

HRVATSKA I TRGOVANJE ELEKTRIČNOM ENERGIJOM U SREDNJOJ EUROPI CROATIA AND ELECTRICITY TRADING IN CENTRAL EUROPE

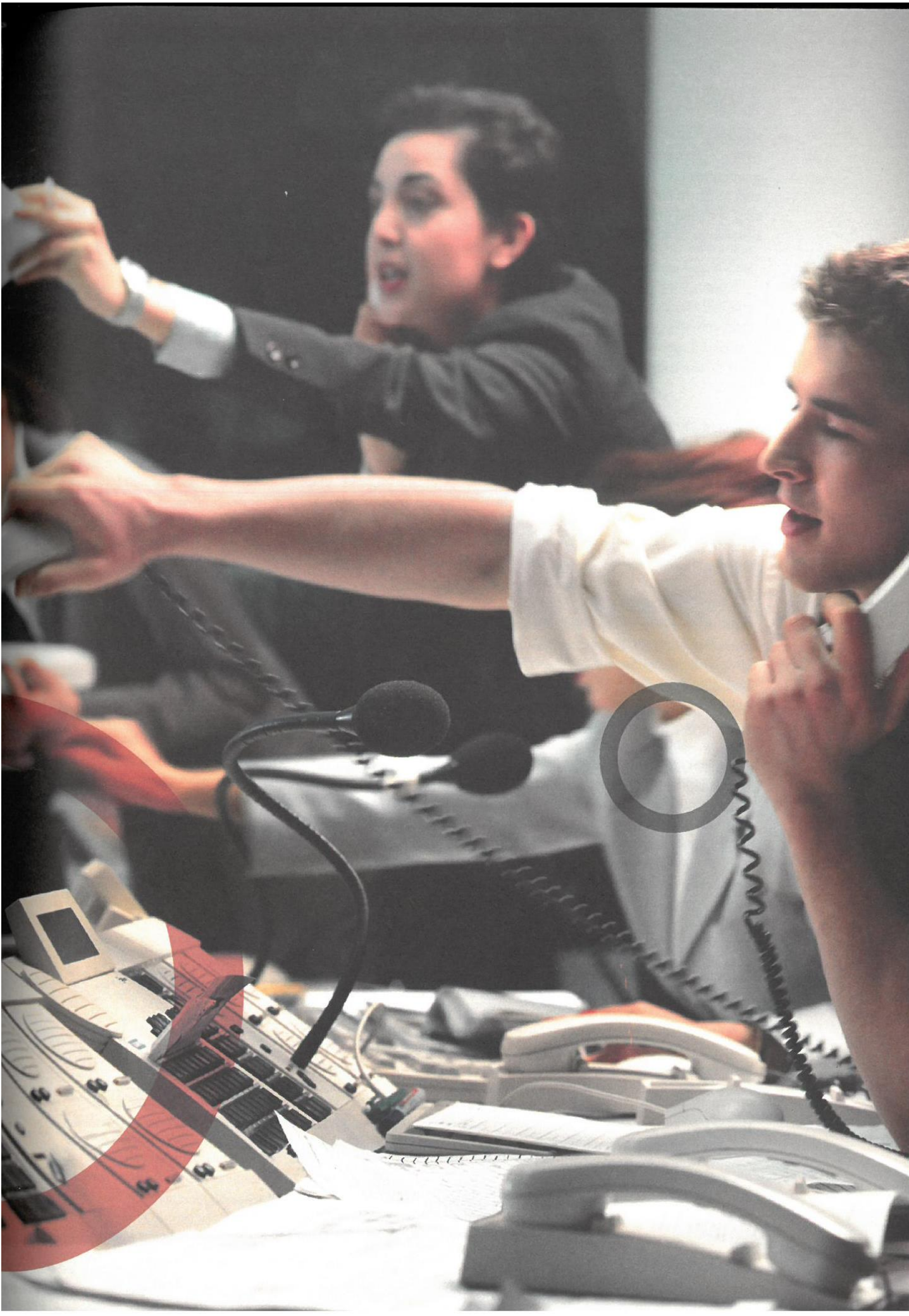
Dr. sc. Jozsef Balogh, EDF Trading, Central European Team, 71, High
Holborn, London, WC1V 6ED, Velika Britanija
Jozsef Balogh, PhD, EDF Trading, Central European Team, 71, High
Holborn, London, WC1V 6ED, United Kingdom

Članak će raspravljati o trgovanju električnom energijom u srednjoj Europi, s posebnim naglaskom na Hrvatsku. Hrvatska je terminalno i tranzitno središte: jedinstvena kombinacija na srednjoeuropskom tržištu električne energije. Objasniće se kako aukcije prekograničnog kapaciteta utječu na cijene na tržištu električne energije srednje Europe. Tijeli rasprava o najvažnijim čimbenicima koji su značajni za hrvatsku strategiju trgovanja električnom energijom. Konačno, članak će opisati aktualni postupak tendera za električnu energiju HEP-a i dati neke preporuke kako se to može poboljšati u budućnosti.

This article will discuss electricity trading in Central Europe, with particular emphasis on Croatia. Croatia is a terminal and also a transit hub: a unique combination on the Central European electricity market. It will be explained how cross-border capacity auctions influence prices on the Central European electricity market, followed by a discussion about the most important factors that are significant for Croatia's electricity trading strategy. Finally, the article will describe the current HEP electricity tendering process and make some recommendations for possible improvements in the future.

Ključne riječi: propisi u Hrvatskoj, srednjoeuropsko tržište električne energije, trgovanje električnom energijom

Key words: Central European electricity market, electricity trading, regulation in Croatia



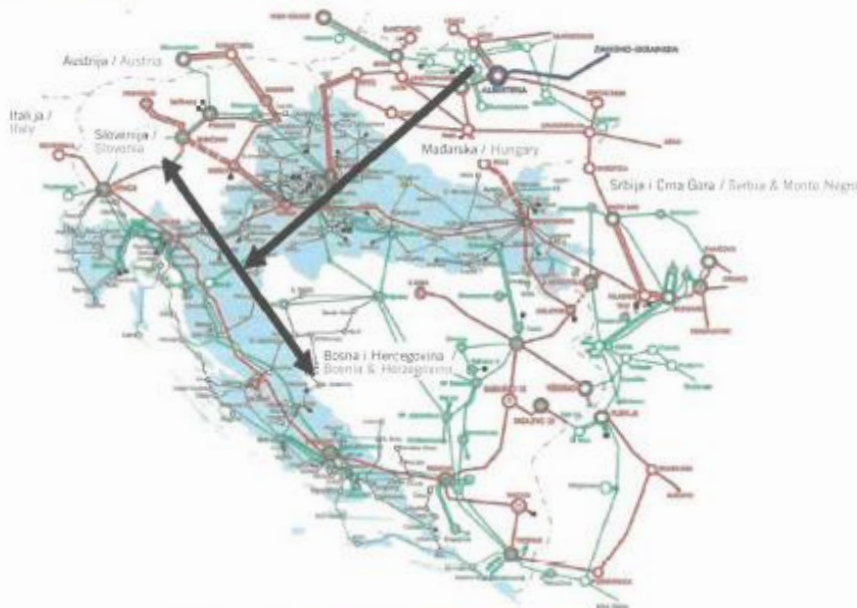
1 UVOD

Hrvatska je T-čvorište na srednjoeuropskom tržištu električne energije: Jadran je prirodna granica toka od sjevera prema jugu, a Hrvatska je veći tranzitni koridor od istoka prema zapadu zbog svog izvrsnog položaja između bivše zone UCTE II i Slovenije (slika 1).

1 INTRODUCTION

Croatia is a T-junction in the Central European electricity market: the Adriatic is the natural boundary for the north to south flow, and Croatia is also a major east to west transit corridor, given its excellent location between the former UCTE II zone and Slovenia (Figure 1).

Slika 1
Hrvatsko T - čvorište
Figure 1
The Croatian T-Junction



Prema transportnoj terminologiji, Hrvatska je terminalno i tranzitno središte: jedinstvena kombinacija na srednjoeuropskom tržištu električne energije. Ovaj će kratki članak vrlo malo reći o tome kako ovo T - čvorište radi interno, pokušat će pojasniti ulogu koju Hrvatska ima ili bi mogla imati u nastajućem srednjoeuropskom tržištu električne energije.

To borrow terms from the transport industry, Croatia is a terminal and also a transit hub: a unique combination on the Central European electricity market. This brief article will say very little about how this T-junction functions internally, it will attempt to highlight what roles Croatia does or could play on the emerging Central European power market.

2 SREDNJOEUROPSKO TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Dok političari i povjesničari desetljećima raspravljaju postoji li nešto kao Srednja Europa, u sektoru električne energije područje koje pokrivaju (od sjevera prema jugu): Poljska, Češka, Austrija, Slovačka, Mađarska, Slovenija i Hrvatska jasno je postavljeno kao izdvojeno područje. Glavne značajke koje razlikuju srednjoeuropsko tržište električne energije od tržišta Njemačke i Italije, ili od njihovih južnih (jugoistočna Europa) i istočnih (Rusija i Ukrajina) susjeda mogu se sažeti u sljedećem:

- neto izvoznici u Njemačku i Italiju,
- neto uvoznici iz jugoistočne Europe, posebno od Natsionalne Elektricheske Kompanie (NEK),

2 THE CENTRAL EUROPEAN ELECTRICITY MARKET

Although politicians and historians have been debating for decades whether there is such a thing as Central Europe, in the electricity sector the area from north to south encompassing: Poland, the Czech Republic, Austria, Slovakia, Hungary, Slovenia and Croatia has clearly established itself as an independent region. The main characteristics that set the Central European electricity market apart from its German and Italian, or from its southern (South Eastern European) and eastern (Russian and Ukrainian) neighbours may be summarized as follows:

- net exporter to Germany and Italy,
- net importer from South East Europe, especially from the Natsionalna Elektricheska Kompania (NEK),

nisu sinkronizirani s energetska sustavom Rusije i Ukrajine, ograničena razmjena energije između UCTE i UES moguća je samo preko izdvojenih područja, od kojih je najveće Bursthyn u zapadnoj Ukrajini,

što se tiče korištenja zajmova i upravljanja rizicima, srednjoeuropsko tržište električne energije manje je razvijeno od njihovih zapadnih susjeda, ali je svjesnije po pitanju zajmova i rizika od jugoistočne Europe ili Rusije i Ukrajine, i konačno

Austrija je poseban slučaj - elektroindustrija te zemlje bitno se razlikuje od poljskog, češkog, slovačkog, mađarskog, slovenskog i hrvatskog tržišta. U ovom članku Austrija će stoga biti zanemarena.

- not synchronized with the Russian and Ukrainian power systems, limited exchange of power between the UCTE and UES via islands only, the largest being Bursthyn in the Western Ukraine,
- as far as credit and risk management are concerned, the Central European electricity market tends to be less developed than its Western neighbours, but has a higher awareness of credit and risk requirements than South East Europe or Russian and Ukraine, and finally
- Austria is a special case - the electricity industry of this country is fundamentally different from the Polish, Czech, Slovak, Hungarian, Slovenian and Croatian markets. For the purposes of this article, Austria will be ignored.

Što se tiče raspoloživosti električne energije u srednjoj Europi, Poljska i Češka imaju višak proizvodnih kapaciteta, dok Mađarska, Slovenija i Hrvatska nemaju dovoljno izvora. Pozicija Slovačke se mijenja: Slovenske Elektrarne (SE) ranije su bile neto izvoznik, ali nakon predloženog zatvaranja nuklearne elektrane Jaslovske Bohunice Slovačka bi mogla uvoziti električnu energiju.

As far as the Central European electricity balance is concerned, Poland and the Czech Republic have excess generation capacities, while Hungary, Slovenia and Croatia have insufficient generation. Slovakia's position is changing: Slovenske Elektrarne (SE) was a net exporter in the past but after the proposed decommissioning of the Jaslovske Bohunice nuclear station, Slovakia might have to import electricity.

Moglo bi se očekivati da će energija teći od Poljske i Češke prema Mađarskoj, Sloveniji i Hrvatskoj. U praksi, situacija je malo kompliciranija. Prodaja Mađarskoj, Sloveniji i Hrvatskoj je drugi najbolji izbor za poljske i češke proizvođače: kad bi imali izbora, sav višak proizvedene električne energije u srednjoj Europi bio bi izvezen na zapad. Ali točke prelaza granice između srednje Europe i njihovih susjeda vrlo su zakrčene - budući izvoznici moraju osigurati pravo prelaska granice za pristup lukrativnim njemačkim i talijanskim tržištima električne energije. Prekogranične naknade su u posljednje vrijeme porasle do neočekivane razine. Na primjer, 2006. su godišnje prekogranične naknade iz Poljske u Njemačku bile veličine gotovo kao sama cijena električne energije u Poljskoj. Visoke prekogranične naknade znače da nešto električne energije neće naći put do njemačkih i talijanskih izvoznih tržišta. Ta preostala energija nudi se mađarskim, slovenskim i hrvatskim kupcima. Stoga su aukcije prekograničnog kapaciteta (prekogranične aukcije) glavni čimbenik u cijeni na srednjoeuropskom tržištu električne energije.

One would expect that power would flow from Poland and the Czech towards Hungary, Slovenia and Croatia. In practice, the situation is slightly more complex. Selling to Hungary, Slovenia and Croatia is the second best option for the Polish and Czech producers: if they had a choice, all excess power generated in Central Europe would be exported to the West. However, cross-border points between Central Europe and its neighbours are heavily congested. Would-be exporters must secure cross-border rights to access the lucrative German and Italian electricity markets. Cross-border fees have recently spiked to unexpected levels. For example, the 2006 annual cross-border fees from Poland to Germany were almost as expensive as the electricity itself in Poland. High cross-border fees mean that some electricity will not find its way to the German and Italian export markets. It is this power that is left behind which is offered for sale to the Hungarian, Slovenian and Croatian buyers. This is why cross-border auctions are the main price drivers on the Central European electricity market.

U savršenim tržišnim uvjetima, cijene će na mađarskom i hrvatskom tržištu pasti kada su izvojni kapaciteti prema Njemačkoj i Italiji ograničeni. Kada poljski i češki proizvođači ne mogu pristupiti zapadnoeuropskim tržištima, prodavat će drugoj najboljoj skupini mađarskih, slovenskih i hrvatskih kupaca. Ali srednjoeuropsko tržište električne energije za sada nije savršeno.

Under perfect market conditions, prices on the Hungarian and Croatian electricity markets would come down when export cross-border capacities towards Germany and Italy are constrained. If the Polish and Czech producers were unable to access the Western European markets, they would sell to the second-best group of Hungarian, Slovenian and Croatian buyers. However, the Central European electricity market does not seem to be perfect for

Jedan od nezgodnih sporednih učinaka novih prekograničnih aukcija [1] je da Poljska u pravilu izvozi samo u Njemačku. Iz Poljske prema Češkoj i Slovačkoj nema godišnjih izvoznih kapaciteta, a vrlo su ograničeni i mjesečni izvozni kapaciteti. Ukratko, Poljska više ne konkurrira češkim i slovačkim proizvođačima na srednjoeuropskom tržištu električne energije. Gornje promjene u raspodjeli prekograničnih kapaciteta, te predložena dekomisija nuklearnih jedinica u Slovačkoj, ne povećavaju prodajnu konkurenciju na srednjoeuropskom tržištu električne energije. U prošlosti su mađarski, slovenski i hrvatski kupci mogli birati između poljskih, čeških, slovačkih i ukrajinskih prodavača. Popis je postao manji: Poljska i Slovačka su ispale, ostavljajući Češku kao jedinog većeg izvoznika energije na srednjoeuropskom tržištu električne energije. To može oslabiti odnos između a) količine raspoloživog prekograničnog kapaciteta za izvoz i b) cijena u Mađarskoj, Sloveniji i Hrvatskoj.

Aukcije prekograničnih kapaciteta ne utječu samo na cijene, već i na vrstu proizvoda koji se aktivno prodaju. Aukcije operatora sustava su za godišnje, mjesečne i dnevne kapacitete - sukcesivno, srednjoeuropskom električnom energijom trguje se na osnovi godine, mjeseca i dana - unaprijed. Svatko tko želi trgovati električnom energijom na a) duže razdoblje, na primjer na osamnaest mjesечно razdoblje, ili b) kraća razdoblja, kao tjedno ili samo po dnevnim blokovima, preuzet će dopunske prekogranične rizike: trgovina će se ili a) proširiti na razdoblje za koji trgovac neće moći osigurati prekogranični kapacitet, ili b) neće moći u cijelosti iskoristiti prekogranični kapacitet. A to je trenutak kada mogu porasti napetosti između onoga što bi trgovci htjeli napraviti i onoga što bi njihovi kupci zapravo željeli.

Na primjer, financijska godina u nekim tvrtkama, uključivo najveće povlaštene kupce u srednjoj Europi, ne traje od siječnja do siječnja. Ove tvrtke kupovat će električnu energiju za njihovu financijsku godinu koja ne odgovara shemi prekograničnih aukcija od siječnja do siječnja. Hoće li ti kupci dobiti najbolju moguću cijenu? Vjerojatno ne - trgovci podešavaju svoje ponude tako da pokriju dopunske rizike, za na primjer, travanj - ožujak, prema siječanj - prosinac, razdoblju isporuke. Nije čudo što neki kupci vjeruju da im je bilo bolje za vrijeme starog načina: bez nominacije, bez troškova neravnoteže, bez prekograničnih naknada.

Ukratko, srednjoeuropsko tržište električne energije dvostruko je fragmentirano:

- **geografska fragmentacija:** srednjoeuropsko tržište električne energije sastoji se od velikog

the time being. One of the unfortunate side effects of the new cross-border auctions [1] is that, as a rule, Poland exports solely to Germany. There is no annual capacity and very limited monthly export capacity from Poland towards the Czech Republic and Slovakia. In short, Poland no longer competes against Czech and Slovak producers on the Central European electricity market. The aforementioned changes in the allocation of cross-border capacity, together with the proposed decommissioning of the nuclear units in Slovakia, do not increase the sell-side competition on the Central European electricity market. In the past, Hungarian, Slovenian and Croatian buyers could choose among Polish, Czech, Slovak and Ukrainian sellers. The list is getting shorter: Poland and Slovakia are out, leaving the Czech Republic as the only major exporter of power on the Central European electricity market. This may weaken the correlation between a) the amount of available cross-border capacity for export and b) prices in Hungary, Slovenia and Croatia.

Cross-border capacity auctions not only influence prices but also the kind of products actively traded. The system operators auction off annual, monthly and daily capacities. Accordingly, Central European electricity is traded on a year-ahead, month-ahead and day-ahead basis. Anyone who wants to trade electricity for a) a longer term, e.g., an eighteen month period, or b) shorter periods, such as weekly or only blocks of the day, will assume extra cross-border risks: either the trade will a) extend to a period for which the trader could not possibly secure cross-border capacity or b) not fully utilise the cross-border capacity. This is where tension between what traders would prefer to do and what their customers actually want tends to arise.

For example, the financial year of some companies, including the biggest eligible customers in Central Europe, does not run from January to January. These companies will buy electricity for their financial year which does not correspond to the January to January pattern of the cross-border auctions. Will such customers get the best possible price? It is unlikely. Traders adjust their offers to cover the extra risk, for example, April to March, as opposed to the January to December supply period. No wonder some eligible customers believe that they were better off during the old regime: no nomination, no imbalance charges, and no cross-border fees.

In short, the Central European electricity market is doubly fragmented:

- **geographical fragmentation:** the Central European electricity market consists of a

broja zemalja, no svaka nema baš veliki portfolio i

vremenska fragmentacija: električna energija prodaje se kao standardni proizvod (godinu, mjesec, dan unaprijed) kako je određeno primjenjivim pravilima aukcije.

Svatko tko može najučinkovitije a) prebaciti električnu energiju između dvije točke koje su odvojene aukcijom i b) pretvoriti standardne, prekogranične proizvode u profile koji pokrivaju stvarne potrebe kupca, dobiva. Većina električne energije prodaje se izravno između prodavača i kupaca a ne preko burze električne energije. Premda Poljska, Češka, Rumunjska i Slovenija imaju vlastite burze električne energije, veličine prodaje su male, a neki trgovci imaju ograničeno povjerenje u cijene koje te burze objavljuju. Stvaranje regionalne burze električne energije već je neko vrijeme na dnevnom redu. No, gore spomenuta geografska fragmentacija srednjoeuropskog tržišta električne energije čini nemogućim ostvarenje jednog ugovora za električnu energiju od Poljske do Mađarske.

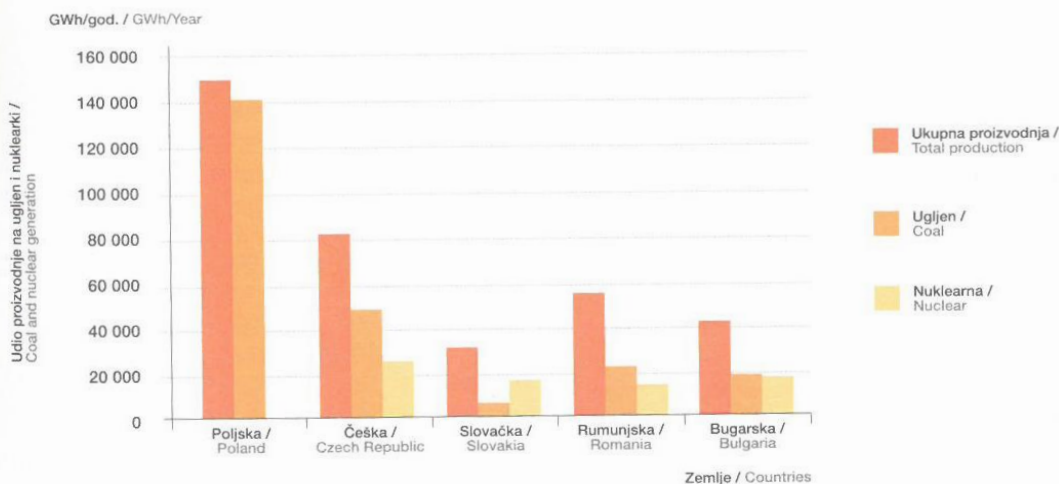
Završna točka koju ovdje treba spomenuti je da srednjoeuropsko tržište električne energije nema dovoljno fleksibilni proizvodni kapacitet. Dominantni poljski i češki prodavači imaju nuklearke i elektrane na ugljen: odlični pogoni za temeljno opterećenje, ali te proizvodne jedinice nude ograničenu fleksibilnost. Samo Rumunjska i Mađarska koriste značajne količine zemnog plina, najboljeg izvora primarne energije za pogone za vršna opterećenja.

large number of countries but each has a not particularly huge portfolio and

time fragmentation: electricity is traded in standard products (year-ahead, month-ahead, day-ahead), as determined by the applicable auction rules.

Whoever can most efficiently a) transfer electricity between two points that are separated by auctions and b) turn the standard, cross-border products into profiles covering the actual customer demands, wins. The vast majority of electricity is directly traded between sellers and buyers and not via power exchanges. Although Poland, the Czech Republic, Romania and Slovenia have domestic electricity exchanges, the traded volumes are low and some traders have limited confidence in the clearing prices that the above-mentioned exchanges are publishing. The establishment of a regional electricity exchange has been on the agenda for awhile. Nevertheless, the aforementioned geographical fragmentation of the Central European electricity market makes it impossible to launch a single electricity contract that would be in demand from Poland to Hungary.

The final point to be noted here is that the Central European electricity market does not have a sufficiently flexible generation capacity. The dominant Polish and Czech sellers operate coal and nuclear stations: excellent base-load plants, but these generation units offer limited flexibility. Only Romania and Hungary are burning substantial quantities of natural gas, the best source of primary energy for peaking plants.



Slika 2
Udio proizvodnje na ugljen i nuklearki u srednjoj Europi, Rumunjskoj i Bugarskoj [2]
Figure 2
The Share of Coal and Nuclear Generation in Central Europe, Romania and Bulgaria [2]

Kako se srednjoeuropsko tržište električne energije sve više liberalizira, nedostatak fleksibilne proizvodnje električne energije sve više će biti problem. Na primjer, uvođenje dva razdoblja

As the Central European electricity market continues to be liberalised, the lack of flexible power generation will be more of a problem. For example, the introduction of two super-peak periods

maksimalnih vršnih opterećenja (08.00 - 14.00 i 18.00 - 21.00) u Mađarskoj naglasilo je činjenicu da Magyar Villamosenergia-ipari Rendszerirányító (MAVIR), ima poteškoća uravnotežiti električni sustav tijekom jutarnjih i večernjih vršnih opterećenja. Nedostatak fleksibilnosti smanjuje likvidnost na srednjoeuropskom tržištu električne energije: prodavači teže nuditi iste, standardne proizvode, dok bi kupci i trgovci htjeli kupiti samo neke sate ili profile. Kao što će biti kasnije raspravljeno, ovaj nedostatak fleksibilnosti na srednjoeuropskom tržištu električne energije stvara zanimljive mogućnosti za Hrvatsku.

Kao sažetak, srednjoeuropsko tržište električne energije upravljano je prekograničnim aukcijama, to je fragmentirano tržište, ograničene fleksibilnosti. Oni trgovci koji mogu dobiti energiju od većeg broja potencijalnih dobavljača i uključiti veći izbor granica, imaju izgleda za uspjeh.

3 HRVATSKA I SREDNJO-EUROPSKO TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Nakon ovog kratkog pregleda srednjoeuropskog tržišta električne energije, vrijeme je da se usredotočimo na Hrvatsku. Kako se hrvatsko T - čvorište povezuje s ostalim sudionicima na srednjoeuropskom tržištu električne energije? Glavne značajke hrvatskog elektroenergetskog sektora raspraviti će se u narednom tekstu.

3.1 Stalne značajke

Ovdje je najvažnija točka jedinstveni **geografski položaj** Hrvatske. Kako je spomenuto u uvodu, Hrvatska je i terminalno i tranzitno središte. Očekivalo bi se da zemlja s takovim strateškim položajem ima aktivnu ulogu u oblikovanju tranzitne politike za električnu energiju u regiji. Nažalost, to nije slučaj: Hrvatska nije član koordinacijskog tijela europskih operatora sustava (ETSO) [3]. Što se tiče ETSO-a, Hrvatska je obodna zemlja i na snazi je izvozna pristojba kada se električna energija iz Hrvatske izvozi njezinim ETSO susjedima, Sloveniji ili Mađarskoj. No nema slične pristojbe kada se električna energija uvozi u Hrvatsku. Čini se da ova razlika naglašava terminalnu prirodu hrvatskog elektroenergetskog sektora: u Hrvatsku se može uvoziti besplatno, ali se mora platiti izvozna pristojba kada se električna energija izvozi iz Hrvatske.

Iz hrvatskog ne-članstva u ETSO - proizlazi i slijedeći kuriozitet: istovremeni ulaz i izlaz električne energije na dvije granične točke (tranzit)

(8 a.m. to 2 p.m. and 6 p.m. to 9 p.m.) in Hungary highlighted the fact that Magyar Villamosenergia-ipari Rendszerirányító (MAVIR), may find it difficult to balance the electricity system during the morning and evening peaks. The lack of flexibility reduces liquidity in the Central European electricity market: sellers tend to offer the same, standard products, while eligible customers and traders would like to buy certain hours or profiles only. As will be discussed later, this lack of flexibility on the Central Europe electricity market creates an interesting opportunity for Croatia.

To summarise, Central European electricity market is a cross-border, auction-driven and fragmented market, with limited flexibility. Those traders who can source power from a wider range of potential suppliers involving a wider range of borders tend to succeed.

3 CROATIA AND THE CENTRAL EUROPEAN ELECTRICITY MARKET

After this brief overview of the Central European electricity market, it is time to focus on Croatia. How does the Croatian T-junction interact with other players on the Central European power market? The main characteristics of the Croatian power sector will be discussed below.

3.1 Fixed Characteristics

The most important point here is Croatia's unique **geographical location**. Mentioned in the introduction, Croatia is both a terminal and a transit hub. One would expect that a country with such a strategic location would take an active role in formulating the electricity transit policy in the region. Unfortunately, this is not the case: Croatia is not a member of the coordinating body for the European Transmission Operators (ETSO) [3]. As far as the ETSO is concerned, Croatia is a parameter country and a so-called injection fee is due when electricity from Croatia is exported to its ETSO-member neighbours, Slovenia or Hungary. However, there is no similar fee when electricity is imported into Croatia. This discrepancy seems to re-enforce the terminal nature of the Croatian power sector: one can import into Croatia free of charge but must pay an injection fee when exporting electricity from Croatia.

Another curiosity follows from Croatia's non-ETSO status: the simultaneous entry and exit of electricity at two border points (transit) is subject to a special charge. The charging of a transit fee is not in line

podložan je posebnoj naplati. Naplata tranzitne naknade nije u skladu s aktualnom europskom praksom. Sve kontinentalne zemlje Europske unije članice su ETSO-a i nema tranzitne naknade kada se električna energija prenosi između dvije ETSO zemlje. Treba se prisjetiti da su Poljska, Češka, Slovačka, Mađarska i Slovenija postale ETSO članice prije nego što su ušle u Europsku uniju. Otvoreno je pitanje hoće li Hrvatska slijediti istu strategiju (i, ako da, kada).

Geografski položaj također utječe na strukturu **portfolia izvora** u Hrvatskoj. Kako pokazuje tablica 1, Hrvatska dobiva više električne energije od hidro elektrana, nego bilo koja zemlja srednjoeuropskog tržišta električne energije ili jugoistočne Europe.

with the current European practice. All mainland European Union countries are ETSO members and no transit fee is due when electricity is moved between two ETSO countries. It should be recalled that Poland, the Czech Republic, Slovakia, Hungary and Slovenia became ETSO members before they joined the European Union, it seems to be an open question whether Croatia will follow the same strategy (and if so, when).

Geographical location also influences the structure of the **generation portfolio** in Croatia. As Table 1 shows, Croatia generates more electricity from hydro stations than in any other country on the Central European electricity market or in South Eastern Europe.

Tablica 1 - Hidro izvori kao postotak ukupno proizvedene električne energije [4] [5]
Table 1 - Hydro generation as a percentage of the total generated electricity [4] [5]

	Ukupna proizvodnja (GWh/god.) Total production (GWh/year)	Hidroenergija (GWh/god.) Hydro (GWh/year)	Udio hidroenergije u ukupnoj proizvodnji (%) / Hydro % of total
Poljska / Poland	151 631	3 294	2
Češka / Czech Republic	83 227	1 794	2
Slovačka / Slovakia	31 178	3 672	12
Mađarska / Hungary	34 145	171	1
Slovenija / Slovenia	14 019	3 156	23
Hrvatska / Croatia	14 955	7 001	47
Rumunjska / Romania	55 140	13 259	24
Bugarska / Bulgaria	42 533	3 234	8
Srbija i Crna Gora / Serbia and Montenegro	35 366	9 851	28

Dominantna uloga hidro izvora u Hrvatskoj prirodno proizlazi od hidroenergetskih mogućnosti zemlje. Ipak, ova preovisnost o vodi nije bez svojih problema. Ekstremno suhe ili ekstremno kišne sezone mogu predstavljati ozbiljne probleme: hrvatski energetska sustav nema dovoljnih kapaciteta izvora tijekom sušne sezone ili može imati previše vode nakon kišne sezone. Najteži scenario su suha, vruća ljeta i vlažne, blage zime. Posljednjih nekoliko ljeta/zima u srednjoj Europi bila su sve osim sezonski normalnih: sve je veća vjerojatnost da će stvarno doći do najtežeg scenarija. Kako se može riješiti problem premalo/previše vode?

U godišnjim tenderima Hrvatske elektroprivrede (više o tome u poglavlju 4. u nastavku), HEP posebno pridržava pravo prekida uvoza u ekstremnim hidrološkim okolnostima. Čini se da je to učinkovito sredstvo za scenario vlažne sezone (višak proizvodnje) - ali što kod produženih,

The dominant role of hydro generation in Croatia naturally ensues from its excellent river/mountain resources. However, this over-dependence on water is not without its problems. Extremely dry or wet seasons could present serious problems: the Croatian power system would not have sufficient generation capacity during dry seasons or might have too much water after rainy seasons. The disaster scenarios are dry, hot summers and wet, mild winters. The last few summers/winters were anything but normal in Central Europe. It is increasingly likely that the disaster scenario will actually occur. How could the problem of too little/too much water be mitigated?

Under the annual Croatian electricity tenders (more about this under Section 4, below), HEP specifically reserves the right to interrupt imports under extreme hydrological circumstances. This seems to be an effective remedy for the wet season scenario (overproduction), but what about

suih ljeta kada se voda u rijekama i jezerima približi minimalnoj razini sigurnosti? Idealno rješenje za Hrvatsku bi bio takozvani ugovor za električnu energiju uvjetovan vremenom - količina električne energije koja bi se isporučivala HEP-u ovisila bi o stvarnim vremenskim prilikama, kao što su količina oborina i prosječna temperatura. Mnogi članci i konferencijske prezentacije bile su posvećene ugovorima za električnu energiju uvjetovane vremenom; malo je takovih ugovora stvarno potpisano, posebno na srednjoeuropskom tržištu električne energije.

Sljedeće dobro rješenje za HEP bile bi takozvane opcije kupnje ili prodaje pod uvjetima:

- unaprijed plaćena premija,
- HEP bi imao pravo (ali ne obvezu):
 - kupiti dodatnu električnu energiju (opcija kupnje) ili
 - prodati (opcija prodaje) trgovačkoj tvrtki,
- fiksne cijene.

HEP bi koristio gornji komplet opcija kupnje/prodaje u svezi s prevladavajućim vremenskim uvjetima, posebno kišom i temperaturama. Kupovao bi po fiksnim cijenama (opcija kupnje) tijekom suhe sezone i prodavao po fiksnim cijenama (opcija prodaje) tijekom kišne sezone. HEP mora s posebnom pažnjom odabrati svoje moguće partnere za poslove s gornjim opcijama: ne samo da HEP plaća unaprijed opcijску premiju, već mora biti siguran da će potencijalni partneri stvarno isporučivati u nepovoljnim vremenskim uvjetima (vruća ljeta ili kišne zime) kada će se najvjerojatnije izvršavati opcije kupnje/prodaje. Gornji prijedlog mogao bi pokrenuti više pravnih i regulatornih tema. Na primjer, HEP možda nema statutarne ovlasti ulaska u ugovaranje opcija s trećim stranama i/ili bi trgovačka kuća trebala lokalnu dozvolu za trgovanje opcijama prodaje/kupnje u Hrvatskoj. Ipak, nikada nije prerano početi razmišljati o novijim načinima osiguranja od vremenskih rizika koji su toliko prisutni u hrvatskom sektoru proizvodnje električne energije.

Ovi vremenski rizici, naravno, ne umanjuju fleksibilnost i prednosti zaštite okoliša hidro proizvodnje. Kao što je spomenuto u poglavlju 2, srednjoeuropsko tržište električne energije nema dovoljno fleksibilnih proizvodnih jedinica. Hrvatski hidro izvori, posebno oni s akumulacijama, u jedinstvenom su položaju da od toga imaju koristi. Cijene tijekom sati maksimalnih vršnih opterećenja u Mađarskoj ili Slovačkoj mogu postići tako visoke razine cijena, da Hrvatskoj neće biti privlačno izvoziti samo u Njemačku i Italiju, već i svojim neposrednim susjedima. Prodaja tijekom sati maksimalnih vršnih opterećenja Mađarskoj ili

long, dry summers when water in storage and rivers approaches the minimum safety levels? The ideal solution for Croatia would be a so-called weather-linked electricity contract - the volume of electricity to be delivered to HEP would depend on the actual weather conditions, such as rainfall and average temperature. Many articles and conference presentations have been dedicated to weather-linked electricity contracts but few such contracts have actually been signed, especially in the Central European electricity market.

The next good solution for HEP would be to buy so-called call or put options in exchange for the following:

- a pre-paid premium,
- HEP would have the right (but no obligation):
 - to buy extra electricity from (call option) or
 - to sell (put option) to the trading house,
- fixed prices.

HEP would exercise the above set of call/put options in response to the prevailing weather conditions, especially rain and temperature. It would buy at fixed prices (call option) during dry seasons and would sell at fixed prices (put options) during wet seasons. HEP must select its potential partners for the above option deals with particular care: not only would HEP pay the option premium in advance, but it should also be confident that the potential partners will actually deliver under adverse weather conditions (hot summers or wet winters) when the call/put options are most likely to be exercised. The above proposal might raise a number of legal and regulatory issues. For example, HEP might not have statutory authorisation to enter into option agreements with third parties and/or the trading house would need a local licence to market call/put options in Croatia. Nonetheless, it is never too early to start thinking about new ways to hedge the weather risk so inherent in the Croatian power generation sector.

Of course, this weather risk does not outweigh the flexibility and environmental benefits of hydro generation. As mentioned under Section 2 above, the Central European electricity market does not have sufficiently flexible generation units. The Croatian hydro generators, especially the ones with water reservoirs, are in a unique position to profit from this. Prices during the super-peak hours could reach such a high level in Hungary or Slovakia that Croatia would find it attractive to export not only to Germany or Italy but also to its immediate neighbours. Selling during the super-peak hours to Hungary or Slovenia has the additional advantage that HEP has a pre-allocated cross-border capacity for these countries: export to Hungary or Slovenia

Sloveniji ima dopunsku prednost u tome što HEP ima pripremljene prekogranične kapacitete za ove zemlje: izvoz u Mađarsku ili Sloveniju moguć je bez dopunskih troškova prekograničnih naknada.

Što se tiče plina, veza između geografskog položaja i postojeće strukture proizvodnje hrvatskog elektroenergetskog sektora možda je manje očita. Dominantni tok plina s istoka na zapad, od Rusije do Njemačke, ne dotiče Hrvatsku: nasuprot električnoj energiji, ona nije značajnija zemlja za prijenos plina. Ruski plin za Hrvatsku teče petljom - od Slovačke preko Austrije i Slovenije te konačno do Hrvatske. Ovaj način je skup i nepouzdan: posljednji događaji početkom ove godine potvrđuju ovo stanovište. Na raspolaganju su dva moguća rješenja:

- a) kratki spoj petlje, doprema preko novog, izravnog plinovoda iz Mađarske i/ili
- b) izvori plina na jadranskoj obali (bilo prirodni plin ili tekući prirodni plin-LNG).

Točka a) možda nije jeftinije rješenje, ali izgradnja novog izravnog plinovoda iz mađarskog visokotlačnog sustava prema Hrvatskoj priprema se već vrlo dugo vremena. Međunarodni ulagač potrošio je dosta vremena na osiguravanju tog spoja kasnih 1990-tih: ništa se nije dogodilo. Izvedba novog, visokotlačnog plinovoda Mađarska - Hrvatska ponovno je bila u planovima kada je MOL uložio u INU: to bi bila veza Slavonski Brod - Donji Miholjac - Drávaszerdahely. Do danas se nije ništa dogodilo. MOL je nedavno prodao dio svog sustava transporta plina međunarodnom ulagaču koji je u postupku preprodaje ovih postrojenja ruskoj plinskoj kompaniji. Upitno je hoće li gornji plinovod Mađarska - Hrvatska biti u vrhu prioriteta za novog vlasnika mađarskog visokotlačnog plinovodnog sustava.

Kao alternativa čekanju plinovoda Slavonski Brod - Donji Miholjac - Drávaszerdahely, Hrvatska istražuje rješenje b), naime prirodni plin ili LNG s jadranske obale. S trgovačkog stanovišta, predloženi LNG terminal od posebnog je interesa. Malo je sumnji hoće li LNG imati ulogu u budućoj opskrbi Europe plinom: to je jedino mogući, premda skupi, način za smanjenje prevelike ovisnosti od ruskih isporuka. Do sada nema u radu LNG terminala u srednjoj Europi - otok Krk kao prvi konkurira poljskom projektu. Hrvatski projekt ima izgleda bolji zemljopisni položaj: predloženi poljski terminal je točno između dviju političkih super sila, Rusije i Njemačke, plus neugodno blizu Norveške, drugog većeg izvoznika plina. S druge strane, projekt Krk lako se može povezati na nastajajuće srednjoeuropsko plinsko središte Baumgarten. Novi plinovod Austria - Slovenija, koji

would be possible without incurring extra cross-border fees.

As far as gas is concerned, the link between geography and the current structure of the Croatian power generator sector is perhaps less obvious. The dominant east to west, Russia to Germany, gas flow does not touch Croatia: unlike in electricity, it is not a major gas transit country. Russian gas flows to Croatia via a hook - Slovakia to Austria to Slovenia and finally to Croatia. This arrangement is expensive and unreliable: recent events earlier this year have confirmed this point. Two potential remedies seem to be available:

- a) short-cutting the hook flow with a new, direct gas pipeline from Hungary and/or
- b) sourcing gas from the Adriatic coast (whether natural gas or liquefied natural gas-LNG).

Point a) may not be the cheaper solution but the construction of a new direct pipeline from the Hungarian high-pressure system to Croatia has been in the making for a very long time. An international investor spent a lot of time on securing this connection in the late 1990s: nothing happened. The construction of a new high-pressure Hungary - Croatia pipeline was back on the agenda when MOL invested in INA: this would be the Slavonski Brod - Donji Miholjac - Drávaszerdahely link, yet nothing has happened as of today. MOL recently sold part of its gas transmission system to an international investor who is in the process of reselling these assets with a Russian gas company. It is at best questionable whether the above Hungary-to-Croatia gas link will be a top priority for the new owner of the Hungarian high-pressure pipeline system.

As an alternative to waiting for the Slavonski Brod - Donji Miholjac - Drávaszerdahely pipeline, Croatia is exploring solution b), namely natural gas or LNG from the Adriatic coast. From a trading point of view, the proposed LNG terminal is of special interest. There is little doubt that LNG does have a role to play in the future supply of gas to Europe: this is the only viable, albeit expensive, way to reduce over-dependence on Russian supplies. There are still no working LNG terminals in Central Europe - the island of Krk is competing against a Polish project to be the first one. The Croatian project seems to have the better geographical location: the proposed Polish terminal is right between two political superpowers, Russia and Germany, plus uncomfortably close to Norway, another major gas exporter. On the other hand, the Krk project could easily be linked to the emerging Central European gas hub of Baumgarten. The new Austria-to-Slovenia gas pipeline, due to be commissioned later this year, will further increase the attractiveness of

će biti u pogonu krajem ove godine, još će povećati privlačnost projekta otok Krk: bit će jednostavnije prebacivati plin između Baumgartena i Krka bilo fizički ili putem lokacijskih ili robnih razmjena.

Lokacijska razmjena je jednostavna. Ne-hrvatska strana će isporučiti plin hrvatskoj strani u Baumgartenu, dok će hrvatska strana isporučiti plin ne-hrvatskoj strani unutar Hrvatske. Klasični dobitno-dobitni posao: obje strane štede na naknadama za transport i prekograničnim naknadama.

Robna razmjena je potencijalno složenija. Projekt Krk bi dobio dopunsku, možda neistraženu stratešku dimenziju, ako bi HEP bio pozvan da se pridruži LNG konzorciju. Treba uočiti da plin ne bi bio nova roba za HEP. HEP je već tvrtka s dvostrukim energetske oblikom, sa 60 000 plinskih potrošača. [6]

Što se tiče razmjene plina za struju, početna stanovišta su sljedeća:

- LNG se pretvara u plin na terminalu Krk da bi bio upotrebljen za proizvodnju električne energije,
- HEP ima višak proizvodnje u hidroelektranama,
- umjesto da troši plin u elektranama, HEP se može dogovoriti a) da preuzima plin na terminalu Krk i b) isporučuje električnu energiju originalnom vlasniku plina. Originalni vlasnik LNG bio bi u istom položaju kao da je proizveo električnu energiju iz plina; a HEP bi imao na raspolaganju dodatnu količinu plina za prodaju svojim kupcima.

Ukratko, glavne stalne značajke hrvatskog sektora električne energije proizlaze iz njenog geografskog položaja. Izvrstan položaj za a) prijenos električne energije i također za b) hidro proizvodnju: manja pogodnost za c) spoj plinovoda.

3.2 Promjenljive značajke

Promjenljive značajke uglavnom su u zakonodavstvu i elektroprivrednoj strukturi. Način na koji je zakonodavno regulirana i strukturirana hrvatska elektroprivreda može, ovisno o političkom stanovištu promatrača, biti relativno lako promijenjen.

Energetsko zakonodavstvo u Europi treba biti jedna od najizazovnijih tema istraživanja studenata sociologije prava. Taj dio pravne filozofije bavi se jednostavnim pitanjem: znamo što je u zakonima (de iure), ali bismo htjeli razumjeti kako se stvarno primjenjuje u praksi (de facto). Ima li razlike između a) zakonodavstva i b) stvarnosti? Ako ima, kolika

the island of Krk project: it will be easier to move gas between Baumgarten and Krk either physically or via locational or commodity swaps.

A locational swap is simple. A non-Croatia party will deliver gas to the Croatian party at Baumgarten, while the Croatian party will redeliver gas to the non-Croatian party within Croatia. A classic win-win deal: both parties save on transit and cross-border fees.

A commodity swap is potentially more complex. The Krk project would gain an extra, perhaps unexplored, strategic dimension if HEP were invited to join the LNG consortium. It should be noted that gas would not be a new commodity for HEP, anyway. HEP is already a dual-fuel utility with 60 000 gas customers [6].

As far as a gas-for-electricity swap is concerned, the starting points are as follows:

- LNG to be re-gasified at the Krk terminal will be used in power generation,
- HEP has surplus hydro generation plants,
- instead of burning the gas in a power station, HEP could agree a) to take the gas at the Krk terminal and b) deliver electricity to the original owner of the gas. The original owner of the LNG would be in the same position as if it would have generated electricity from gas, and HEP would have extra gas available for sale to its customers.

In short, the main fixed characteristics of the Croatian electricity sector ensue from its geographical position: an excellent location for a) electricity transit and also for b) hydro generation; less fortunate in terms of c) gas pipeline connection.

3.2 Temporary characteristics

Temporary characteristics are mainly about the **regulation** and **industry structure**. The way the Croatian electricity industry is regulated and structured might/could/should, depending on the political view of the observer, be changed relatively easily.

Energy regulation in Europe should be one of the most challenging research topics for students of the sociology of law. This sub-branch of legal philosophy is concerned with a simple question: we know what is in the statute books (de iure), but would like to understand how it is actually implemented in practice (de facto). Is there a gap between a) legislation and b) reality? If yes, how big is it? Why is it tolerated? And, perhaps most importantly, will legislation eventually follow reality or the other way around?

je? Zašto se tolerira? I, možda najvažnije, hoće li zakonodavstvo možda slijediti realnost ili suprotno?

Što se tiče de iure ocjene hrvatske elektroprivredne djelatnosti, razvoj je prilično optimističan: novi zakoni su doneseni u Saboru 2004., naime Zakonom o tržištu električne energije i Zakonom o energiji, postavljen je novi zakonodavni okvir, a prvi povlašteni kupac je ugovorio po novom zakonskom režimu iste godine. Europska komisija pomno je ispitala gornje dijelove zakonodavstva i našla da je posebno dobar Zakon o tržištu električne energije iz 2004. [7].

De facto slika izgleda malo složenije. Otvoreno govoreći, dvije godine od donošenja gornjih zakona u Saboru, hrvatska elektroprivredna djelatnost još uvijek je one-man-show. U Hrvatskoj nema unutarnjeg tržišta električne energije, nema dugog popisa neovisnih trgovaca, i nema likvidnosti. U tim okolnostima, potencijalni povlašteni kupci nemaju afiniteta prema promjeni dobavljača. Barem jedan međunarodni ulagač sa značajnom potrebom za električnom energijom u Hrvatskoj odlučio je ne kupovati na povlaštenom tržištu, premda je taj ulagač sistematski gurao svoje druge srednjoeuropske podružnice da ugovaraju izvan reguliranog tarifnog sustava, što je prije moguće.

Kao sažetak, Hrvatska je izgleda najbolji europski primjer liberalizacije elektroprivrede de iure prema de facto. Izgleda da postoji razlika između duha Zakona o tržištu električne energije iz 2004. i kratke povijesti liberalizacije elektroprivredne djelatnosti u Hrvatskoj. Možda će političari zaključiti da se elektroprivredni sektor s maksimalnim opterećenjem od 3 000 MW ne može uspješno liberalizirati. Posebno ne sada kada je trenutni europski trend koncentracija tržišta, kao E.On - Endesa, GdF - Suez, OMV - Verbund spajanja. Što se tiče srednjoeuropskog trgovanja električnom energijom, prihvatljiva su oba rezultata rasprave ubrzajte liberalizaciju - nemojte liberalizirati. Može se raspravljati da je lakše raditi s jednom dominantnom hrvatskom tvrtkom, nego s brojnim malim trgovcima na fragmentiranom tržištu. Što god se desilo u Hrvatskoj, treba se dogoditi brzo: postojeće razlike između de iure i de facto liberalizacije mogu umanjiti kredibilitet hrvatskog pravnog i regulatornog sustava.

Drugi dio promjenljivih značajki koji će se ovdje raspraviti je **struktura hrvatske elektroprivrede**. Postojeću situaciju lako je sažeti: HEP je potpuno integrirana tvrtka s dominantnim položajem na tržištu. To bi se uskoro moglo promijeniti, na primjer:

Potpuno strukturalno razdvajanje: Izgleda da je Europska unija sve jače frustrirana sa zakonskim razdvajanjem u europskom plinskom i

As far as the de iure part of the Croatian electricity industry is concerned, there are rather optimistic developments: new Acts of Parliament were passed in 2004, namely the Electricity Market Act and the Energy Act; a new regulatory body was set up, and the first eligible customer contracted under the new regulatory regime in the same year. The European Commission scrutinised the above pieces of legislation and found (especially) the Energy Market Act of 2004 extremely good [7].

The de facto picture seems to be a bit more complex. To put it bluntly, two years after the passage of the above Acts of Parliament, the Croatian electricity sector is still a one-man-show. There is no internal electricity market, no long list of independent traders and no liquidity in Croatia. Under these circumstances, potential eligible customers have little inclination to switch suppliers. At least one international investor with substantial electricity requirements in Croatia decided not to buy from the eligible market, although this investor systematically pushed its other Central European subsidiaries to contract out of the regulated tariff system as soon as possible.

In summation, Croatia seems to be a prime European example of de iure versus de facto electricity liberalisation. There seems to be a gap between the spirit of the Electricity Market Act of 2004 and the short history of electricity liberalisation in Croatia. Perhaps politicians will conclude that an electricity sector with a maximum load of 3 000 MW might not be successfully liberalised, especially not now, when the current European trend is market concentration, such as the E.On - Endesa, GdF - Suez, OMV - Verbund mergers. As far as Central European electricity trading is concerned, both outcomes of the speed up liberalisation - do not liberalise debate are acceptable. One might argue that it is easier to deal with one dominant Croatian incumbent than with a number of tiny traders on a fragmented market. Whatever happens in Croatia, it should happen quickly: the existing gap between de iure and de facto liberalisation may undermine the credibility of the Croatian legal and regulatory systems.

The second set of temporary characteristics to be discussed here is the **structure of the Croatian electricity industry**. The current situation could be easily summarised: HEP is a fully integrated utility with the dominant market position in Croatia. This may change soon, for example:

Full structural unbundling: The European Union seems to be increasingly frustrated with the legal unbundling in the European gas and electricity sectors. According to the Financial Times, the European Union competition commissioner wants to see full unbundling: grid companies to be separated

elektroprivrednom sektoru. Prema Financial Times-u, povjerenik Europske unije za tržišno natjecanje želi vidjeti potpuno razdvajanje: društva nadležna za mrežu da se odvoje od elektroprivredne tvrtke [8]. Velika Britanija bi bila odličan primjer: mreže za plin i električnu energiju privatizirane su neovisno od njihovih pravih vlasnika u djelatnosti plina i električne energije. Hrvatska će možda to morati razmotriti ranije od očekivanja - Europska unija može zahtijevati potpuno strukturalno razdvajanje HEP OPS-a kao uvjet povezan s punim članstvom Hrvatske u Europskoj uniji.

Zahtjev za lokalni ured: Novo zakonodavstvo zahtijevat će da trgovci osnuju hrvatske firme i da uposle lokalno osoblje. Ako bude zakonski uveden taj novi zahtjev, sektor hrvatske elektroprivrede će se pretvoriti u posao Davida (HEP) i mnogo Golijata (neovisni trgovci). Dok je općenito dobra stvar imati prilično velik broj trgovaca na tržištu, u trgovanju energijom postoji veliki problem zbog potrebe lokalnog ureda. Komparativna iskustva u drugim srednjoeuropskim zemljama (posebno Slovenija i Mađarska) pokazuju da su velika većina trgovačkih tvrtki uspostavljenih prema zakonu o lokalnom uredu, male i pod-kapitalizirane, tvrtke - poštanski sandučići.

Glavni problem sa zahtjevom lokalnog ureda su povećani kreditni rizici. Zakonski zahtjev da samo slovenska, mađarska ili hrvatska tvrtka može dobiti dozvolu u Sloveniji, Mađarskoj ili Hrvatskoj, stvara umjetni stakleni zid između a) tvrtke majke i b) njenog potkapitaliziranog lokalnog ureda. Lokalni ured očito pripada grupi, ali je posebno pravno tijelo. Glavna poruka bankrota ENRON-a (2001.) i Texas Utilities (TXU) (2002.) je bila, da broj aktivnih trgovačkih tvrtki koje pripadaju istoj grupi treba biti minimalan. Čim se od tvrtke, Trgovca energijom, zahtijeva da uspostavi lokalne trgovačke jedinice, kao Trgovac energijom (Holding) Ltd, Trgovac energijom d.d., Trgovac energijom z.o.o., Trgovac energijom Kft, itd., postoji opravdana opasnost kada stvari krenu loše, da će Trgovac energijom koristiti takozvani argument korporativne zavjese:

Trgovac energijom d.d. je neovisna firma s vlastitom zakonskom osobnošću; može li dotična tvrtka podmirivati svoje obveze ili ne, nema veze s drugim tvrtkama u grupi Trgovca energijom.

To se zapravo dogodilo kada su firme ENRON Europa otišle u stečaj krajem studenog 2001. Europske kompanije su bankrotirale, dok je majka u SAD nastavila trgovati još neko vrijeme. Također, kreditne linije prema TXU Europa odsječene su godinu dana kasnije, dok TXU u SAD još uvijek trguje. Zahtjev lokalnog ureda može pripremiti podlogu za slične katastrofe na srednjoeuropskom tržištu električne energije: poneki trgovac može loše poslove prenijeti

from utilities [8]. The United Kingdom would be an excellent example: both the gas and the electricity grids were privatised independently from their original gas/electricity owners. Croatia might have to consider the above earlier than expected - the European Union could require full structural unbundling of HEP OPS as a condition precedent to offering full European Union membership to Croatia.

Local office requirement: A new piece of legislation will require traders to set up Croatian companies and hire local staff. Should this new regulatory requirement be introduced, the Croatian electricity sector will be transformed into a David (HEP) and many Goliaths (independent traders) business. While generally it is a good thing to have a fairly large number of traders on any market, there is a fundamental problem with the local office requirement in energy trading. Comparable experience from other Central European countries (especially Slovenia and Hungary) suggests that the vast majority of trading houses set up in response to the local office requirement are tiny, under-capitalized, PO Box companies.

The main trouble with the local office requirement is increased credit risk. The regulatory requirement that only Slovenian, Hungarian or Croatian companies could be licensed in Slovenia, Hungary or Croatia creates an artificial glass wall between a) the mother company and b) its under-capitalized local office. The local office obviously belongs to the group, yet it is a separate legal entity. The main message from the ENRON (2001) and Texas Utilities (TXU) (2002) bankruptcies was that the number of active trading companies belonging to the same group should be kept to the bare minimum. As soon as a company, Energy Trader, is required to set up a number of local trading units, such as Energy Trader (Holding) Ltd, Energy Trader d.d., Energy Trader z.o.o., Energy Trader Kft, etc. there is a real danger that Energy Trader will use the so-called corporate veil argument when things start to go wrong:

Energy Trader d.d. is an independent company with its own legal personality; whether his particular company can honour its obligations or not has nothing to do with the other companies in the Energy Trader Group.

This is exactly what happened when ENRON Europe companies were put into administration in late November 2001. The European companies went bankrupt, while the US mother company carried on trading for some time. Credit lines to TXU Europe were cut off a year later, while TXU is still trading in the US. The local office requirement might prepare the ground for similar disasters in the Central European electricity market: one trader might have the temptation to transfer bad trades to a local office, put it into administration, and carry on trading. This should be

na lokalni ured, pustiti ga u stečaj, i on nastavi trgovati. To treba izbjegavati i stoga zahtjev za lokalnim uredom možda treba ponovno razmotriti.

Nadalje, hrvatska poslovna zajednica dobiti će jako malo uspostavom lokalnih trgovačkih kuća. Kao glavno pravilo, lokalne kompanije rijetko će biti kreditno sposobne: njihov registrirani kapital bit će na minimalnoj zakonskoj razini, imati će minimum gotovine u lokalnoj valuti, i možda će čak raditi po principu takozvanog čišćenja računa. Naime gotovina koja se stavlja na račun lokalne tvrtke automatski se vraća natrag tvrtki majci. Kada bi hrvatski lokalni ured namjeravao trgovati dugoročno ili s većim opsegom, kreditna potpora bi se tražila od tvrtke majke. Hrvatske trgovačke tvrtke dale bi samo uslugu izvršenja: sve strateške odluke koje zahtijeva odobrenje kredita, obavljat će se se izvan Hrvatske. Donositelji odluka možda će razmisliti jeli to dobar posao za Hrvatsku. Za pomoć ovom procesu razmišljanja, treba uočiti da će susjedi Hrvatske iz Europske unije (Slovenija i Mađarska) odbaciti zahtjev za lokalni ured, krajem ove godine [9].

4 POSTUPAK GODIŠNJIH TENDERA HEP-a

Ovaj dio razmatra postupak godišnjih tendera HEP-a. Kao što je spomenuto u poglavlju 2, kapacitet hrvatskih izvora ne može uvijek pokriti potrebe zemlje za električnom energijom, posebno u suhim razdobljima. HEP je odgovoran za nabavu električne energije od međunarodnih trgovaca po najboljoj mogućoj cijeni. Tenderi za godišnju nabavu električne energije izdaju se svake godine - to je najvidljiviji trgovački događaj u sektoru hrvatske elektroprivrede. Posljednji raspisi tendera imali su istu shemu:

- HEP namjerava kupovati električnu energiju godinu dana unaprijed,
- nema isporuke na hrvatske nacionalne blagdane,
- HEP pridržava pravo za prekid isporuka kod ekstremno dobrih hidroloških uvjeta,
- prihvaćaju se najniže ponude, od ponuđenih, -takozvani posljednji krug pregovora s preferiranim potencijalnim trgovačkim partnerom(ima) u posljednje je vrijeme prekinut i
- Uprava HEP-a odobrava rezultat tendera. To ni u kojem slučaju nije samo formalnost: Uprava je ranije ove godine proglasila tender neuspješnim.

To je takozvani pasivni tender - trgovci daju svoje najbolje ponude u zatvorenim kovertama, i nemaju

avoided and hence the local office requirement may have to be re-considered.

Furthermore, the local Croatian business community would gain very little from the setting up of local trading houses. As a main rule, the local companies will rarely be creditworthy: their registered capital will be at the minimum statutory level, will have limited cash in local currency, and might even operate a so-called account sweeping policy, namely cash left on the local company's account is automatically transferred back to the mother company. When the Croatian local office intends to trade longer-term or bigger volumes, the mother companies will be asked to provide credit support. The Croatian trading companies would provide execution only services: all strategic decisions that require credit approval will be made outside Croatia. Decision makers should perhaps reconsider whether this is a good bargain for Croatia. To help this thinking process, one would note that the European Union neighbours of Croatia (Slovenia and Hungary) are due to abolish the local office requirement later this year [9].

4 THE HEP ANNUAL TENDERING PROCESS

This section will discuss the HEP annual tendering process. As mentioned in Section 2, Croatia's generation portfolio could not always cover the country's electricity demand, especially in dry seasons. HEP is responsible for purchasing electricity from international traders at the best possible price. Annual electricity purchase tenders are issued every year - this is the most visible trading event in the Croatian electricity sector. Recent tender invitations have had the same pattern:

- HEP intends to buy year-ahead electricity,
- no deliveries on Croatian national holidays,
- HEP reserves the right to interrupt supplies under extremely good hydrological conditions,
- the lowest offers as submitted are accepted - so-called last round negotiations with the preferred potential trading partner(s) have been abolished recently, and
- the Managing Board of HEP approves the result of the tender. This is by no means a mere formality: the Managing Board declared a tender non-successful earlier this year.

This is a so-called passive tender - traders submit their best offers in sealed envelopes and have no opportunity to improve the price during the tender process. Comparable experience from outside Croatia shows that passive tenders have the tendency to go wrong: the price offered by one

možnosti poboljšanja cijene tijekom postupka tendera. Komparativno iskustvo izvan Hrvatske pokazuje da pasivni tenderi imaju tendenciju lošeg svršetka: cijena ponuđena od jednog trgovca otkriva se drugom, ili nestaje zatvorena koverta jednog trgovca. Trgovci ne vole takve tendere i možda neće htjeti trošiti vrijeme i sredstva za učestvovanje u budućnosti. To je loša vijest za HEP - manje trgovaca znači manje konkurenata i više cijene. Interaktivna aukcija, zasnovana na internetu, mogla bi dati bolje rezultate.

Na primjer, povlašteni kupci u srednjoj Europi upošljavaju specijalizirane IT firme da za njih rade aukcije za nabavu električne energije. Kvalificirani trgovci dobiju korisničko ime i lozinku, početna cijena je objavljena na sigurnoj web-stranici i tada IT tvrtka smanjuje cijenu za prethodno dogovoren iznos na kraju svakog kruga. Trgovci se moraju izjasniti koliko električne energije će biti voljni prodati po prevladavajućoj aukcijskoj cijeni. Podaci o a) ukupno ponuđenoj količini električne energije i b) broju trgovaca koji još učestvuju, objavljuju se na web stranici nakon svakog kruga. Aukcija je gotova kada je ukupni volumen koji nude trgovci jednak ciljanom volumenu povlaštenog kupca. Slične aukcije naveliko se koriste u, na primjer, Češkoj, Mađarskoj i Sloveniji.

Uspoređujući s sadašnjim HEP-ovim tenderima, gore opisane aukcije zasnovane na internetu imale bi dvije glavne prednosti:

Najprije, trgovci prolaze kroz postupak pretkvalifikacije. HEP to može rabiti za isključenje neželjenih trgovaca. Na primjer, HEP ne bi želio biti previše ovisan o jednom dobavljaču pa bi mogao koristiti postupak pretkvalifikacije za isključenje trgovaca koji su bili uspješni na prethodnoj aukciji za isti proizvod. Pretkvalifikacija bi također pomogla HEP-u da utvrdi koliko će trgovaca učestvovati. To može djelovati kao sustav ranog upozorenja: ako se pretkvalificira samo jedan ili dva trgovca, HEP može razmotriti odlaganje aukcije. Ukratko, pretkvalifikacija bi dala HEP-u bolji nadzor nad postupkom aukcije.

Drugo, aukcija zasnovana na internetu bila bi transparentna: i HEP i trgovci mogu pratiti kako aukcija napreduje, koliko trgovaca nudi koliko električne energije, itd. Postupak aukcije se može nadzirati, neuobičajeni se događaji uočavaju bez kašnjenja. Transparentnost je stvarno izvanredna: to je jedini način jamstva da će trgovci prihvatiti rezultate aukcije bez ljutnje. Na primjer, u MOL - E.On/Ruhrigas Programu nabave plina, dva ponuđača su kupila plin po razmjerno visokim cijenama. Ostalih desetak pretkvalificiranih trgovaca ostali su bez ičega. Bilo je transparentno, aukcija zasnovana na internetu - trgovci su imali priliku za povećanje svojih ponuda. Jedan ili dva trgovca su bili malo ljuti na konačni rezultat, no nije bilo službenih pritužbi regulatoru.

trader is disclosed to another, or one trader's sealed envelope disappears. Traders dislike such tenders and might not commit the time and resources to participate in the future. This is bad news for HEP - fewer traders mean less competition and higher prices. An Internet-based interactive auction might produce better results.

For example, eligible customers in Central Europe hire specialist IT firms to run electricity purchase auctions for them. Prequalified traders get usernames and passwords, the start price is published on a secure website and then the IT firm reduces the price by a previously agreed amount at the end of every round. Traders must declare how much electricity they would be willing to sell at the prevailing auction price. Information about a) the total amount of electricity offered and b) the number of traders still participating is published on the website after the end of each round. The auction is over when the total volume offered by the traders equals the target quantity of the eligible customer. Similar auctions are widely in use in, for example, the Czech Republic, Hungary and Slovenia.

Compared to the current HEP tenders, the above Internet-based auction would have two main advantages:

First of all, traders go through a prequalification process. HEP could use this to exclude undesirable traders. For example, HEP might not wish to be overly dependent on a single supplier and could use the prequalification process to exclude the traders that were successful at the previous auction for the same product. The prequalification would also help HEP determine how many traders are likely to participate. This could work as an early warning system: if only one or two traders prequalify, HEP might consider delaying the auction. In short, prequalification would provide HEP with better control over the auction process.

Secondly, the Internet-based auction would be transparent: both HEP and the traders could follow how the auction is progressing, how many traders are offering how much electricity etc. The auction process could be monitored and unusual practices spotted without delay. Transparency is truly a miracle: it is the only way to guarantee that traders accept auction results without any bad feeling. For example, in the MOL - E.On/Ruhrigas Gas Release Programme, two bidders bought gas at rather high prices. Another ten or so prequalified traders were left with nothing. It was a transparent, Internet-based auction - traders had a chance to increase their bids. While one or two traders were a bit upset with the final result, no official complaint was filed with the regulator.

Ukratko, aukcije zasnovane na internetu mogle bi smanjiti cijenu koju HEP plaća za električnu energiju godinu dana unaprijed. On-line godišnji tender donio bi dopunsku transparentnost i to bi bilo privlačno za veću skupinu trgovaca. Što više trgovaca učestvuje, veća je vjerojatnost da će HEP kupiti po konkurentnim cijenama.

5 ZAKLJUČAK

Srednjoeuropski energetska sektor brzo se mijenja. Novi će se nacionalni prvaci pojaviti u Austriji i Poljskoj, državna tvrtka je preuzeta u Slovačkoj, a dalje promjene vlasništva u tijeku su u Mađarskoj. Rumunjska i Bugarska mogle bi uskoro prirediti privatizacijska iznenađenja. Hrvatska izgleda kao stabilna točka u toj okolini sa stalnim promjenama. No izravno ili neizravno, gornje će promjene utjecati na način kojim Hrvatska posluje s trgovcima i tvrtkama u srednjoj Europi. Možda će liberalizacija biti ubrzana; možda će se promijeniti struktura elektroprivrede; ili oboje. Pisati više o budućem obliku hrvatske elektroprivrede bilo bi čisto nagađanje. Glavna poruka ovog članka je, što god da će budućnost donijeti Hrvatskoj, osnovni elementi uspjeha su ovdje: izvrstan položaj i mrežni priključci, plus iskusni trgovci. Za nadati se da zakonodavni problemi, na primjer, zahtjev za lokalni ured ili nedostatak transparentnosti, neće spriječiti Hrvatsku u korištenju njenih punih mogućnosti kao srednjoeuropskog trgovačkog središta za električnu energiju.

In short, Internet-based auctions might reduce the price HEP is paying for year-ahead electricity. The on-line annual tender would bring extra transparency and this might appeal to a wider group of traders. The more traders participate, the more likely it is that HEP will buy at competitive prices.

5 CONCLUSION

The Central European energy sector is changing rapidly. New national champions will emerge in Austria and Poland, the incumbent utility has been taken over in Slovakia, and further ownership changes are due in Hungary. Romania and Bulgaria might produce some privatisation surprises soon. Croatia seems to be a stable point in this ever-changing environment. Nonetheless, directly or indirectly, the above changes will influence the way Croatia interacts with other traders and utilities in Central Europe. Perhaps liberalisation will be accelerated; perhaps the structure of the industry will change - or both. Writing more about the future shape of the Croatian electricity sector would be pure speculation. The main message of this article is that whatever the future brings for Croatia, the basic ingredients for success are there: excellent location and grid connections, plus experienced traders. It is to be hoped that regulatory problems, for example, the local office requirement, or the lack of transparency will not prevent Croatia from realising its full potential as a Central European electricity trading hub.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] <http://www.e-trace.biz>
- [2] IEA Energy Statistics, www.iea.org
- [3] www.etso-net.org
- [4] IEA Energy Statistics, www.iea.org
- [5] HEP, Osnovni podaci, 2004. / HEP Basic Data, 2004.
- [6] HEP, Godišnje izvješće, 2004., / HEP, Annual Report, 2004.
- [7] AFRIĆ, V., VIŠKOVIĆ, A., Upravljanje znanjem i održivi razvoj, *Energija*, god. 55(2006.), br. 1. / Knowledge Management and Sustainable Development, *Energija*, vol. 55(2006), No. 1
- [8] The Financial Times, Friday, 19 May 2006
- [9] CEE to ease restrictions on power trading, *European Daily Electricity Markets (The Heren Report)*, 31 May 2006

Uredništvo primilo rukopis:
2006-06-24

Manuscript received on:
2006-06-24

Prihvaćeno:
2006-07-29

Accepted on:
2006-07-29

Napomena: Ovaj članak predstavlja osobno viđenje autora. Ništa ovdje objavljeno neće se navoditi kao službena politika EDF Trading po bilo kojoj razmatranoj temi.

Note: This article reflects the private views of the author. Nothing published here should be quoted as the official policy of EDF Trading on any of the topics discussed above.