 1,0 der Funktion U_{21} , anders ausgedrückt $\Delta U_{12} W_1 = -\Delta U_{21} W_2$ ist.

Die dritte Voraussetzung bezieht sich auf die Unabhängigkeit von bestimmten Kriterien was bedeutet, dass die Veränderung von einem Kriterium nicht die Veränderung von irgendeinem anderen Kriterium Impliziert.

Diese drei Kriterien sind obwohl sie trivial erscheinen in der Praxis sehr schwer zu erfüllen, wie sich bei der Bestimmung der Gewichtungsfaktoren zeigen wird.

¹¹³ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 112)

23 Ermittlung der Gewichtungsfaktoren

Bei diesem Zugang werden alle Parameter nach ihrer Wichtigkeit rangiert und zwar so, dass diejenigen, die am unwichtigsten sind, den Gewichtungsfaktor 1 bekommen. Der zweit unwichtigste bekommt den Gewichtungsfaktor 2, bis am Ende der wichtigste Faktor den höchsten Wert bekommt. Die Parameter die nach ihrer Wichtigkeit gleich sind bekommen den gleichen Wert. Dies kann auch geschehen, wenn man eine Kategorisierung durchführt, indem man Kategorien wie „sehr wichtig“, „weniger Wichtig“, „nicht Wichtig“, usw. einführt. Diese Art der Gewichtung erfüllt die bereits erwähnten Kriterien nicht und ist aus diesem Grund zu Verwerfen.

Um den Kriterien der Auswertung gerecht zu werden, ist es wichtig, dass die Gewichtungsfaktoren auf einer rationalen Ebene festgelegt werden. Die Voraussetzung, dass $\Delta U_{12}W_1 = -\Delta U_{21}W_2$ ist, ist bei den Parametern, dessen Funktionswert in Abhängigkeit von Kosten gezeigt werden kann. Dies scheint relativ einfach zu sein, aber es gibt auch jene, denen keine Kosten zugerechnet werden können, die aber zu wichtig sind, um sie bei der Entscheidung herauszunehmen.

Da laut den Autoren der Studie es keine exakten Parameter gibt, welche den Vergleich der Kriterien ermöglichen würden, wird auf die Delphi-Methode zurückgegriffen. Das bedeutet, dass man zum gewünschten Ergebnis über eine Delphi-Gruppe kommen kann. Hier werden auf intuitive und assoziative Weise Gewichtungen durchgeführt.

24 Struktur der Delphi Gruppe und des Autoren-Teams

Bei der Zusammenstellung der Delphi Gruppe für die Auswertung der Varianten der Anpassung mit dem Dritten Energieliberalisierungspaket der EU haben die Autoren, auf die ich in weiterer Folge zu sprechen komme, versucht ein breites Feld abzudecken. Ihnen war es wichtig, dass die Mitglieder leicht und schnell in ein Thema eingebracht werden konnten und anhand der Informationen die sie haben und anhand, denen, die sie von anderen Mitglieder bekommen, Entscheidungen zu treffen. Es wurde besonders Wert darauf gelegt, dass die Personen mindestens mit einem Problem, der in der Studie betrachtet wird, näher vertraut sind und das sie nicht Teil des Autoren-Teams sind.

Im Einklang der oben genannten Kriterien wurden 11 Mitglieder Ausgewählt;

1. Dr.sc. Ana-Maria Boromisa, Institut für Internationale Beziehungen, Zagreb
2. Dubravko Čorak, Unabhängige kroatische Gewerkschaften, Mitglied des Zentralkomitees,
3. Prof.dr.sc. Igor Dekanić, Department of Petroleum Engineering, RGNF, Zagreb,
4. Doc.dr.sc. Ranko Goić, Department of Power, FESB, Split,
5. Prof.dr.sc. Marko Kolaković, Institut für Betriebswirtschaftslehre, Volkswirtschaftslehre, Universität Zagreb,
6. Prof. dr.sc. Slavko Krajcar, Institut für Hochspannung und Energetik, FER, Zagreb,
7. Doc.dr.sc. Dražen Lončar, Department of Energy, und Ökologie, FSB, Zagreb,
8. Davor Mladina, dipl.ing., Vorstandsmitglied der Končar Elektroindustrija d.d., Zagreb,
9. Prof.dr.sc. Siniša Petrović, Institut für Unternehmens-und Gesellschaftsrecht, Juristische Fakultät, Zagreb,
10. Vjeran Piršić, Präsident Eko Kvarner,
11. Prof.dr.sc. Slavica Singer, Institut für Wirtschaft und Management Unternehmen Universität Osjek.

Die Beurteilung der Qualität der möglichen Varianten der Anpassung U_{ij} anhand bestimmter Kriterien wurde vom Autorenteam durchgeführt, welche nach mehrmonatigen Arbeiten und Forschen zu diesen Erkenntnissen gekommen sind.

Das Autorenteam besteht aus folgenden Mitgliedern:

1. Arben Abrashi, dipl. ing. str. - Ekonerg
2. Nikola Bruketa, dipl. ing. el. - Ekonerg
3. Ekonomisti 114 - Inst. für Elektrizität und Energie
4. Darko Hecer, dipl. ing. str. - Ekonerg
5. dr.sc. Vladimir Jelavić, dipl. ing. str. - Ekonerg
6. Marijan Kalea, dipl. ing. el. - (ehemaliger HEP Mitarbeiter)
7. mr.sc. Zlatko Komerički, dipl. ing. str. - Ekonerg
8. dr.sc. Niko Malbaša, dipl. ing. str. - Ekonerg
9. Stipe Mikulić, dipl. ing. el. - Inst. für Elektrizität und Energie
10. mr.sc. Zdravko Mužek, dipl. ing. str. - Ekonerg
11. Ivan Tilošanec, dipl. iur - Anwaltskanzlei Tilošanec

Die Funktionswerte sind durch eine Skala definiert, welche die Werte von 5 bis 1 (sehr hoch, hoch, mittel, niedrig und sehr niedrig) einnehmen kann. Nach der Festlegung der Gewichtungsfaktoren und die Beurteilung der Qualität durchgeführt worden ist, wurden die Summierten gewichteten Werte für bestimmten Varianten der Anpassung errechnet. Die

¹¹⁴ Tatjana Vujković, Antonio Šurjan, Nataša Draganić (gemeinsame Auswertung)

relative Bonität der Haupt und neben Varianten der Anpassung war die Basis für den Vorschlag im Anpassung Prozess. Die Daten wurden auf folgender Weise gesammelt: Die Gruppenmitglieder haben Formulare bekommen, um in der ersten Runde die Daten einzutragen. Für alle Kriterien sollten Nummern vergeben werden, welche die Wichtigkeit im Bezug zu einem anderen Kriterium widerspiegeln. Die Daten wurden auf 2 Formularen erhoben:

1. Im ersten Formular waren die Kriterien in 5 Kategorien aufgeteilt. Zuerst wurden die Hauptgruppen bewertet und danach wurden die in, den Hauptgruppen sich befindenden Unterkategorien, bewertet.
2. Im zweiten Formular wurden die Kriterien als Ranglisten verteilt, die im Bereich von 1 bis 18 lagen, wo 1 am wenigsten wichtig ist und 18 am meisten wichtig. Nachdem das erledigt war, wurde den Werten 1 ein Gewichtungsfaktor 10 vergeben auf Basis dessen wurden die Gewichtungsfaktoren der anderen vergeben. Wenn entschieden worden ist, dass ein Faktor dreimal so wichtig ist, wie der am wenigsten wichtige Faktor, dann wurde diesem ein Gewichtungsfaktor von 30 vergeben. In diesem Fall musste die Summe der Gewichtungsfaktoren nicht 100 sein, wie es beim Formular 1 der Fall war.

Tabelle 6: Kriterien Gewichtung

Kriterien	Mitglieder der Gruppe											Ø	S dev.	Median
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
A1	5,0	2,0	4,0	9,4	12,0	3,6	4,0	5,0	8,9	8,8	7,0	6,3	3,1	5,0
A2	5,0	6,0	5,0	5,3	2,0	3,6	4,6	5,0	6,5	3,3	8,0	4,9	1,6	5,0
A3	5,0	3,0	4,0	4,1	3,0	3,6	5,1	10,0	6,0	3,3	12,0	5,4	3,0	4,1
A4	5,0	5,0	5,0	7,0	8,0	3,6	7,4	5,0	9,5	3,3	5,0	5,8	2,0	5,0
A5	3,0	4,0	2,0	1,2	5,0	3,6	1,7	5,0	2,4	2,2	3,0	3,0	1,4	2,7
B1	7,0	15,0	15,0	9,9	25,0	18,2	11,4	4,0	8,9	11,0	12,0	12,5	6,0	11,2
B2	8,0	10,0	5,0	4,7	5,0	9,1	10,3	3,0	6,0	7,7	5,0	6,7	2,5	6,8
B3	9,0	5,0	25,0	10,5	10,0	9,1	9,7	3,0	1,5	7,7	3,0	8,5	6,4	9,0
C1	8,0	9,0	8,0	8,8	7,0	13,6	8,6	5,0	10,1	6,6	6,0	8,2	2,3	8,3
C2	12,0	9,0	8,0	8,2	8,0	13,6	9,1	5,0	10,7	7,7	4,0	8,7	2,4	8,6
D1	10,0	7,0	8,0	3,5	2,0	1,8	6,3	25,0	8,3	11,0	5,0	8,0	6,7	7,5
D2	6,0	5,0	3,0	7,6	5,0	1,8	5,7	5,0	1,8	4,4	8,0	4,8	1,9	5,0
D3	5,0	4,0	1,0	5,8	1,0	1,8	6,9	3,0	2,4	4,4	3,0	3,5	2,0	3,5
D4	2,0	3,0	3,0	2,9	1,0	2,7	2,3	4,0	4,8	3,3	3,0	2,9	1,0	3,0
D5	2,0	3,0	1,0	2,3	1,0	1,8	2,9	3,0	4,8	4,4	6,0	2,9	1,3	2,6
E1	2,0	4,0	1,0	1,8	1,0	4,5	1,1	4,0	0,9	3,3	1,0	2,2	1,4	1,9

E2	3,0	3,0	1,0	0,6	3,0	2,7	2,3	4,0	4,8	3,3	2,0	2,7	1,2	3,0
E3	3,0	3,0	1,0	6,4	1,0	0,9	0,6	2,0	1,8	4,4	7,0	2,8	1,9	1,9

Quelle: Modifizierte Tabelle nach (Konsortium, 2010)

Die Ergebnisse zeigten nach der zweiten Runde eine befriedigende Übereinstimmung der Gruppenmitglieder bei allen Kriterien. Somit war es nicht nötig in die dritte Runde zu gehen. Da es keine signifikanten Abweichungen von der arithmetischen Mitte und des Medians gibt, wurde die arithmetische Mitte als aussagekräftig bewertet und in weiterer Auswertung verwendet.

Es hat sich herausgestellt, wie man an der Tabelle 6 erkennen kann, dass die als wichtigsten Kriterien die Sicherstellung der Versorgung und die Schaffung von guten Voraussetzungen für Investitionen in Produktion und Versorgung, wie auch die Schaffung von neuen Arbeitsplätzen.

Nach dem Grad des Konsensus zwischen den Gruppenmitgliedern, war C1 (Investitionen in die Infrastruktur) am meisten kompatibel und bei D1 (Ziele im Hinblick auf die erneuerbaren Energien) am wenigsten.

25 Auswertung der Ergebnisse

Die Varianten im Elektrizitätssektor wurden im Kapitel 13 vorgestellt und teilen sich in drei Unterstufen auf: Veränderungen im Bezug auf den Betreiber des Übertragungsnetzes, Veränderungen im Bezug auf den Betreiber des Verteilungsnetzes, Veränderungen im Bezug auf den Grad der Kommerzialisierung.

25.1 Auswertung im Bezug auf den Betreiber des Übertragungsnetzes

Tabelle 7: Betreiber des Übertragungsnetzes, Auswertung

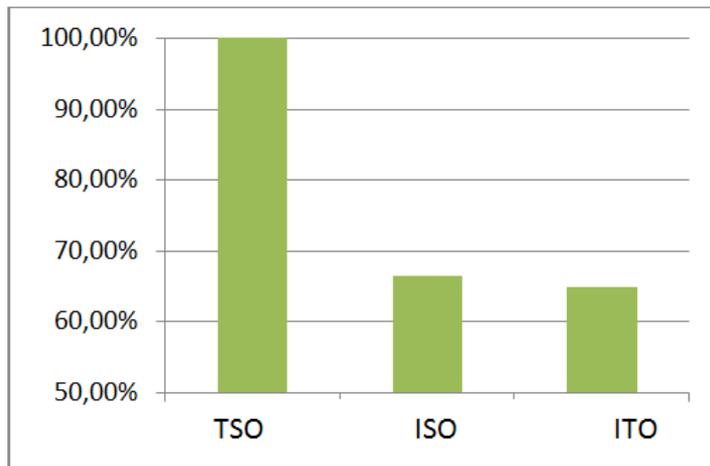
Kriterien	W	Veränderungen des Übertragungsnetzes					
		TSO		ISO		ITO	
		U	WxU	U	WxU	U	WxU
A1	6,3	3,55	22,47	2,18	13,83	3,45	21,89
A2	4,9	5,00	24,69	2,09	10,32	2,64	13,02
A3	5,4	5,00	26,87	2,45	13,19	2,64	14,17
A4	5,8	4,73	27,46	3,18	18,48	2,73	15,84
A5	3,0	5,00	15,04	2,64	7,93	2,45	7,39
B1	12,5	4,36	54,53	3,18	39,76	3,00	37,49
B2	6,7	3,91	26,19	2,82	18,88	2,55	17,05
B3	8,5	4,18	35,55	2,82	23,96	2,64	22,41
C1	8,2	4,64	38,23	2,64	21,74	2,55	20,99
C2	8,7	4,82	41,77	3,18	27,59	2,55	22,07
D1	8,0	4,18	33,43	3,09	24,71	2,73	21,80
D2	4,8	2,64	12,78	2,64	12,78	3,00	14,54
D3	3,5	4,82	16,78	3,18	11,08	2,73	9,50
D4	2,9	4,82	14,01	3,00	8,73	2,55	7,40
D5	2,9	4,55	13,29	3,55	10,37	2,45	7,18
E1	2,2	4,45	9,98	2,82	6,31	2,55	5,70
E2	2,7	2,45	6,62	3,00	8,09	3,45	9,31
E3	2,8	3,00	8,48	2,27	6,42	3,73	10,54
Σ :		428		284		278	

Quelle: Modifizierte Tabelle nach (Konsortium, 2010)

In der Tabelle 7 sehen wir die Endergebnisse der Analyse wo der Wert „W“ das Resultat der Delphi Gruppe ist und der Wert „U“ der Mittelwert des Qualitätsindikators des Autoren Teams darstellt. Der Wert „W x U“ ist ein Indikator für Qualität der betrachteten Varianten unter Berücksichtigung der ausgewählten Kriterien, somit stellt die Summe dieser Werte die Gesamtqualität der betrachteten Varianten dar.¹¹⁵

¹¹⁵ Vgl. (Konsortium, 2010)

Abbildung 8: Betreiber des Übertragungsnetzes, Entscheidung



Quelle: Modifizierte Grafik nach (Konsortium, 2010)

Die Tabelle 7 zeigt uns, dass die Variante nach dem TSO Modell die besten Ergebnisse liefert und, dass alle Mitglieder diese Variante bevorzugen. Die Varianten ISO und ITO sind nahezu gleich gewertet worden sind aber deutlich im Nachteil zur TSO Variante. In diese Aussage besteht auch ein völliger Konsensus der Mitglieder des Autorenteam. Alle haben der variante TSO den Vorrang gegeben ,wie man an der In der Tabelle 7 sehen wir die Endergebnisse der Analyse wo der Wert „W“ das Resultat der Delphi Gruppe ist und der Wert „U“ der Mittelwert des Qualitätsindikator des Autoren Teams darstellt. Der Wert „W x U“ ist ein Indikator für Qualität der betrachteten Varianten unter Berücksichtigung der ausgewählten Kriterien, somit stellt die Summe dieser Werte die Gesamtqualität der betrachteten Varianten dar.

erkennen kann.

25.2 Auswertung im bezug auf den Betreiber des Verteilungsnetzes und des Grades der Kommerzialisierung

Die Tabelle 8 zeigt die Ergebnisse der Entscheidungsfindung zwischen den Unbundling-Varianten im Bezug auf das Verteilungsnetz und den Grad der Kommerzialisierung.

Tabelle 8 Betreiber des Verteilungsnetzes und Kommerzialisierung, Auswertung

Kriterien	W	Veränderungen im Bezug auf das Verteilungsnetz						Veränderungen in Bezug auf den Kommerzialisierungsgrad					
		DSO		IDO		ODS		KOM(A)		KOM(B)		KOM(C)	
		U	WxU	U	WxU	U	WxU	U	WxU	U	WxU	U	WxU
A1	6,3	1,91	12,10	3,27	20,74	4,73	29,96	1,73	10,95	2,36	14,98	2,82	17,86
A2	4,9	4,82	23,79	3,27	16,16	2,09	10,32	-	-	0,00	-	-	-
A3	5,4	4,73	25,41	3,55	19,06	2,36	12,70	4,00	21,50	3,18	17,10	2,18	11,73
A4	5,8	4,73	27,46	3,36	19,54	2,45	14,26	-	-	0,00	-	-	-
A5	3,0	4,27	12,86	3,18	9,57	2,64	7,93	3,82	11,49	3,18	9,57	2,73	8,21
B1	12,5	4,18	52,26	3,64	45,44	2,91	36,36	4,27	53,40	3,36	42,04	2,45	30,68
B2	6,7	2,91	19,49	2,55	17,05	1,91	12,79	4,36	29,24	3,27	21,93	2,00	13,40
B3	8,5	3,73	31,69	3,18	27,05	2,73	23,18	3,91	33,23	3,00	25,50	2,18	18,55
C1	8,2	4,36	35,98	3,27	26,98	2,36	19,49	3,27	26,98	2,27	18,74	2,09	17,24
C2	8,7	4,36	37,83	3,09	26,80	2,45	21,28	4,27	37,05	3,18	27,59	2,00	17,34
D1	8,0	4,00	31,98	3,00	23,98	2,27	18,17	3,82	30,52	2,91	23,26	2,36	18,90
D2	4,8	2,09	10,13	2,27	11,02	2,45	11,90	1,91	9,25	3,09	14,98	3,55	17,18
D3	3,5	3,00	10,45	2,64	9,18	2,27	7,91	2,27	7,91	2,09	7,28	1,36	4,75
D4	2,9	3,82	11,11	3,18	9,25	2,00	5,82	3,64	10,58	3,00	8,73	2,00	5,82
D5	2,9	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	-	-	-
E1	2,2	2,82	6,31	3,55	7,94	2,73	6,11	2,82	6,31	3,09	6,92	3,09	6,92
E2	2,7	2,18	5,88	3,27	8,82	4,09	11,03	2,55	6,86	3,36	9,07	3,45	9,31
E3	2,8	2,18	6,17	2,91	8,22	4,18	11,82	2,09	5,91	2,45	6,94	2,82	7,97
Σ:		361		307		261		301		255		206	

Quelle: Modifizierte Tabelle nach (Konsortium, 2010)

Genau wie in dem Kapitel zuvor stellt der Wert „W“ das Resultat der Delphi Gruppe und der Wert „U“ den Mittelwert des Qualitätsindikators des Autoren-Teams dar. Der Wert „W x U“ zeigt uns die Qualität der betrachteten Varianten unter Berücksichtigung der ausgewählten Kriterien, somit stellt die Summe dieser Werte die Gesamtqualität der betrachteten Varianten dar.

Abbildung 9 Betreiber des Verteilungsnetzes und Kommerzialisierung, Entscheidung



Quelle: Modifizierte Grafik nach (Konsortium, 2010)

Wenn wir uns die Ergebnisse im Bezug auf das Verteilungsnetz und die Kommerzialisierung anschauen, können wir sehen, dass es zu keinem vollständigen Konsens gekommen ist und das die Variante DSO, wie auch von der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** abgelesen werden kann, vor den beiden anderen Varianten ist. Der Vorsprung ist nicht deutlich, wie im Fall des Verteilungsnetzes. Was den Grad der Kommerzialisierung angeht, entstand eine ähnliche Situation, zwar war die Variante KOM (A) bevorzugt, aber ein Konsens konnte nicht erreicht werden.

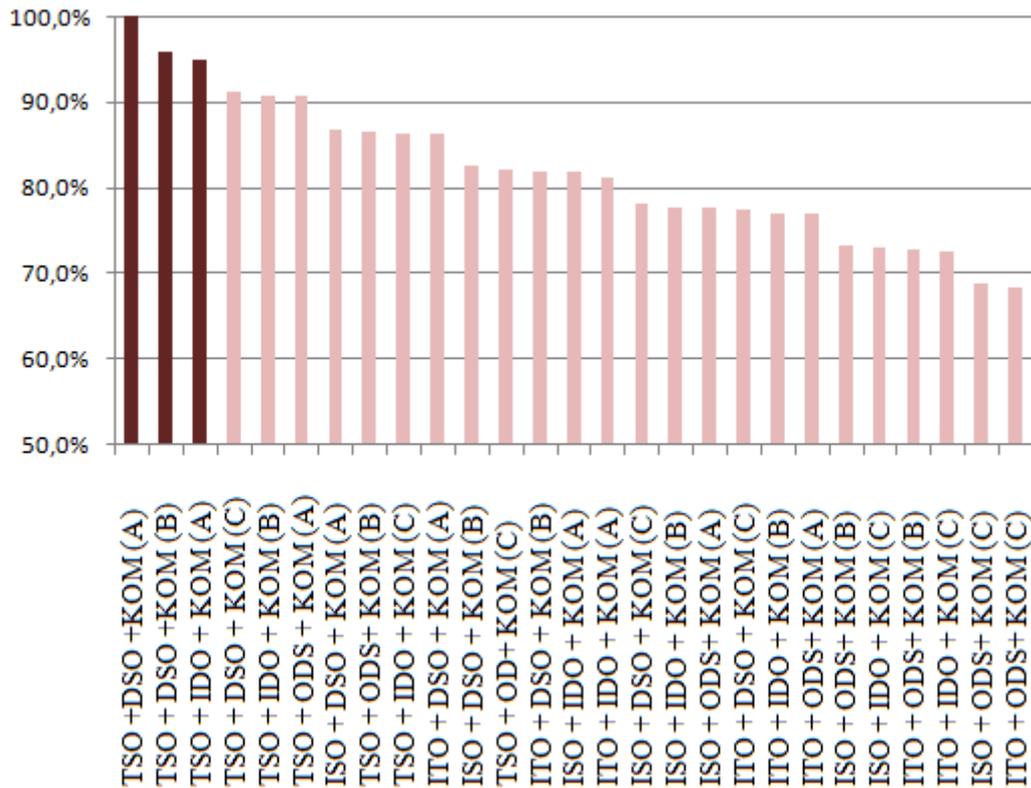
25.3 Stellenwert der Kombinationen der verschiedenen Varianten im Elektrizitätssektor

Die **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.** zeigt uns alle 27 möglichen Kombinationen der beobachteten Varianten vom Elektrizitätssektor (Betreiber des Übertragungsnetzes, Betreiber des Verteilungsnetzes wie auch des Grades der Kommerzialisierung). Die Ergebnisse sind normiert auf 100 (der Index 100, wurde der besten Kombination zugeteilt). Es sind drei Kombinationen mit dem Index über 95 herausgekommen:

1. TSO +DSO +KOM (A)
2. TSO + DSO +KOM (B)
3. TSO + IDO + KOM (A)

Die erste Varianten-Kombination ist laut dieser Studie die Beste, dennoch kommen die Varianten-Kombinationen zwei und drei sehr nah an die erste heran und sind somit eine gleichwertige Alternative für die Implementierung.¹¹⁶

Abbildung 10: Varianten-Kombinationen im Elektrizitätssektor



Quelle: Modifizierte Grafik nach (Konsortium, 2010)

26 Auswertung der Varianten im Naturgassektor

Im Kapitel 13 wurden die Varianten des Unbundling für den Naturgassektor vorgestellt. Im Zuge dessen wurden auch Varianten zur Kommerzialisierung bzw. der Preisgestaltung gezeigt. Die Anpassung im Hinblick auf den Betreiber des Übertragungsnetzes ist nicht Teil dieser Studie, da dieses nach der TSO Variante bereits organisiert ist. Die Kommerzialisierung hat drei Varianten, welche von einem geringen Unterscheidungsgrad gekennzeichnet sind, dies wird sich auch in der Auswertung zeigen.

¹¹⁶ Vgl. (Konsortium, 2010, S. 125)

Tabelle 9 Betreiber des Verteilungsnetzes und Kommerzialisierung Naturgas, Auswertung

Kriterien	W	Veränderungen im Bezug auf den Betreiber des Verteilungsnetzes						Veränderungen in Bezug auf den Kommerzialisierungsgrad					
		Variante A		Variante B		Variante C		KOM(A)		KOM(B)		KOM(C)	
		U	WxU	U	WxU	U	WxU	U	WxU	U	WxU	U	WxU
A1	6,3	1,4	8,6	3,0	19,0	4,6	29,4	2,5	16,1	3,2	20,2	4,0	25,4
A2	4,9	3,8	18,9	3,3	16,2	2,6	13,0	0,4	1,8	0,4	1,8	0,3	1,3
A3	5,4	4,1	22,0	3,7	20,0	2,8	15,1	4,0	21,5	3,3	17,6	2,3	12,2
A4	5,8	3,8	22,2	3,4	19,5	2,8	16,4	-	-	-	-	-	-
A5	3,0	4,0	12,0	3,1	9,3	2,5	7,7	3,7	11,2	3,3	9,8	2,5	7,4
B1	12,5	4,4	54,5	3,6	45,4	2,8	35,2	4,0	50,0	3,6	45,4	2,5	31,8
B2	6,7	3,6	24,4	3,6	24,4	2,5	17,1	4,4	29,2	3,3	21,9	2,1	14,0
B3	8,5	3,1	26,3	3,3	27,8	3,0	25,5	3,6	30,9	3,4	28,6	2,5	20,9
C1	8,2	4,1	33,7	3,5	29,2	2,3	18,7	3,2	26,2	2,5	21,0	1,5	12,7
C2	8,7	3,3	28,4	3,2	27,6	2,3	19,7	4,2	36,3	3,5	30,7	2,2	18,9
D1	8,0	3,5	28,3	3,1	24,7	1,7	13,8	3,6	29,1	3,2	25,4	2,4	18,9
D2	4,8	3,1	15,0	3,4	16,3	3,1	15,0	1,8	8,8	2,9	14,1	3,8	18,5
D3	3,5	3,4	11,7	2,6	9,2	2,0	7,0	3,1	10,8	2,5	8,9	1,8	6,3
D4	2,9	3,8	11,1	3,6	10,6	1,9	5,6	3,8	11,1	3,3	9,5	2,3	6,6
D5	2,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E1	2,2	3,5	7,7	3,4	7,5	2,9	6,5	3,2	7,1	3,1	6,9	2,9	6,5
E2	2,7	2,2	5,9	3,2	8,6	3,8	10,3	2,4	6,4	3,0	8,1	3,3	8,8
E3	2,8	1,8	5,1	2,8	8,0	4,6	13,1	2,3	6,4	2,9	8,2	3,9	11,1
Σ:		336		323		269		303		278		221	

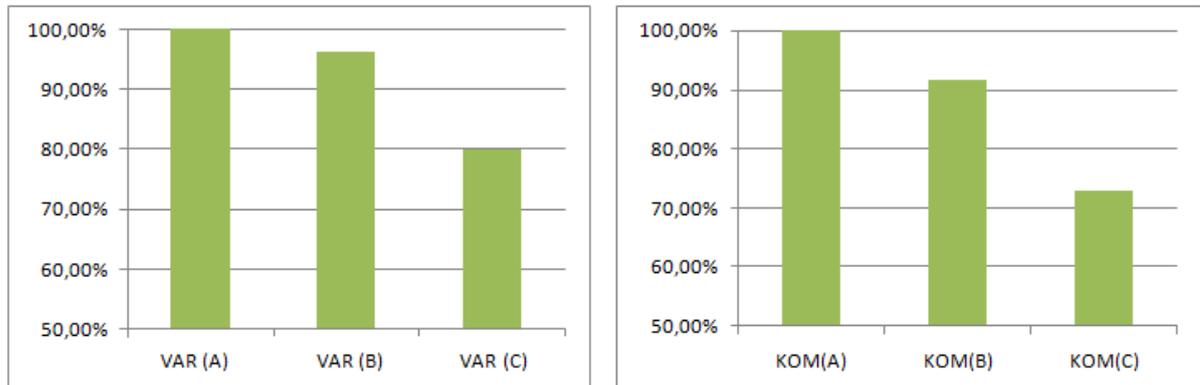
Quelle: Modifizierte Tabelle nach (Konsortium, 2010)

Der Wert „W“ ist das Resultat der Delphi Gruppe und der Wert „U“ der Mittelwert des Qualitätsindikators des Autoren Teams. Der Wert „W x U“ zeigt uns die Qualität der betrachteten Varianten unter Berücksichtigung der ausgewählten Kriterien, somit stellt die Summe dieser Werte, wie bei den Varianten zuvor die Gesamtqualität der betrachteten Varianten.

Im Hinblick auf die Anpassung des Betreibers des Verteilungsnetzes mit dem dritten Energieliberalisierungspaket können wir aus der Tabelle 9 erkennen, dass die Variante A vor der Variante B wie auch der Variante C ist. Dennoch ist dieser Unterscheid unwesentlich und

aus diesem Grund besteht auch an dieser Stelle kein Konsensus im Autoren Team, 5 präferieren A, 5 präferieren B, und 1 präferiert C. Das gleiche Bild können wir bei der Kommerzialisierung antreffen. Es besteht auch dort kein Konsensus zwischen der Variante A

Abbildung 11 Varianten des Verteilungsnetzes und der Kommerzialisierung, Entscheidung



und B, was an der Abbildung 11 gesehen werden kann.

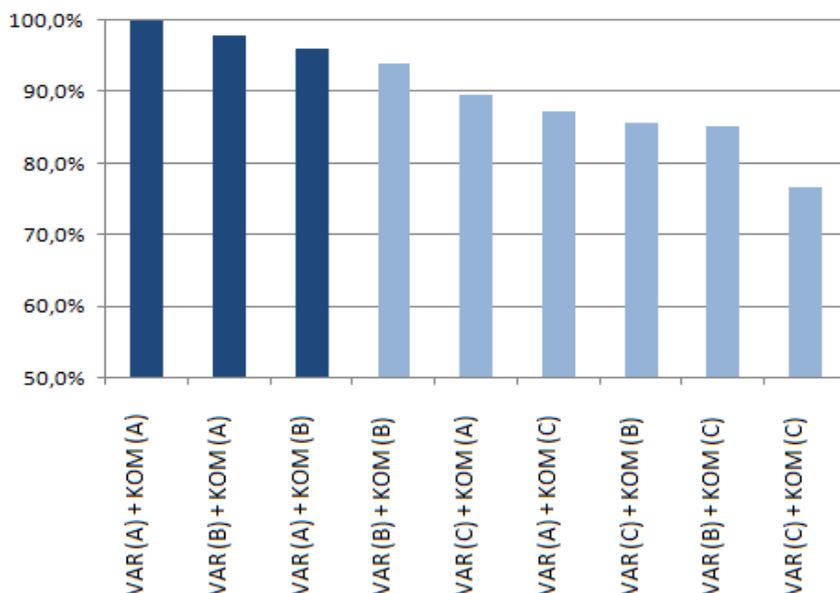
Quelle: Modifizierte Grafik nach (Konsortium, 2010)

26.1 Stellenwert der Kombinationen der verschiedenen Varianten im Naturgassektor

Die Situation im Naturgassektor ist deutlich einfacher als die im Elektrizitätssektor, da nur die Betreiber des Verteilungsnetzes und der Grad an Kommerzialisierungen betrachtet werden kann. Die Ergebnisse sind normiert auf 100 (der Index 100, wurde der besten Kombination zugeteilt). Auf der **Fehler! Ungültiger Eigenverweis auf Textmarke.** kann man erkennen, dass drei Varianten-Kombinationen den Index über 95 haben, diese sind somit gleichwertig in der Implementierung:

1. ODS(A) + KOM(A)
2. ODS(B) + KOM(A)
3. ODS(A) + KOM(B)

Abbildung 12 Varianten-Kombinationen im Naturgassektor



Quelle: (Konsortium,

2010)

27 Kritik der Studie

Da es außer Frege steht, dass die Anpassung der kroatischen Energiesektors, wie auch der Gesetzgebung, an das Dritte Energieliberalisierungspaket angepasst werden muss, ist die Studie über dessen Durchführung von großer Bedeutung. Aus dieser Tatsache entspringen auch die größten Kritikpunkte. Die Studie beschäftigt sich intensiv mit der Problematik um die Verteilung, wie auch Übertragungsbetreiber und dessen Kommerzialisierung. Es wird öfters erwähnt, dass das öffentliche Interesse der Republik Kroatien im Vordergrund steht, wie dieses aber definiert ist, wurde nicht präsentiert. Die Studie bietet keine Lösung für die gesamten Anforderungen an die Kroatische Gesetzgebung und deren Anpassung an das Dritte Energieliberalisierungspaket.

Kritik wurde auch über die Methodologie geäußert, insbesondere über die Anwendung der Delphi-Methode, welche eine intuitive Vorhersage von Experten darstellt und die im konkreten Fall ohne zusätzliche Argumentation über die Kriterien von einer relativ kleinen Gruppe an Experten durchgeführt worden ist. In dieser Gruppe befand sich lediglich ein Experte aus dem Bereich Naturgas, einer der direkt im Unternehmen beschäftigt ist, einer aus dem Bereich Umwelt Schutz und sieben aus der Akademischen Gemeinschaft. Es stellt sich

die Frage, ob die Ergebnisse signifikant anders ausgefallen wären, wenn die Zusammenstellung der Gruppe anders ausgefallen wäre.

Die Studie hatte ebenfalls die Aufgabe einen Zeitplan zu erstellen mit welchem die übernommenen Aufgaben erledigt werden sollen. Es wurde nur die erste Phase der Gesetzeserlasse erklärt. Es wurde kein Zeitplan erarbeitet unter welchem die weiteren Reformen durchgeführt werden sollen.¹¹⁷

28 Was ist das Öffentliche Interesse der Republik Kroatien?

Es ist bekannt, dass Europa schon seit Jahren ein Problem mit der Versorgung von Energie, besonders in der Winterzeit, hat. Für Kroatien zeigt das, wie wichtig es ist die Versorgung unter Kontrolle zu halten, die HEP d.d. spielt hier eine zentrale Rolle. Von den internen Problemen abgesehen, welche Großteils die Personalfragen, die von Seiten der politischen Parteien vergeben werden, geprägt ist, und das Fehlen von externen Investitionen, erfüllte HEP d.d. bis heute die ihm übertragenen Aufgaben in einer angemessenen guten Qualität.

Die Studie von (Tipurić & Krajcar, 2004) wurde der breiten Öffentlichkeit spät (2009) zugänglich gemacht. Diese behauptet, dass die Privatisierung von HEP d.d. und dessen Zerschlagung keine ökonomische Grundlage hat, vielmehr wird der HEP d.d. geschwächt. Es wird vorgeschlagen, dass das Unternehmen ganzheitlich und im 100% staatlichen Besitz bleibt.¹¹⁸

Es wird als wichtig erachtet, dass die Republik Kroatien eine solide wirtschaftliche Basis im realen wie auch Finanzsektor hat. Es müssen Voraussetzungen getroffen werden um nicht die gleichen Fehler wie bei der Privatisierung von INA d.d. und im Bank- wie auch Finanzsektor zu machen.¹¹⁹

Die Integrierung von allen drei Optionen (ITO, ISO, OU) in die kroatische Gesetzgebung bzw. in das Elektrizitätsmarktgesetz wird von einer signifikanten Anzahl an Experten als Marginalisierung der HEP Gruppe angesehen. In der organisationalen und eigentumsrechtlichen Anpassung der HEP Gruppe muss die Regierung der Republik Kroatien das öffentliche Interesse optimieren. Im Hinblick auf die HEP Gruppe und dessen Anpassung an das Dritte Energieliberalisierungspaket der Europäischen Union sollte das ITO Modell

¹¹⁷ Vgl. (NSRHEP, 2011)

¹¹⁸ Vgl. (Tipurić & Krajcar, 2004)

¹¹⁹ Vgl. (Bukša, 2012, S. 224)

angewendet werden, um die HEP OPS d.o.o. zu reorganisieren. Das ITO Modell reicht aus, um die Anforderungen des Dritten Energieliberalisierungspakets zu erfüllen und es wird zugleich die HEP Gruppe als Ganzes erhalten. Aus diesem Grund hebt der Autor hervor, dass nur die ITO Variante in das Elektrizitätsmarktesgesetz übernommen wird, damit wird verhindert, dass die die ITO Methode als ein Übergang zum OU benutzt wird, und somit die HEP Gruppe wesentlich schwächt.¹²⁰

29 Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Arbeit war es mögliche Varianten des Unbundling von HEP d.d. zu diskutieren und deren Vor- und Nachteile im konkreten Fall aufzuzeigen. Zu diesem Zweck wurde ein Überblick über die Entwicklung der Europäischen Energie Vorschriften gegeben, wie auch jener der Republik Kroatien. Es stellte sich heraus, dass es eine mehrjährige Initiative der Europäischen Union für die Erschaffung eines internen Energiemarktes für Elektrizität und Naturgas gibt. In weiterer Folge hat die Europäische Union mehrere Direktiven zur Schaffung des gemeinsamen Binnenmarktes herausgebracht, welche aufeinander aufbauen und die Rahmenbedingungen für einen gemeinsamen Markt schaffen. Die heutigen Rahmenbedingungen für die Entwicklung der kroatischen Energiewirtschaft hatten Ihren Ursprung im Jahre 1991, wo die Kroatische Privatisierung von socially-owned Unternehmen angefangen hat. Der Privatisierungsprozess ist stark kritisiert worden und führte zu sozialen Spannungen. Die kroatische Energiewirtschaft und die Gesetzgebung sind stark mit den sozialen Aspekten gekoppelt, solche Politik erlaubt es nicht marktorientierte Preise einzuführen, was zur Folge hatte, dass die Energiepreise deutlich unter dem Europäischen Durchschnitt sind. Daraus folgte, dass Investitionen ausblieben und Kroatien stark abhängig von Energie Importen wurde. Solche Umgebung wie auch der Druck der Europäischen Union, besonders durch das Erste und Zweite Energieliberalisierungspaket brachte die heutige Struktur des HEP d.d. und INA d.d. hervor. Die Situation ist nicht zufriedenstellend, da alle Marktteilnehmer zu diesen zwei Unternehmen gehören. Neue Marktteilnehmer kommen nicht dazu. Um sich dieser Problematik zu entledigen und um sich für den kommenden EU-Beitritt und die Anpassung für das dritte Energieliberalisierungspaket vorzubereiten gab die Regierung die Studie *„Usklađivanje Hrvatskog energetskeg sektora i energetskeg zakonodavstva s trećim paketom energetske propisa Europske Unije“* in Auftrag. Die Ergebnisse der Studie ergaben eine deutliche Richtungsweisung für die Zukunft des

¹²⁰ Vgl. (Bukša, 2012)

Kroatischen Energiesektors. Im Bereich Elektrizität zeigte sich, dass die Varianten als vielversprechend eingestuft werden können, welche den Netzbetrieben eine Unabhängigkeit in Ihrer Entscheidungsmacht verleiht. Insbesondere wurden die Variantenkombinationen TSO + DSO + KOM(A) im Elektrizitätssektor wie auch ODS (A) + KOM (A) im Gassektor hervorgehoben. Diese bieten die besten Voraussetzungen für die weitere Entwicklung des kroatischen Energiemarktes. Insgesamt lässt sich der Schluss ziehen, unabhängig davon welche Variante zustande kommt, die Kroatische Energiewirtschaft wird sich wesentlich verändern, die Preise werden steigen was die Regierung dazu bringen wird sich mit dem Thema *Vulnerable consumers* und Energiearmut näher auseinander zu setzen. Es wird mit jeder Variante eine bessere Umgebung für neue Investitionen geschaffen. Die Mühe ist auf keinen Fall verloren, sondern bildet eine vielversprechende Zukunft für den kroatischen Energiemarkt.

30 Literaturverzeichnis

2003/54/EC, D. (2003, Juni 26). *EUR-Lex Access to European Union law*. Retrieved März 25, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0037:0055:EN:PDF>

2003/55/EC, D. (2003, Juni 26). *EUR-Lux*. Retrieved März 25, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0057:0078:EN:PDF>

2003/796/EC. (2003, November). *Eur-lex*. Retrieved August 1, 2012, from COMMISSION DECISION: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:296:0034:0034:EN:PDF>

2004/67/EG, R. (2004, April 26). *EUR-Lux Access to European Union law*. Retrieved März 25, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0769:FIN:DE:PDF>

2005/89/EG, R. (2006, januar 18). *EUR-Lux Access to European Union law*. Retrieved März 25, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:033:0022:0027:DE:PDF>

2007/294/EC, D. (2007, Juni). *EUR-Lex Access to European Union law*. Retrieved März 24, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2007:148:0011:0016:DE:PDF>

2009/72/EG, R. (2009, Juli 13). *EUR-Lux Access to European Union law*. Retrieved März 26, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>

2009/73/EG, R. (2009, Juli 13). *EUR-Lex Access to European Union law*. Retrieved März 26, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0094:0136:de:PDF>

713/2009, V. (. (2009, Juli 13). *EUR-Lex Access to European Union law*. Retrieved März 27, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>

715/2009, V. (. (2009, Juli 13). *EUR-Lex Access to European Union law*. Retrieved März 27, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0036:0054:DE:PDF>

90/377/EEC, D. (1990, Juni 29). *EUR-LEX Access to European Union law*. Retrieved März 22, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1990:185:0016:0024:DE:PDF>

90/547/EEC, D. (1990, Oktober 29). *EUR-LEX Access to European Union law*. Retrieved März 22, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1990:313:0030:0033:EN:PDF>

91/296/EEC, D. (1991, März 27). *EUR-LEX Access to European Union law*. Retrieved März 22, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31991L0296:EN:HTML>

96/92/EC, D. (1996, Dezember 19). *EUR-Lux Access to European Union law*. Retrieved März 24, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1997:027:0020:0029:EN:PDF>

98/30/EC, D. (1998, Juni 22). *EUR-Lux Access to European Union law*. Retrieved märz 24, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:1998:204:0001:0012:EN:PDF>

Alberto Alesina, S. A. (2005). *Regulation and investment, Volume 3, Issue 4, Pages 791–965*. Retrieved August 2, 2012, from http://www.wu.ac.at/http://www.wu.ac.at/iqv/mitarbeiter/gugler/reg_aans_jeea.pdf

Berlengi, J. (1/2011). Zadržavanje cjelovitog HEP-a u javnom je interesu. *EGE Časopis*. (E. G. (EGE), Intervju)

Bukša, D. (2012, Februar 22). Javni interes Republike Hrvatske u sektoru električne energije nakon stupanja na snagu Trećeg paketa energetske propisa EU. <http://hrcak.srce.hr/>.

Copenhagen-Economics. (2005). *Market Opening in Network Industries Part II: Sectoral Analyses*. Retrieved Juni 13, 2012, from http://ec.europa.eu/internal_market/economic-reports/docs/2005/part_ii_sectoral_analyses_en.pdf

EIHP. (2010). Recenzija studije Usklađivanje hrvatskog energetskeg sektora i energetskeg zakonodavstva s Trećim paketom energetske propisa Europske unije.

Emmanuel Cabau, C. J. (2010). *EU Energy Law : Volume I : The Internal Energy Market*. Claeys & Casteels Publishing.

Ernst&Young. (2006). www.dti.gov.uk. Retrieved Juni 13, 2013, from <http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/+/http://www.dti.gov.uk/files/file28401.pdf>

HAZU, C. i. (2010). <http://www.hro-cigre.hr>. Retrieved Juli 25, 2012, from <http://www.hro-cigre.hr/hrv/downloads/Završno%20izvješće%20s%20okruglih%20stolova%20sa%20zaključcima%20i%20preporukama.pdf>

HEP. (2009). *Jahresbericht*. Retrieved Juli 29, 2012, from <http://www.hep.hr/hep/publikacije/godisnje/god2009.pdf>

HEP. (2010). *Jahresbericht*. Retrieved Mai 24, 2012, from <http://www.hep.hr/hep/publikacije/godisnje/2010godisnje.pdf>

HEP NOC-Nastavni obrazovni centar. (n.d.). Retrieved Mai 24, 2012, from <http://www.hep.hr/noc/onama/default.aspx>

HEP-ODS. (2008). *Jahresbericht*. Retrieved Juli 30, 2012, from <http://www.hep.hr/ods/publikacije/godisnje2008.pdf>

Ivo Druzic, T. G. (2006, März). Swot analysis & privatisation in Croatia. *University of Zagreb, Graduate School of Economics and Business*, pp. 121-136.

Jörg Finsinger, J. B. (1999). *Markt und Regulierung*. München: Franz Vahlen.

Konsortium. (2010, Mai 27). Usklađivanje Hrvatskog energetskog sektora i energetskog zakonodavstva s trećim paketom energetskih propisa Europske Unije. (EKONERG, Institut za elektroprivredu i energetiku, Odvjetnicki ured Tilosanec) Zagreb.

Markus Helmreich, L. (2011, Juli). Entflechtung von Netzbetreibern nach dem 3. Paket. *wirtschaftsrechtliche blätter:wbl* (7).

MINGORP. (2010). <http://www.eihp.hr>. Retrieved Juli 25, 2012, from <http://www.eihp.hr/hrvatski/projekti/ecoheat4eu/pdf/mingorp.pdf>

Newbery, D. M. (1998). *Freer electricity markets in the UK: aprogres report*. Great Britain: Viewpoint.

Newbery, D. M. (2002). *Problems of liberalising the electricity industry*. *European Economic Review* 46, 919-927.

Nicolas Raschauer, V. H. (2010, Oktober). Energiemarktreform und Energieregulierung- Die Auswirkungen des Dritten Liberalisierungspaketes auf die österreichische Regulierungsorganisation. *Zeitschrift für österreichisches und europäisches Wirtschaftsrecht*.

No 714/2009, R. (. (2009, Juli 13). *EUR-Lux Access to European Union law*. Retrieved März 27, 2012, from <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:DE:PDF>

NSRHEP. (2011). <http://www.nsrhep.hr/>. Retrieved Juli 27, 2012, from <http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=recenzije%20studije%20eihp&source=web&cd=1&ved=0CEwQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.nsrhep.hr%2Fimages%2Fnews%2F280%2FNaglasci%2520iz%2520Recenzije.doc&ei=jHYSUMiYO5SYhQfX8oHIAg&usg=AFQjCNG5e-Nxf4YfsY1NC352kqg55u7fuQ>

Pollitt, M. (2007, Dezember). The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. *ELSEVIER* .

Reinhard Haas, H. A. (2004). *Zur Zukunft öffentlicher Dienstleistungen*. TU Wien, Energiewirtschaft. wien: Studie im Auftrag der Kammer für Arbeit und Angestellte für Wien.

S. van Koten, A. O. (2008, Juli). <http://www.sciencedirect.com>. Retrieved Juni 19, 2012, from The unbundling regime for electricity utilities in the EU: A case of legislative and regulatory capture?: http://ac.els-cdn.com/S0140988308000893/1-s2.0-S0140988308000893-main.pdf?_tid=ce2eb778fa0caed691683e9cc5e2d028&acdnat=1340100048_e490950ad2f0593b3d945bc00ab60883

Tipurić, D., & Krajcar, S. (2004). Konceptija i prijedlog privatizacije HEP-a (Concept and proposal of the HEP privatization). *Fakultet elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu, Zavod za visoki napon i energetiku* .

Tooraj Jamasb, R. M. (2005). *Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance*. University of Cambridge.

Zachmann, G. (2007, Juni). *A Markov Switching Model of the Merit Order to Compare British and German Price Formation* . Retrieved Juni 14, 2012, from http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.61917.de/dp714.pdf

31 Abbildung und Tabellen Verzeichnis

ABBILDUNG 2 UNTERNEHMENSSTRUKTUR DES HEP D.D.	23
ABBILDUNG 3 VERKAUF VON ELEKTRIZITÄT, 2008-2010.....	25
ABBILDUNG 4 MODELL DER EIGENTUMSRECHTLICHEN ENTFLECHTUNG DES ÜBERTRAGUNGSNETZES	34
ABBILDUNG 5 ISO ENTFLECHTUNGS MODELL DES ÜBERTRAGUNGSNETZES	37
ABBILDUNG 6 ITO ENTFLECHTUNGSVARIANTE DES ÜBERTRAGUNGSNETZES	39
ABBILDUNG 7: MODELL DES HR-DSO D.O.O.....	42
ABBILDUNG 8: MODELL DES KROATISCHER VERTEILUNGSNETZBETREIBER, IDO D.O.O.....	44
ABBILDUNG 9: BETREIBER DES ÜBERTRAGUNGSNETZES, ENDSCHIEDUNG.....	65
ABBILDUNG 10 BETREIBER DES VERTEILUNGSNETZES UND KOMMERZIALISIERUNG, ENDSCHIEDUNG	67
ABBILDUNG 11: VARIANTEN-KOMBINATIONEN IM ELEKTRIZITÄTSSEKTOR	68
ABBILDUNG 13 VARIANTEN-KOMBINATIONEN IM NATURGASSEKTOR	71
ABBILDUNG 12 VARIANTEN DES VERTEILUNGSNETZES UND DER KOMMERZIALISIERUNG, ENDSCHIEDUNG	70
TABELLE 1 VORTEILE UND KOSTEN DER ENTFLECHTUNGSVARIANTEN	13
TABELLE 2 PRIVATISIERUNG DES CPF-PORTFOLIO	20
TABELLE 3 STRUKTUR DER VOUCHER-PRIVATISIERUNG VON UNTERNEHMEN	21
TABELLE 4 DATENÜBERSICHT HEP D.D. (2008-2010)	24
TABELLE 5 ENERGIEQUELLEN HEP D.D.	25
TABELLE 6: KRITERIEN GEWICHTUNG	62
TABELLE 7: BETREIBER DES ÜBERTRAGUNGSNETZES, AUSWERTUNG	64
TABELLE 8 BETREIBER DES VERTEILUNGSNETZES UND KOMMERZIALISIERUNG, AUSWERTUNG	66
TABELLE 9 BETREIBER DES VERTEILUNGSNETZES UND KOMMERZIALISIERUNG NATURGAS, AUSWERTUNG	69
FORMEL 1.....	59

Lebenslauf

Haris Ćerimović

Persönliche Angaben

Geburtsdatum 27. Nov. 1984

Nationalität Bosnisch

Familienstand ledig, keine Kinder

Ausbildung

2011 Abschluss als „**Bakkalaureus der Sozial- und Wirtschaftswissenschaften**“ (Bakk.rer.soc.oec.)
Karl-Franzens-Universität Graz

2003 bis 20011 **Studium der Wirtschaftswissenschaften**
Karl-Franzens-Universität Graz

- Schwerpunkt Personalmanagement
- Digitalen Ökonomie

Titel der Bakkalaureatsarbeit:
„Mitarbeiterbindung im Call Center“

2003 **Matura** (Bosnien und Herzegovina)
„Druga Srednja Skola“, Velika Kladusa, Bosnien und Herzegowina

Sprachen

Englisch verhandlungssicher

Deutsch fließend

Bosnisch/Kroatisch/Serbisch Muttersprache

Wien, 2012