

ISSN 0013-7448  
UDK 621.31  
INSPEC - The Institution of  
Electrical Engineering, England.

NO.  
**01**

**VELJAČA 2006 FEBRUARY**  
**GODIŠTE 55 VOLUME**

**ENERGIA**

**JOURNAL  
OF ENERGY**

# ENERGIA

**JOURNAL  
OF ENERGY**

## ENERGIJA

## IZDAVAČ

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

## ZA IZDAVAČA

Mr. sc. Ivan Mravak

## POMOĆ U IZDAVANJU

Ministarstvo znanosti, obrazovanja i športa

## UREDIVAČKI SAVJET

Mr. sc. Kažimir Vrankić (predsjednik), Zagreb - doc. dr. sc. Ante Čurković, Zagreb - prof. dr. sc. Danilo Feretić, Zagreb - doc. dr. sc. Drago Jakovčević, Zagreb - mr. sc. Vitomir Komen, Rijeka - prof. dr. sc. Slavko Krajcar, Zagreb - prof. dr. sc. Siniša Petrović, Zagreb - mr. sc. Goran Slipac, Zagreb - dr. sc. Mladen Zeljko, Zagreb

## UREDIVAČKI ODBOR

Glavni urednik - Nikola Bruketa, dipl. ing., Zagreb  
Glavni tajnik - mr. sc. Slavica Barta-Koštrun, Zagreb  
Lektor - Branka Makovec, leksikograf, Zagreb  
Prijevod - Hrvatsko društvo znanstvenih i tehničkih prevoditelja - Prevoditeljski centar, Zagreb

## UREDNIŠTVO I UPRAVA

HEP d.d. - Energija  
Urednički odbor  
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska  
Telefoni: +385 (1) 6321963 i 6322641  
Telefaks: +385 (1) 6322143 i 6170438  
e-mail: nikola.bruketa@hep.hr; slavica.barta@hep.hr;  
www.hep.hr

Godišnje izlazi 6 brojeva.  
Godišnja pretplata bez PDV-a (22 %) iznosi:  
- za pojedince 250 kn  
- za poduzeća 400 kn  
- za studente 60 kn  
Žiro račun kod Zagrebačke banke broj:  
2360000-1400129978

Godišnja pretplata za inozemstvo iznosi USD 95  
Devizni račun:  
Zagrebačka banka broj: 2000006299

Grafičko uređenje omota: mr. sc. Kažimir Vrankić, Zagreb  
Grafičko uređivanje: Bestias dizajn d.o.o., Zagreb  
Tisak: Intergrafika d.o.o., Zagreb

Naklada: 1 500 primjeraka  
Godište 55 (2006)  
Zagreb 2006  
Broj 1, str. 1-122

Oglasi su veličine jedne stranice. Cijena oglasa je 3 000 kn bez PDV (22%).

## ENERGIJA

## PUBLISHED BY

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

## PUBLISHER'S REPRESENTATIVE

Ivan Mravak, MSc

## SUPPORTED BY

Ministry of Science, Education and Sport

## EDITORIAL COUNCIL

Kažimir Vrankić, MSc, (Chairman), Zagreb - Assistant Prof Ante Čurković, PhD, Zagreb - Prof Danilo Feretić, PhD, Zagreb - Assistant Prof Drago Jakovčević, PhD, Zagreb - Vitomir Komen, MSc, Rijeka - Prof Slavko Krajcar, PhD, Zagreb - Prof Siniša Petrović, PhD, Zagreb - Goran Slipac, MSc, Zagreb - Mladen Zeljko, PhD, Zagreb

## EDITORIAL BOARD

Editor-in-Chief - Nikola Bruketa, dipl. ing., Zagreb  
Secretary - Slavica Barta-Koštrun, MSc, Zagreb  
Language Editor - Branka Makovec, Lexicographer, Zagreb  
Translation - Croatian Association of Scientific and Technical Translators - Croatian Translation Agency, Zagreb

## HEAD OFFICE AND MANAGEMENT

HEP d.d. - Energija  
Editorial Board  
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia  
Telephone: +385 (1) 6321963 i 6322641  
Fax: +385 (1) 6322143 i 6170438  
e-mail: nikola.bruketa@hep.hr; slavica.barta@hep.hr;  
www.hep.hr

Appears 6 times a year.  
Annual subscription fee excl. VAT (22 %):  
- for individual subscribers HRK 250  
- for companies HRK 400  
- for students HRK 60  
Number of gyro account with Zagrebačka Banka:  
2360000-1400129978

Annual subscription fee for the overseas: USD 95  
Number of foreign currency account with Zagrebačka Banka:  
2000006299

Cover design: Kažimir Vrankić, MSc, Zagreb  
Graphic layout: Bestias Dizajn d.o.o., Zagreb  
Printed by: Intergrafika d.o.o., Zagreb

Circulation: 1,500 copies  
Volume 55 (2006)  
Zagreb 2006  
No. 1, p.p. 1-122

Ads are the size of page. The price of an ad is HRK 3 000 excl. VAT.(22%)

06-35

36-71

72-95

96-119

## SADRŽAJ

Wangensteen, I.,  
ELEKTROENERGETSKI SUSTAV U TRŽIŠNIM UVJETIMA  
(pregledni članak)

Feretić, D.,  
NEKI TEMELJNI PROBLEMI PROIZVODNJE ELEKTRIČNE  
ENERGIJE U HRVATSKOJ U KRATKOROČNOM I  
SREDNJOROČNOM RAZDOBLJU (pregledni članak)

Afrić, V. - Višković, A.,  
UPRAVLJANJE ZNANJEM I ODRŽIVI RAZVOJ HEP GRUPE  
(prethodno priopćenje)

Bajs, D. - Dizdarević, N. - Majstrovic, G.,  
SIGURNOST POGONA I IDENTIFIKACIJA MOGUĆIH MJESTA  
ZAGUŠENJA PRIJENOSNE MREŽE JUGOISTOČNE EUROPE U  
TRŽIŠNOM OKRUŽENJU (prethodno priopćenje)

Časopis je ubilježen u Ministarstvu znanosti, obrazovanja i športa pod brojem 161 od 12.11.1992.

Časopis je indeksiran u sekundarnom bibliografskom izvoru INSPEC - The Institution of Electrical Engineering, England.

## CONTENTS

Wangensteen, I.,  
POWER SYSTEM UNDER FREE MARKET CONDITIONS  
(review article)

Feretić, D.,  
SOME OF THE BASIC PROBLEMS OF SHORT-TERM AND MEDIUM-TERM  
ELECTRICITY GENERATION IN CROATIA (review article)

Afrić, V. - Višković, A.,  
KNOWLEDGE MANAGEMENT AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT  
OF HEP GROUP (preliminary information)

Bajs, D. - Dizdarević, N. - Majstrovic, G.,  
SECURITY OF OPERATION AND IDENTIFICATION OF POSSIBLE  
BOTTLENECKS IN SOUTHEAST EUROPE TRANSMISSION NETWORK  
UNDER MARKET CONDITIONS (preliminary information)

The Journal is registered with the Ministry of Science, Education and Sport under No. 161 since 12.11.1992.

The Journal is indexed with the secondary reference source of INSPEC - The Institution of Electrical Engineering, England.



## UREĐIVAČKA POLITIKA

Časopis Energija znanstveni je i stručni časopis s dugom tradicijom više od 50 godina. Pokriva područje elektroprivredne djelatnosti i energetike. Časopis Energija objavljuje izvorne znanstvene i stručne članke širokoga područja interesa, od specifičnih tehničkih problema do globalnih analiza procesa u području energetike.

U vrlo širokom spektru tema vezanih za funkcioniranje elektroprivredne djelatnosti i općenito energetike u tržišnim uvjetima i općoj globalizaciji, časopis ima poseban interes za specifične okolnosti ostvarivanja tih procesa u Hrvatskoj i njezinu regionalnom okruženju. Funkcioniranje i razvoj elektroenergetskih sustava u središnjoj i jugoistočnoj Europi, a posljedično i u Hrvatskoj, opterećeno je mnogobrojnim tehničko-tehnološkim, ekonomskim, pravnim i organizacijskim problemima. Namjera je časopisa da postane znanstvena i stručna tribina na kojoj će se kritički i konstruktivno elaborirati navedena problematika i ponuditi rješenja.

Časopis je posebno zainteresiran za sljedeću tematiku: opća energetika, tehnologije za proizvodnju električne energije, obnovljivi izvori i zaštita okoliša; korištenje i razvoj energetske opreme i sustava; funkcioniranje elektroenergetskoga sustava u tržišnim uvjetima poslovanja; izgradnja elektroenergetskih objekata i postrojenja; informacijski sustavi i telekomunikacije; restrukturiranje i privatizacija, reinženjering poslovnih procesa; trgovanje i opskrba električnom energijom, odnosi s kupcima; upravljanje znanjem i obrazovanje; europska i regionalna regulativa, inicijative i suradnja.

Stranice časopisa podjednako su otvorene iskusnim i mladim autorima, te autorima iz Hrvatske i inozemstva. Takva zastupljenost autora osigurava znanje i mudrost, inventivnost i hrabrost, te pluralizam ideja koje će čitatelji časopisa, vjerujemo, cijeniti i znati dobro iskoristiti u svojem profesionalnom radu.

## EDITORIAL POLICY

The journal Energija is a scientific and professional journal with more than a 50-year tradition. Covering the areas of the electricity industry and energy sector, the journal Energija publishes original scientific and professional articles with a wide area of interests, from specific technical problems to global analyses of processes in the energy sector.

Among the very broad range of topics relating to the functioning of the electricity industry and the energy sector in general in a competitive and globalizing environment, the Journal has special interest in the specific circumstances in which these processes unfold in Croatia and the region. The functioning and development of electricity systems in Central and South East Europe, consequently in Croatia too, is burdened with numerous engineering, economic, legal and organizational problems. The intention of the Journal is to become a scientific and professional forum where these problems will be critically and constructively elaborated and where solutions will be offered.

The Journal is especially interested in the following topics: energy sector in general, electricity production technologies, renewable sources and environmental protection; use and development of energy equipment and systems; functioning of the electricity system in competitive market conditions; construction of electric power facilities and plants; information systems and telecommunications; restructuring and privatization, re-engineering of business processes; electricity trade and supply, customer relations; knowledge management and training; European and regional legislation, initiatives and cooperation.

The pages of the Journal are equally open to experienced and young authors, from Croatia and abroad. Such representation of authors provides knowledge and wisdom, inventiveness and courage as well as pluralism of ideas which we believe the readers of the Journal will appreciate and know how to put to good use in their professional work.

# UVOD

## INTRODUCTION

### Dragi čitatelji,

u rukama Vam je časopis Energija nešto drugačiji nego što je bio u proteklom razdoblju. Za dosadašnje čitatelje i čitatelje koji se prvi put susreću s časopisom, kojih je mnogo s obzirom na znatno proširenu *mailing listu*, objasniti ću razloge i svrhu učinjenih promjena te naznačiti glavne odrednice budućeg izdavanja časopisa.

Časopis Energija znanstveni je i stručni časopis s 54-godišnjom tradicijom. Do sada je imao golemu ulogu u afirmiranju tehničke struke kod mnogih naraštaja elektroprivrednika i općenito energetičara, posebno u Hrvatskoj. U proteklom razdoblju časopis se bavio prvenstveno problemima tehnike i tehnologije te energetske-ekonomskim optimiranjem monopolnog elektroenergetskog sustava. Međutim, u obavljanju elektroprivredne djelatnosti nastupile su nove okolnosti, povezane s prijelaskom na tržišni način poslovanja, koje su također veoma važne i zaslužuju punu pozornost znanosti i struke.

Časopis bi novom uređivačkom politikom trebao otvoriti svoje stranice široj problematici obavljanja elektroprivredne djelatnosti i energetike. Tako bi se u njemu trebale naći, uz teme povezane s tehnikom i tehnologijom, i teme vezane uz funkcioniranje elektroenergetskog sustava u tržišnim uvjetima, tržišno natjecanje, profitabilnost poslovanja, primjenu europskih standarda i slično. Uz inženjerske teme, koje su do sada dominirale, časopis mora biti podjednako dostupan za ekonomske, pravne i organizacijske aspekte obavljanja elektroprivredne djelatnosti i energetike. Cilj je nove uređivačke politike da časopis ostvari vodeću ulogu u području svoje znanstvene i stručne nadležnosti, te da postane ugledna tribina svih mjerodavnih i zainteresiranih za područje elektroprivrede i energetike.

Promjene u časopisu treba ostvariti tako da se, uz zadržavanje tradicionalnih vrijednosti dosadašnjeg izdavanja, ostvare nužne promjene potrebne za prilagodbu časopisa aktualnim potrebama, uz iskorak u sadržajnoj i oblikovnoj kvaliteti. Nova uređivačka politika utvrđena je prema sljedećim temeljnim ciljevima:

- ostvariti položaj uglednog časopisa za znanstvenu i stručnu problematiku elektroprivredne djelatnosti i energetike,

### Dear readers,

You are holding a somewhat different Energija journal than before. To our old readers and to those who are seeing the Journal for the first time, and there are quite many of them judging by the much longer mailing list, I will explain the reasons for and the purpose of the changes, indicating the main future focus of the Journal.

Energija is a scientific and professional Journal with a 54-year long tradition. To date, it has played an enormous role in the affirmation of the technical trade with numerous generations of power sector professionals, particularly in Croatia. In the period behind us, the Journal primarily discussed technical and technological issues and the economic optimisation of monopolised power sector. However, the power sector has found itself in a new situation with the transition to the market economy, which is very important and which deserves full attention of science and profession.

In line with its new editorial policy, Energija is opening its pages to a broader range of power and energy sector issues. It will discuss the topics related to technics and technology as well as the topics related to the functioning of the electric power system under market conditions, market competition, profitability of operation, implementation of European standards and alike. In addition to the engineering issues, which hitherto prevailed, Energija will be equally open to the economic, legal and organisational aspects of the operation of the electric power and energy sectors. The goal of the Journal is to play the leading role in the field of its scientific and professional expertise. This will be achieved if it becomes a respectable tribune of all those competent and interested in the power and energy sectors.

Changes in Energija were necessary for it to respond to the current needs, retaining its traditional quality but with a new content and form. The new editorial policy has been determined in line with the following basic goals to:

- become a respectable Journal covering scientific and professional issues in the power and energy sectors,

- proširiti tematiku časopisa na sve relevantne znanstvene i stručne aspekte,
- podići znanstvenu i stručnu razinu objavljenih članaka,
- proširiti krug autora i čitatelja u Hrvatskoj i u inozemstvu,
- ostvariti moderan i prepoznatljiv vizualni izgled časopisa.

Dosadašnje izdavanje časopisa na hrvatskom jeziku, uz sažetke na engleskom i njemačkome, bitno je odredilo lokalne domete časopisa u pogledu kruga autora i čitatelja. Za otvaranje boljih perspektiva časopisa u pogledu šire regionalne zastupljenosti, nužno je primijeniti dvojezično objavljivanje članaka. S obzirom na dominaciju engleskog jezika u području energetike, časopis Energija tiskat će se na hrvatskom i engleskom jeziku.

Ostvarivanje pozicije uglednog znanstvenog i stručnog časopisa interaktivni je proces koji započinje određenim poticajnim mjerama i trajno se nadograđuje mjerama uređivačke politike. Važna je inicijalna mjera poticanje uglednih i mladih autora iz Hrvatske i inozemstva na pisanje kvalitetnih članaka vezanih uz elektroprivrednu djelatnost i energetiku. Postizanje dobre inicijalne razine i strukture objavljenih članaka bilo bi dobro usmjerenje budućim autorima i informacija čitateljima što mogu očekivati od časopisa.

U skladu s najavljenime, u prvom broju izmjenjenog časopisa Energija krećemo s četiri teme, koje su sasvim sigurno predmet mnogih rasprava i dogovaranja u elektroprivredi i među energetske stručnjacima. To su:

- elektroenergetski sustav u tržišnim uvjetima,
- neki temeljni problemi proizvodnje električne energije u Hrvatskoj u kratkoročnom i srednjoročnom razdoblju,
- upravljanje znanjem i održivi razvoj HEP grupe i
- sigurnost pogona i identifikacija mogućih mjesta zagušenja prijenosne mreže jugoistočne Europe u tržišnom okruženju.

Članke su napisali ugledni autori i mladi stručnjaci koji su već pokazali svoje sposobnosti u elaboriranju važnih elektroprivrednih i energetske probleme. Vjerujem da će njihove opservacije biti zanimljive i korisne čitateljima časopisa.

Na kraju ističem da je ovo tek prvi broj i početak novoga razdoblja u izdavanju časopisa prema načelima nove uređivačke politike. Uz dobru suradnju s autorima i čitateljima, vjerujem da će sljedeći brojevi časopisa biti još bolji.

**Glavni urednik  
Nikola Bruketa, dipl. ing.**

- diversify the thematic scope of the Journal to encompass relevant scientific and professional aspects,
- raise the scientific and professional levels of the articles published,
- enlarge the circle of authors and readers in Croatia and abroad,
- offer a modern and recognisable visual design.

The previous publication of Energija in Croatian, with summaries in English and German, determined the local reach of the Journal to both authors and readers. With a view to better prospects for the Journal in terms of a broader regional reception, it is necessary to change to a bilingual publication. Considering the predominance of English in the energy sector, Energija will be published in Croatian and English.

Achieving the position of a respectable scientific and professional Journal is an interactive process which begins with certain incentives and is permanently carried forward by the measures of editorial policy. It is important to initially encourage renowned and younger authors from Croatia and abroad to write relevant articles related to the power and energy sectors. Achieving a high initial level and relevant structure of the articles published will be a good reference for the future authors and an indication to the readers of what they can expect from the Journal.

As announced, in the first issue of redesigned Energija we are presenting four topics which are quite certainly subjects of many discussions and consultations in the electric power sector and among energy experts:

- power system under free market conditions,
- some of the basic problems of short-term and medium-term electricity generation in Croatia,
- knowledge management and sustainable development of HEP group, and
- security of operation and identification of possible bottlenecks in Southeast Europe transmission network under market conditions.

Articles were written by renowned authors and younger experts, who already showed their expertise in discussing the issues of electricity and energy in general. I believe that their observations will be interesting and useful to the readers of Energija.

In conclusion, I would like to note that this is only the first issue at the beginning of a new period in the publication of the Journal following the new editorial policy. Given a good cooperation with authors and readers, I believe the issues to come will further gain in quality.

**Editor-in-Chief  
Nikola Bruketa, dipl. ing**

# ELEKTROENERGETSKI SUSTAV U TRŽIŠNIM UVJETIMA POWER SYSTEM UNDER FREE MARKET CONDITIONS

Prof. dr. sc. Ivar Wangensteen

Prof Ivar Wangensteen, PhD

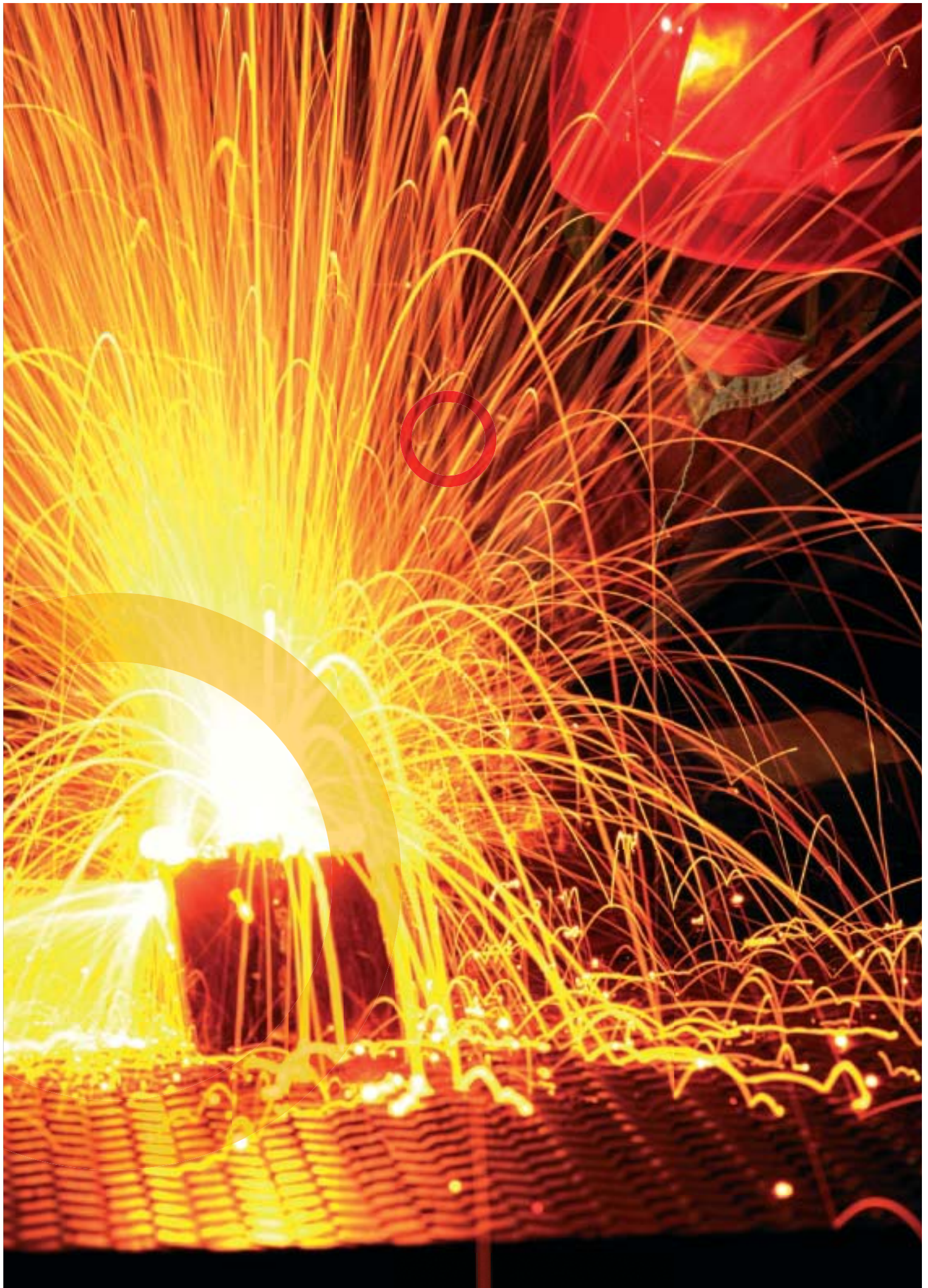
Department of Electrical Power Engineering, Norwegian University  
of Science and Technology, N-7491, Trondheim, Norway

U posljednjih 20 godina vidljiva je sve veća uloga otvorenog tržišta električne energije, jednako kao i u drugim sektorima. Savršeno konkurentno energetska tržišta efikasna su, ali ga je teško postići. Treba uzeti u obzir posebna svojstva električne energije. U ovom je članku pokazano kako se tradicionalni optimalni tok snage - Optimal Power Flow (OPF) može proširiti tako da uključuje i potražnju, održavajući pritom ravnotežu ponude i potražnje na otvorenom tržištu. Također, OPF se može koristiti za proračun cijena u čvorištima koje predstavljaju optimalne cijene u svakom čvorištu mreže. Od tih čvorišnih cijena može se doći do optimalnih cijena prijenosa. Planiranje proizvodnje može, ovisno o tipu tržišta, biti provedeno kroz centralnu optimizaciju ili decentralizirano za svaku proizvodnu tvrtku. Za svaku se pojedinu tvrtku kriterij planiranja mijenja od minimiziranja troška do maksimiziranja profita. Sada su dostupna praktična iskustva s raznih strana svijeta. Jasno se pokazuje da je moguće realizirati tržište električne energije u uvjetima otvorenog tržišta. Realizirana su različita rješenja u vezi s vlasništvom i tipom tržišta. Međutim, iskustvo je šaroliko i važno je da se ubuduće izvuku pouke iz naučenih lekcija.

During the past 20 years, we have seen an expanding role for the free market in the electricity sector as well as other sectors. A perfectly competitive power market is efficient but difficult to achieve. The special features of electricity should be taken into account. In this paper, it is shown how traditional Optimal Power Flow (OPF) can be extended to include the demand side, thereby reflecting the supply-demand balance of an open market. The OPF technique can be used for the calculation of a set of nodal prices representing the optimal price at each node in the grid, from which we can derive a set of optimal transmission prices. Depending on the market design, generation planning can be performed by central optimization or in a decentralized manner by each generation company. For an individual generating company, the planning criterion will change from cost minimization to profit maximization. Practical experiences are now available from various parts of the world. It is clearly demonstrated that a power market can be operated under free market conditions. Various solutions concerning ownership and market design have been implemented. However, experiences have been mixed. In the future, it will be important to draw upon the lessons that have been learned.

**Ključne riječi:** čvorišna cijena, energetska sustav, konkurencija, optimalni tok snage, otvoreno tržište  
**Key words:** competition, free market, nodal price, Optimal Power Flow, power system







## 1 UVOD

U posljednjih 20 godina vidljiva je sve veća uloga otvorenog tržišta. To je zapravo svjetski trend. Djelomice je tomu pridonio slom komunističkog režima u bivšem SSSR-u i savezničkim zemljama. Socijalistička ekonomija morala se u znatnoj mjeri nadomjestiti privatnim vlasništvom. Također je sve veća uloga tržišne ekonomije u Kini i u drugim zemljama gdje komunizam zadržava kontrolu.

No konkurentno otvoreno tržište također je zauzelo prostore u zapadnim ekonomijama, gdje su državna kontrola i državno vlasništvo godinama bili ustaljeni. Dodatno na energetske sektor, kojim se bavi ovaj članak, vidjele su se inicijative da se uvede konkurencija u sektore kao što su željeznice, telekomunikacije, pošta i opskrba plinom. Ti sektori, kojima je zajedničko da su vezani za neku vrstu mreže, prošli su nekoliko karakterističnih faza. Većina od njih je počela s privatnim poduzećima. Međutim, u mnogim zemljama, osobito u zapadnoj Europi, državno vlasništvo je nadvladalo. U mnogo slučajeva tvrtke su se razvile u velike državne monopole, osobito nakon II. svjetskog rata, što je bio izraziti trend.

Razvoj u energetske sektoru bio je tipičan. Nakon II. svjetskog rata elektroprivreda je u nekim slučajevima nacionalizirana i centralizirana. Dobar primjer su Engleska, Francuska i Italija. U drugim slučajevima na primjer u Njemačkoj i Španjolskoj, privatni investitori su još bili uključeni, ali kompanije, osobito proizvodne narasle su u velike korporacije. U istočnoj Europi elektroprivreda je kao i mnoge druge industrijske grane bila državni monopol. U stvari elektroprivreda je u bivšim komunističkim režimima imala visoki prioritet.

Diskusija o tome kako otvoriti konkurenciju u elektroenergetskom sektoru počela je u SAD-u. Važan doprinos bio je "Market for Power" [1]. U knjizi se razmatraju različiti modeli uvođenja konkurencije u prodaji na veliko.

U posljednjih godina objavljeno je mnogo članaka i knjiga o konkurentnom tržištu električne energije. Popis literature sadrži neke doprinose, ali nije ni u kojem slučaju sveobuhvatan. Općenito o tome nalazi se u literaturi [2], [3] i [4].

Svrha je ovog članka predočiti osnovne karakteristike otvorenog tržišta i raspraviti mogućnosti i prednosti rada elektroenergetskog sustava, u takvom okviru. U dodatku je dan pokušaj zaključka temeljen na praktičnim iskustvima.

## 1 INTRODUCTION

During the past 20 years, we have seen an expanding role for the free market. This is in fact a world-wide trend, partially brought about by the collapse of the communist regimes in the former Soviet Union and its allied states. The socialist economy has to a large extent been replaced by private ownership. We also see an expanding role for a market economy in China and other countries where the communists maintain control.

However, competitive open markets have also conquered areas in western economies where public control and public ownership have been strong for many years. In addition to the power sector, which is the subject of this paper, we have seen initiatives to bring competition into such sectors as railways, telecommunications, postal services and gas supply. These sectors, which share a common feature in the sense that they are all tied to networks of some kind, have gone through several characteristic stages. Most of them started as private enterprises but in many countries, especially in Western Europe, public ownership took over. In some cases, the firms developed into large state-owned monopolies. Especially after World War II, this was a strong trend.

Development in the power sector was typical. After World War II, the power supply industry was in some cases nationalized and centralized. England, France and Italy were good examples. In other cases, for instance Germany and Spain, private investors were still involved but the companies, especially on the generating side, grew into large corporations. In Eastern Europe, power supply, like most other industrial activity, was a state monopoly. Electricity supply was highly prioritized by the former communist regimes.

Discussion on how to open up for competition in the power supply sector started in the US. "Markets for Power"[1] was an important contribution. Various models for the introduction of competition on the wholesale level were discussed in this book.

In recent years, many papers and books were published on competitive electricity markets. The reference list contains some contributions but is by no means comprehensive. The general textbooks on the subjects are [2], [3] and [4].

The scope of this article is to review some of the basic features of a free market in general and to discuss the possibilities and advantages for operating a power system within such a framework. In addition, there is an attempt to draw conclusions from practical experiences.

## 2 KONKURENTNO TRŽIŠTE

Prema ekonomskim teorijama, konkurentno tržište, ili točnije, savršeno konkurentno tržište vodi do maksimalne ekonomske efikasnosti; u mnogim ekonomskim priručnicima prikazuje se kao maksimalno socijalno blagostanje. To se može naći u poznatoj tvrdnji Adama Smitha o nevidljivoj ruci koja "vraća društvu godišnji prihod toliko velik koliko može". Moderna verzija te nevidljive ruke dva su teorema o ekonomiji dobrobiti: 1) konkurentna ravnoteža je Pareto optimum i 2) svaki Pareto optimum može biti održan kao konkurentna ravnoteža.

Da bi se to potkrijepilo bit će koristan kratak sažetak nekih mikroekonomskih koncepcija.

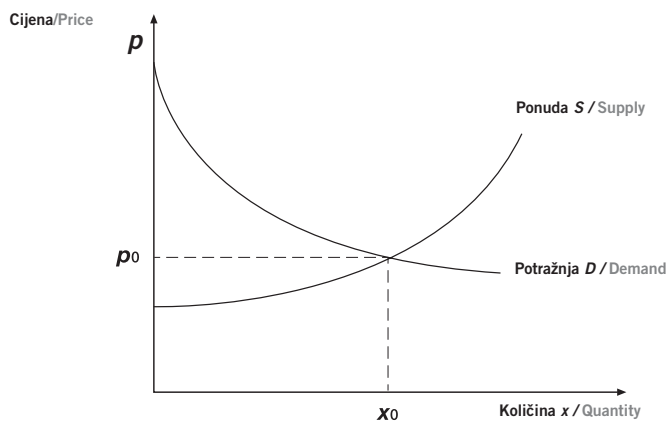
Ponuda robe, tj. proizvodnja i trgovina, povećava se s povećanjem tržišne cijene. To slijedi iz činjenice da marginalni trošak normalno raste s povećanim obujmom proizvodnje. S druge strane, potražnja za robom koju je potrošač voljan kupiti opada s rastućom cijenom. Zbog toga se korisnost (u ekonomskom smislu: zadovoljstvo kupaca) marginalnog povećanja potrošnje robe obično smanjuje s povećanim korištenjem robe. Ravnoteža tržišta određena je ravnotežom ponude-potražnje (slika 1).

## 2 A COMPETITIVE MARKET

According to economic theory, a competitive market or, more precisely, a perfectly competitive market leads to maximum economic efficiency, referred to in many economic textbooks as maximum social welfare. This can be traced back to Adam Smith's famous statement about the invisible hand that leads one to "render the annual revenue to society as great as he can." The modern version of this invisible hand is evident in the two theorems of welfare economics: 1) A competitive equilibrium is a Pareto optimum and 2) any Pareto optimum can be sustained as a competitive equilibrium.

To substantiate this, a short summary of some micro economic concepts may be useful.

The supply of a commodity, i.e., production and marketing, increases as the market price increases. This follows from the fact that the marginal cost normally increases with increasing production quantities. On the other hand, the demand for a commodity, i.e., the quantity consumers are willing to buy, normally decreases with increasing price. This is because the usefulness (in economic terms: the utility) of a marginal increase in the consumption of a commodity usually decreases with the increasing use of the commodity. The market balance is determined by the supply-demand equilibrium, as shown in Figure 1.



**Slika 1**  
Marshallov križ ponude i potražnje  
Figure 1  
The Marshallian supply-demand cross

Sjecište ponude i potražnje uveo je engleski ekonomist Alfred Marshall (1842-1924), koji je pronašao da ponuda i potražnja međusobno djeluju u određivanju tržišne ravnoteže, i to definira cijenu i količinu. Tržišna ravnoteža prikazana je točkom u kojoj se krivulje ponude i potražnje sijeku (slika 1). Ta točka predstavlja ravnotežu, gdje su kupac i prodavač zadovoljni količinom kojom se trguje i cijenom.

U ekonomskoj teoriji prihvaćeno je da ponuda i potražnja djeluju simultano u određivanju cijene. Praktična je interpretacija toga da proces trgovine,

The supply-demand cross was introduced by the English economist Alfred Marshall (1842 - 1924), who found that demand and supply interact to determine the market balance, thereby deciding the price and the quantity. The market balance is represented by the point where the supply and demand curves intersect, as shown in the figure. This point represents an equilibrium where both buyers and sellers are content with the quantity being traded and the price at which it is traded.

In economic theory, it is assumed that supply and demand operate simultaneously to determine price. The practical

bila to dražba ili krug bilateralnih pregovora, vodi do tržišne cijene. Cijena je prihvaćena od proizvođača i kupaca za neko vremensko razdoblje i daje im dovoljno vremena da se toj cijeni prilagode.

Stanje simultane ravnoteže važno je u ekonomskoj teoriji. Za ekonomiju je i normalno da bude u stanju ravnoteže. U tom stanju postoji samo jedna cijena za danu robu. Sa savršenim tržištem ravnoteža je optimalno rješenje za društvo podrazumijevajući maksimalnu ekonomsku efikasnost. Za jednu određenu robu ona se zove parcijalna ravnoteža, a ako su uključene sve robe, riječ je o općoj ravnoteži i općem društvenom optimumu.

Optimalnost navedena u ovom kontekstu je Pareto optimalnost (prema talijanskom znanstveniku Vilfredu Pareto 1878-1923), što znači da nitko ne može doći u bolju poziciju ako drugi ne dođe u goru.

Pareto optimalnost ne uključuje nikakve aspekte raspodjele. To znači da raspodjela društvenog dobra može biti iskrivljena, ali još uvijek Pareto efikasna. Može se raspravljati o tome navodi li uporaba izraza "maksimalna dobrobit" ili "maksimalna društvena dobit" na pogrešno zaključivanje, kad efekti raspodjele nisu uzeti u račun. To je međutim usvojena terminologija u ekonomiji.

Važna karakteristika te konkurentne ravnoteže je korištenje svake međusobno probitačne trgovačke prilike. Kao posljedica ne postoji arbitražna među različitim tržištima, različitim lokacijama i među različitim vremenskim terminima.

Postoji skup uvjeta kojih se treba držati kako bi se postiglo savršeno konkurentno tržište:

- svaki sudionik tržišta mora biti dovoljno malen da nije sposoban sam utjecati na tržišne cijene, tj. svi sudionici moraju u tom sudjelovati (price takers),
- svaki sudionik tržišta mora biti ekonomski racionalan, tj. proizvođač maksimizira svoju dobit, a potrošač svoju koristnost (zadovoljstvo),
- svi sudionici tržišta moraju imati potpuno znanje o cijenama i drugim važnim faktorima za njihove odluke,
- mora postojati slobodan ulaz na tržište za nove proizvođače,
- proizvodi i proizvodni faktori trebaju biti dogovoreni slobodno i bez ikakvih troškova transakcija.

U realnom svijetu nikad nisu ispunjeni svi ti uvjeti, ali u mnogim slučajevima razumno smo blizu.

interpretation of this is that the trading process, whether it is an auction or a set of bilateral bargaining processes, leads to one market price. This price is seen by producers and consumers during a certain time span, and gives them sufficient time to adapt to the observed price.

This state of simultaneous equilibrium is important in economic theory. The economy is normally assumed to be in a state of equilibrium. In this state, there is only one price for a given commodity. With a perfect market, this equilibrium represents an optimal solution for society, implying maximum economic efficiency. For a single commodity, it is called a partial equilibrium. If all the commodities are included, we talk about a general equilibrium and a general societal optimum.

Optimality as it is defined in this context is a Pareto optimality (after the Italian scientist Vilfredo Pareto (1878-1923), which means that no person can be made better off without someone else being made worse off.

Pareto optimality does not include any consideration of the distributional aspects. This means that the distribution of a society's wealth can be skewed but it is still Pareto efficient. It can be argued that it is misleading to use the term "welfare maximum" or even "social welfare maximum" in a case where no distributional effects are taken into account. However, this is well-established terminology in economics.

An important characteristic of this competitive equilibrium is that no mutually beneficial trading opportunities are unexploited. As a consequence, there is no arbitrage between different markets, different locations (locational) and between different moments in time (temporal).

There is a set of conditions that has to be met in order to obtain a perfectly competitive market, as follows:

- each market participant must be too small to be able to affect the market price, i.e., all market participants should be price takers,
- all market participants have to be economically rational, i.e., producers maximize their profits and consumers maximize their utility,
- all market participants should have perfect knowledge about prices and other factors of importance for their decisions,
- there has to be free entry to the market for new producing firms,
- products and production factors should be traded freely and without any transaction cost.

All these conditions are never fully met in the real world but we are reasonably close in many cases.

### 3 TRADICIONALNA ORGANIZACIJA

Kratki pogled organizacije elektroprivrede prije trenda deregulacije, do 1990., pokazuje dva tipa:

*Privatne tvrtke s državnom regulacijom.* To je bilo tipično (i još je uvijek) za elektroprivredu u SAD-u gdje dominiraju privatne tvrtke - Investor Owned Utilities (IOUs) i državne regulatorne komisije. Regulatorne komisije imale su odlučujući utjecaj na cijene i tarife.

*Državne tvrtke.* To je bilo tipično za Europu, gdje su centralizirane državne tvrtke bile u Francuskoj (EdF), Engleskoj (CEGB) i Italiji (ENEL). Slično je bilo u bivšem SSSR-u i istočnoj Europi. U Skandinaviji postoje decentralizirane tvrtke, ali s dominantnim vlasništvom države, općina ili gradova.

U malom broju slučajeva postoji i kombinacija obaju tipova, gdje su tvrtke u dominantnom privatnom vlasništvu, ali nisu pod izravnim utjecajem državne regulacije. To je praksa u Španjolskoj i Njemačkoj. Međutim, te zemlje imaju stanovitu javnu kontrolu iako ne tako izravno i vidljivo kao u SAD-u.

Zajedničko je svim tim zemljama da elektroprivrede imaju monopolistički položaj u području svog djelovanja, tj. one su povlašteni monopolisti u svojim područjima. Kupci mogu kupiti samo kod jednog opskrbljivača i postoji malo mjesta za neovisne proizvađače-Independent Power Producers (IPPs). Ipak u nekim je slučajevima u ranoj fazi bilo dopušteno i čak poticano učešće IPP-a. Dobar je primjer SAD, gdje zakon - Public Regulatory Policies Act (PURPA) iz 1978. - daje elektroprivredi zakonsku obvezu da kupuje električnu energiju od IPP-a po cijeni baziranoj na izbjegnutoj trošku (avoided cost). Taj zakon dao je dobre mogućnosti za IPP u SAD-u.

### 4 RESTRUKTURIRANJE

#### 4.1 Terminologija

Izrazi restrukturiranje i deregulacija koriste se za reorganizaciju ili proces transformacije elektroprivrede koji je u mnogim zemljama započeo početkom 1990-ih. Izraz deregulacija više odgovara u slučajevima privatne elektroprivrede pod državnom regulacijom, tipično za SAD. U tom slučaju javna regulacija može biti isključena iz dijela sustava. U drugim slučajevima gdje prevladava na primjer državno (javno) vlasništvo, proces u stvari nije bio deregulacija. U takvim bi se slučajevima opseg javne regulacije čak i proširio. Restrukturiranje je najpovoljniji termin za taj proces iako je to opći termin koji malo kazuje o samom procesu restrukturiranja.

### 3 TRADITIONAL ORGANIZATION

A brief look at how the electricity supply industry was organized before the deregulation trend started around 1990 reveals two typical patterns:

*Privately owned utilities with public regulation.* This was typical for the US. Electricity supply was (and still is) dominated by Investor Owned Utilities (IOUs), which were regulated by public regulatory commissions. The regulatory commissions had a decisive impact on prices and tariffs.

*Publicly owned utilities.* This was typical for Europe. We find centralized state-owned utilities in France (EDF), England (CEGB) and Italy (ENEL). This was also the case in the former Soviet Union and Eastern Europe. We found a more decentralized utility pattern in Scandinavia but still dominated by public ownership at the state, county or municipal level.

In a few cases, we find a mix between the two patterns where utilities are dominated by private ownership but not subject to any direct public regulation. This was the standard in Spain and Germany. However, these countries had some public control, although not in the same direct and visible way as in the US.

What all these countries had in common was that the utilities held a monopolistic position in the areas they served, i.e., they were franchised monopolies, which implies that they had concessions to operate as monopolies within defined areas. Consumers could buy from only one supplier and there was little room for Independent Power Producers (IPPs). In some cases, however, IPPs were allowed and even encouraged to participate at an early stage. A good example is the US, where the Public Regulatory Policies Act (PURPA) of 1978 legally obliged the utilities to buy electricity from IPPs at prices based on "avoided cost." This legislation provided good opportunities for the IPPs in the US.

### 4 RESTRUCTURING

#### 4.1 Terminology

The terms restructuring and deregulation are both used for the reorganization or transformation process in the power supply industry that started in many countries in the early 1990s. The term deregulation is most relevant in cases where the industry was privately owned and under public regulation, as typical for the US. In such cases, public regulation could be phased out for part of the system. In other cases, for instance where public ownership prevailed, the process was not really deregulation. In such cases, the extent of public regulation would in fact increase. Restructuring is, therefore, a more suitable term for this process, although it is a general term conveying little about the content of the restructuring process.



#### 4.2 Restrukturiranje u različitim djelovima svijeta

Literatura [4], [5] i [6] sadrži detaljne informacije o ovoj problematici. Ovdje je prikazan kratki pregled.

##### *Europa*

Pioniri u europskom restrukturiranju bili su Engleska i Wales u kojima se privatizacija i deregulacija pojavljuju u zakonu - Electricity Act iz 1989. Slijedi Norveška s Energy Actom iz 1990. te druge skandinavske zemlje i Finska koje se priključuju tijekom 1990-ih. Španjolska (1998) i Nizozemska (1999) također su otvorile potpunu konkurentnost tržišta. Njemačka je uvela puni pristup mreži ali su neki elementi izostali da bi se njemačko tržište moglo smatrati potpuno tržišno konkurentnim.

Proces restrukturiranja u EU dijelom je rezultat tih ranih nacionalnih inicijativa, a dijelom je rezultat inicijativa EU. Direktiva 96/92/EC, prosinac 1996., korigirana s Direktivom 2003/54/EC iz lipnja 2003., teži k potpuno otvorenom tržištu do 2007. godine. Zanimljivo je zapažanje da je posljednja Direktiva (2003/54/EC) naglasila odgovornost država članica da osiguraju visoku razinu sigurnosti opskrbe. To se tiče sigurnosti mreže i ravnoteže između potražnje i ponude.

##### *Druge zapadne zemlje*

U SAD-u je zakonodavstvo o restrukturiranju obuhvatilo oko pola država na čelu s Kalifornijom, Pennsylvanijom-New Jersey-Maryland (PJM). Međutim kalifornijska kriza u 2000. i 2001. usporila je proces.

Druge zapadne zemlje, koje su restrukturirale svoje elektroprivrede, su: Novi Zeland, Australija i neke provincije u Kanadi (Alberta i Ontario).

U Latinskoj Americi Čile je bio pionir u ranim 1980-ima razvojem konkurentnog sustava za proizvodnju pri čemu je dispečing temeljio na marginalnim troškovima. U 1992. Argentina je privatizirala elektroprivredni sektor, razdvojila djelatnosti i uvela konkurentno tržište za proizvodnju. Slične su mjere provedene u drugim zemljama regije: Boliviji, Peruu, Kolumbiji, Guatemali, Panami te u manjoj mjeri u Brazilu i Meksiku.

##### *Druge zemlje*

U Aziji, Istočnoj Europi i bivšem SSSR-u o restrukturiranju se raspravlja, a u pojedinim zemljama postoje konačni planovi, kao npr. u Japanu.

#### 4.3 Privatizacija

U nekim je zemljama privatizacija bila uključena u proces restrukturiranja, ali to nije uvijek slučaj. U Engleskoj i Walesu privatizacija je bila bitni dio restrukturiranja. U Norveškoj i ostatku Skandinavije javno se vlasništvo nije mijenjalo.

#### 4.2 Restructuring in various parts of the world

Information on restructuring is found in [4], [5] and [6]. A short summary is provided here.

##### *Europe*

The pioneer in European restructuring was England & Wales, where privatization and deregulation came with the Electricity Act of 1989. Norway followed with the Energy Act of 1990 and the other Scandinavian countries and Finland joined this market during the 1990s. Spain (1998) and the Netherlands (1999) have also created fully competitive markets. Germany has introduced full retail access to the grid but certain elements remain before the German market can be considered fully competitive.

The restructuring process in the European Community is partly a result of these early national initiatives and partly a result of initiatives from the Union. Directive 96/92/EC dated December 1996, supplemented by Directive 2003/54/EC dated June 2003, aimed at a fully open electricity market by the year 2007. One interesting observation is that the latter directive (2003/54/EC) emphasized the responsibility of the member states for ensuring a high level of supply security. This concerns network security as well as maintaining a balance between demand and supply.

##### *Other western countries*

In the US, restructuring legislation has been enacted in about half the states, with California and Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) in the lead. However, the California crisis in 2000 and 2001 has slowed the process.

Other western countries that have restructured their electricity supply industry are New Zealand, Australia and some provinces of Canada (Alberta and Ontario).

In Latin America, Chile was a pioneer in the early 1980s with the development of a competitive system for producers, which were dispatched based on marginal costs. In 1992, Argentina privatized the electricity sector, unbundled activities and introduced a competitive generation market. Similar reforms have been introduced in Bolivia, Peru, Colombia, Guatemala, Panama and, to a limited extent, Brazil and Mexico.

##### *Others*

In Asia, Eastern Europe and the former Soviet Union, restructuring is being discussed, and definite plans exist in some countries, for instance Japan.

#### 4.3 Privatization

In some countries, privatization of the electricity supply industry has been included in the restructuring process but this is not always the case. In England & Wales, privatization was an essential part of restructuring. In Norway and the rest of Scandinavia, public ownership was not affected.

#### 4.4 Naslijedeni troškovi (stranded costs)

U razmatranom kontekstu naslijedeni troškovi su troškovi uzrokovani investiranjem izvršenim prije restrukturiranja koji se ne mogu pokriti na konkurentnom tržištu nakon restrukturiranja. Ti troškovi mogu biti znatni osobito u situacijama velikih investiranja, na primjer u nuklearne elektrane i hidroelektrane neposredno prije restrukturiranja. Ako postoji višak kapaciteta u proizvodnji koji vodi prema nižim tržišnim cijenama, proizvodne bi tvrtke mogle trpiti znatne gubitke.

To je ozbiljan problem u zemljama u kojima su elektroprivrede bile u privatnom vlasništvu prije restrukturiranja. Privatne tvrtke neće tolerirati ekonomske gubitke ako ih se može izbjeći. U SAD-u takve tvrtke - Investor Owned Utilities (IOUs) pokrivaju veliki dio tržišta. To je također slučaj u Španjolskoj i u nekim zemljama Latinske Amerike. U tim su zemljama naslijedeni troškovi izazivali velike rasprave pa su pronađena različita rješenja.

U slučajevima kada je elektroprivreda u javnom vlasništvu (lokalna zajednica ili država) prije restrukturiranja, nisu se donosile specijalne odredbe o pokriću naslijedenih troškova.

## 5 OSOBITA SVOJSTVA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Električna energija je vrlo osobit proizvod. Neka svojstva čine ju jedinstvenom robom, a ta osobita svojstva treba uzeti u obzir pri koncipiranju tržišta električne energije.

U sljedećem pregledu istaknuta su bitna svojstva električne energije:

*Neprekidan tok.* Električna energija proizvodi se i troši u kontinuitetu. Slično svojstvo ima plin u plinskoj mreži.

*Istodobna proizvodnja i potrošnja.* Električna energija troši se u onom trenutku kad je proizvedena. Za razliku od plina, čija brzina transporta u plinovodu iznosi oko jedan metar u sekundi, električna energija putuje brzinom svjetlosti.

*Nemogućnost uskladištenja.* Električna energija ne može se skladištiti u znatnijim količinama na ekonomičan način.

*Promjenljivost potrošnje.* Potrošnja električne energije ili potražnja je promjenljiva s karakterističnim oblikom za dan/noć, preko tjedna ili tijekom godine.

*Bez poznatog podrijetla.* Ne postoji fizički način po kojem bi se jedinica električne energije (kWh)

#### 4.4 Stranded costs

Stranded costs in this context are costs caused by investments made before restructuring which cannot be recovered in the competitive environment after restructuring. These costs can be substantial, particularly in situations where heavy investments in, for instance, nuclear or hydro plants were made just prior to restructuring. If there is overcapacity on the generating side leading to low market prices, generating companies can suffer substantial losses.

This is a serious problem in countries where the power supply industry was owned by private companies prior to restructuring. Private industry will not tolerate economic losses if they can be avoided. In the US, Investor Owned Utilities (IOUs) cover a large share of the market. This is also the case in Spain and some of the countries in Latin America. In these countries, stranded costs were subject to considerable discussion and various solutions were found.

In cases where the power industry was owned by public entities (municipalities or the state) before restructuring, no special provisions have been taken to recover stranded costs.

## 5 SPECIAL FEATURES OF ELECTRICITY

Electricity is a very special product. It has certain features that make it a unique commodity, which must be taken into account in the design of an electricity market.

The following list captures the essential features of electricity:

*Continuous flow.* Electricity is generated and consumed continuously. Gas transported through a gas grid has basically the same feature but most other commodities do not.

*Instant generation and consumption.* Electricity is consumed in the same moment of time as it is generated. If we again compare it with gas, the transport speed of gas in a pipe is about one meter per second. Electricity travels at the speed of light.

*Nonstorability.* Electricity cannot be stored in significant quantities in an economical manner.

*Consumption variability.* Electricity consumption or demand is variable with a characteristic pattern over the day/night, over the week and over the year.

*Nontraceability.* There is no physical means by which a unit of electricity (kWh) delivered to a consumer can be traced back to the producer that actually generated the unit. This

isporučena potrošaču mogla slijediti do proizvođača koji je proizveo tu jedinicu. To svojstvo postavlja specijalni zahtjev prema sustavu mjerenja i naplate električne energije.

*Bitna za društvenu zajednicu.* Električna energija predstavlja apsolutnu nužnost u modernom društvu. Svako kućanstvo i svaka tvrtka povezani su na električnu mrežu. Koliko je bitna električna energija može se pokazati s vrijednosti izgubljenog opterećenja - Value of Lost Load (VOLL) koja se katkad procjenjuje do 100 puta više od normalne cijene.

*Mogućnost raspada.* Zahvaljujući tehničkim svojstvima elektroenergetskog sustava (EES) slučajni prekidi u opskrbi ne pogađaju samo individualne potrošače. U slučaju raspada EES-a mogu biti zahvaćena i velika područja. Veliki raspad pogodili su na primjer New York u 1977. i 2003., sa strašnim ekonomskim posljedicama.

Na svim robnim tržištima u nekom razdoblju mora se uspostaviti ravnoteža između proizvodnje i potrošnje. Na tržištu električne energije to mora biti istodobna ravnoteža. Proizvodnja i potrošnja moraju biti uravnotežene od minute do minute, danju i noću kroz cijelu godinu. Klasična ekonomska teorija temelji se na istodobnoj ravnoteži između ponude i potražnje, a ta se ravnoteža postiže cijenom koju proizvođač i potrošač dogovore i prilagode joj se. Međutim u EES-u ekstremna istodobnost i kontinuirana promjena opterećenja stvaraju probleme. Mehanizam cijene ne može djelovati dovoljno brzo da bi uravnotežio proizvodnju i potrošnju u realnom vremenu. Praktična posljedica je u tome da cijena električne energije mora biti utvrđena ili prije realnog vremena (ex ante), ili poslije realnog vremena (ex post). Strogo uzevši ne može postojati tržište električne energije u realnom vremenu.

U EES-u mehanizam uravnoteženja u realnom vremenu osniva se na frekvenciji, a ne na cijeni. Ako se poremeti ravnoteža u sustavu (na primjer potrošnja poraste iznad proizvodnje), frekvencija će neposredno pasti. To pokreće sustav regulacije frekvencije na strani generatora (također će sudjelovati i ograničeni frekventni odziv na strani potrošnje) i ravnoteža se ponovno uspostavlja. Cijena se može koristiti samo da se prethodno dogovore ili pripreme ta djelovanja.

Ne postoji prava zamjena za električnu energiju. U kratkom razdoblju (na satnoj bazi) potrošnja je vrlo neelastična. Također u dužem razdoblju - za vrijeme sezone ili kroz nekoliko mjeseci - osjetljivost na cijenu na strani potražnje je niska.

Prijenos električne energije ostvaruje se kroz energetska mreža prema fizikalnim zakonima. U skladu s ekonomskim zahtjevima energija se kreće od područja niske cijene k području visoke cijene.

feature places special requirements on the metering and billing system for electricity in an open, dynamic market.

*Essential to the community.* Electricity is regarded as an absolute necessity in a modern society. Practically every household and every firm has a connection to a power grid. How essential electricity is can be illustrated by the Value of Lost Load (VOLL), which is sometimes estimated at up to 100 times more than the ordinary price.

*Breakdown possibility.* Due to the technical characteristics of a power supply system, not only individual consumers can be affected by a contingency. Large areas can be affected in the case of a complete system breakdown. We have seen some large breakdowns, for instance in New York in 1977 and 2003, with tremendous economic repercussions.

In all commodity markets, there must, over time, be a balance between production and consumption. In the electricity market, there must be instant balance. Generation and consumption have to balance, minute-by-minute, day and night throughout the whole year. Classical economic theory is based upon a simultaneous balance between supply and demand. Such balance is obtained by the price, which consumers and producers observe and adapt to. However, the extreme simultaneousness and the continuous load variability in the electricity system create a problem. The price mechanism cannot work fast enough to balance generation and consumption in real time. One practical consequence is that electricity pricing always has to be either ahead of real time, ex ante, or after real time, ex post. Strictly speaking, there can be no real time market for electricity.

In a power system, the real time balancing mechanism is based on frequency, not price. If an imbalance occurs in the power system (for instance consumption exceeds production), the frequency will immediately drop. That triggers the frequency control system on the generating side (a limited frequency response on the demand side will also contribute), and balance is restored. The price can only be used to prearrange or prepare this response.

There are no close substitutes for electricity. In the short run (on an hourly basis), demand is very inelastic. Also in the longer run, during a season or some months, the price sensitivity of demand is low.

Transportation of electricity is performed through a power grid subject to physical laws. In line with the economic laws of a free market, the energy should be transferred from a low price to a high price area. In a complex grid with loop flow possibilities, that will not always be the case. If congestion occurs, we will sometimes find energy flow from a high price area to a low price area [7], [8].

U kompleksnijoj mreži s mogućnosti kružnih tokova to neće biti uvijek slučaj. Ako se dogodi zagušenje, ponekad ćemo imati kretanje energije od područja visoke cijene k području niske cijene [7] i [8].

Zanimljiv je aspekt EES-a mogućnost da ga se može opisati u matematičkoj formi temeljenoj na fizičkim svojstvima, zahvaljujući tome što se radi o povezanom fizičkom sustavu. To omogućuje modeliranje ekonomskih svojstava elektroenergetskog sustava mnogo detaljnije nego što je to moguće u drugim gospodarskim sektorima. To posebno svojstvo vezano uz činjenicu da je riječ o ekstremno velikom i kompleksnom sustavu, čini EES vrlo zanimljivim i izazovnim područjem za istraživanje. Postoji duga tradicija korištenja kompleksnih alata za optimiranje u planiranju EES-a.

## 6 EKONOMIJA RAZMJERA I RAZDVAJANJE DJELATNOSTI U EES-U

Ekonomija razmjera u različitim dijelovima elektroenergetskog sustava (EES-a) važan je čimbenik u odnosu na restrukturiranje. Ekonomija razmjera dopušta tvrtki da proizvodi sa smanjujućim jediničnim troškovima kako proizvodnja raste. To omogućuje jednoj tvrtki da potrošače snabdijeva s robom niže ukupne cijene nego dvije ili više konkurentnih tvrtki. To je osnova *prirodnog monopola*.

Općenito je prihvaćeno da je raspodjela električne energije prirodni monopol. Troškovi po jedinici bili bi veći kada bi dvije ili više tvrtka gradilo i eksploatiralo paralelne distribucijske mreže koje poslužuju specifično područje. Ekonomija razmjera za prijenos upitnija je, ali zbog nekoliko razloga (na primjer pogonska koordinacija) najpogodnije je ostaviti odgovornost za prijenosnu mrežu jednoj jednoj tvrtki.

Pretpostavlja se da u proizvodnji električne energije nema znatne ekonomije razmjera. Nekoliko proizvodnih tvrtki može raditi paralelno i međusobno si konkurirati bez dodatnih troškova.

Zahvaljujući tim razlikama u ekonomiji razmjera restrukturiranje EES-a treba sadržavati i odvajanje (unbundling) sustava na dva dijela - na konkurentan dio, koji podrazumijeva proizvodnju i potrošnju, te na onaj monopolistički, koji podrazumijeva prijenos i distribuciju (T/D).

Slobodan pristup mreži bitan je preduvjet za konkurenciju među konkurentnim dijelovima. Proizvođači i potrošači moraju biti sposobni koristiti mrežu za prijenos jer ona predstavlja fizičko tržište gdje se odvija trgovina na konkurentnoj osnovi.

One interesting aspect of a power system is the possibility of describing it in mathematical terms based on physical characteristics. This is due to the fact that it is an interconnected physical system. That makes it possible to model the economic performance of the electricity supply system in more detail than we can use in other economic sectors. This special feature, combined with the fact that it is an extremely extensive and complex system, makes the power system a very interesting and challenging area for operations research. There is a long tradition for the use of complex optimization tools for the planning of a power system.

## 6 ECONOMY OF SCALE AND UNBUNDLING IN THE POWER SYSTEM

Economy of scale in various parts of the electricity supply system is an important factor with respect to restructuring. Scale economy enables a company to produce with decreasing unit cost as the output increases. That makes it possible for one single company to supply consumers with a commodity at a lower total cost than two or more competing companies, which is the basis for a natural monopoly.

It is generally accepted that electricity distribution is a natural monopoly. The cost per unit would be higher if two or more companies built and operated parallel distribution grids serving one specific area. The economy of scale for transmission is more questionable but for several reasons (for instance operational co-ordination) it is most suitable to leave the responsibility for the transmission grid to a single company.

Electricity generation is assumed to have no significant economy of scale. Several generating companies can operate in parallel and compete with each other without extra cost.

Due to these differences in scale economy, restructuring of the power supply system had to include a division or unbundling of the system into two parts: a competitive part comprising generation and consumption, and a monopolistic part comprising transmission and distribution (T/D).

Open access to the grid is a vital prerequisite for efficient competition among competing parties. Generators and consumers must be able to use the grid for transportation and it represents a physical marketplace where trade can take place on a competitive basis.



## 7 PROJEKT TRŽIŠTA

Pod projektom tržišta smatraju se pravila i praktični dogovori koji određuju kako razni sudionici djeluju. Naravno glavni je cilj postići efikasno tržište, ali kako se vidi u pojedinim slučajevima, to se uvijek ne postiže. Za približe razmatranje može se koristiti [4] i [9].

### 7.1 Informacija

Slobodno i otvoreno tržište zahtijeva da veliki broj potrošača može kupovati od velikog broja opskrbljivača ili proizvođača. Na efikasnom tržištu svi sudionici moraju imati jednaki pristup tržištu i svim odgovarajućim informacijama u pogledu cijene i uvjeta isporuke. Nužno je dobiti informaciju kako o sadašnjem stanju tako i o čimbenicima koji utječu na buduće uvjete. Za sadašnju i buduću cijenu električne energije na tržištu gdje prevladava hidroenergija kao što je u Norveškoj, važan je čimbenik sadržaj akumulacija. U ranoj fazi procesa liberalizacije informacije o razini akumulacija proizvodne su tvrtke držale tajnom. To je dovelo do asimetrije informacija tako da su velike proizvodne tvrtke s više hidroelektrana imale više informacija od malih tvrtki. Dodatno, proizvodne su tvrtke općenito imale više informacija nego potrošačka strana. Asimetriju informacija regulatorna su tijela smatrala štetnom pa su zatražila od proizvodnih tvrtki da omoguće pristup informacijama. Drugi je primjer plan isključenja pojedinih dijelova EES-a zbog održavanja i popravaka. Ako se na primjer nuklearna elektrana isključi zbog održavanja, to će imati utjecaj na tržišnu cijenu. Taj tip informacije je također općenito dostupan na nordijskom tržištu.

### 7.2 Pristup tržištu

Puni pristup za sve sudionike (veleprodaja i prodaja na malo), kako u ponudi tako i u potražnji nužan je uvjet efikasnog tržišta.

Potrošačka strana EES-a tradicionalno je bila smatrana kao strana koja ne pripada u dispečiranje. Na potrošače moraju utjecati cijene ili općenito tarifni sustav, a ne izravno upravljanje. Oni su neovisni u smislu odluke o njihovom načinu potrošnje (u nekim granicama). Međutim, moderna informatika i komunikacijska tehnologija nude poboljšane mogućnosti izravnog upravljanja individualnoga krajnjeg potrošača. Zajedno s naprednim tarifama to se može koristiti za nadzor potrošnje i upravljanje potrošnjom i s tim unaprijediti efikasnost EES-a.

Bitno novo svojstvo uvedeno s restrukturiranjem je sloboda potrošača da izabere opskrbljivača. U nekim slučajevima svi su potrošači povlašteni, tj. imaju tu slobodu, a u nekima povlašteni položaj nemaju svi potrošači, već se on primjenjuje korak po korak.

## 7 MARKET DESIGN

By market design, we mean the rules and practical arrangements governing how the various entities operate. The main objective is normally to obtain an efficient market but, as we have seen in some cases, this is not always achieved. For a thorough discussion, we refer to [4] and [9].

### 7.1 Information

A free and open market requires that a large number of buyers can buy from a large number of suppliers or producers. In an efficient market, all the participants must have equal access to the market and to all relevant information about prices and supply conditions. It is necessary to have information about both the present state and the factors affecting future conditions. One important factor for present and future electricity prices in a hydro dominated market such as the Nordic one is the water content in the hydro reservoirs. At an early stage in the liberalization process, information about hydro reservoir levels was kept secret by each generating company. This created an asymmetric information situation in the sense that large generating companies with several hydro plants had more information than small ones. In addition, generating companies in general had more information than the consumer side. This asymmetry of information was deemed harmful by the regulating authorities and generating companies were instructed to make the information available. Another example is scheduling or outages of different components in the system for maintenance and repair. If, for instance, a nuclear plant is taken out for maintenance, it will have an impact on the market price. This type of information is also made generally available in the Nordic market.

### 7.2 Market access

Full access to the market for all entities (wholesale and retail) from both the supply and demand sides is an essential prerequisite for an efficient market.

The power consuming part of the system has traditionally been described as "non-dispatchable." Consumers can be affected by pricing, or more generally by tariffs, but not by direct control. They are independent in the sense that they decide on their own consumption pattern (within certain limits). However, modern information and communication technologies offer improved possibilities for the direct control of individual end users. Combined with advanced tariffs, they can be used to monitor and control consumption and thereby improve the efficiency of the system.

A basically new feature introduced with restructuring is the consumers' free choice of suppliers. In some cases, all consumers are eligible, i.e., they have this freedom. In some cases, eligibility is not fully implemented or it is implemented step by step.

S obzirom na tržišnu fleksibilnost krajnjega korisnika važni su mjerni uređaji. Brojila sa satnim registriranjem omogućuju kupnju električne energije izravno na spot tržištu (to je također moguće na približan način i sa standardnim profilima) i lakša je zamjena opskrbljivača. Satne registracije u mnogo slučajeva u kombinaciji s dvosmjernom komunikacijom ulaze u sustav.

Puni pristup tržištu u trgovini na malo zahtijeva ne samo pravni pristup već također i praktične mjere s obzirom na mjerenja i naplate. Te mjere moraju biti jednostavne i jeftine, a cijena promjene opskrbljivača mora biti niska ili besplatna.

U mnogim zemljama puni pristup tržištu nije prihvaćen u jednom koraku. U Engleskoj je prvi korak učinjen 1990., kada je tržište otvoreno potrošačima iznad 1 MW. U 1994. granica je spuštena na 100 kW i konačno 1998. prihvaćen je puni pristup.

Puni pristup tržištu za proizvođača je općenito osiguran u procesu restrukturiranja. Za male proizvođače ili za distribuiranu proizvodnju pristup je ponekad podpomognut razlozima zaštite okoliša ili nekim drugim razlozima.

### 7.3 Razmjena/Pooling

Razmjena ili pooling presudan je element u restrukturiranom EES-u. Postoji više načina kako ta institucija djeluje. Prisutne su različite procedure za formiranje cijene, a i odnosi između institucije razmjene i njenog korisnika mogu također biti ograničeni na razne načine. Usporedba između Nord Poola (prije 2001.) i Engleskog Poola može poslužiti kao ilustracija.

Engleski Pool ima monopolističku poziciju, tj. sva fizička trgovina mora proći kroz Pool. Nordic Pool je uvijek djelovao na dobrovoljnoj bazi. Danas trećina fizičke trgovine u nordijskom području prolazi kroz Nord Pool. Taj se iznos povećava iz godine u godinu.

Spot razmjena ili Pool, normalno će biti u monopolističkom položaju u tom smislu što će uvijek postojati samo jedan sudionik u nekom području koji će se baviti spot tržištem. U Norveškoj posljednja revizija Energy Acta uvodi legalni monopol za spot trgovinu. U drugim zemljama monopolistički položaj nije nužno ozakonjen, ali u većini slučajeva riječ je o monopolu.

Jaki su razlozi za postojanje samo jednog mjesta fizičke spot razmjene. Jedan je argumenat da će svako konkurentno tržište imati manju likvidnost od monopola, što s druge strane može povećati neizvjesnost, nestalnost i potencijalnu tržišnu moć. Za financijsku trgovinu koja se temelji na spot cijeni kao referentnoj povoljnije je imati samo jednu spot cijenu.

With respect to end user flexibility in the market, metering equipment is important. Meters with hourly recording make it possible to buy electricity directly in the spot market (note that this is also possible in a rough manner by using standard profiles), and it is easier to change suppliers. Hourly recording, in many cases combined with two-way-communication, is on its way into the system.

Full market access on the retail level requires not only legal access but also suitable practical arrangements concerning metering and billing. Practical arrangements must be simple and inexpensive, and the charge for changing suppliers must be low or nothing.

In most countries, full market access was not implemented in one step. In England, the first step was taken in 1990 when the market was opened for consumers with consumption above 1 MW. In 1994, the limit was lowered to 100 kW and full access was finally implemented in 1998.

Full market access for producers is generally included in restructured systems. In some cases, market access is supported for small or distributed generators due to environmental or other reasons.

### 7.3 Exchange/pooling

An exchange or pooling institution is a crucial element in a restructured electricity system. There are various ways in which such institutions can operate. Several procedures for price settlements exist and the relationship between the exchange institution and its users can also be organized in a number of ways. A comparison between Nord Pool and the (pre 2001) English Pool can serve as an illustration.

The English Pool had a monopolistic position in the sense that all physical trade had to go through the Pool. The Nordic Pool has always been voluntary. Presently, about one third of the physical trade in the Nordic area is going through Nord Pool. The volume traded at Nord Pool is increasing year by year.

The spot exchange or the pool will normally be in a monopolistic position in the sense that there will only be one entity engaged in physical spot trade in a given area. In Norway, the last revision of the Energy Act introduced a legal monopoly for spot trade. In other countries, the monopolistic position is not necessarily enacted by law but in most cases there is a de facto monopoly.

There are strong reasons to have only one physical spot exchange. One argument is that competing marketplaces will each have weaker liquidity compared to a monopoly, which in turn can increase uncertainty, volatility and potential market power. For financial trade, which is based on spot prices as references, it is preferable to have only one spot price to refer to.

Izvan fizičkog spot tržišta može postojati više konkurentnih tržišta.

Outside the physical spot market, there can be several competing marketplaces.

#### 7.4 Utvrđivanje cijene

Postoji niz procedura za utvrđivanje cijene i količina u poolu ili razmjeni energije. Općenito se razlikuju dvije globalne kategorije u načinu utvrđivanja cijene (price clearing). Prva je *batch proces* (tablica 1), a druga je kontinuirana trgovina ili kontinuirana licitacija (tablica 2).

#### 7.4 Price settlement

There are a variety of procedures for the settlement of prices and quantities in a pool or a power exchange. We can generally distinguish between two broad categories of price clearing processes. The first is the batch process (Table 1) and the other is continuous trade or continuous auction (Table 2).

Tablica 1 - Batch proces / Table 1 - Batch process

##### Definicija / Definition

Proces nagodbe se sprovodi u jednoj operaciji i ponavlja se jednom dnevno / The whole clearing process is performed in one operation and repeated typically once a day.

##### Karakteristike / Characteristics

Jedna ponuda ili dvije (možda više) ponovljene ponude / One-time bid or two (perhaps more) repeated bids  
Svi dobivaju obračunsku cijenu (STMC) / All receive clearing price (STMC)  
Multilateralna trgovina / Multilateral trade

##### Primjeri / Examples

Puno planiranje i dispečing (prijašnji engleski Pool, PJM) / Full scheduling and dispatch (the former English Pool, PJM)  
Sjecište cijena (Nord Pool, Leipzig) / Price cross (Nord Pool, Leipzig)

Batch proces je ponuda i utvrđivanje cijene gdje su sve informacije skupljene kroz jednu ili ograničeni broj ponuda, a svi proračuni i distribucija informacija zainteresiranim stranama odvijaju se u jednoj operaciji. Nord Pool koristi jedan krug za ponudu, ali se raspravlja o uvođenju ponovljenih ponuda, osobito u slučaju kada se krivulje prodaje i nabave ne sijeku. Batch proces ponavlja se u redovitim intervalima normalno jednom dnevno.

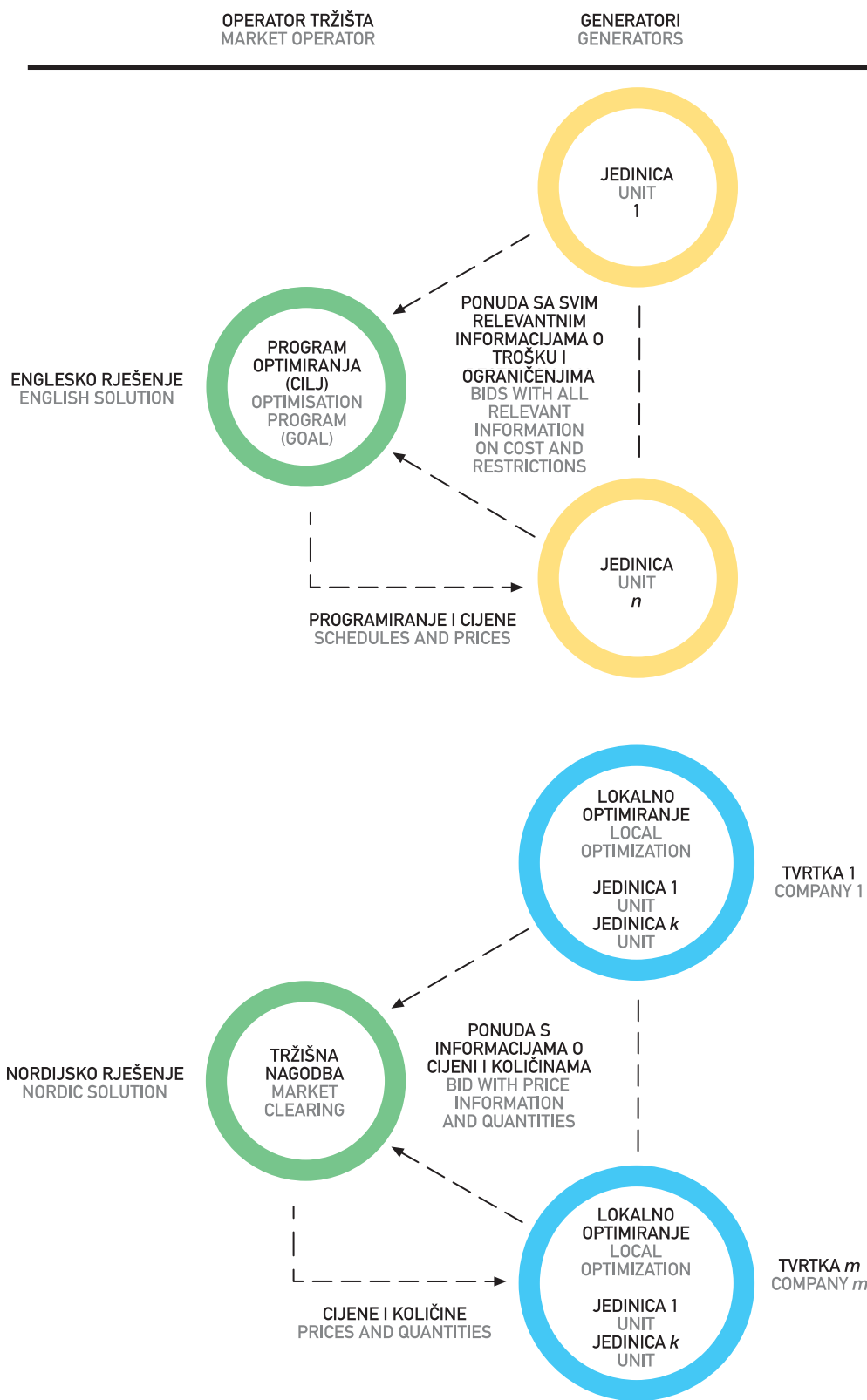
Batch processing is a bidding and price clearing process where all the information is collected through one or a limited set of bids and all computation and distribution of information to the involved parties is performed in a single operation. Nord Pool uses one round of bids but there has been discussion about the introducing repeated bids, especially in cases where sales and purchase curves do not intersect. The batch process is repeated at regular intervals, normally once a day.

Drugo je svojstvo batch procesa da svi sudionici dobivaju istu cijenu koja je kratkoročni marginalni trošak (SRMC). SRMC, koji je jednak za sve jedinice u optimalno dispečiranom sustavu, naziva se marginalni trošak sustava ili katkada sustav lambda.

Another characteristic of the batch process is that all the participants receive the same price, which is the short-term marginal cost (SRMC). This SRMC, which is the same for all units in an optimally dispatched system, is called the system marginal cost (SMC) or sometimes system lambda.

Batch proces, koji je najčešći u fizičkom spot tržištu, može imati dva različita oblika koja se temelje bilo na centraliziranom bilo na decentraliziranom planiranju. Centralizirano programiranje vrlo je slično starom tipu koordiniranog planiranja u monopolističkom EES-u. Svi troškovi i ograničenja svake proizvodne jedinice uzeti su u račun te je kompletni program (uvrštenje jedinica i dispečing) razrađen za cijeli proizvodni sustav. To je vrlo široka i kompleksna procedura. Prijašnji Engleski Pool je primjer. U usporedbi sa starim sustavom osnovna je razlika u tome što se podaci nužni za optimiranje dobavljaju kroz licitacijske ponude umjesto kroz redovit SCADA sustav. Centralizirano i decentralizirano programiranje u primjerima Engleskog i Nord Poola prikazano je na slici 2.

The batch process, which is the most common in the physical spot market, can take two alternative forms based on either centralized or decentralized scheduling. Centralized scheduling strongly resembles the old type of coordinated scheduling in the monopolistic power generating system. All the costs and restrictions of each generating unit are taken into account and a complete schedule (unit commitment and dispatch) for the entire generation system is worked out. This is an extensive and complex procedure. The former English Pool is one example. The basic difference compared to the old system is that the data needed for optimization are provided through bids instead of an ordinary data collection system (SCADA). Centralized and decentralized scheduling, exemplified by the English and Nordic solution is illustrated in Figure 2.



**Slika 2**  
Centralizirano (Engleska i Wales prije 2001.) i decentralizirano programiranje (Nord Pool)  
Figure 2  
Centralized (England & Wales before 2001) and decentralized scheduling (Nord Pool)



Programiranje proizvodnje i cijene (SMCs) su rezultat programa optimiranja. Činjenica da su te cijene presudne za dobit tvrtke (suprotno starom sustavu, gdje su te cijene imale minorni utjecaj na ekonomiju tvrtke) čini ponude ranjivima od tržišne snage na isti način kao i ponude u znatno jednostavnijem sustavu nagodbe o cijeni. Iskustvo enleskog Poola pokazuje jasno da je tržišna snaga bila problem. To je vjerojatno vezano uz činjenicu da je bilo vrlo malo proizvodnih tvrtki u sustavu.

U decentraliziranom sustavu dogovorene tržišne cijene i količine računane su jednostavno na osnovi sjecišta krivulja prodaje i kupovine. Proračun cijene nije naravno uzeo u obzir vremensku povezanost proizvodnje. Skupljene su ponude i dogovorena je satna cijena bez obzira na sat prije ili sat poslije. Ostavljeno je proizvodnim tvrtkama da u programiranje unesu odgovarajuću vremensku povezanost. Programiranje treba izvršiti prije licitacije pa su cijene u toj fazi nepoznate. Programiranje stoga treba izvršiti na osnovi predviđanja cijene. Takvo decentralizirano programiranje bavi se čimbenicima kao što su cijena pokretanja (start-up) i zaustavljanja (shut down), minimalno vrijeme pokretanja, minimalno vrijeme zaustavljanja i maksimalna brzina povećanja snage (ramping rate).

U sustavu temeljenom na centraliziranom programiranju različite međuvremenske veze mogu biti obrađene izravno u optimiranju. Svi troškovi i ograničenja mogu se uključiti pa tako i troškovi i ograničenja u odnosu na mrežu. U tom će slučaju optimiranje biti kompleksno.

U nastojanju da poboljša okvir planiranja proizvodnim tvrtkama u decentraliziranom sustavu, Nord Pool je uveo blok licitacije (block bidding) što znači da tvrtke mogu vezati ponudu za predodređeni broj sati u bloku. Cijeli se blok tijekom nagodbe o cijeni prihvaća ili odbacuje.

Production schedules and prices (SMCs) are the outputs from the optimization program. The fact that these prices are decisive for company profits (in contrast to the old system where these prices had a minor impact on a company's economy) makes the bidding as vulnerable to market power as the bidding in a simpler price clearing system. Experience from the English Pool clearly indicates that market power has been a problem. This is probably mostly due to the fact that there were very few generating companies in the system.

In a decentralized system, the market clearing price and traded quantity are simply calculated by finding the intersection point for the sales and purchase curves. The price calculation normally does not take intertemporal links into account. The bids are aggregated and the clearing price is found for one hour at a time, without regard to the previous or subsequent hour. It is left to the generating companies to include intertemporal links in the scheduling. This scheduling has to be completed before the bidding starts and the prices are unknown at that stage. Scheduling, therefore, has to be based on price forecasts. Such decentralized scheduling deals with factors such as start-up and shutdown costs, minimum uptime, minimum downtime and maximum ramping rate.

In a system based on central scheduling, the various intertemporal ties can be handled directly in the optimization. All costs and restrictions can be included, as well as costs and restrictions relating to the grid. In this case, the optimization will be complex.

In order to improve the planning framework for generating companies in a decentralized system, Nord Pool has introduced block bidding, which means that the companies can tie the bids for a predefined number of hours together into a block. Either the whole block is accepted or it is rejected in the market clearing.

Tablica 2 - Kontinuirana licitacija / Table 2 - Continuous auction

Definicija / Definition Kontinuirani proces nagodbe / Continuous clearing process
Karakteristike / Characteristics Plati ponudenu cijenu / Pay-as-bid price Bilateralna trgovina / Bilateral trade Decentralizirano programiranje / Decentralized scheduling
Primjeri / Examples NETA / NETA Sekundarno tržište u Nord Poolu / Derivatives market in Nord Pool

Kontinuirana licitacija je proces u kojem su otvorene ponude izložene na "tržištu", a potencijalni kupac i potencijalni prodavač mogu izabrati onu koja im je atraktivna (tablica 2). U takvoj licitaciji ponuđač mora prihvatiti cijenu koju je ponudio. Sustav plati ponudenu cijenu je u suprotnosti s batch sustavom u kojem se cijena u pravilu razlikuje od cijene ponuđača u licitaciji. Tijekom nagodbe samo će marginalni ponuđač dobiti cijenu jednaku onoj koju je ponudio. Svaki ponuđač, međutim, može objaviti svoje marginalne troškove ili marginalnu sklonost za plaćanje bez rizika loše cijene. To neće biti slučaj u sustavu plati ponudenu cijenu. Svaki će ponuđač nastojati postići cijenu blisku tržišnoj dogovorenoj cijeni (ili bolju od nje).

Kontinuirana trgovina u pravilu se svodi na bilateralne transakcije.

Kontinuirana licitacija traži decentralizirano programiranje. Nije moguće provesti bilo koji oblik centralnog programiranja tako dugo dok se transakcije fizičke trgovine odvijaju jedna po jedna. Programiranje i trgovina bit će više ili manje integrirani i više ili manje kontinuirani proces.

Licitacija će završiti nekoliko sati prije realnog vremena. Kontinuirana licitacija u prosjeku će doći bliže realnom vremenu (tipično dva sata) nego batch proces. Nakon toga ostavljena je PX i/ili SO provjera izvedivosti. Ako nisu zadovoljena ograničenja, potrebna je prilagodba. Ona je moguća kroz tržište uravnoteženja (balancing market).

A continuous auction is a process where open bids are displayed on the "marketplace" and potential buyers and sellers can pick offers that look attractive (see Table 2). In such an auction, a bidder must accept the price he is offered. It is a pay-as-bid price, in contrast to a batch system where the price will generally differ from the price offered by the bidders. In a price clearing system, only the marginal bidders will receive a price equal to the bid-price. Every bidder can, therefore, reveal his marginal cost or marginal willingness to pay without risking a bad price. This will not be the case in a pay-as-bid auction. Every bidder will try to obtain a price close to (or even better than) the market-clearing price.

Continuous trade is normally based on bilateral transactions.

A continuous auction requires decentralized scheduling. It is not possible to run any form of central scheduling as long as physical trading transactions are performed one at a time. Scheduling and trading will be an integrated and more or less continuous process.

The auction will close a number of hours before real time. A continuous auction will on average be closer to real time (two hours typically) than a batch process. After that, it is left to the PX and/or the SO to check for feasibility. If constraints are violated, adjustments have to be made. They can be made through the balancing market.

Tablica 3 - Različita tržišna rješenja [10] / Table 3 - Various market solutions [10]

	Tip Type	Ponude Bids / Offers	Cijena Price	Rezultati Products
Španjolska Spain	Pool, obvezni Pool, mandatory	Po gen. jedinici Per gen. unit	Jedinstvena Unique	Spot Spot
Nordel Nordel	Razmjena, dobrovoljna Exchange, voluntary	Regionalna po tvrtki Zonal per company	Regionalna Zonal	Spot, futures, opcije Spot, futures, options
Bivši UK pool Former UK pool	Pool, obvezni Pool, mandatory	Po gen. jedinici Per gen. unit	Jedinstvena Unique	Spot Spot
UK NETA UK NETA	Tržište uravnoteženja, obvezna prijava Balancing market, mandatory notifications	Po gen. jedinici Per gen. unit	Plati po ponudi, regulacija prema gore i prema dolje Pay-as-bid, upw. and downward regulation	Real time balansiranje Real time balancing
EEX - Njemačka EEX - Germany	Razmjena, dobrovoljna Exchange, voluntary	Po tvrtki Per company	Jedinstvena Unique	Spot, futures (6 godina) Spot, futures (6 years)
Powernext - Francuska Powernext - France	Razmjena, dobrovoljna Exchange, voluntary	Po tvrtki Per company	Jedinstvena Unique	Spot, futures (2 godine) Spot, futures (2 years)
PJM - SAD PJM - USA	Razmjena, dobrovoljna Exchange, voluntary	Po gen. jedinici Per gen. unit	Čvorišna Nodal	Spot, pomoćne usluge Spot, ancillary services

### 7.5 Rezerve i balansiranje

Ova tema obrađena je u literaturi [11], [12], [13], [14], [15], [16] i [17].

Spot tržište je ex ante tržište. Zatvara se nekoliko sati prije realnog vremena. Da bi se osigurao fizički balans u realnom vremenu potrebne su raspoložive rezerve. To je odgovornost operatora sustava (OS) da osigura nužne rezerve i da se njima koristi kad je potrebno.

Potreba za rezervom je u nekoj mjeri uvjetovana projektom tržišta. Kada je moguće izbalansirati tržište bliže realnom vremenu (što je moguće kroz Elbas tržište u Nord Poolu), zahtjev za rezervom može se u nekoj mjeri smanjiti. Ali ipak je nužno uvijek imati rezervu za nepredvidive slučajeve.

Postoje različiti tipovi rezerve. Vrijeme odaziva, mehanizam aktiviranja (automatski ili ručni) i druge karakteristike su različiti. Rezerve su uključene u široki spektar podupirućih usluga koje se nazivaju pomoćne usluge-ancillary services.

Postoje različita rješenja da se te rezerve učine dostupnim. Općenito se može govoriti o centraliziranom i decentraliziranom rješenju. U prvom slučaju operator sustava preuzima odgovornost za realizaciju potrebnog djelovanja i (ako je potrebno) za nadoknadu tvrtkama koje su stavile na raspolaganje rezervu. U drugom slučaju operator sustava definira zahtjeve i raspodjeljuje obveze u pogledu rezerve među sudionicima na tržištu. Ostavljeno je sudionicima da sami osiguraju rezervu ili da ju kupe od drugih kako bi ispunili svoju obvezu.

Naravno da postoje troškovi za čuvanje rezerve i za njezino korištenje. Ti su troškovi različiti za razne generatorske jedinice. U pravilu hidrogeneratori imaju niže troškove od termogeneratora.

### 7.6 Fizička i financijska trgovina

Spot tržište i tržište uravnoteženja fizička su tržišta. Normalna prodaja na malo između opskrbljivača i kupca je također fizičko tržište. Ugovorena količina isporučena je na bazi dogovora o lokaciji (područje ili čvoru), vremenu i cijeni. Financijski ugovor također uključuje specifikaciju količine, lokaciju, vrijeme i cijenu, ali ne uključuje fizičku isporuku već samo financijsku transakciju.

Financijska trgovina zahtijeva referentnu cijenu na osnovi koje će se provesti transakcija. Najuobičajenija referentna cijena je spot cijena.

### 7.5 Reserves and balancing

There are several reports and papers in the bibliography dealing with this subject: [11], [12], [13], [14], [15], [16] and [17]

The spot market is an ex ante market. It closes some hours before real time. In order to assure that there is physical balance in real time, it is necessary to have reserves available. It is the responsibility of the SO to assure that there are necessary reserves available and to deploy the reserves if and when needed.

The need for reserves is to some extent affected by the market design. If it is possible to adjust the market balance closer to real time (such as through the Elbas market in Nord Pool), the requirement for reserves can be reduced to some extent. Nonetheless, it is always necessary to have reserves available in case of contingencies.

We distinguish among various types of reserves. The response time, activation mechanism (automatic or manual) and other characteristics differ. Reserves are included in a broader set of supporting services called ancillary services.

There are various solutions to the problem of making such reserves available. We can broadly distinguish between centralized and decentralized solutions. In the first case, the SO takes the responsibility of acquiring what is needed and, if necessary, of remunerating the companies for making the reserves available. In the second case, the SO defines the requirements and distributes the obligations for reserves among the market participants. It is then left to the participants to rely on self-provision or to buy reserves from others in order to fulfil their obligations.

There is normally a fee for keeping the reserves ready for deployment as well as for using them. These fees are different for different generating units. Hydro units generally have lower fees than thermal units.

### 7.6 Physical and financial trade

The spot market and the balancing market are both physical markets. Normal retail sale from a supplier to a customer is also physical. The contracted quantity is delivered at the agreed location (area or node), time and price. A financial contract will also include the specification of quantity, location, time and price but there is no physical delivery included, only a financial transaction.

Financial trade requires a reference price against which the financial transactions can be settled. The most common reference price is the spot price.

## 8 PROGRAMIRANJE PROIZVODNJE NA OTVORENOM TRŽIŠTU

### 8.1 Centralizirano i decentralizirano programiranje

Kao što je spomenuto, projekt tržišta može se osnivati na centraliziranom ili decentraliziranom programiranju proizvodnje. U slučaju centraliziranog programiranja, planiranje je ostavljeno instituciji razmjene ili poolinga a zadaća je proizvođačkih tvrtka samo da osiguraju podatke. Centralno programiranje i dispečing bit će izvršeni za svaku generatorsku jedinicu, a organizacija je vrlo slična tradicionalnom centralnom planiranju. Primjer: prijašnji UK Pool i PJM (tablica 1).

S decentraliziranim rješenjem operacija planiranja ostavljena je svakoj proizvodnoj tvrtki. U tom slučaju potrebna je formulacija problema (kriterija).

Detaljnije o planiranju proizvodnje može se naći u literaturi [10] i [18].

### 8.2 Formulacija problema u tradicionalnom i dereguliranom okolišu

Sljedeća formulacija predstavlja tradicionalni (ne deregulirani) opis problema planiranja.

Dano je predviđanje (pouzdana) potrošnje električne energije. Treba ustanoviti plan proizvodnje (ili strategiju) koji minimizira očekivani trošak pokrivanja potrošnje, sa svim relevantnim ograničenjima uzetima u račun.

Trošak (tj. trošak ovisan o proizvodnji) uključuje:

- trošak goriva (+),
- trošak nabave električne energije (iz poola) (+),
- dohodak od prodaje električne energije (poolu) (-),
- dohodak od prodaje potrošačima koji se mogu isključivati (interruptible consumption) (-),
- troškovi ograničenja (+).

Formulacija se osniva na bivšoj propisanoj obvezi tvrtke da pokrije konkretne energetske zahtjeve unutar područja svoje koncesije. Ako je zahtjev potrošača za određenom energijom ograničen, vrijednost ograničenja uključuje se kao trošak ograničenja. (Izraz: Vrijednost izgubljenog opterećenja -Value of lost load VLL koristi se u vezi s navedenim).

U dereguliranom okolišu proizvođač u pravilu nema obvezu opskrbe određenog potrošača. Jedini je cilj proizvesti i prodati električnu energiju s maksimalnom dobiti, što se može formulirati na sljedeći način:

## 8 GENERATION PLANNING IN AN OPEN MARKET

### 8.1 Centralized or decentralized planning.

The market design can be based on centralized or decentralized generation scheduling, as pointed out earlier. In the case of centralized scheduling, planning is left to the exchange or pooling institution and the only task for the generation company is to provide data. Central scheduling and dispatch will be performed for each generating unit and the optimization is much like traditional central planning, for example, the former UK pool and PJM. See Table 1.

With the decentralized solution, operation planning is left to each generating company. In that case, the problem formulation (criterion) is affected.

Details on generation planning can be found, for instance, in [10] and [18].

### 8.2 Problem formulation in the traditional and deregulated environment

The following formulation represents the traditional (non-deregulated) description of the planning problem:

Given a forecast for (firm) electricity consumption, establish a production plan (or strategy) that minimizes the expected cost of covering the consumption, with all the relevant constraints taken into account.

Cost (i.e., generation dependent cost) includes:

- generation fuel cost (+),
- costs for electricity purchase (from the Pool) (+),
- income from electricity sale (to the Pool) (-),
- income from sales to interruptible consumption (-),
- curtailment costs (+).

This formulation is based on the former mandatory obligation of a utility to cover the firm power requirement within its concession area. If a consumer's demand for firm power is curtailed, the value of this is included in the curtailment cost. (The term value of lost load, VLL, is also used in this connection).

In a deregulated environment, in principle the producers have no obligation to serve any particular consumer. The only objective is to generate and sell electricity with maximum profits, which can be formulated in the following manner:

Given a forecast of the future market price (which in the long term is a stochastic variable), to establish a production plan (or strategy) that maximizes the expected profit over the planning period, with all the relevant constraints taken into account.

Dano je predviđanje buduće tržišne cijene (što je dugoročna stohastička varijabla). Treba ustanoviti plan proizvodnje (ili strategiju) koja maksimizira očekivani profit u planiranom razdoblju uzevši u obzir sva relevantna ograničenja.

Profit ovisi o:

- dohotku od prodaje električne energije (poolu) (+),
- trošku nabave električne energije (od poola) (-),
- troškovima goriva (-).

Formulacija planiranja u dereguliranom sustavu razlikuje se od tradicionalne u nekoliko oblika:

Zamjenjuje se minimizacija troška s maksimizacijom profita. Mada elementi uključeni u funkciju profita imaju suprotan predznak u usporedbi s funkcijom troška, ono što je izgledalo različito u stvari ostaje nepromijenjeno.

Prodaja potrošačima koji se mogu isključivati nije uključena u formulaciju dereguliranog sustava. Hoće li takav potrošač biti poslužen ili ne ovisi o spot cijeni, a ne o razini tekuće proizvodnje. Tako dugo dok se pretpostavlja da je opskrba tog potrošača pokrivena sa spot tržišta nije nužno uzeti u obzir takav ugovor u račun operacije optimiranja. To je bilo tako i u bivšem sustavu no možda nedovoljno prepoznato.

Trošak ograničenja nije uvršten u novu formulaciju i to je u stvari jedina značajna razlika između dvije formulacije. Trošak ograničenja realan je trošak za društvo, ali nije uključen u obračun tvrtke i ne utječe na profit. Isključivanje troška ograničenja vodi do rizičnije pogonske strategije, tj. strategija podrazumijeva povećanu vjerojatnost nužnosti ograničenja. Na određeni način uz to je vezana opća zabrinutost za sigurnost opskrbe u dereguliranom sustavu.

Ta formulacija problema također podrazumijeva da su proizvođači smatrani kao price takers. To znači da oni ne uzimaju u obzir bilo koji utjecaj koji bi njihova vlastita proizvodnja mogla imati na tržišnu cijenu. Ta pretpostavka izgleda razumna za male proizvođače, ali može biti upitna za velike. Tržišna snaga bila je problem na nekim energetske tržištima.

## 9 PRISTUP MREŽI I OPTIMALNE TARIFE

### 9.1 Uvod

Kako je već opisano, restrukturiranje energetskog sustava uključuje odvajanje djelatnosti. Sustav se dijeli na: konkurentni dio (proizvodnja) i nekonkurentni, tj. monopolistički dio predstavljen s prijenosnom i distribucijskom (T/D) mrežom.

Profit depends on the following:

- income from electricity sales (to the pool) (+),
- costs from electricity purchase (from the pool) (-),
- generation fuel costs (-).

This planning formulation of the deregulated system differs from the traditional formulation in several ways:

There is a change from cost minimization to profit maximization. However, the elements included in the profit function have opposite signs than the cost function, so what appears to be a difference is, in fact, no real change.

Sales to interruptible consumption are not included in the formulation of deregulated systems. Whether a consumer with an interruptible supply contract should be served or not depends on the spot price and not on the running generation level. As long as supply to interruptible loads is assumed to be covered from the spot market, it is not necessary to take this type of contract into account in operation optimization. In fact, the same was true in the former system but perhaps not fully recognized.

Curtailment cost is not included in the new formulation and this is, in fact, the only genuine difference between the two formulations. Curtailment cost is a real cost to society but it is not included in the utilities accounts and does not affect profit. Exclusion of the curtailment cost leads to a more risky operational strategy, i.e., a strategy implying the increased probability that curtailment is needed. The general concern for the security of supply in deregulated systems is to some extent tied to this.

This problem formulation also implies that the producers are regarded as price takers. That means that they do not take any influence their own production might have on the market price into account. This assumption seems reasonable for small producers but may be questionable for larger ones. Market power has been a problem in some power markets.

## 9 GRID ACCESS AND OPTIMAL TARIFFS

### 9.1 Introduction

As described earlier, restructuring of the power system includes the division or unbundling of the system. The supply system is divided into two parts, a competitive part (generation) and a non-competitive, i.e., monopolistic part represented by the transmission and distribution (T/D) grid.

Grid access is vital to the competitive parties. Producers and consumers must be able to use the grid for



Pristup mreži ključan je za konkurentni dio. Proizvođač i potrošač moraju biti pravno sposobni koristiti prijenosnu mrežu koja predstavlja fizičko tržište kada dođe do trgovine.

Zato je pristup treće strane Third Part Access (TPA) nužan preduvjet efikasnog tržišta. Međutim, do koje je mjere postignuto efikasno tržište ovisi također o tarifama za prijenos i distribuciju (T/D). Pristup mreži i tarife za prijenos i distribuciju (T/D) su često razmatrane u međunarodnoj literaturi. U popisu literature ovo je obrađeno u [7], [8], [19], [20] i [21]. Vidjet će se kako OPF model može služiti za proračun čvorišnih cijena i kako čvorišna cijena može biti osnova za optimalne prijenosne tarife.

### 9.2 Proračun cijena temeljen na optimalnom toku snage - Optimal Power Flow (OPF)

Optimal Power Flow (OPF) poznata je tehnika u tradicionalnom energetsom inženjeringu - normalno baziran na minimizaciji troška. OPF se može proširiti sa potražnjom i ponudom i tako izražavati ravnotežu ponuda-potražnja na otvorenom tržištu. Može se koristiti kriterij maksimizacije ekonomskih viškova umjesto minimizacije troška. OPF se tada može djelomično koristiti kao teoretska baza koncepta određivanja cijena, a djelomično i kao praktični alat za proračun cijene.

Prošireni OPF problem može se formulirati kako slijedi:

Dana je mreža sa svojim input i output čvorištima (slika 3). Generatori su povezani na input čvorišta, svaki sa zadanom funkcijom troška, tj. trošak kao funkcija proizvodnje:

$$C_i = C_i(P_{Gi}) \quad (1)$$

Marginalni je trošak:

$$c_i = \frac{\partial C_i}{\partial P_{Gi}} = c_i(P_{Gi}) \quad (2)$$

gdje je:

$C_i$  - trošak generatora u točki  $i$ ,  
 $P_{Gi}$  - proizvodnja (djelatna snaga)  $i$   
 $c_i$  - marginalni trošak.

transportation and it represents a physical marketplace where trade can take place.

Third-party access (TPA) is therefore a necessary condition for an efficient market. However, the extent to which an efficient market is achieved is also dependent on the transmission and distribution (T/D) tariffs. Grid access and transmission tariffs are frequently discussed in the international literature. In the bibliography, the following references are relevant: [7], [8], [19], [20,] and [21]. We shall see here how an OPF model can be used to calculate nodal prices and how nodal prices can be the basis for optimal transmission tariffs.

### 9.2 Price calculation based on extended Optimal Power Flow (OPF)

Optimal Power Flow (OPF) is a well-known technique in traditional power engineering. It is normally based on cost minimization but OPF can also be extended to include the demand as well as the supply side, thereby reflecting the supply-demand balance of an open market. We can use maximization of economic surplus instead of cost minimization as a criterion. OPF can then be used partly as a theoretical basis for a pricing concept and partly as a practical tool for price calculations.

The extended Optimal Power Flow problem can be formulated as follows:

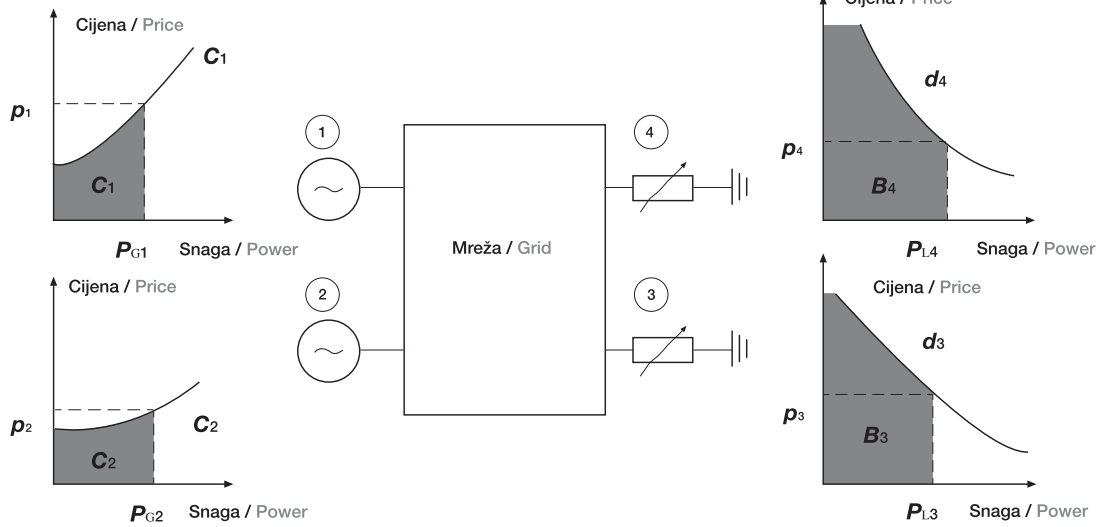
Given a grid with a set of input nodes and a set of output nodes as shown in Figure 3, there are generators connected to the input nodes, each with a given cost function, i.e., cost as a function of generation:

The marginal cost is:

where:

$C_i$  is the cost of generation at point  $i$ ,  
 $P_{Gi}$  is the generation (active power) and  
 $c_i$  is the marginal cost.

Slika 3  
Optimalni dispečing  
Figure 3  
Optimal dispatch



Potrošači su povezani na output čvorišta, svaki s funkcijom korisnosti, tj. korisnost za potrošača je funkcija potrošnje:

The consumers are connected to the output nodes, each with a utility function, i.e., consumer utility as a function of consumption:

$$B_j = B_j(P_{Lj}) \quad (3)$$

a marginalna korisnost, tj. marginalna sklonost plaćanja:

and marginal utility, i.e., marginal willingness to pay:

$$d_j = \frac{\partial B_j}{\partial P_{Lj}} = d_j(P_{Lj}) \quad (4)$$

gdje je:

$B_j$  ukupna korisnost za potrošača  $j$ ,  
 $P_{Lj}$  potrošnja električne energije tog potrošača i  
 $d_j$  marginalna sklonost plaćanja.

where:

$B_j$  is the total utility for consumer  $j$ ,  
 $P_{Lj}$  is the electricity consumption of this consumer and  
 $d_j$  is the marginal willingness to pay.

Sada je cilj maksimizacija korisnosti (ili zarade) umanjene za trošak:

The objective is now the maximization of utility (or benefit) minus cost:

$$\max(f) = \max\left(\sum_{l=1}^m B_j - \sum_{i=1}^n C_i\right) \quad (5)$$

gdje je:

$f$  funkcija cilja.

where:

$f$  is the objective function.

Svi inputi i outputi su kontrolirane varijable. (Kontrolirane varijable mogu također uključivati regulaciju napona, podešavanje kondenzatora itd.; ovdje se koriste kontrolirane varijable samo input i output snage u mrežu.)

All the inputs and outputs are control variables. (The control variables can also include voltage control, switched capacitor setting etc. We are using power input and output to the grid as the only control variables here.)

Ovaj problem optimizacije može se riješiti pomoću Lagrangeova multiplikatora:

We can solve this optimization problem by introducing a set of Lagrange multipliers:

$$\lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \lambda_{n+1} \end{bmatrix} \quad (6)$$

a može se riješiti i proširena funkcija cilja kada su uključena ograničenja (ujednačavanje tokova snage i druga obvezatna ograničenja) pomnožena s Lagrangeovim multiplikatorom. Dio tog rješenja je:

and solve an extended objective function, where the restrictions (load flow equations and other binding restrictions) multiplied by the Lagrange multipliers are included. As part of that solution, we find that:

$$\lambda = \begin{bmatrix} c \\ d \end{bmatrix} \quad (7)$$

Ovdje

Here

$$\mathbf{c} = \begin{bmatrix} c_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ c_n \end{bmatrix} \quad (8)$$

su marginalni troškovi i

are the marginal costs, and

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} d_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ d_m \end{bmatrix} \quad (9)$$

marginalne sklonosti plaćanju.

the marginal willingness to pay.

### 9.3 Čvorišne cijene

Prednost rješavanja problema optimiranja korištenjem Lagrangeova multiplikatora vezanoga za svako čvorište je u tome što se multiplikatori mogu smatrati cijenama. Lambde su čvorišne cijene, tj. cijena u svakom čvorištu proizšla iz optimalnog rješenja tokova snage.  $\lambda_i$  je marginalni trošak isporuke dodatne jedinice električne snage na sabirnicama  $i$ . Marginalni je trošak isti ako je dodatna jedinica prenesena s bilo kojeg drugog čvorišta u mreži.

Tako čvorišna cijena može biti:

$$p_i = \lambda_i = c_i \tag{10}$$

za proizvodno čvorište  $i$

$$p_i = \lambda_i = d_i \tag{11}$$

za potrošačko čvorište.

### 9.3 Nodal Prices

One advantage to solving the optimization problem by the use of the Lagrange multipliers tied to each node is that the multipliers can be interpreted as prices. The lambdas represent nodal prices, i.e., the price at each node derived from the optimal load flow solution.  $\lambda_i$  is the marginal cost of supplying an additional unit of electricity at bus  $i$ . This marginal cost is the same if the additional unit is transferred from any other node in the grid.

Therefore, the nodal prices can be written:

for a generation node, and

for a consumption node.

### 9.4 Tradicionalno korištenje OPF-a

U sustavu s tradicionalno vertikalno integriranim tvrtkama, održavanje cijene (ili preciznije tarifiranje) stvar je između tvrtke i krajnjeg korisnika. Optimalni pogon sustava uključujući programiranje proizvodnje i dispečing interni je problem tvrtke. Dispečerski centar obično je odgovoran za tu zadaću. U tom kontekstu određivanje cijene zanimljivo je kao instrument upravljanja prema potrošaču s namjerom da se postigne ne samo optimalni dispečing već i sveopći društveni optimum u koji su uključeni isporuka i potražnja.

Zato u vertikalno integriranim tvrtkama OPF može biti korišten u dvije svrhe (slika 4):

u svrhu dispečinga, što znači da je jednadžba riješena u odnosu na proizvodnju  $P_i$  u input čvorovima i u svrhu određivanja cijene, što znači da je cijena dana jednadžbom korištena za određivanje cijene u potrošačkim čvorištima.

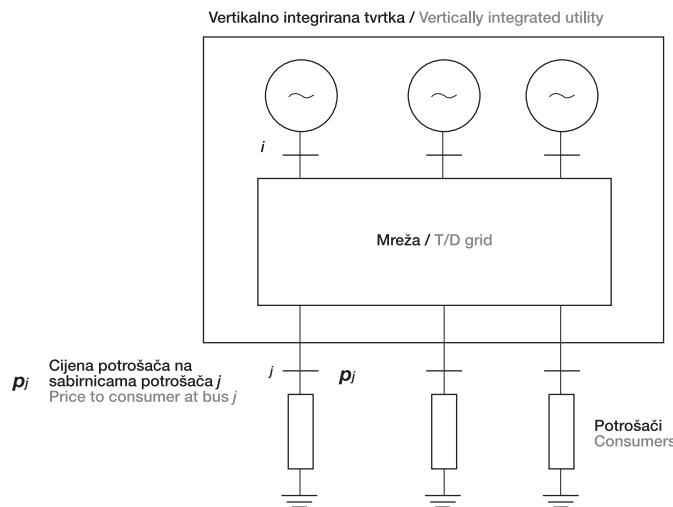
### 9.4 Traditional use of Optimal Power Flow

In a system with traditional vertically integrated utilities, pricing (or more precisely: tariffing) is a matter between the utility and the end users. Optimal operation of the system, including generation scheduling and dispatch, is an internal problem for the utility. A dispatching center is normally responsible for the task. In this context, pricing is interesting as a steering instrument towards the consumer, in order to obtain not only optimal generation dispatch but an overall societal optimum in which both supply and demand are included.

Therefore, in a vertically integrated utility, OPF can be used for two purposes (see Figure 4):

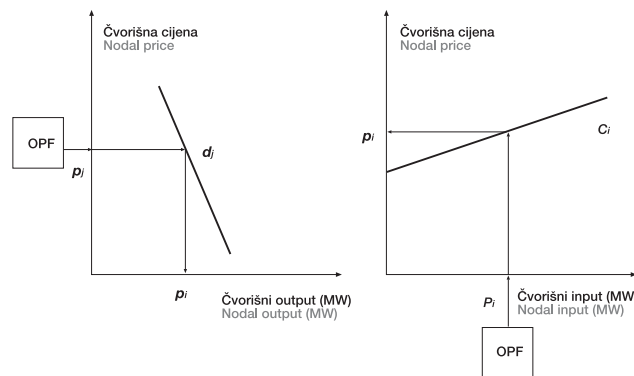
dispatching purposes, meaning that the equation set is solved with respect to generation,  $P_i$  in input nodes, and pricing purposes, meaning that the price given by the equation set is used for pricing in consumption nodes.

Slika 4  
Vertikalno integrirana tvrtka  
Figure 4  
Vertically integrated utility



Kako bi se postiglo optimalno rješenje unutar tradicionalnog okvira, cijene su korištene kao upravljački signal prema potrošačima, dok su količine (proizvodni output) korištene prema generatorskim jedinicama (slika 5). To je naravno zahvaljujući činjenici što tvrtka nema izravnu kontrolu nad količinama potrošenima od strane svojih potrošača dok je output generatorskih jedinica kontroliran. Može se također smatrati racionalnim rješenjem zbog karakteristika cijena-količina objiju strana. Proizvodnja je obično više osjetljiva na cijenu nego potrošnja pa su cijene prema tomu manje djelotvorne kao kontrolni instrument na proizvodnoj strani.

In order to implement the optimal solution within this traditional framework, prices were used as steering signals towards the consumers while quantities (generating output) were used towards the generating units (see Figure 5). This is, of course, due to the fact that the utility had no direct control over the quantities consumed by its customers, whereas output from the generating units was controlled. This can also be regarded as a rational solution due to the price-quantity characteristics of the two sides. Production is normally more price sensitive than consumption and prices are thus less effective as a control instrument on the generating side.



**Slika 5**  
OPF proizvodni cjenovni signali potrošačima i signali količine generatorima  
**Figure 5**  
OPF generating pricing signals to consumers and quantity signals to generators.

### 9.5 Deregulirani okvir

U dereguliranom okviru, čvorišne cijene (temeljene na OPF proračunu) mogu se koristiti za input i output čvorišta i ako se proizvođači i potrošači dobro adaptiraju na te cijene (kao price takers) dobit će se optimalno rješenje.

### 9.5 Deregulated framework

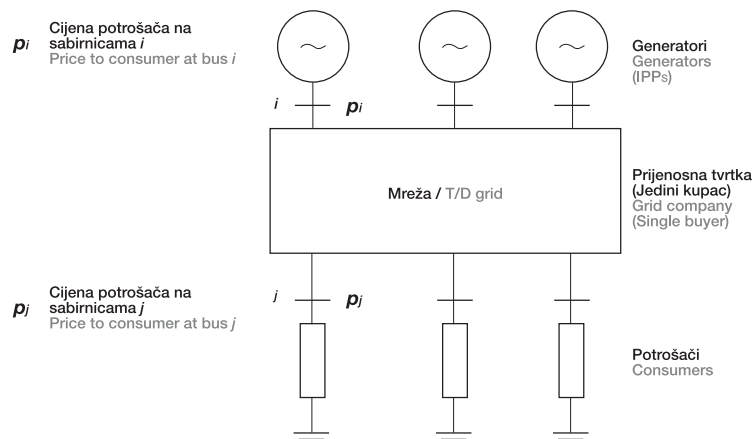
Within the deregulated framework, nodal prices (based on OPF calculation) can be used for input and output nodes. If consumers as well as producers adapt to those prices (as price takers), we shall reach the optimal solution.

Postoje različite alternative za primjenu:

There are different alternatives for implementation:

Čvorišna cijena može se primijeniti izravno od odgovorne institucije. To je model jedinog kupca (slika 6). Ta alternativa neće sadržavati određenu cijenu prijenosa. Cijena prijenosa bit će razlika između čvorišnih cijena bilo koja dva čvorišta. Dohodak prijenosne tvrtke bit će razlika između troška nabave u input čvorištima i dohotka prodaje u output čvorištima.

The nodal price can be applied directly by the responsible institution, i.e. the single buyer model (see Figure 6). This alternative will not involve explicit transmission pricing. The price for transmission will be the difference between the nodal prices of any two nodes. The grid company's income will be the difference between the purchase cost at the input nodes and the sales income at the output nodes.



**Slika 6**  
Model jedinog kupca  
**Figure 6**  
Single buyer model



Čvorišna cijena može se koristiti kao osnovica za cijenu prijenosa točka-točka. Za prijenos od točke  $i$  do točke  $j$  optimalna je cijena:

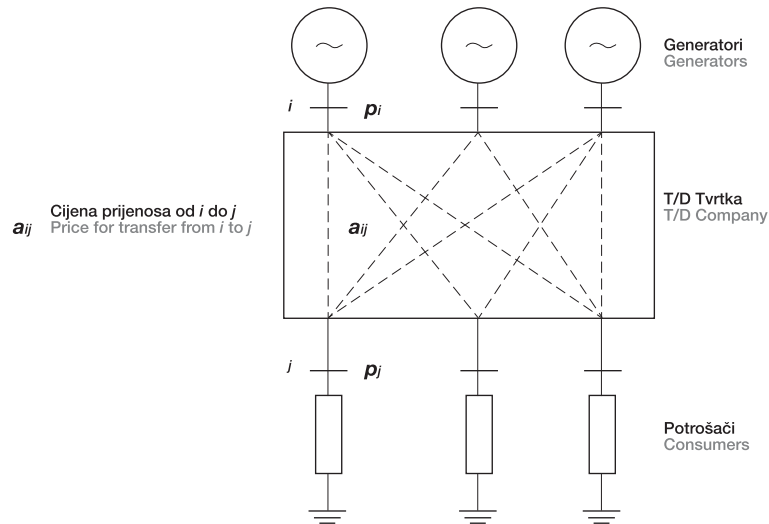
The nodal prices can be used as the basis for point-to-point transmission prices. The optimal price for transmission from point  $i$  to point  $j$  is:

$$a_{ij} = p_j - p_i = (\lambda_j - \lambda_i) \quad (12)$$

Slika 7 prikazuje otvoreni pristup s tarifama prijenosa  $a_{ij}$  za prijenos između točke  $i$  i točke  $j$ . Takva tarifa točka-točka za prijenos je prilagođena bilateralnim trgovačkim transakcijama. Ovisi o partnerima u trgovini kako će podijeliti među sobom trošak prijenosa.

Figure 7 illustrates open access with transmission tariffs  $a_{ij}$  for transmission between point  $i$  and point  $j$ . Such point-to-point tariffs for transfer are suited to bilateral trading transactions. It is normally up to the trading partners to determine how the transmission charge should be shared between them.

**Slika 7**  
Otvoreni pristup, prijenosna tarifa točka-točka  
Figure 7  
Open access, Point-to-point transfer tariffs



Sa sustavom točka tarife, svaki sudionik plaća prijenos između priključnog čvorišta i tržišta odnosno središta (slika 8). Ako je neko čvorište  $s$  izabrano za središte, prijenosna cijena između jednih input sabirnica i toga središta bit će:

With a system of point tariffs, each participant pays for transmission between the connection node and a marketplace or a hub (see Figure 8). If one node,  $s$ , is chosen as the hub, the transmission price between an input bus and this hub will be:

$$a_i = p_s - p_i = p_s - \lambda_i \quad (13)$$

i

$$a_j = \lambda_j - p_s \quad (14)$$

and

bit će cijena prijenosa između središta  $i$  i output čvorišta. Cijena na referentnom čvorištu  $p_s$  bit će tržišna cijena.

will be the transmission price between the hub and the output node. The price at the reference node  $p_s$  will be the market price.

Očito je da će točka tarifa u točki  $i$  plus točka tarifa u točki  $j$  značiti tarifu točka-točka između  $i$  i  $j$ :

It is evident that the point tariff at point  $i$  plus the point tariff at point  $j$  will equal the point-to-point tariff between  $i$  and  $j$ :

$$a_{ij} = a_i + a_j = (\lambda_j - \lambda_i) \quad (15)$$

Sustav točka tarifa zahtijeva tržište (market place) ili središte (hub) negdje u mreži. To nije prijeko potrebna fiksna sabirnica i ne mora biti eksplicitno definirana kao fizička lokacija. Svrha je da svaki sudionik tržišta vidi tržišnu cijenu - može biti spot cijena ili ugovorena cijena - i cijenu transfera između tržišta i lokalnih sabirnica gdje je on povezan. Za sudionike je zanimljiva lokalna cijena. Lokalna je cijena:

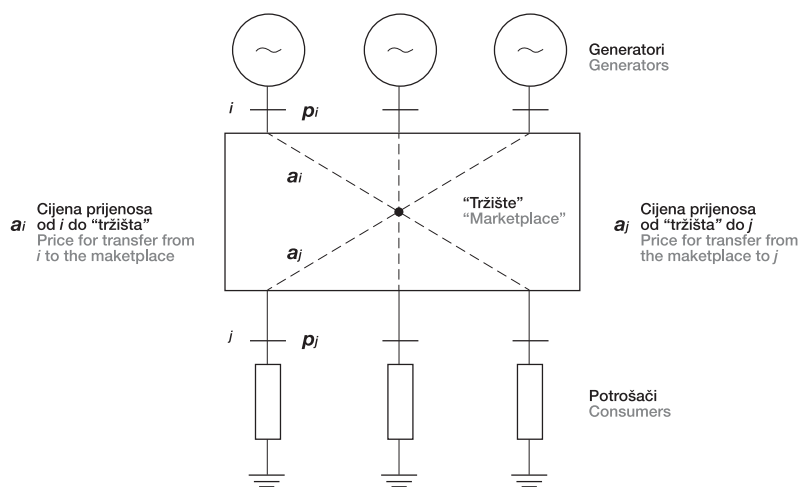
za potrošača: tržišna cijena + točka tarifa,  
za generator: tržišna cijena - točka tarifa.

Ako su cijene prijenosa korektne i tržište efikasno, svaki sudionik tj. svaki generator u konkurenciji i potrošač na tržištu imat će optimalnu čvorišnu cijenu.

A point tariff system requires a marketplace or hub somewhere in the grid. It is not necessarily a fixed bus and it does not even have to be explicitly defined as a physical location. The point is that every market participant will see a market price, which can be a spot price or a contract price, and a price for transfer between the marketplace and the local bus where he/she is connected. It is this local price that is interesting for the participants. This local price is:

for a consumer: market price + point tariff,  
for a generator: market price - point tariff.

If the transmission tariffs are correct and the market is efficient, every participant, i.e., every competing generator and consumer in the market, will see the optimal nodal price.



Slika 8  
Otvoreni pristup i  
točka tarifa  
Figure 8  
Open access and  
the point tariff system

### 9.6 Timing i podaci

Budući da je energetska sustav dinamičan, a tok jako promjenljiv, dobivanje podataka za OPF je problem. Timing je važan faktor. Treba uzeti u obzir dva važna aspekta:

*Vremenska rezolucija.* Kako se često treba mijenjati cijena? Norveški sustav temelji se na satnim spot cijenama, no cijene prijenosa mijenjaju se samo dva puta u 24 sata.

*Timing proračuna i oglašavanja cijena.* Obično se zahtijeva da su cijene prijenosa dostupne nešto prije realnog vremena (ex-ante) i to tako da su sudionici informirani i mogu ih uzeti u obzir u njihovu tržišnom ponašanju. Međutim, ostaje za diskusiju koliko rano treba provoditi proračun i oglašavanje cijena. Tako dugo dok se proračuni rade ex-ante trebaju se temeljiti na prognozi pa to dovodi do određene nesigurnosti. Nesigurnost će porasti s povećanim otklonom od realnog vremena i s povećanom vremenskom rezolucijom. U Švedskoj, Finskoj i Danskoj proračun se

### 9.6 Timing and data

Due to the fact that the power system is dynamic and the flow is highly variable, providing data for the OPF is a problem. Timing is an important factor. There are two important aspects to consider:

*Time resolution.* How frequently should prices change? The Norwegian system is based on hourly spot prices but the transmission energy charges change only twice in a 24-hour period.

*Timing of the calculation and dissemination of prices.* It is normally required for transmission prices to be available sometime before real time (ex ante) in such a way that the participants are informed and can take them into account in their market behavior. However, how far ahead calculation and dissemination of prices should be performed is a matter for discussion. As long as the calculations are performed ex ante, they have to be based on forecasts and there will be some uncertainty. This uncertainty will increase with increased distance from real time and with increased time resolution. In Sweden,

radi jednom godišnje, u Norveškoj svaka dva mjeseca (ubuduće možda svaki tjedan), u Kaliforniji (prije 2001.) dva dana prije realnog vremena.

Ako je projekt tržišta temeljen na centralnom programiranju/dispečiranju, moguće je provesti OPF kao dio procedure nagodbe o cijeni. U tom slučaju OPF se može osloniti na podatke dobivene na licitacijama. To znači da je vremenska rezolucija za cijenu prijenosa ista kao ona za tržišnu cijenu (spot cijena). To također znači da je proračun blizak realnom vremenu.

Moguće je također određivanje cijena ex-post. U tom slučaju proračuni bi se mogli temeljiti na promatranim tokovima snage. No za sudionike na tržištu situacija s planiranjem bila bi teška. Oni bi morali predvidjeti cijene prijenosa.

U nordijskom sustavu s timingom se barata različito za različite komponente prijenosnih tarifa. Cijena energije (marginalni gubitak) predstavljena je ex-ante, dok se cijene zagušenja obrađuju blizu realnom vremenu. Ostale komponente tarifa normalno se usklađuju jednom godišnje.

## 10 ISKUSTVO

“Kušanje pudinga je u jedenju” popularna je engleska poslovice. Samo kroz praktičko iskustvo moguće je doći do solidnog poimanja novoga koncepta bez obzira kako je on dobro teoretski podržan.

Činjenica je da smo taj “puding” jeli kroz nekoliko godina jasno pokazuje da je moguće djelovanje elektroenergetskog sustava pod uvjetima otvorenog tržišta. No iskustvo je na neki način miješano.

Izgleda da su norveško i nordijsko tržište razumno uspješni. Nije bilo dramatičnih nepravilnosti tržišne snage. Cijene su međutim bile nepostojane (slika 9). Najviše je toga uzrokovano promjenama hidrologije koja utječe na kapacitet hidroproizvodnje. Osobito kritično razdoblje bila je zima 2002/2003 [22].

Finland and Denmark, calculations are performed once a year, in Norway every two months (in the future perhaps every week) and in California (before 2001) two days before real time.

If the market design is based on central scheduling/dispatch, it is possible to run an OPF as part of the market clearing procedure. In that case, the OPF can be based on data provided through the bidding process. This means that the time resolution for the transmission charge is the same as for the market price (the spot price). It also means that the calculation is close to real time.

Ex post pricing is also possible. In this case, the calculation could be based on the observed load flow. However, the planning situation for the market participants would be difficult. They would have to forecast transmission prices.

In the Nordic system, timing is handled differently for the various components of the transmission tariffs. The energy (marginal loss) charge is presented ex ante, while the congestion charge is handled close to real time. Other tariff components are normally adjusted once a year.

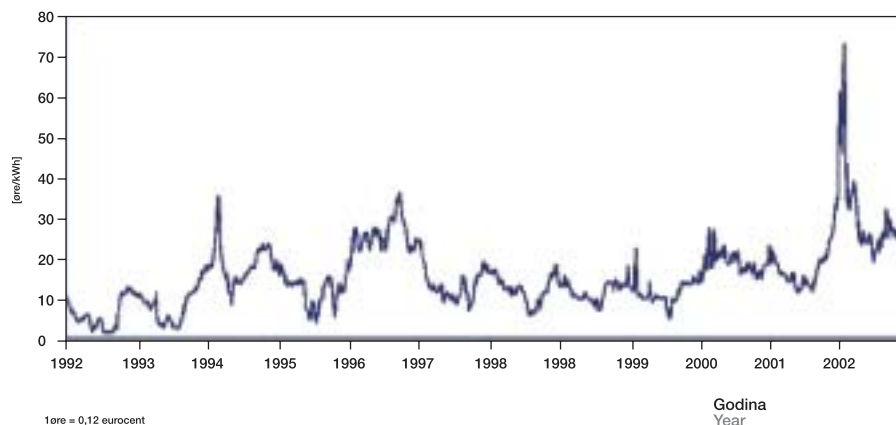
## 10 EXPERIENCE

“The proof of the pudding is in the eating” is a popular English phrase. Solid comprehension of a concept is only possible through practical experience, no matter how well it is underpinned theoretically.

The fact that we have been eating this “pudding” for some years clearly shows that it is possible for a power system to operate under free market conditions. Nonetheless, the experience has been somewhat mixed.

The Norwegian and Nordic markets seem to be reasonably successful. We have not seen a drastic abuse of market power. The prices, however, have been volatile (see Figure 9). Most of this has been caused by variable precipitation affecting the hydro generation capability. The winter of 2002/2003 was an especially critical period [22].

Slika 9  
Spot cijene u Nord Poolu  
Figure 9  
Spot prices in Nord Pool



Niska razina cijena i njihova nepostojanost dovele su investicije u nordijskom sustavu gotovo na nulu (osim u Danskoj gdje su bile forsirane vjetroelektrane uz znatnu potporu). Sada se čini da investicije ponovno rastu. Finska je odlučila graditi nuklearnu elektranu. U Norveškoj su dane licence za plinske elektrane prije nekoliko godina, ali investiranja su odgođena radi situacije s cijenama. Odluka da se započne izgradnja je sada (jesen 2005) prihvaćena.

Engleska je bila pionir u europskom restrukturiranju. Privatizacija je bila ključni dio engleske reforme, nasuprot reformi u nordijskim zemljama gdje se zadržalo javno vlasništvo. Bivši CEEB razdijeljen je na mali broj konkurentnih tvrtki, a to kombinirano s privatnim vlasništvom dovelo je do situacije gdje je rizik za tržišnu snagu očigledan. Tako su se vidjele vrlo jasne naznake manipulacija s cijenama. Cijena je bila znatno viša nego ona koju bi dalo savršeno konkurentno tržište. To je stvorilo poticaj za investiranje. Novi subjekti učinili su značajne investicije, osobito u plinske kombi elektrane.

Najstrašnji rezultat bio je u Kaliforniji gdje smo bili svjedoci sloma sustava, prvenstveno financijskog, ali tijekom kritičnog razdoblja u ljeto 2001. - također i fizičkoga. Morala se je vršiti redukcija potrošnje. Ta je katastrofa bila djelomično uzrokovana tržišnom snagom, koja je u određenoj mjeri bila povećana zbog grešaka u projektiranju tržišta.

Ne može se ući u detalje iskustava u raznim dijelovima svijeta, ali je moguće izvući zaključke iz nekoliko prije navedenih primjera.

Energetski je sustav ranjiv na snagu tržišta. Tome pridonosi niska elastičnost cijena na potrošačkoj strani. Podjela na veliki broj malih konkurentnih tvrtki je prednost, ali to će katkada dovesti do dodatnih troškova u sustavu. Mora se naći razumni kompromis [23].

Privatno vlasništvo neki smatraju nužnim za konkurentno tržište. Rašireno je mišljenje da tvrtke u javnom vlasništvu ne mogu biti konkurentne. Do koje granice je to mišljenje rašireno ovisi, izgleda, o lokalnoj tradiciji. U nordijskom području postoji duga tradicija uključivanja javnog sektora u industrijske aktivnosti i naše je iskustvo u energetskom sektoru da proizvodne tvrtke apsolutno mogu konkurirati. Privatni bi sektor zasigurno uveo više agresivnosti i kreativnosti, ali, kao što smo vidjeli u raznim zemljama, to nije uvijek na korist društvenoj zajednici.

Low price levels and the price volatility brought investments in the Nordic system down to almost zero (except in Denmark, where wind power has been forced in through heavy subsidies). Investments now seem to be picking up again. Finland has decided to build a nuclear plant. In Norway, licenses to build gas power were granted some years back but investments were postponed due to the price situation. A decision to start the construction work in the autumn of 2005 has been made.

England was the pioneer in European restructuring. Privatization was an essential ingredient in the English reform, in contrast to the Nordic reform where public ownership was unaffected. The former CEEB was divided into a small number of competing companies which, combined with private ownership, led to a situation where the risk for market power was obvious. We have seen clear indications that price manipulation has been going on. Prices have been considerably higher than what would be expected in a perfectly competitive market. This has spurred investments. New entrants have made substantial investments, especially in combined cycle gas-fired plants.

The most disastrous outcome was in California, where we witnessed a kind of system breakdown, first of all financially but also physically during the critical period in the summer of 2001. Some load shedding had to be done. This disaster was partly caused by market power, which to some extent was enhanced by a basic blunder in the market design.

We cannot go into detail on the experiences in various parts of the world but it is possible to draw some conclusions from the few examples mentioned here.

A power system is vulnerable to market power. Low price elasticity on the consumer side is a contributing factor. Division into a large number of small competing companies is an advantage but sometimes imposes extra costs on the system. It is necessary to find a reasonable compromise [23].

Private ownership is regarded by some people as a necessity in a competitive market. The opinion is widespread that public companies cannot compete. The extent to which this is the case seems to depend on local traditions. In the Nordic region, we have a long tradition of public involvement in industrial activity and our experience in the power sector is that generating companies do compete. The private sector would probably involve more aggressiveness and creativity but, as we have seen in other countries, this is not always to the benefit of society.

## 11 ZAKLJUČAK

Iskustvo je raznih zemalja da energetska sustava može djelovati u tržišnim uvjetima. Može se također zaključiti da je konkurencija bila poticaj za smanjenje cijena. To se vidjelo u nekoliko slučajeva. Treći je zaključak da prekomjerno investiranje koje je bilo prisutno u mnogim zemljama u bivšim monopolističkim uvjetima neće se događati u većoj mjeri na efikasnom konkurentnom tržištu. No postoji zabrinutost da bi moglo doći do podinvestiranja. Iako je nordijska deregulacija bila uspješna što se tiče pogona sustava, još je nejasno da li će i kako biti održana zadovoljavajuća ravnoteža u pogledu kapaciteta. Briga za sigurnost opskrbe u EU također je indikacija da ravnoteža kapaciteta može biti rizična.

Gledajući unaprijed izgleda da se proces deregulacije nastavlja. Cilj Europske unije je slobodno tržište za sve potrošače do 2007. Ali sve da se u načelu može i postići taj cilj, vjerojatno će trebati više vremena da se prilagodimo novoj situaciji. Praktična rješenja trebaju biti raspoloživa a ljudima - u elektroprivrednim tvrtkama, a također i na strani potrošača - trebati će vrijeme za prilagodavanje.

## 11 CONCLUSIONS

The experience in several countries is certainly that a power system can operate under market conditions. We can also conclude that competition has spurred cost reductions, as we have seen in several cases. A third conclusion is that over-investment, which occurred in many countries under formerly monopolistic conditions, will not prevail in an efficient competitive market. Nevertheless, there is still some concern that under-investment might result. Although the Nordic deregulation has been a success with respect to system operations, it is still unclear whether and how a satisfactory capacity balance can be maintained. EU concern for the security of the supply is also an indication that capacity balance might be at stake.

Looking ahead, it seems that the deregulation process is continuing. The EU objective is a market open to all consumers by 2007. However, although we might reach that target in principle, we will probably need some more time to adapt to the new situation. The practical arrangements must be in place and people, in the power companies as well as on the consumer side, will need time to adjust.

---

## LITERATURA / REFERENCE

- [1] JOSKOV, P., SMALENSSEE, R., Markets for Power, The MIT Press 1983
- [2] ROTHWELL, G., GOMES, T., Electricity Economics, IEEE press 2003
- [3] KIRCHEN, D., STRABAC, G., Power System Economics, Wiley 2004
- [4] FLATABØ, N., DOORMAN, G., GRANDE, O. S., RANDEN, H., WANGENSTEEN, I., Experience with the Nord Pool Design and Implementation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, May 2003
- [5] AAM, S., WANGENSTEEN, I., Deregulation of the Norwegian electricity supply industry, World Energy Council, Houston, Texas 1998
- [6] DE VRIES, L. J., Securing the public interest in electricity generation markets, PhD thesis, Technical University of Delft, June 2004.
- [7] WANGENSTEEN, I., BOTTERUD, A., FLATABØ, N., Power System Planning and Operation in International Markets - Perspectives from the Nordic Region and Europe, Proceedings of the IEEE, vol 93, no 11, November 2005
- [8] CHRISTIE, R. D., WOLLENBERG, B., WANGENSTEEN, I., Transmission Management in the Deregulated Environment, IEEE Proceedings. February 2000
- [9] BJØRNDAL, M., Topics on Electricity Transmission Pricing, Dr. oec. thesis, NHH, Bergen 2000
- [10] WILSON, R., Architecture of Power Markets, Econometrica, July, 2002
- [11] ANDROČEČ, I., Congestion Management / Short Term Scheduling of Power Generation, Master Thesis Zagreb 2005
- [12] WANGENSTEEN, I., WOLFGANG, O., DOORMAN, G., Capacity pricing in a free market, SINTEF Energy Research Report TR A6037, Jan 2005.
- [13] DOORMAN, G., Peaking Capacity in Restructured Power Systems, Dr.ing. thesis, NTNU, November 2000
- [14] DOORMAN, G. L., GRANDE, O. S., VOGNILD, I., Market based solutions to maintain system reliability in the Norwegian power system, CIGRE 2002, Paris, 25-30 August 2002.
- [15] STOFF, S., The Demand for Operating Reserves: Key to price Spikes and Investments, IEEE Transactions on PAS, vol. 18, No.2, May 2003.
- [16] WANGENSTEEN, I., GRANDE, O. S., Provision and Pricing of Ancillary Services in a Deregulated Hydro dominated System, CIGRE symposium on Impact of Open Trading on Power Systems, Tours, June 1997.
- [17] GJERDE, O., FISMEN, S., SLETTEN, T., System operator responsibility in a deregulated power market, CIGRE symposium on Impact of Open Trading on Power Systems, Tours, June 1997.



- [18] FOSSO, O.B. et. al., Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case, IEEE Winter Meeting 1998
- [19] WANGENSTEEN, I., GJELSVIK, A., Transmission tariffs based on optimal power flow, SINTEF Energy Research TR A4669, February 1999
- [20] GRANDE, O. S., WANGENSTEEN, I., Alternative models for congestion management and pricing. Impact on network planning and physical operation , CIGRE Session 2000, Paris 2000.
- [21] NEUHOF, K., Market Power in Networks, PhD Thesis, St. John's College, Cambridge, May 2003
- [22] CHRISTIE, R. and WANGENSTEEN, I., The Energy Market in Norway and Sweden: Congestion Management, IEEE Power Engineering Review, May 1998.
- [23] STOFT, S., Power System Economics, IEEE Press, 2002.
- 

Uredništvo primilo rukopis:  
2005-12-20

Manuscript received on:  
2005-12-20

Prihvaćeno:  
2006-01-17

Accepted on:  
2006-01-17

# NEKI TEMELJNI PROBLEMI PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKOJ U KRATKOROČNOM I SREDNJOROČNOM RAZDOBLJU SOME OF THE BASIC PROBLEMS OF SHORT-TERM AND MEDIUM- TERM ELECTRICITY GENERATION IN CROATIA

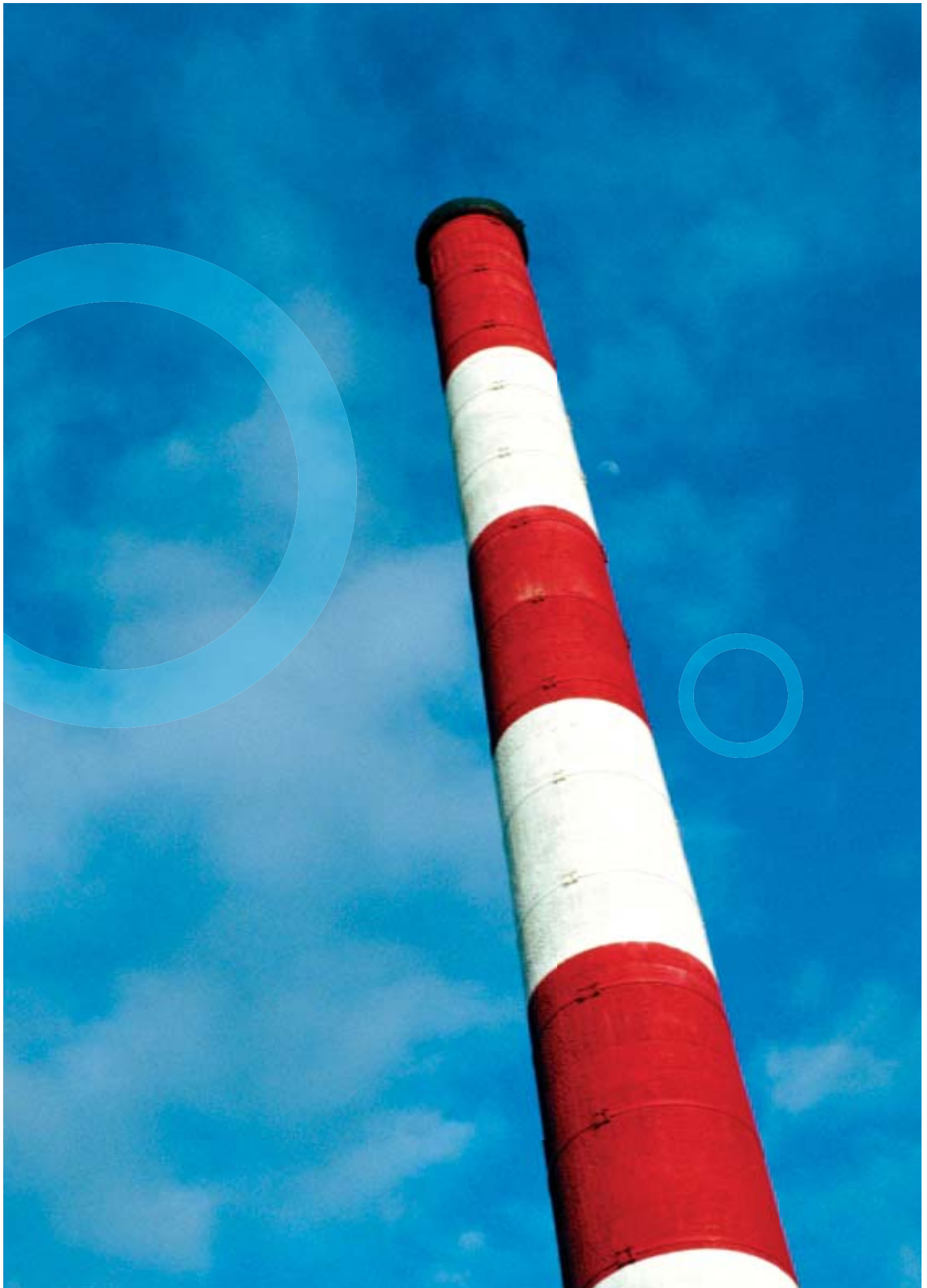
**Prof. dr. sc. Danilo Feretić, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska**  
**Prof Danilo Feretić, PhD, University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing, Unska 3, 10000 Zagreb, Croatia**

U članku se analiziraju uvjeti i ograničenja za proizvodnju električne energije u Hrvatskoj u idućem kratkoročnom i srednjoročnom razdoblju (do 2020. godine). U analizu su uključena pitanja prognoze porasta potrošnje električne energije i njezine veze s porastom bruto društvenog proizvoda, nesigurnost u raspoloživosti i cijeni prirodnog plina kao temeljnog energenta, te ograničenja u primjeni obnovljivih izvora energije.

Razmotren je relativni utjecaj elektrana na okoliš, posebno u pogledu emisija stakleničkih plinova i šteta od emisija (eksterni troškovi). Izvršena je ekonomska usporedba elektrana s eksternim troškovima. Naglašen je potencijalni značaj nuklearne elektrane za Hrvatsku u srednjoročnom razdoblju te potreba diversifikacije izvora energije kao i promptnog početka pripremnih radova za sve potencijalne opcije gradnje elektrana.

The article analyzes the conditions and limitations in the generation of electricity in Croatia in the next short-term and medium-term periods (until 2020). The analysis includes the forecasts of the increase in electricity consumption and its relation to the increase in the GDP, the unstable availability and the price of natural gas as the basic source of energy, as well as limitations in the implementation of renewable resources. The article reviews the relative impact of power plants on the environment, particularly with regard to the emissions of greenhouse gases and the resulting damage (external costs). An economic comparison of power plants incl. external costs is presented. The potential importance of a nuclear power plant to Croatia in the medium term is noted, as well as the need to diversify resources and to promptly begin with the preparatory works for any potential option in building power plants.

**Ključne riječi:** cijene energenata, ekonomičnost elektrana, eksterni troškovi, nuklearne elektrane, planiranje potrošnje električne energije, proizvodnja električne energije u Hrvatskoj, raspoloživost prirodnog plina  
**Key words:** availability of natural gas, cost-efficiency of power plants, electricity generation in Croatia, external costs, fuel price, nuclear power plants, planning electricity consumption



## 1 UVOD

U Hrvatskoj je u posljednjoj deceniji došlo ne samo do smanjenja gradnje elektrana već i do zastoja ozbiljnijih priprema radova za takvu gradnju. S druge strane, potrošnja električne energije neprekidno raste, a glavina postojećih termoelektrana u Hrvatskoj približava se kraju svojega radnog vijeka. Raspoloživost uvozne električne energije upitna je jer se viškovi energije u europskim zemljama smanjuju. Usporedno sa smanjenjem viškova raste cijena uvezene energije. Praksa je pokazala da deregulacija energetskog sektora, kako kod nas tako i u drugim zemljama, ne stimulira ulaganje u proizvodnju električne energije, što dovodi do sve izrazitijeg smanjenja rezervi energije u elektroenergetskom sustavu. Deregulacija, kao dio općeg procesa globalizacije, trebala bi uvesti konkurenciju u proizvodnji energije unutar elektroenergetskog sustava. Očekivani efekti deregulacije (smanjenje cijene električne energije zbog konkurentnosti elektrana), u praksi se ne mogu postići ako ona rezultira manjom ponudom električne energije od potražnje. Realno je da će se u tom slučaju dogoditi upravo obrnuto. Prosječna će cijena porasti jer će jeftiniji proizvođači, po logici tržišta, podići svoje prodajne cijene da se približe skupljima.

Postojeći hrvatski zakoni o energiji i tržištu energijom ističu poslovanje postojećeg elektroenergetskog sustava, a malo pažnje posvećuju potrebi njegova proširenja, posebno u pogledu povećanja proizvodnje električne energije.

Budući da je raspoloživost električne energije preduvjet za svekoliki gospodarski razvoj i standard stanovništva, postojeće stanje izaziva zabrinutost svih stručnjaka koji se bave energetikom.

## 2 POTROŠNJA I PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

### 2.1 Potreba za električnom energijom

Ekonomski razvoj svake zemlje vezan je uz potrošnju električne energije. Veza između stope rasta bruto društvenog proizvoda (BDP) i stope rasta potrošnje električne energije ispitana je za niz zemalja na različitim razinama ekonomskog razvoja i kod svih je ustanovljeno da je odnos tih stopa (poznat kao faktor elastičnosti) blizak jedinici. U manje razvijenim zemljama u prosjeku je viši i bliži jedinici nego u visokorazvijenima. Valja napomenuti da je stopa promjene potrošnje električne energije u svim zemljama svijeta pozitivna. Predviđanje relativnog porasta BDP-a i potrošnje električne energije u svijetu prema prognozi Međunarodne agencije za energiju [1] prikazano je slikom 1.

## 1 INTRODUCTION

In the last decade, Croatia experienced a hold-up in the construction of power plants and any serious preparatory works for such a construction bogged down. On the other hand, electricity consumption is constantly rising, and most of the existing thermoelectric power plants in Croatia are nearing the end of their lifetime. Availability of imported electricity is questionable because power surpluses in European countries are dwindling and the cost of imported power is rising. It has been shown in practice that the deregulation in the energy sector, in Croatia and abroad, is not conducive to the production of electricity, which leads to an ever greater reduction in power reserves in the electricity supply system. Deregulation, as part of the universal globalisation process, was to introduce competition in power production. The expected effects of deregulation (falling prices of electricity owing to the competition between power plants) cannot be achieved in practice if deregulation results in a supply of electricity that is lower than demand. In such a case, it is only realistic to assume the opposite: the average price will go up, because cheaper vendors will follow the market logic and raise their selling prices to get closer to the more expensive vendors.

The existing Croatian legislation on energy and energy market underlines the operation of the existing electricity supply system, paying little attention to the need for its extension, particularly with a view to increasing the production of electricity.

Availability of electricity being a prerequisite to any economic development and the standard of living of the population, the present situation gives energy experts cause for concern.

## 2 CONSUMPTION AND PRODUCTION OF ELECTRICITY

### 2.1 Needs for electricity

The economic development of every country is firmly related to the consumption of electricity. The relation between the GDP growth rate and the rate of growth of the consumption of electricity has been examined for a number of countries at different levels of their economic development, and it has been found in all of them that the ratio of such rates (known as flexibility rate) is close to 1. In underdeveloped economies, on the average, it is higher and closer to 1 than in developed economies. Note that the rate of change in electricity consumption in all the countries of the world is positive. The forecast of the relative growth of the GDP and electricity consumption, made by the International Energy Agency [1], is shown in Figure 1.

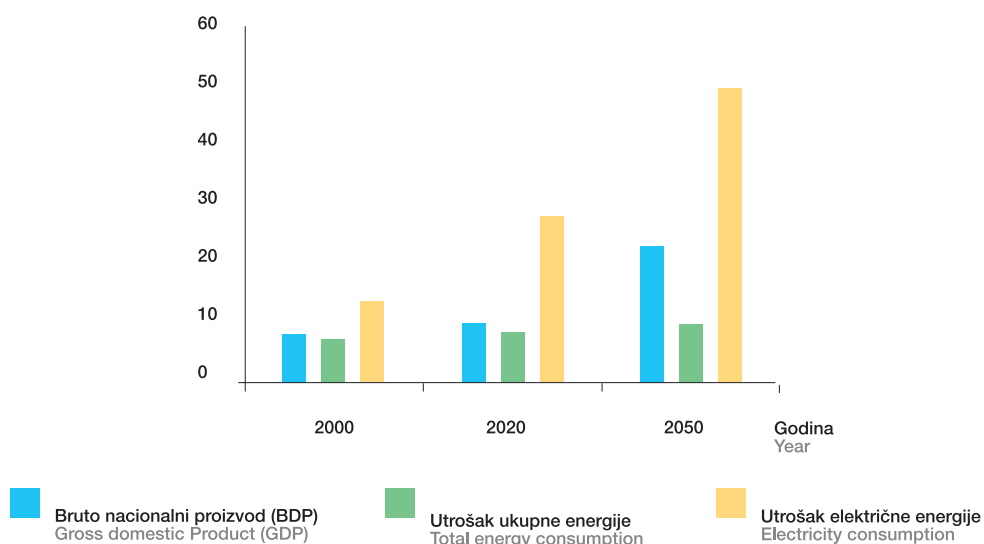
Iz slike 1 mogu se izvesti odnosi prosječnog porasta potrošnje električne energije i bruto nacionalnog dohotka za godine 2000. i 2020. prikazani tablicom 1.

Figure 1 allows for a derivation of relations between the average electricity consumption and the GDP increase for the years 2000 and 2020, as shown in Table 1.

Tablica 1 - Predviđeni relativni porast bruto nacionalnog dohotka i potrošnje električne energije u svijetu za razdoblje od 2000. do 2020.  
Table 1 - Forecast of the relative global growth of the GDP and the increase in power consumption between 2000 and 2020

Svijet / Global	2000	2020	Prosječan porast u razdoblju od 2000. do 2020. Average increase between 2000 and 2020
BDP (rel.) / GDP (rel.), %	100	124	1,1%
Potrošnja el. energ. (rel.) / Power consumption (rel.)	100	200	3,5%

Relativni porast bruto nacionalnog dohotka te utroška ukupne i električne energije (1950. = 1)  
Relative growth of GDP and consumption of energy and of electric power (1950. = 1)



Slika 1  
Očekivani relativni porast potrošnje ukupne i električne energije i bruto nacionalnog dohotka u svijetu za razdoblje od 2000. do 2050.

Figure 1  
Expected relative global increase in the consumption of energy in general and of electricity in particular, as well as the GDP growth, between 2000 and 2050

Na temelju analize niza zemalja na sličnom stupnju razvoja kao što je u Hrvatskoj dolazi se do zaključka da kod planiranja porasta potrošnje električne energije ne bi trebalo računati s nižim stopama porasta od očekivanih stopa porasta BDP-a.

On the basis of the analysis of a number of countries at the same level of development as Croatia we arrive at the conclusion that in planning the growth of electricity consumption one should not count with growth rates lower than the expected GDP growth rates.

Postoje, dakako, i znatne razlike između zemalja istog stupnja razvijenosti, ovisno o tome u kojoj se mjeri električna energija koristi za proizvodne i uslužne djelatnosti, a u kojoj za društveni standard i domaćinstva. O tim zakonitostima treba voditi računa i pri planiranju potrošnje električne energije u Hrvatskoj, jer se očekivana stopa rasta BDP-a u budućem razdoblju neće moći ostvariti bez odgovarajuće stope rasta potrošnje električne energije.

There are, of course, substantial differences between the countries at the same level of development, depending on the extent to which electricity is used in manufacturing and service sectors compared with the use related to the standard of living and household supply. This needs to be taken into account in planning the consumption of electricity in Croatia, because the expected GDP growth rate in the coming period will not be achievable without the corresponding increase in electricity consumption.



## 2.2 Prognoza potrošnje i proizvodnje električne energije u Hrvatskoj

Prema Strategiji razvoja energetike [2] očekivana potrošnja električne energije u Hrvatskoj u 2010. godini prema referentnom scenariju mogla bi, od sadašnjih oko 15 TWh porasti na 17,5 TWh, a u 2020. na oko 21 TWh. Iz tih podataka slijedi da se za razdoblje od 2002. do 2010. predviđa prosječna godišnja stopa porasta potrošnje električne energije oko 2 %, a za razdoblje od 2010. do 2020. oko 1,8 %. Predviđene stope porasta potrošnje električne energije vjerojatno su preniske (a ne mogu se pravdati ni vjerodostojnim analizama razvoja konzuma). Takve stope porasta dovele bi do povećanog zaostajanja Hrvatske za razvijenim zemljama i ne bi mogle podržati očekivani porast bruto društvenog proizvoda u srednjoročnom razdoblju od 3 do 5 %. Neovisno o tome, bilo bi potrebno do 2010. godine osigurati dobavu novih 2,5 TWh, a nakon toga do 2020. godine još dodatnih 3,5 TWh, odnosno ukupno oko 6 TWh električne energije.

Ako bi se povećanje potrošnje električne energije pokrilo gradnjom termoelektrana s prosječnim iskorištenjem instalirane snage od 5 000 do 6 000 h/god do godine 2010. trebalo bi, samo za pokriće povećane potrošnje, izgraditi jednu temeljnu elektranu snage 400-500 MW, a do 2020. još jednu takvu elektranu snage 600-700 MW.

Ako bi se odlučilo za skuplju varijantu i dio povećane potrošnje pokrilo gradnjom malih hidroelektrana ili elektrana koje iskorištavaju druge obnovljive izvore energije, potrebna snaga temeljnih elektrana bila bi gotovo ista ili zanemarivo manja.

Budući da je gradnja elektrana u Hrvatskoj već dugi niz godina usporena, veći je dio današnjih termoelektrana neekonomičan i zastario, pa bi one do 2020. godine trebale izaći iz redovitog pogona. To se odnosi na sve postojeće termoelektrane, osim TE Plomin 2, TE-TO Zagreb novi blok i NE Krško. Ukupna snaga jedinica koje će zastarjeti između 2010. i 2020. godine iznosi oko 1 200 MW, pa bi usporedno s gradnjom novih termoelektrana za pokriće povećane potrošnje trebalo zamijeniti i postojeće zastarjele jedinice. To znači da bi i uz navedenu vrlo skromnu stopu porasta potrošnje električne energije za pokriće konzuma do 2020. godine trebalo u Hrvatskoj izgraditi nove temeljne elektrane ukupne snage 2 200-2 400 MW.

Valja napomenuti da se rad termoelektrana na tekuće gorivo obustavlja ne samo zbog zastarjelosti opreme nego i zbog visoke cijene goriva.

Ako bi se, radi osiguranja kompatibilnosti s prognozama porasta BDP-a, prognozirala stopa porasta potrošnje električne energije u razdoblju od 2000.

## 2.2 Forecast of the consumption and generation of electricity in Croatia

According to the Energy Development Strategy [2] the expected consumption of electricity in Croatia in the year 2010, following the reference scenario, could rise from the about 15 TWh currently to 17.5 TWh, i.e. to about 21 TWh in 2020. It follows from this data that in the period from 2002 to 2010 the envisaged average consumption of electricity will grow at an average rate of about 2 %, or in the period from 2010 to 2020 of about 1,8 %. The envisaged growth rates for the consumption of electricity are probably too low (and they cannot be justified by reliable analyses of the development of consumption, either). Such growth rates would lead to a widening gap between Croatia and developed economies and could not support the expected growth of the GDP of 3 to 5 % in the medium term. Notwithstanding, it would be necessary to provide the supply of another 2,5 TWh by 2010, and another 3,5 TWh by 2020, i.e. a total of about 6 TWh electricity.

If the increase in the consumption of electricity were to be covered by the construction of thermoelectric power plants with the average capacity utilisation of 5 000 to 6 000 h/year, it would be necessary to build one basic 400-500 MW power plant by the year 2010, plus another one with 600-700 MW by 2020, just to compensate the increase in consumption.

If the more expensive option were chosen to cover part of the increased consumption by the construction of smaller hydroelectric power plants or power plants utilising other renewable resources, the required capacity of the basic power plants would still be almost the same or insignificantly smaller.

Considering that the construction of electric power plants in Croatia has only been dragging for a number of years now, most of the existing thermoelectric power plants are not cost effective and are obsolete and should be decommissioned by 2020. This applies to all the existing thermoelectric power plants, except Plomin 2, the New Unit of the Zagreb Power/Heat Plant, and the Krško nuclear power plant. The total capacity of the units which will become obsolete between 2010 and 2020 is about 1 200 MW, so simultaneously with the construction of new thermoelectric power plants to cope with the increasing consumption, the existing obsolete units should also be replaced. This means that even with the above-mentioned very modest rate of growth of electricity consumption by 2020, Croatia should build new basic power plants with their capacity totalling 2 200-2 400 MW.

Thermoelectric power plants burning liquid fuel are to be decommissioned not only because they have become obsolete but also because of high fuel prices.

If in keeping with the forecasts of BDP growth we predict 4% increase in the consumption of electricity from 2000 to

do 2020. godine od 4 %, konzum u 2020. godini dosegao bi oko 27 TWh. To znači da bi gradnjom novih elektrana do te godine trebalo pokriti potrošnju od 12 TWh. Time bi potrebna snaga novih temeljnih elektrana u 2020. godini bila za oko 1 000 MW veća od navedene, dakle u granicama 3 200-3 400 MW.

### **2.3 Pravni i organizacijski preduvjeti za realizaciju programa gradnje elektrana u Hrvatskoj**

Nakon utvrđivanja potrebe gradnje novih elektrana u Hrvatskoj postavlja se pitanje o odgovornom subjektu za realizaciju tog cilja. Nakon reorganizacije HEP-a i deregulacije sektora proizvodnje električne energije izgubljena je prijašnja nedvojbeno odgovornost elektroprivrede za gradnju elektrana i osiguranje sigurnog snabdijevanja potrošača električnom energijom. To bi posebno došlo do izražaja nakon eventualne privatizacije HEP-a.

Neosporno je da Vlada RH ostaje odgovorna za funkcioniranje svih mehanizama države pa tako i za snabdijevanje električnom energijom. Logika tržišnog poslovanja da proizvodnju bilo koje robe određuje zakon ponude i potražnje što, preneseno na elektroprivredu, znači da ekonomski interes investitora treba odrediti odabir elektrane, vrijeme početka proizvodnje i količinu proizvedene električne energije. Cijenu bi trebao odrediti odnos ponude i potražnje bez upletanja države, a regulator cijene trebala bi biti očekivana konkurencija među proizvođačima električne energije.

Takve su postavke nekompatibilne s nedvojbenom obvezom državne uprave da osigura bitne uvjete za život i funkcioniranje cijelog društva, od kojih je opskrba električnom energijom jedan od najvažnijih. Nezaobilazna je uloga države i kada je riječ o cijeni proizvedene energije (posebno ako ne postoji dovoljna ponuda na tržištu i ravnopravan pristup izvorima enegije svih potrošača). Budući da je riječ o proizvodu od velike važnosti za društvo, potpuno slobodno formiranje cijene električne energije po tržišnim uvjetima (posebno u uvjetima pomanjkanja konkurentne proizvodnje), ugrozilo bi standard stanovništva i obustavilo rad niza poduzeća, pa je intervencija države prijeko potrebna bez obzira na to što narušava logiku tržišnih uvjeta privredivanja.

U praksi se pokazalo, da su privatni investitori slabo zainteresirani za ulaganje u gradnju elektrana. Rentabilnost je gradnje rizična, s jedne strane zbog moguće intervencije državne regulative, javnosti, političkih stranaka (primjer je nesigurnosti investitora niz obustavljenih priprema za gradnju elektrana u Hrvatskoj ), a s druge strane zbog nesigurna povrata kapitala i nesigurna profita zbog mogućeg direktnog ili indirektnog utjecaja države na cijenu proizvedene energije.

2020, the consumption would total about 27 TWh in 2020. This means that the construction of new power plants would have to account for the consumption of 12 TWh. The required capacity of new basic power plants in 2020 would thus be about 1 000 MW greater than mentioned above, i.e. between 3 200 and 3 400 MW.

### **2.3 Legal and organisational requirements for the realisation of the programme of construction of electric power plants in Croatia**

Once we have agreed on the necessity to build new electric power plants in Croatia, the next question is who is to be the responsible facilitator. Following the re-organisation of HEP and the deregulation of the sector of electric power generation, the former clear responsibility of electric power utility to build power plants and provide stable supply is gone. This would become particularly visible in case of the privatisation of HEP.

It is undisputable though that Croatian Government remains responsible for the operation of all mechanisms of the state, including the electricity supply. The market logic postulates that the production of any goods is determined by demand and supply which, in terms of the electric power utility, means that the economic interest of the investor should determine the choice of the plant, the starting time of commission and the quantity of the electricity produced. The price should be determined by the relation between the demand and the supply without any intervention by the state, with the expected competition between electricity producers acting as price corrector.

Such assumptions are incompatible with the undisputed obligation of the government to secure the essentials for the life and functioning of the society at large, among which the electricity supply is one of the most important. The role of the state is also unavoidable when it comes to the price of the electricity generated (particularly if there is no sufficient market supply and an equal access to energy sources for all consumers). Being a product of great importance for the society in general, totally free pricing of electricity under market conditions (particularly when there is no competition) would jeopardise the standard of living of the population and terminate the operation of a number of companies, so intervention by the state is necessary although it goes against the logic of the market economy.

It has been shown in practice that private investors do not care much for investing in the construction of power plants. Profitability of the construction is questionable because of the possible state regulatory intervention, the reaction of the public, political parties (an example of the insecurity of investors is a number of halted preparations for the construction of electric power plants in Croatia) on the one hand, and because of the uncertain return on investment and profit owing to a possible direct or indirect interference of the state with the price of electricity, on the other.

Navedeni problemi (koji su prisutni općenito, a ne samo u Hrvatskoj) traže kompromis između proklamiranih tržišnih uvjeta i potrebne intervencije države. Kompromis je ugrađen u naše zakonodavstvo (Zakon o energiji [3], Zakon o tržištu električnom energijom [4]). Usvojena Strategija energetskog razvitka Hrvatske [5] u osnovi je samo jedna od vizija zamišljenoga budućeg razvoja energetike u tri scenarija, a ne podloga za operativne planove. S druge strane, Odluka o donošenju programa prostornog uređenja Republike Hrvatske [6] ima neposredan (ali neopravdano nepovoljan) utjecaj na srednjoročne planove gradnje elektrana u Hrvatskoj, jer ne dopušta čak ni studijske i pripremne radove za gradnju termoelektrana na ugljen i nuklearnih elektrana prije 2015. godine.

Zaključak je razmatranja zakonskih podloga za gradnju elektrana u Hrvatskoj da se postojeći zakoni uglavnom bave poslovanjem postojećeg sustava i da daju veoma malo osnova za pokretanje njegova razvoja, posebno kada je riječ o proizvodnji električne energije.

Budući da je snabdijevanje električnom energijom od suštinskog značaja ne samo za gospodarstvo nego i za standard građana, tom problemu svi mjerodavni organi države trebaju posvetiti punu pozornost, jer je riječ ne samo o prioritetnom gospodarskom nego i političkom pitanju.

### 3 RASPOLOŽIVOST ENERGETSKIH IZVORA ZA PROIZVODNJU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Glavninu pokrića povećane potražnje električne energije u Hrvatskoj u idućem kratkoročnom razdoblju (do 2010. godine) treba zasnivati na vrlo ograničenim domaćim izvorima energije, gradnji elektrana uz korištenje uvoznih energenata i uvozu električne energije.

#### 3.1 Vlastiti izvori energije

Zbog vrlo ograničenih vlastitih zaliha fosilnih goriva, kao vlastiti energetski izvori za proizvodnju električne energije u Hrvatskoj preostaju tradicionalni obnovljivi izvori (velike i male hidroelektrane) i neki od tzv. novih obnovljivih izvora energije (sunčana energija, energija vjetera, energija biomasa i ponegdje geotermalna energija).

#### Hidroelektrane

Razvoj iskorištavanja hidroenergije u Hrvatskoj gradnjom velikih i malih hidroelektrana ograničen je preostalim kapacitetima vodenih tokova i

The problems presented (which are universal and not only specific to Croatia) require a compromise between the proclaimed market criteria and the necessary intervention by the state. The compromise is built into our legislation (Energy Act [3], Law on Electricity Market [4]). The adopted Strategy for the Development of the Energy Sector of Croatia [5] is basically one of the visions of the future development of the energy sector according to three scenarios, not a basis for operative plans. On the other hand, the Decision on the Adoption of the Physical Planning Program of the Republic of Croatia [6] has a direct (unreasonably unfavourable) effect on the medium-term plans for the construction of electric power plants in Croatia, because it does not allow even to undertake studies or preparatory works for the construction of coal-fired thermoelectric power plants and nuclear power plants prior to the year 2015.

The legislative basis for the construction of electric power plants in Croatia leads to the conclusion that the laws in place mostly deal with the operation of the existing system, providing very little basis for initiating the development of the same, particularly when it comes to the production of electricity.

Electricity supply being essential not only to the economy but also to the standard of living of the population, all the relevant authorities need to pay full attention to it, because it is a priority economic issue and a political issue as well.

### 3 AVAILABILITY OF ENERGY SOURCES FOR THE PRODUCTION OF ELECTRICITY

Covering most part of the increase in demand for electricity in Croatia in the next short-term period (by 2010) is expected to be based on the very limited national energy sources, the construction of electric power plants utilising imported fuel, and the import of electricity.

#### 3.1 Own energy resources

Because of the very limited national reserves of fossil fuels, Croatia's own potential for producing electricity includes the traditional renewable resources (large and small hydroelectric power plants) and some of the so-called new renewable sources of energy (solar energy, wind energy, biomass energy and, occasionally, geothermal energy).

#### Hydroelectric power plants

The development and utilisation of hydro energy in Croatia through the construction of large and small hydroelectric power plants is limited by the remaining capacity of water flows and the availability of environmentally acceptable sites for the construction of such facilities, particularly the ones whose construction would also be economically justifiable. According to the HEP Development Plan (Master Plan) [2] the construction of several large and

raspoloživošću ekološki prihvatljivih lokacija za gradnju tih objekata, posebno onih kojih bi gradnja bila i ekonomski opravdana. Prema planu razvoja HEP-a (Master Plan) [2] predviđena je gradnja nekoliko većih i manjih hidroelektrana (Novo Virje, Podsused, Čaprazlije, Drenje, Lešće, Krčić) namjena kojih je šira od same proizvodnje električne energije (zaštita od poplava, uređenje obala, navodnjavanje), pa je njihova realizacija osim zadovoljavanja ekonomskih i ekoloških kriterija te prihvaćanja javnosti uvjetovana i usuglašavanjem zainteresiranih partnera u gradnji objekata.

### **Novi obnovljivi izvori energije**

Novi obnovljivi izvori električne energije (tim terminom, kojim su označeni svi obnovljivi izvori osim većih hidroelektrana, često se nazivaju i aditivni izvori energije kako bi se naglasilo da sami ne mogu udovoljiti zahtjevima konzuma) razvili su se za primjenu u elektroenergetici tijekom 1970-ih godina. Razvoj je počeo u SAD-u radi dobivanja izvora električne energije bez atmosferskih emisija i koji neće imati probleme što prate primjenu nuklearne energije (među kojima je glavna briga bila mogućnost proliferacije nuklearnih materijala). Za proizvodnju električne energije u Hrvatskoj u obzir mogu doći elektrane koje iskorištavaju energiju sunca, vjetra i biomasa.

### **Sunčane i vjetrove elektrane**

U prvim godinama razvoja novih obnovljivih izvora energije najveće su nade polagane u solarne termičke sustave SEGS s paraboličnim pločama snage do 80 MW (SEGS i- VIII) koji su se gradili u Kaliforniji, a nešto manje u sustave s centralnim tornjem. Nakon smanjenja državnih subvencija obustavljena je proizvodnja sustava SEGS. U zemljama Srednje Europe zbog velikog udjela difuzne komponente u Sunčevu zračenju ne dolazi u obzir gradnja termičkih solarnih sustava nego samo onih s fotoelektričnim panelima.

Usporedno s razvojem sunčanih sustava analizirana je i mogućnost korištenja energije vjetra. Te su analize pokazale da se na povoljnim lokacijama (u Europi su to prvenstveno one na obali Atlantika) primjenom vjetroelektrana može postići znatno bolja ekonomičnost proizvodnje električne energije od korištenja fotoelektričnih panela. Zbog toga kada se danas govori o obnovljivim izvorima za proizvodnju električne energije uglavnom se misli na vjetroelektrane. Unatoč tomu, ni gradnja tih elektrana nije ekonomski održiva bez subvencija države.

Temeljni problem pri korištenju energije vjetra nije samo u kratkom prosječnom vremenu korištenja instalirane snage (oko 20 %), nego i u činjenici da je proizvodnja energije podložna nepredvidljivim i brzim vremenskim promjenama. Brzina promjena

small hydroelectric power plants has been envisaged (Novo Virje, Podsused, Čaprazlije, Drenje, Lešće, Krčić) whose purpose is broader than just to generate electricity (flood protection, regulating river banks, irrigation), and their realisation, in addition to meeting the economic and environmental criteria and the public acceptance, is also subject to the harmonisation between the partners holding a stake in the construction of the facility.

### **New renewable resources**

New renewable resources (the term covering all the renewable resources except major hydroelectric power plants, is often used to also denote additive resources, emphasising that they cannot meet the consumption requirements alone) were developed for the electric power sector during the 1970s. Their development began in the U.S.A. with a view to obtaining a source of energy without atmospheric emissions and the issues raised by the utilisation of nuclear energy (among which one of the main concerns was the possibility of proliferation of nuclear materials). What comes in question for electricity production in Croatia are power plants harnessing the energy of the sun, wind and biomass.

### **Solar and wind power plants**

In the first years of the development of renewable resources, the biggest hope were solar thermal system, SEGS, with parabolic troughs and the capacity of up to 80 MW (SEGS i- VIII), built in California, and to a lesser extent the central tower system. Following the reduction in government subsidies the manufacture of the SEGS system was stopped. In Central European countries, because of the great share of the diffuse component in the solar irradiation, the construction of thermal solar systems is out of the question, only of those with photoelectric panels.

Simultaneously with the development of solar systems, the potential for harnessing wind was also analysed. Analyses showed that at favourable sites (in Europe these are primarily located at the Atlantic coast) wind power plants can achieve a much better cost effectiveness for power generation than using photoelectric panels. Today, speaking of renewable resources for the generation of electricity we usually mean wind power plants. However, the construction of such power plants is also economically not feasible without government subsidies.

The basic problem with harnessing the energy of the wind is not only the short average time of utilisation of the capacity (about 20 %), but also the fact that the production of electricity is subject to unforeseeable and quick weather changes. The changes in the generation of electricity are much quicker in wind power plants than in solar power plants (adding to the unpredictability of production). Satisfactory consumer supply in a system with wind power plants can only be achieved if along with such power plants there is also a reliable and flexible source of energy (such as a gas power plant or an accumulation dam-type

produkcije energije (a time i nepredvidljivost proizvodnje energije) kod vjetroelektrana je veća nego kod Sunčevih elektrana. Zadovoljavajuće snabdijevanje potrošača u sustavu koji sadrži vjetroelektrane može se postići samo ako uz te elektrane postoji pouzdan i fleksibilan izvor energije (kao što je plinska elektrana ili akumulacijska hidroelektrana) koji u svakom trenutku može zamijeniti proizvodnju energije vjetroelektrane.

Jedna je od teškoća u gradnji vjetroelektrana zauzimanje velikih površina zemljišta. Primjerice, analizom je pokazano da bi povećanje udjela proizvodnje električne energije u elektranama na vjetar u Njemačkoj na 10 % dovelo do zauzimanja 2 % cijelog teritorija te države. Valja napomenuti da je otpor javnosti prema gradnji vjetroelektrana, zbog narušavanja krajolika, sve veći, pa se u mnogim slučajevima u Zapadnoj Europi njihova gradnja planira na morskoj pučini (Off Shore). Danas je u Europi gradnja takvih elektrana najzastupljenija u Njemačkoj. To treba shvatiti kao napor da se u toj zemlji, u uvjetima kada su ostale mogućnosti gradnje elektrana, osim iskorištenja uvoznog plina, veoma ograničene ili nedopuštene (gradnja termoelektrana na ugljen i gradnja nuklearnih elektrana), i bez obzira na ekonomičnost, osigura bilo kakva vlastita proizvodnja električne energije koja je donekle prihvatljiva u javnosti. Nadalje, znatni državni poticaji proizvođačima opreme za vjetroelektrane u industrijski razvijenim zemljama te povoljni krediti za gradnju takvih elektrana investitorima bi trebali osigurati njihovu konkurentnost, osobito na tržištima zemalja u razvoju. Takvim se pristupom znatno ograničava mogućnost razvoja lokalnih proizvođača opreme za te elektrane. A upravo se učešće lokalne industrije navodi kao jedan od razloga za gradnju elektrana s obnovljivim izvorima energije u nerazvijenim zemljama, uključujući i Hrvatsku.

Iskorištavanjem novih obnovljivih izvora energije smanjuje se potrošnja goriva u termoelektranama ili vode iz spremnika akumulacijskih hidroelektrana. Ekonomičnost iskorištavanja tih izvora energije ovisi o cijeni zamjenskoga fosilnoga goriva (porastom cijene plina raste rentabilnost obnovljivih izvora energije) i o cijeni gradnje elektrane s obnovljivim izvorom energije.

Uključenjem većeg udjela vjetroelektrana u elektroenergetski sustav znatno se otežava regulacija snage i frekvencije zbog njihove nepredvidljivo varijabilne izlazne snage, nepovoljno se utječe na prijenosnu mrežu i ekonomičan rad termoelektrana.

#### **Elektrane koje iskorištavaju biomasu**

Često se spominje od obnovljivih izvora energije biomasa. Svrstavanje biomasa u obnovljive izvore energije polazi od ideje da elektrane spaljuju raslinje

hydroelectric power plant) which can at any moment substitute the power generation of the wind power plant.

One of the problems in the construction of wind power plants is that they occupy large areas of ground. An analysis has shown, for example, that increasing the share of wind power plants in generating electricity in Germany to 10 % would lead to the occupation of 2 % of the territory of that country. It should also be mentioned that the opposition of the public to the construction of wind power plants is growing, because they dominate the landscape, so in many cases their construction in Europe is planned offshore. Today, the construction of wind power plants is mostly taking place in Germany. This should be seen as an effort to secure, regardless of cost efficiency, any publicly acceptable electric power production in the country in which other options, except the utilisation of imported gas, are very limited or not allowed (construction of coal-fired thermoelectric power plants and nuclear power plants). Substantial government subsidies to the manufacturers of the equipment for wind power plants in industrial countries, and favourable loans for their construction, should secure their competitiveness, particularly on the markets of developing countries. Such an approach considerably limits the possibilities for the development of local manufacturers of equipment for wind power plants. It is precisely the participation of local industry that is one of the reasons for the construction of power plants utilising renewable sources of energy in underdeveloped countries, including Croatia.

Utilisation of renewable sources of energy reduces the consumption of fuel in thermoelectric power plants or of the water in the reservoirs of hydroelectric power plants with accumulation dams. Cost effectiveness of the utilisation of such sources depends on the price of the substitute fossil fuel (when the price of gas goes up, so does the cost effectiveness of renewable sources) and on the cost of construction of power plants using renewable sources.

The inclusion of a larger number of wind power plants in the electricity supply system makes the regulation of power and frequency considerably more difficult because of their unpredictably variable output, affecting the transmission network and economic operation of power plants.

#### **Electric power plants utilising biomass**

Biomass is often mentioned as a renewable source. Including biomass in renewable sources starts from the assumption of power plants burning vegetation they themselves grow so as to annul the burning CO<sub>2</sub> emissions through absorption (in the vegetation grown). Considering many examples of biomass utilisation it is hard to justify the realisation of such an idea.

Compared with traditional sources, low-energy biomass (farming refuse, saw mill refuse, community refuse, dedicated plantation vegetation) is used to generate heat in



koje uzgajaju tako da se djelovanje emisija CO<sub>2</sub> zbog izgaranja i apsorpcije (u uzgojenom raslinju) međusobno poništava. U mnogim primjerima iskorištavanja biomasa teško je pravdati realiziranje takve ideje.

Biomasa je u usporedbi s klasičnim energentima niskokalorični izvor energije (poljoprivredni otpadci, otpadci pilana, komunalni otpad, plantažno uzgajano raslinje) od kojeg se u specijalnim kotlovima proizvodi toplinska energija, a ona se upotrebljava za proizvodnju električne energije slično kao u svakoj termoelektrani. U svijetu postoji nekoliko prototipnih postrojenja za iskorištavanje biomasa [7]. Najveći je problem u osiguranju dovoljne količine goriva po prihvatljivoj cijeni za cijeli radni vijek elektrane. Jedna je od mogućnosti u iskorištavanju komunalnog otpada većih gradova.

#### *Prognoza udjela novih obnovljivih izvora energije u elektroenergetici Hrvatske*

Na osnovi današnjeg stanja razvoja iskorištavanja sunčane energije, vjetrova i biomasa u proizvodnji električne energije može se zaključiti da udio novih obnovljivih izvora energije u podmiranju budućih potreba za električnom energijom u Hrvatskoj neće biti značajan. Isto je tako sigurno da bi forsiranje njihova znatnijega korištenja povećalo proizvodne cijene električne energije. Stoga bi obvezu uključivanja obnovljivih izvora u elektroenergetiku u okviru pregovora s EU trebalo nastojati smanjiti. Suglasno tomu nerazumljiva je eksplicitna tvrdnja sadržana u Zakonu o energiji (članak 14) [3] da je iskorištavanje obnovljivih izvora u interesu Republike Hrvatske.

Stupanj uključivanja domaće industrije u taj proces ovisiti će o konkurentnosti ponude, državnim poticajima i uvjetima financiranja gradnje.

### **3.2 Gradnja elektrana koje iskorištavaju uvozne energente**

Ključno rješenje za podmirenje potrošnje električne energije u Hrvatskoj u bližoj je budućnosti gradnja termoelektrana na uvozna fosilna goriva. Radi bliže analize takve gradnje treba se osvrnuti na karakteristike tih goriva s aspekta sigurnosti dobave i ekonomičnosti iskorištavanja.

#### **Ugljen**

Energetska vrijednost utvrđenih zaliha ugljena u svijetu (42 000 EJ) znatno je daleko veća od energetske vrijednosti zaliha drugih fosilnih goriva (6 100 EJ plin i 5 900 EJ tekuća goriva).

Potrošnja ugljena, unatoč velikim zalihama manja je od potrošnje plinovitih i tekućih goriva, a trend relativnog smanjivanja potrošnje ugljena nastaviti će se, prema predviđanjima, i u budućnosti. Zbog toga

special boilers which is then used to generate electricity as in any other thermoelectric power plant. There are several prototype facilities world-wide utilising biomass [7]. The biggest problem is how to provide sufficient quantity of fuel at acceptable price throughout the lifetime of the power plant. One of the possibilities lies in utilising community refuse of major cities.

#### *Prediction of the share of new renewable sources in the electric power supply of Croatia*

On the basis of the current development of utilisation of solar power, wind and biomass in generating electricity it can be concluded that the share of new renewable sources in meeting the future needs for electricity in Croatia will not be significant. It is also quite certain that insisting on their more intensive use would increase the production costs of electricity. For this reason, in the negotiations with the EU efforts should be made to minimise the obligation to include renewable sources in the electricity supply system. In that context, the explicit statement in the Energy Act (Article 14) [3], that utilising renewable sources is in the interest of the Republic of Croatia, is absolutely incomprehensible.

The extent of inclusion of local industry in the process will depend on how competitive their bids are, on the government subsidies and on the conditions for financing the construction.

### **3.2 Construction of power plants utilising imported fuels**

The key solution to electricity supply in Croatia in the near future is to build thermoelectric power plants burning imported fossil fuels. For a closer analysis of such a solution it is necessary to review the characteristics of such fuels in terms of their stability of supply and cost effectiveness.

#### **Coal**

The energy value of the world's coal reserves (42 000 EJ) substantially exceeds the energy value of the reserves of other fossil fuels (6 100 EJ gas and 5 900 EJ liquid fuels).

The consumption of coal, in spite of the great reserves, is lower than the consumption of gas and liquid fuels, and the trend of a relative decrease in consumption will also continue in the future, according to predictions. Consequently, availability of coal as fuel for electricity production is not questionable. The preferred type of coal for this purpose is coal with high energy value (pit coal/anthracite) and low in sulphur content (1-2 % or less).

The price of coal per unit of energy value is approximately half the price of gas: 1,8-2,2 USD/GJ (or 40-50 USD/t). On the other hand, the efficiency of conversion of heat into mechanical energy in a coal-fired plant is by about one third lower than in a gas-fired plant with a combined



raspoloživost ugljena kao energenta za iskorištavanje u elektroenergetici nije upitna. Za uporabu se preferira ugljen visoke kalorične vrijednosti (kameni ugljen) i s malim sadržajem sumpora (1-2 % ili niže).

Cijena ugljena po jedinici energetske vrijednosti približno je polovica od cijene plinovitoga goriva i iznosi 1,8-2,2 USD/GJ (odnosno 40-50 USD/t). S druge strane, učinkovitost pretvorbe toplinske energije u mehaničku kod termoelektrane na ugljen za oko trećinu je niža nego kod termoelektrana koje iskorištavaju plinovito gorivo u kombinirano plinsko-parnom ciklusu (približno 42 % za termoelektranu na ugljen i do 62 % za termoelektranu na plin).

Nepovoljni su aspekti gradnje termoelektrane na ugljen u odnosu na termoelektranu na plinovito gorivo u kombiniranom ciklusu: 2,5-3 puta viši investicijski troškovi (1 400-1 600 USD/kW za termoelektranu na ugljen u odnosu na 450-650 USD/kW za plinsku elektranu s kombiniranim ciklusom) i izrazitiji utjecaj na okoliš zbog veće emisije krutih čestica, sumpornog i ugljičnog dioksida u atmosferu. U investiciju termoelektrane uključeni su i troškovi postrojenja za odstranjivanje sumpornih (a kadkad i dušikovih) oksida te krutih čestica iz dimnih plinova do mjere koja zadovoljava domaće, odnosno europske propise.

Pri planiranju gradnje novih termoelektrana na ugljen u Hrvatskoj trebalo bi razmotriti i oportunist primjene novih tehnologija gradnje tih elektrana (izgaranje u fluidiziranom sloju - FBC), te integralno rasplinjavanje ugljena, (IGCC) koje predviđaju znatno smanjenje atmosferskih emisija s lokalnim i regionalnim djelovanjem (krute čestice, sumporni i dušikovih oksidi). Nadalje, mogućnost poboljšanja učinkovitosti pretvorbe toplinske energije i smanjenje emisija po jedinici proizvedene električne energije postiže se i primjenom visokih parametara pare (nadkritični parni ciklus).

Visina investicije termoelektrana na ugljen u kojima su primijenjene nove tehnologije neće se bitno razlikovati od investicija za klasična postrojenja.

Jedna od razlika između termoelektrane na ugljen i plinske elektrane način je uskladištenja i dopreme goriva do lokacije. Termoelektrane na ugljen, koje moraju upotrebljavati uvozni ugljen, a on u Hrvatsku može stići uglavnom morskim putem, najprikladnije je locirati na morskoj obali. Pritom se mogu očekivati teškoće u dobivanju lokacijske dozvole zbog otpora turističkih organizacija i javnosti.

Lokacija na morskoj obali ima prednost i zbog odvoda otpadne topline (koja kod termoelektrane na ugljen iznosi oko 60 % proizvedene toplinske energije u kotlu). Izravno hlađenje budućih većih

gas-steam cycle (approximately 42 % in coal-fired plant compared with up to 62 % in gas-fired plant).

The aspects of the construction of a coal-fired thermoelectric power plant compared with a gas-fired plant with a combined cycle are unfavourable: 2,5-3 times higher investment cost (1 400-1 600 USD/kW for coal compared with 450-650 USD/kW for gas) plus heavier environmental impact due to greater emissions of solid particulates, sulphur and carbon dioxide in the atmosphere. The amount of investment includes facilities for the removal of sulphur (sometimes also of nitrogen) oxides and solid particulates from flue gases to meet national i.e. European requirements.

In planning the construction of new coal-fired thermoelectric power plants, Croatia should consider the implementation of new technologies (fluidised-bed combustion (FBC) and integrated gasification combined cycle (IGCC)) to provide for a considerable reduction in atmospheric emissions with local and regional impact (solid particulates, sulphur and nitrogen oxides). Furthermore, a possibility for improving the efficiency of heat conversion and reducing emissions per unit of electric power generated can also be achieved through the application of high-level steam parameters (supercritical steam cycle).

The level of investment in a coal-fired thermoelectric power plant in which new technologies are applied will not differ essentially from the investment in a traditional facility.

One of the differences between coal-fired and gas-fired plants is the manner in which fuel is transported to the location and stored. Thermoelectric power plants which have to use imported coal, which in Croatia can mainly be transported by sea, are best located on the coast. In this respect, one can expect difficulties with obtaining site clearance because of the opposition of tourist organisations and the public.

Location on the coast has also the advantage with regard to the dissipation of waste heat (which in coal-fired plant is about 60 % of the heat generated in the boiler). Consistent with the European practice, direct (freshwater) cooling of future major thermoelectric power plants (or nuclear power plants) by river water is not a feasible option in Croatia. The only solution is to fully utilise recirculation cooling towers. Waste heat could also be reduced in a co-generation process. A prerequisite to this is the existence of heat consumers and a built heat transmission network, which is hard to achieve in many of the locations.

#### **Gas as fuel**

Gas as fuel is superior to coal and for that reason much more expensive. The price of gas was traditionally related to the price of oil, but this does not have to be a rule for the future.

termoelektrana (ili nuklearnih elektrana) riječnim vodotocima u Hrvatskoj je, sukladno europskoj praksi, teško ostvarivo. Jedino je rješenje povratno hlađenje rashladnim tornjevima u punom iznosu. Otpadna toplina mogla bi se smanjiti u slučaju mogućnosti primjene kogeneracijskog procesa. Uvjet je za to postojanje toplinskoga konzuma i izgrađene toplinske mreže, što se kod mnogih lokacija teško može ostvariti.

### Plinovito gorivo

Plin je kao gorivo superiorniji od ugljena i zbog toga znatno skuplji. Cijena plina tradicionalno se vezivala uz cijenu nafte, iako to ne mora biti pravilo za budućnost.

Zbog prednosti plina kao energenta njegova je potrošnja šira od potreba elektroenergetike. Upotrebljava se u industriji i domaćinstvima, a ti potrošači imaju obično prioritet pred elektroenergetikom jer teže mogu supstituirati energent i podnose višu cijenu. Zbog toga ne treba zaboraviti da su zalihe plina raspoložive za elektroenergetiku znatno manje od ukupnih zaliha tog energenta. S toga gledišta plinovito se gorivo razlikuje od ugljena jer je primjena ugljena izvan elektroenergetike mnogo manja. Valja naglasiti da su stvarne zalihe energenata ograničene ekonomskim pokazateljima iskorištavanja, a ne njihovim fizičkim zalihama u Zemljinoj kori. Zato je vjerojatno da se ukupne zalihe nekih od njih (u prvom redu ugljena) nikada neće iskoristiti.

Hrvatska dio potrošnje plina pokriva iz vlastitih izvora, a dio iz uvoza, s tim što će buduće povećanje potrošnje moći pokriti jedino dodatnim uvozom. Očekuje se postupno smanjenje vlastite proizvodnje plina, tako da će udio uvoza već u 2010. godini (kada će ukupna potrošnja dosegnuti oko 3,8 milijardi m<sup>3</sup>) iznositi 30 %. Daljim povećanjem potrošnje plina (koja bi 2030. godine u Hrvatskoj trebala dosegnuti razinu od 5-6 milijardi m<sup>3</sup> godišnje) morati će se i uvoz znatnije povećati (na barem 50 % potrošnje).

Zalihe prirodnog plina u svijetu su izrazito neravnomjerno raspoređene (u tom se pogledu plin razlikuje od ugljena). Prema IEA [1] oko 70 % dokazanih svjetskih zaliha plina (164 Tm<sup>3</sup>) nalazi se na području Rusije i Bliskog istoka (56,7 i 58,5 Tm<sup>3</sup>). Glavna središta potrošnje tog energenta, Zapadna Europa i Sjeverna Amerika, raspoložu s znatno manjim zalihama (7,7 Tm<sup>3</sup> i 6,4 Tm<sup>3</sup>, odnosno 4,7 % i 3,9 % svjetskih zaliha). S nekonvencionalnim zalihama plina (hidrati) zbog nepoznatih uvjeta eksploatacije i cijene danas se ne računa. U pogledu mogućnosti dobave prirodnog plina Zapadna Europa u prednosti je pred Sjevernom Amerikom, jer je dobava potencijalno moguća plinovodima iz najvećih nalazišta. Očekivana razlika između potrošnje i proizvodnje plina u europskim zemljama koje pripadaju grupaciji OECD

The advantages of gas as a source of energy allow for its being used more widely than just in electricity generation. It is also used in industry and in households, and these consumers usually have the priority over electricity generation because it is much more difficult for them to find a substitute for the source of energy, and because they accept higher prices more readily. Note that gas supplies available for electricity generation are considerably lower than the total reserves of this resource. In this, gas differs from coal, because the use of coal beyond electricity generation is much more limited. Actual supplies of the sources of energy are limited by the economic indicators of their utilisation and not by their physical reserves in Earth's crust. It is, therefore, probable that the total reserves of some sources of energy (primarily of coal) will never be exhausted.

Croatia covers part of its gas consumption from its own sources and part of it from the import, so the future consumption will only be possible to cover by additional import. Croatia's own production of gas is expected to go down, so that already in 2010 (when the total consumption will reach about 3,8 billion m<sup>3</sup>) its share will only be 30%. Further increase in the consumption of gas (5-6 billion m<sup>3</sup> per year by 2030) means considerable increase in the import (to at least 50 % of the consumption).

Natural gas reserves throughout the world are very unevenly distributed (in this, too, gas differs from coal). According to IEA [1] about 70 % of documented global reserves of gas (164 Tm<sup>3</sup>) are located in Russia and the Middle East (56,7 and 58,5 Tm<sup>3</sup> pt, respectively). The main centres of consumption of this source of energy, West Europe and North America, have much smaller reserves (7,7 Tm<sup>3</sup> and 6,4 Tm<sup>3</sup>, respectively, or 4,7 % and 3,9 % of the world's reserves). Non-conventional gas reserves (hydrates) are presently not taken into account because of the unknown exploitation conditions and the price. With regard to the possibility of obtaining natural gas, West Europe has an advantage over North America because the supply is potentially possible through gas pipelines from the largest sites. The expected difference between the consumption and the production of gas in the European OECD countries will grow to about 200 billion m<sup>3</sup> by 2010 and to more than 400 billion m<sup>3</sup> by 2020, exceeding the production by more than two times within this group of countries. A similar forecast for the gas consumption in Europe is also given by Opseratoire Mediterranee del Energie [8] which is expecting the difference between the demand and the production of natural gas in West Europe to grow to 500 billion m<sup>3</sup> around 2030. It will be possible to cover the difference between the demand and the production of gas by the import of natural gas through the gas pipelines from Russia and the Middle East via Turkey and Northern Africa (mostly Algeria). It is expected that gas imported from the Middle East will be the LNG. Because of the political instability in some exporting and transiting countries, the great length (4 000-6 000 km) and the complexity of the

narast će 2010. godine na oko 200 milijardi m<sup>3</sup>, a 2020. na više od 400 milijardi m<sup>3</sup> pa će time postati više nego dva puta veća od proizvodnje plina unutar te grupacije zemalja. Sličnu prognozu potrošnje plina za Europu daje i Opservatoire Mediterranee del Energie [8] u kojoj se očekuje da će razlika potražnje i proizvodnje prirodnog plina u Zapadnoj Europi oko 2030. godine narasti na oko 500 milijardi m<sup>3</sup>. Razlika između potražnje i proizvodnje plina moći će se namiriti uvozom prirodnog plina plinovodima iz Rusije i Bliskog istoka preko Turske i sjeverne Afrike (pretežno Alžira). Predviđa se uvoz plina iz Bliskog Istoka u ukapljenom stanju (LNG). Zbog političke nestabilnosti u nekim izvoznim i tranzitnim zemljama, velike dužine (4 000-6 000 km) i kompleksnosti trase plinovoda potencijalni je uvoz plina plinovodima iz nekih područja neizvjestan.

Važno je napomenuti da je u europskim zemljama ovisnost elektroenergetike o plinu sve izrazitija te se prema IEA [1] u razdoblju do 2020. godine očekuje linearni porast potrošnje plina u elektroenergetici sa stopom 5,5-6 % godišnje. Nasuprot tomu, u Sjevernoj Americi predviđa se da će porast potrošnje plina u elektroenergetici uglavnom prestati nakon 2010. godine, što znači da će trebati dalji porast konzuma pokriveni utroškom drugih energenata (ugljen, nuklearna energija).

Zbog povećanja potrošnje plina u Europi trebat će proširiti kapacitete postojećih plinovoda i infrastrukturnih objekata (kompresorske stanice, podzemni plinski spremnici), što je povezano sa znatnim troškovima. Prema procjeni Exxon-a [9], potrebna ulaganja u sustav transporta plina u Europu (računajući na transport iz Rusije) do 2020. godine bit će 300-350 milijardi USD. Prema istom izvoru uvjet su za tolika ulaganja potpuno tržišni uvjeti poslovanja (radi planiranog osiguranja povrata kapitala i dobiti), dakle odustajanje od bilo kakvog administrativnog ograničenja cijene plina. Gradnja sustava za dodatni transport plina (koja bi prema predviđanjima trajala najmanje 5 godina) vezana je ne samo uz osiguranje financiranja nego i uz rješavanje mnogobrojnih administrativnih pitanja i dozvola kako u zemlji izvoznici plina tako i u tranzitnim zemljama. Budućnost energetike u Europi, time i u Hrvatskoj, u znatnoj mjeri ovisi o pravodobnoj realizaciji tih investicijskih pothvata.

Gradnjom plinske elektrane, koja bi ulaskom u pogon oko 2010. godine mogla raditi 30-tak godina (do 2040.), investitori u Europi susreću se s rizikom raspoloživosti i neizvjesnosti cijene energenta. Razlog rizika, barem u srednjoročnom razdoblju, nije u iscrpljenju zaliha plina, nego u njegovoj cijeni, zbog povećane potražnje. Uzroci povećanja cijene prirodnog plina mogu biti manjkovi na tržištu zbog realne mogućnosti kašnjenja izgradnje plinovoda za pokriće povećane potrošnje plina u europskim

gas pipeline routes, the potential import of gas through the gas pipelines from some areas remains uncertain.

It is noteworthy that in European countries the dependence of electricity generation on gas is growing, and in the period until 2020, the IEA [1] expects a linear increase in the consumption of gas for electricity generation at a rate of 5,5-6 % per year. Contrariwise, it is predicted that the growth of the consumption of gas in electricity generation in North America will mostly subside after 2010, meaning that further growth of consumption will have to be compensated by the consumption of other sources of energy (coal, nuclear power).

Because of the growing consumption of gas in Europe it will be necessary to enlarge the capacity of the existing gas pipelines and infrastructural facilities (compressor stations, underground gas tanks) which is connected with considerable costs. According to Exxon's estimate [9], the required investment in the system of gas transport to Europe (notably from Russia) by 2020 will amount to 300-350 billion USD. According to the same source, the prerequisites to the investment on such a scale are full market-oriented operating conditions (to ensure the planned return on investment and profit), meaning a waiver of any administrative limitation of the price of gas. The construction of the system for the additional transport of gas (which according to estimates should last for at least 5 years) not only depends on providing the finances but also on resolving numerous administrative issues and obtaining permits both in the gas exporting country and in the transit countries. The future of the energy sector in Europe, including Croatia, depends to a considerable extent on the timely realisation of such investment ventures.

With the construction of a gas-fired electric power plant, which - commissioned around 2010 - could operate for some 30 years (until 2040) investors in Europe face the risk of uncertain availability and price of this source of energy. The reason for the risk, at least in the medium term, is not in the exhaustion of gas reserves but in the rising price of gas due to the high demand. The cause for the rising prices of natural gas may be shortages on the market due to real possibility of delays in the construction of gas pipelines meant to cover the increased gas consumption in European countries, the final costs of the construction of the gas pipeline, and taxes in transit states.

A sizeable increase in the price of the source of energy during the lifetime of a power plant can totally shatter the initial calculations of investment profitability.

The monopoly of gas pipeline suppliers could be partly compensated by importing liquefied natural gas (LNG), mostly from the Middle East. The position of Croatia regarding a LNG terminal is currently unclear. It would probably be useful to analyse how purposeful it would be to build an LNG terminal with the necessary infrastructure in Central and/or Northern Adriatic.

zemljama, konačni troškovi gradnje plinovoda te takse tranzitnih država.

Znatnije povećanje cijene energenta u tijeku životne dobi elektrane može potpuno poremetiti početne računicе o rentabilnosti investicije.

Monopolistički položaj dobavljača plina plinovodima mogao bi se djelomično kompenzirati uvozom ukapljenog plina (LNG), pretežno iz zemalja Bliskog istoka. Položaj Hrvatske s obzirom na prihvāt ukapljenog plina za sada je nejasan. Vjerojatno bi bilo korisno analizirati svrsishodnost izgradnje LNG terminala s pripadajućom infrastrukturom u srednjem i/ili sjevernom Jadranu.

U analizi pravaca razvoja energetike u Hrvatskoj [5] kao temeljni pravac dobave plina u Hrvatsku (oko 2/3 dobave), navodi se uvoz alžirskog plina plinovodom preko Italije (koji manjim dijelom uključuje i dobavu plina iz vlastitih bušotina INA-e na Jadranu). Pri ocjeni dugoročnije sigurnosti dobave prirodnog plina preko Italije treba biti vrlo oprezan. Italija je zemlja s najvećim deficitom u proizvodnji električne energije u Europi, pa će ona biti prisiljena ubrzano graditi vlastite elektrane (pritom će najvjerojatnije gradnja elektrana s prirodnim plinom kao energentom imati prioritet) i stoga će se kapacitetom postojećeg plinovoda morati koristiti za snabdijevanje vlastitih elektrana i ostale potrošnje.

Valja podsjetiti da je u cijeloj zapadnoj Europi, posebno u Njemačkoj, zbog pritiska javnosti (poticane od pokreta zelenih) obustavljena gradnja i djelomično obustavljen pogon nuklearnih elektrana, a obustavljena je i gradnja termoelektrana na ugljen, pa je kao jedina alternativa za sigurnu dobavu električne energije preostala gradnja termoelektrana na plinovito gorivo.

Jedan od načina smanjenja rizika za buduće iskorištavanje prirodnog plina sklapanje je dugoročnih ugovora s dobavljačem plina u kojima se mogu odrediti neki značajniji uvjeti dobave energenta. Prema procjeni IEA [10], gotovo 90 % isporuka plina za Europu do 2010. godine, kao i znatan dio predviđenih isporuka do 2020. godine, pokriveno je dugoročnim ugovorima. Trajanje dugoročnih ugovora proteže se do 25 godina.

O tome treba voditi računa u slučaju planiranja gradnje plinske elektrane u Hrvatskoj. Iz toga kratkog pregleda očigledno je da će pred eventualnim investitorom gradnje takve elektrane u Hrvatskoj stajati mnoge dileme zbog kojih će vjerojatno biti prisiljen tražiti da rizik gradnje i dugoročne rentabilnosti pogona, posebno u pogledu odnosa proizvodne i prodajne cijene električne energije, podijeli s državom. Osim toga, jedan od važnih preduvjeta za odluku o gradnji plinske elektrane trebalo bi biti sklapanje dugoročnog ugovora s pouzdanim dobavljačem prirodnog plina.

An analysis of developments in the energy sector in Croatia [5] shows that the basic route for gas supply (about 2/3 of Croatia's supply) includes the import of Algerian gas via gas pipeline through Italy (plus, to a lesser extent, Croatia's own supply from INA's wells in the Adriatic). In evaluating the long-term stability of natural gas supply through Italy one must be very cautious. Italy is the country with the biggest deficit in the generation of electric power in Europe, so it will be hard put to build its own electric power plants at a fast pace (probably giving priority to gas-fired plants) and to use the existing gas pipeline to supply its own plants and for the general consumption.

Throughout West Europe, particularly in Germany, the pressure of the public (encouraged by the environmentalist movement) resulted in the suspension of the construction and in a partial decommission of nuclear power plants, as well as in the suspension of the construction of coal-fired electric power plants, leaving the construction of gas-fired thermoelectric power plants as the only option for a stable supply of electricity.

One of the ways to reduce the risk in the future exploitation of natural gas is to conclude long-term agreements with gas suppliers to determine some of the important conditions for the supply of this source of energy. According to IEA estimates [10], almost 90 % of gas deliveries in Europe by 2010, and a significant portion of the deliveries envisaged by 2020, are covered by long-term agreements. The duration of long-term agreements extends up to 25 years.

This should be taken into account in case of considering the construction of a gas-fired plant in Croatia. It is apparent from this short overview that a possible investor in the construction of such a plant in Croatia will be facing many dilemmas which will probably make him seek to share with the state the risk of the construction and long-term profitability of the facility, particularly with regard to the relation between the production costs and the sales price of electricity. In addition, one of the important preconditions to the decision about the construction of a gas-fired power plant should be the conclusion of a long-term agreement with a reliable supplier of natural gas.

## 4 UTJECAJ ELEKTRANA NA OKOLIŠ

Neosporno je da gradnja i pogon svih tipova elektrana kao i drugih postrojenja elektroenergetskog sustava (transformatorske stanice, prijenos električne energije) nepovoljno utječe na prirodni okoliš. Ne postoji mogućnost da se osigura snabdijevanje potrošača električnom energijom uz potpuno isključenje tog utjecaja. Isto se može reći i za gotovo sve ljudske aktivnosti u modernom civiliziranom društvu (industrija, transport, građevinarstvo, poljoprivreda, turizam, telekomunikacije).

Budući da utjecaj na okoliš ovisi o vrsti elektrane, taj čimbenik treba uzeti u obzir pri planiranju i gradnji postrojenja. Kvalitativni utjecaj elektrana na okoliš poznat je duže vremena, ali je tek 1990-ih godina učinjen prvi ozbiljan napor da se taj utjecaj kvantificira. Kvantificiranje je definirano uvođenjem tzv. eksternih troškova (ili eksternalija) elektroenergetskih objekata i njima pripadajućih energetske lanaca (lanac se proteže od iskopa i transporta rude, preko gradnje i pogona elektrane do skladištenja otpada).

Opsežnim epidemiološkim studijama u SAD-u ispitana je ovisnost oboljenja dišnih organa populacije u okolini termoelektrana o koncentraciji krutih čestica i aerosola (aerosoli nastaju u atmosferi kao posljedica emisija sumpornih i dušikovih oksida). Te su analize korištene kao temeljni oslonac za kvantificiranje štete u okolišu zbog pogona termoelektrana u okviru studija Europske zajednice ExternE 1995 i 1998 (s dodacima 2000. i 2001. godine) [11]. Utjecaj emisija termoelektrana na vegetaciju (zbog povećanja kiselosti tla) nije u tim studijama kvantificiran. Bitno je naglasiti da je funkcija ovisnosti štetnih posljedica i koncentracije linearna i da je pretpostavljena bez praga djelovanja.

Kvantificirani utjecaj neke elektrane na zdravlje stanovništva ovisi o prizemnoj koncentraciji krutih čestica i aerosola (koji nastaju kao posljedica emisija SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>), gustoći populacije, zahvaćenom području i statističkoj vrijednosti ljudskog života (Value of Statistical Life-VSL) ili, ovisno o prihvaćenom načinu analize, o vrijednosti godine izgubljenog života (Value of Year of Life Lost  $v_{yoll}$ ) [12], [13], [14].

Eksterni trošak neke elektrane nije jednoznačna veličina jer su bitni:

- lokalni i regionalni utjecaji koji ovise o lokaciji elektrane, površini zahvaćenog područja (bitno je, primjerice, uzimati li se u razmatranje samo Hrvatska ili cijela Europa),
- meteorološki uvjeti za raspršenje emisija,
- računski vrijednost statističkog života u području zahvaćenom emisijama. Izračunani iznos VSL za

## 4 ENVIRONMENTAL IMPACT OF ELECTRIC POWER PLANTS

It is beyond any doubt that the construction and operation of all types of electric power plants and other facilities of the electric power sector (substations, power transmission) affects the natural environment. It is impossible to provide the supply of electricity to consumers with a complete exclusion of such an impact. The same may apply to almost any human activity in a modern civilised society (industry, transport, construction industry, agriculture, tourism, telecommunications).

The environmental impact depends on the type of the electric power plant, and this should be taken into account in planning and constructing the facility. That power plants affect the quality of the environment had been known for quite some time, but it was only in the 1990s that the first serious effort was made to quantify this impact. Quantifying the impact was defined by introducing the so-called external costs of electric power facilities and their energy chains (the chain stretches from excavation and transport of the source of energy, through the construction and operation of power plants, to the storage of waste).

Comprehensive epidemiological studies in the U.S.A. examined the interrelation between the incidence of respiratory tract diseases in the population living near thermoelectric facilities and the concentration of solid particulates and aerosols (aerosols are generated in the atmosphere as a result of the emissions of sulphur and nitrogen oxides). Such analyses were used as the basis for the quantification of the environmental damage caused by the operation of thermoelectric power plants, undertaken within the framework of the studies of the European Community ExternE in 1995 and 1998 (with additions in 2000 and 2001) [11]. The impact of the emissions from thermoelectric power plants on vegetation (due to the increased acidity of the soil) was not quantified in these studies. It is important to note that the function of interdependence between harmful effects and the concentration is linear and assumed without the effect threshold.

The quantified impact of a power plant on the health of the population depends on the concentration of solid particulates and aerosols (result of the emissions of SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub>) just above the ground, on the population density, the area affected and the Value of Statistical Life (VSL) or, depending on the analytical method accepted, on the Value of Year of Life Lost ( $v_{yoll}$ ) [12], [13], [14].

The external cost of a power plant is not a single simple value, because its consideration includes:

- local and regional influences which depend on the location of the power plant, on the surface of the affected area (it is relevant e.g. whether it is just Croatia or the entire Europe that is taken into account),



EU reda je 3 milijuna eura. Lako je zaključiti da je ta vrijednost ovisna o ekonomskoj snazi pojedine zemlje (dakle približno proporcionalna s njezinim BDP-om).

Mnogo je veća neizvjesnost u određivanju eksternog troška kada je u pitanju šteta u okolišu zbog emisije ugljičnog dioksida iz termoelektrana. Riječ je o globalnoj šteti, što znači da uzrok štete nije vezan uz lokaciju elektrana. U tom slučaju postoji ne samo nesigurnost u određivanju posljedica koncentracije ugljičnog dioksida u atmosferi na povišenje prosječne temperature, nego osobito u ocjeni šteta od klimatskih promjena.

Temeljni su razlozi za nesigurnost u ocjeni šteta zbog emisija CO<sub>2</sub> u atmosferu [11], [12], [13] i [14]:

- nedovoljna pouzdanost procjene veze između koncentracije CO<sub>2</sub> u atmosferi i povišenja prosječne temperature i klimatskih promjena,
- neravnomjeran raspored štete po područjima Zemlje. Neke države bit će više pogođene od drugih. Veća se šteta predviđa u nerazvijenim krajevima u južnim dijelovima Zemlje, jer su više ovisni o poljoprivredi, priobalnim aktivnostima te imaju slabiju medicinsku zaštitu. Manja se šteta očekuje u sjevernim razvijenim industrijskim zemljama. U nekim sjevernim zemalja (Rusija, Kanada) utjecaj globalnog zagrijavanja može biti čak pozitivan.

Na temelju analiza utjecaja štete na ukupni svjetski bruto društveni proizvod (BDP), zaključeno je da je utjecaj smanjenja dohotka nerazvijenih zemalja (zemalja najviše pogođenih globalnim zagrijavanjem) na globalni BDP malen. Predviđa se da će u budućnosti utjecaj nerazvijenih zemalja na svjetsku ekonomiju biti još manji, pa se ponekad javlja tendencija da se te štete podcjenjuju. Podcjenjivanjem šteta od globalnog zagrijavanja prebacuju se posljedice šteta s razvijenih zemalja na nerazvijene, što postaje osjetljivo etičko i političko pitanje.

U ekonomskoj praksi uobičajeno je sadašnju vrijednost budućih troškova dobiti diskontiranjem. U analizama šteta od globalnog zagrijavanja predložene su diskontne stope 0 % (tj. da vrijednost buduće štete, koja se proteže na razdoblje do 100 godina nakon emisije, ostaje ista kao da se ona dogodila danas), te 1 % i 3 %. Ako se želi umanjiti važnost i vrijednost budućih šteta treba računati s većom diskontnom stopom. Primjenom diskontne stope od 3 % predviđene buduće štete od globalnog zagrijavanja postaju zbog dugog razdoblja djelovanja gotovo zanemarive, čime bi i sve akcije za smanjenje današnjih emisija stakleničkih plinova postale bespredmetne. Kao kompromis, obično se za procjenu šteta od globalnog zagrijavanja

- meteorological conditions for the diffusion of emissions,
- mathematical value of the VSL in the area affected by emissions. The calculated value of the VSL for the EU is 3 million euros. It is easy to conclude that this value depends on the economic power of a country (i.e. it is approximately proportionate to a country's GDP).

There is a much greater uncertainty in determining the external cost when it comes to environmental damage caused by the emissions of carbon dioxide from electric power plants. This impact is global, which means that it is not limited to the site of the power plant. In this case it is not only difficult to estimate the impact of the concentration of carbon dioxide in the atmosphere on the increase in average temperature, but also to estimate the damage in terms of climatic changes.

The basic reasons for uncertainty in evaluating the damage caused by CO<sub>2</sub> emissions in the atmosphere [11], [12], [13] and [14] are:

- insufficient reliability of the interrelation between the concentration of the CO<sub>2</sub> in the atmosphere and the increase in average temperature and climatic changes,
- uneven distribution of damage over areas of Earth. Some states will be more affected than others. Greater damage is predicted in underdeveloped southern areas of Earth, because they depend more on agriculture, on coastal activities, and they have poor health care. Lesser damage is expected in developed northern industrial countries. In some northern countries (Russia, Canada) the effect of global warming may even be positive.

On the basis of the analyses of the impact on the general level of the global GNP, it has been concluded that the effect of the reduction in income for underdeveloped countries (which are affected by global warming the most) on the global GNP is minor. Estimates are that in the future the influence of underdeveloped countries on the world economy will be even smaller, and there is sometimes the tendency to underestimate such damage. Underestimating the damage from global warming shifts the consequences from developed to underdeveloped countries, which is becoming a volatile ethical and political issue.

In the economic practice it is normal to arrive at the present value of future expenses by discounting. In the analyses of the damage caused by global warming the proposed discount rates were 0 % (i.e. the value of the future damage, extending over the period of 100 years following the emissions, should remain the same as if it happened today), 1 % and 3 %. If we want to reduce the importance and the level of the future damage, a higher discount rate should be applied. By applying the discount rate of 3 % the predicted future damage from global warming becomes almost negligible because of the prolonged period under scrutiny, and it makes all the actions for the reduction of



koristi diskontna stopa od 1 %. S etičkog stajališta najprimjerenije bi bilo računati s diskontnom stopom od 0 %.

Budući da je smanjenje emisija CO<sub>2</sub> vezano uz znatne troškove bilo za nove energetske izvore bilo za sustave za uskladištenje stakleničkih plinova, normalno je da, upravo koristeći se navedenim nesigurnostima u procjeni, pojedine interesne grupe iz područja energetike stimuliraju studije koje dokazuju malu opasnost od emisija ugljičnog dioksida.

Šteta od globalnog zagrijavanja obično se izražava po jedinici mase ispuštenog ugljičnog dioksida ili ispuštene mase ugljika, dakle kao EUR/tCO<sub>2</sub> ili EUR/tC. Do danas je izrađeno više desetaka studija u kojima procijenjene štete variraju čak unutar dvaju redova veličine. U okviru studije ExternE 97 procijenjeno je da će se šteta s 95 % vjerojatnosti naći u granicama 3,8 i 139 EUR/tCO<sub>2</sub> s najvjerojatnijim vrijednostima 18-46 EUR/tCO<sub>2</sub>. Budući da termoelektrane na ugljen u prosjeku ispuštaju oko 0,9 kgCO<sub>2</sub>/kWh, a termoelektrane na plin s kombiniranim ciklusom oko 0,4 kgCO<sub>2</sub>/kWh, to bi cijena emisije u danim granicama za termoelektranu na ugljen značila eksterni trošak 1,6-4,1 eurocent/kWh, a za termoelektranu na plin 0,7-1,8 eurocent/kWh.

U mnogim analizama se umjesto proračuna štete u okolišu od emisija CO<sub>2</sub> kao ekvivalent cijeni ugljičnog dioksida računa cijena ekstrakcije i uskladištenja tog plina. U projektu tvrtke Vattenfal iz Švedske za gradnju probne termoelektrane u Brandenburgu računa se s cijenom ekstrakcije i odlaganja CO<sub>2</sub> u podzemne spremnike 20 EUR/t.

#### 4.1 Obveze Hrvatske s obzirom na emisije CO<sub>2</sub>

Stupanjem na snagu protokola iz Kyota Hrvatska bi bila obvezna u razdoblju od 2008. do 2012. smanjiti emisije CO<sub>2</sub> za 5 % u odnosu na 1990. godinu.

Obveza se lakše ispunjava ako su emisije 1990. godine bile veće. Stoga je za Hrvatsku (koja još nije ratificirala protokol iz Kyota) veoma bitno da joj se priznaju i tadašnje emisije iz termoelektrana u BiH i Srbiji koje su građene za potrebe Hrvatske.

Smanjenje emisije CO<sub>2</sub> nije samo ekološka kategorija nego i međunarodna obveza vezana uz plaćanje penala za njezino neispunjenje. To svakako treba uzeti u obzir pri planiranju gradnje budućih elektrana.

Prijašnje analize obavljene na Fakultetu elektrotehnike i računarstva (FER-u) pokazale su da se obveza Hrvatske na smanjenje emisija CO<sub>2</sub> uz istodobno osiguranje razvoja elektroenergetike u dugoročnijem razdoblju neće moći ispuniti bez gradnje nuklearnih elektrana.

present emissions of greenhouse gases pointless. As a compromise, normally the 1 % discount rate is applied in calculating the damage from global warming. From the ethical point of view the most appropriate thing to do would be to apply the 0 % discount rate.

Since the reduction in the emissions of CO<sub>2</sub> is connected with considerable expenses, be it for new sources of energy or for the systems to store greenhouse gases, it is individual interest groups in the energy sector, exploiting the above-mentioned uncertainty in estimates, that sponsor studies purporting the hazard of carbon dioxide emissions is small.

The damage from global warming is usually expressed per unit of mass of carbon dioxide released or the mass of carbon released, i.e. as EUR/tCO<sub>2</sub> or EUR/tC. To date, several dozen studies have been completed in which damage estimates vary by as much as two orders of magnitude. The study ExternE 97 estimates that the damage, with 95 % probability, will be between 3,8 and 139 EUR/tCO<sub>2</sub>, the most probable values being 18-46 EUR/tCO<sub>2</sub>. Considering that coal-fired power plants release about 0,9 kgCO<sub>2</sub>/kWh on the average, and that gas-fired power plants with a combined cycle release about 0,4 kgCO<sub>2</sub>/kWh, the cost of emissions within the limits established for a coal-fired power plant would mean an external cost of 1,6-4,1 eurocent/kWh, or 0,7-1,8 eurocent/kWh for a gas-fired power plant.

In many analyses the cost of extraction and storage of carbon dioxide is substituted for the calculation of environmental damage from CO<sub>2</sub> emissions, as an equivalent of the cost of carbon dioxide. In the project of the Swedish company Vattenfal for the construction of a trial thermoelectric power plant in Brandenburg, the cost of extraction and storage of CO<sub>2</sub> in underground storages is calculated at 20 EUR/t.

#### 4.1 Obligations of Croatia with regard to CO<sub>2</sub> emissions

Entry into force of the Kyoto Protocol would mean the obligation for Croatia to reduce CO<sub>2</sub> emissions by 5 % between 2008 and 2012 compared with 1990.

The obligation is easier to meet if the emissions in 1990 were greater. It is, therefore, very important to Croatia (which still has not ratified the Kyoto Protocol) that it is acknowledged the emissions from thermoelectric power plants in Bosnia-Herzegovina and Serbia which were built to cover the demand of Croatia.

Reduction in CO<sub>2</sub> emissions is not only an environmental category but also an international commitment linked to the payment of penalties in case of default. This should by all means be taken into account in planning the construction of future power plants.

Previous analyses conducted at the Faculty of Electrical Engineering and Computing (FER) showed that it will not

#### 4.2 Relativno vrednovanje elektrana sa stajališta utjecaja na okoliš

U studijama razvoja elektroenergetike i utjecaja elektrana na okoliš iz 2003. godine [12] i [13] kao karakteristični navode se eksterni troškovi elektrana u Njemačkoj. Ti su podaci navedeni u tablici 2. Dio eksternih troškova zbog emisija CO<sub>2</sub> temelji se na cijeni od 19 EUR/tCO<sub>2</sub> (taj je iznos dobiven procjenom najvjerojatnije vrijednosti unutar prihvaćenih granica 18-46 EUR/tCO<sub>2</sub>).

be possible to fulfil the obligation of Croatia to reduce CO<sub>2</sub> emissions - in the light of the necessity to simultaneously ensure the development of the electric power sector in the longer term - without the construction of nuclear power plants.

#### 4.2 Relative evaluation of electric power plants in terms of their environmental impact

In the 2003 studies [12] and [13] dealing with the development of electric power sector and the environmental impact of power plants, external costs of power plants in Germany were taken as characteristic. This data is given in Table 2 below. On account of CO<sub>2</sub> emissions, part of the external costs is based on 19 EUR/tCO<sub>2</sub> (this amount was arrived at by estimating the most probable value within the accepted limits of 18-46 EUR/tCO<sub>2</sub>).

Tablica 2 - Eksterni troškovi elektrana u Njemačkoj / Table 2 - External costs of power plants in Germany

Vrsta elektrane Type of power plant	Termoelektrana na ugljen Coal-fired thermolectric power plant	Termoelektrana na plin u kombiniranom ciklusu Gas-fired thermolectric power plant with combined cycle	Hidroelektrana Hydroelectric power plant	Vjetrena elektrana Wind power plant	Nuklearna elektrana Nuclear power plant
Eksterni trošak zbog emisija CO <sub>2</sub> , External cost due to CO <sub>2</sub> emissions, eurocent/kWh	1,60	0,73	0,03	0,04	0,03
Eksterni trošak zbog emisija krutih čestica i aerosola, radioaktivnih tvari i buke, External costs due to emissions of solid particulates and aerosols, radioactive matter and noise, eurocent/kWh	0,95	0,39	0,08	0,12	0,17
Ukupni eksterni trošak, External costs in total, eurocent/ kWh	2,55	1,12	0,11	0,16	0,20

Redoslijed povoljnosti energetske tehnologije u odnosu prema okolišu u svim do danas izrađenim studijama ostao je nepromijenjen. Te tehnologije možemo prema štetnosti utjecaja na okoliš podijeliti na tri skupine:

- termoelektrane na ugljen,
- termoelektrane na plin,
- elektrane s obnovljivim izvorima energije i
- nuklearne elektrane.

Relativni odnos visine eksternih troškova (dakle šteta izazvana u okolišu po jedinici proizvedene energije) tih skupina elektrana je reda 100 % : 50 % : 10 %.

Takav je odnos ekološke povoljnosti elektrana, osim za nuklearne elektrane, prihvatila i šira javnost.

The order in terms of environmental acceptability of energy technologies in all the studies conducted to date has remained unchanged. In terms of their environmental impact these technologies can be divided into three groups:

- coal-fired power plants,
- gas-fired power plants,
- power plants utilising renewable sources of energy and
- nuclear power plants.

The relative relation of the level of external costs (i.e. damage to environment per unit of power generated) of the above groups is 100 % : 50 % : 10 %.

Such a relation of the environmental acceptability of power plants has also been widely accepted by the public, except for nuclear power plants.

## 5 STAJALIŠTE JAVNOSTI U POGLEDU GRADNJE ELEKTRANA

Mišljenje javnosti bitan je čimbenik u procesu odlučivanja o gradnji elektrana. To je mišljenje u najvećoj mjeri vezano uz normalni ili mogući utjecaj tih objekata na okoliš. Kod klasičnih elektrana na mišljenje javnosti djeluje utjecaj normalnog pogona (odnosno izvjesno predvidivih događanja) na okoliš, a kod nuklearnih elektrana posljedice hipotetičnog akcidenta.

Priprema gradnje elektrana mora uključiti u svoj program pripremu javnosti za takav pothvat kroz objektivno informiranje i educiranje najšire populacije. Samo se tako može izbjeći da javnost bude podvrgnuta manipulacijama protivnika gradnje elektrana, pojedinaca ili interesnih skupina. Javnosti bi trebalo obrazložiti činjenicu da su utjecaji elektrana na okoliš u svim fazama realizacije projekta predmet stručnih i znanstvenih analiza u kojima se provjerava ispunjenje svih postavljenih kriterija, te da u tom procesu nema mjesta za (nažalost česte) proizvoljne i nestručne tvrdnje. Bitno je argumentirano i transparentno obrazložiti zašto je (u medijima uvriježeno) netočno mišljenje da se termoelektrane i nuklearne elektrane mogu zamijeniti elektranama s obnovljivim izvorima.

**Proces prihvatanja gradnje elektrane od strane javnosti (pogotovo ako je riječ o "nepopularnom" objektu kao što je termoelektrana na ugljen ili nuklearna elektrana) može potrajati više godina. Zbog toga s tim aktivnostima treba započeti u najranijoj fazi pripreme za gradnju elektrane.**

## 6 EKONOMSKI POKAZATELJI ELEKTRANA KANDIDATA ZA GRADNJU U HRVATSKOJ U IDUĆEM DESETLJEĆU

### 6.1 Očekivane proizvodne cijene električne energije u novim termoelektranama na kruta i plinovita goriva

Ekonomski pokazatelji elektrana kandidata za gradnju imaju bitan značaj za njihovu prihvatljivost kao proizvođača energije u elektroenergetskom sustavu. Posebno je interesantno razmotriti konkurentnost kandidata za gradnju u Hrvatskoj u kratkoročnom razdoblju, a to su termoelektrane na ugljen i na plin s kombiniranim ciklusom. Pritom je temeljni pokazatelj prosječna cijena proizvedene energije tijekom životne dobi elektrane uzevši u obzir očekivano povećanje cijene goriva i cijenu utjecaja na okoliš. Prikladan način proračuna za tu svrhu je poznata metoda

## 5 VIEWS OF THE PUBLIC CONCERNING THE CONSTRUCTION OF POWER PLANTS

Public opinion is an essential factor in the process of deciding on the construction of power plants. Public opinion is mostly related to the normal or possible environmental impact of such facilities. In traditional power plants the public opinion is influenced by the impact of the normal operation (i.e. of positively predictable developments) on the environment, whereas in nuclear power plants the effects of a hypothetical accident are considered.

The preparation for the construction of electric power plants must include the preparation of the public for such an undertaking by providing objective information and large-scale education of the population. It is the only way to avoid that the public be subject to manipulations from those who oppose the construction of power plants, individuals or interest groups. The public should be made aware that environmental impact of power plants is subject to professional and scientific analyses at all stages of project realisation, in which the conformity with all the set criteria is examined, and that in this process there is no place for (regrettably quite frequent) arbitrary and inexpert claims. It is important to explain with arguments and in a transparent manner why the view (popular with the media) that thermoelectric and nuclear power plants can be replaced by power plants utilising renewable sources of energy is false.

**The process of public acceptance of the construction of power plants (particularly when it is an unpopular facility such as a coal-fired thermoelectric power plant or a nuclear power plant) may take several years. For that reason, the activities to achieve public acceptance should start at the earliest stage of preparation for the construction of a power plant.**

## 6 ECONOMIC INDICATORS OF THE PLANTS ELIGIBLE FOR CONSTRUCTION IN CROATIA IN THE NEXT DECADE

### 6.1 Expected cost of power generated at new thermo-electric power plants burning solid fuel or gas

Economic indicators of eligible power plants are essential to their acceptability as electricity providers in the electric power system. It is particularly interesting to consider the competitiveness of the plants eligible in the short term: coal-fired plants and gas-fired plants with combined cycle. The basic indicator is the average cost of electricity during the lifetime of the plant, taking into account the expected increase in fuel price and the cost of environmental

proračuna prosječne diskontirane cijene proizvedene energije na pragu elektrane, dobivene kao odnos diskontiranih troškova i diskontirane dobiti u životnoj dobi objekta (prema literaturi "levelized life time bus bar cost").

U Zavodu za visoki napon i energetiku FER-a razrađena je probabilistička metoda proračuna cijene proizvedene električne energije u termoelektrani na ugljen i onoj na plinovito gorivo u kombiniranom plinsko-parnom ciklusu. Primjena probabilističke analize potrebna je radi uvida u utjecaj nesigurnosti procjene ulaznih podataka proračuna na konačni rezultat i procjene rizika investitora u slučaju prihvaćanja jedne od ponuđenih opcija. U analizi je primijenjen računarski program STATS izvorno razvijen u Nacionalnom laboratoriju Argonne u SAD-u [15].

Upotrijebljeni izraz za proračun cijene energije ima oblik:

impact. An appropriate method of calculation in this case is the levelized lifetime bus-bar cost.

The Institute for High Voltage and Energy of FER has developed a probabilistic method for calculating the cost of the electricity generated at a coal-fired thermoelectric power plant and at a gas-fired power plant with a combined gas-steam cycle. The implementation of the probabilistic analysis is necessary to view the effect of the uncertainty of the estimated input data of the calculation on the final result and the risk evaluation by the investor in case one of the options is accepted. The analysis was run with the help of the STATS software originally developed by the Argonne National Laboratory in the U.S.A. [15].

The expression used to calculate the cost of energy is:

$$c_e = \frac{1}{8760 f_0} \left[ \frac{I_n p}{(1 - (1 + p)^{-n})} \frac{\sum_{k=1}^n \frac{1}{(1 + a)^k}}{\sum_{k=1}^N \frac{1}{(1 + a)^k}} + c_{os} \right] + c_g \frac{\sum_{k=1}^N \frac{(1 + p_g)^k}{(1 + a)^k}}{\sum_{k=1}^N \frac{1}{(1 + a)^k}} + c_{op} \quad (1)$$

gdje je:

- $c_e$  - cijena proizvedene električne energije (američki cent/kWh),
- $p$  - kamatna stopa za povrat uloženog kapitala u gradnju elektrane,
- $n$  - broj godina povrata kredita,
- $N$  - broj godina rada elektrane,
- $I_n$  - jedinična investicija na pragu elektrane (USD/kW) svedena na početak pogona (dakle s uključenim interkalarnim kamatama),
- $c_{os}$  - stalni troškovi pogona i održavanja, bez goriva po jedinici snage na pragu elektrane (USD/kW),
- $c_g$  - cijena goriva (američki cent/kWh) na pragu elektrane,
- $c_{op}$  - promjenjivi troškovi pogona i održavanja po jedinici proizvedene energije na pragu elektrane (američki cent/kWh),
- $f_0$  - faktor iskorištavanja instalirane snage,
- $a$  - diskontna stopa,
- $p_g$  - stopa porasta cijene goriva.

- $c_e$  - cost of electricity generated (U.S. cent/kWh),
- $p$  - interest rate of the return on investment in the construction of the power plant,
- $n$  - number of years of loan repayment,
- $N$  - number of years of power plant operation,
- $I_n$  - investment per unit at plant threshold (USD/kW) is reduced to the start of operation (i.e. with intercalary interest included),
- $c_{os}$  - permanent operating and maintenance costs, excl. fuel per power unit at plant threshold (USD/kW),
- $c_g$  - fuel cost (U.S. cent/kWh) at plant threshold,
- $c_{op}$  - variable operating and maintenance costs per unit of electric power generated at plant threshold (U.S. cent/kWh),
- $f_0$  - capacity utilisation index,
- $a$  - discount rate,
- $p_g$  - fuel price growth rate.

Ulazni podaci za proračun dani su u tablici 3. Cijene su računane u američkim dolarima prema vrijednosti dolara krajem 2003. godine.

Input data for the calculation is shown in Table 3. Prices were calculated in USD at the exchange rates valid at the end of 2003.

**Tablica 3 - Ulazni podaci za proračun cijene proizvedene električne energije termoelektrana**  
**Table 3 - Input data for the calculation of the cost of electricity generated at thermoelectric power plants**

Vrsta elektrane Type of facility	TE ugljen Coal-fired	TE plin (komb.ciklus) Gas-fired (comb.fired)
Specifična investicija (s interkalarnim kamatama), Specific investment (with intercalary interest), USD/kW	1 400-1 500-1 600 (Δ)	450-500-550 (Δ)
Stalni troškovi pogona i održavanja, Fixed operating and maintenance costs, USD/kWgod.	30-40 (-)	10-20 (-)
Cijena goriva, Fuel price, USD/GJ	1,8-1,9-2,0-2,1-2,2 (5T)	3,5-3,75-4,0-4,25-4,5 (5T)
Promjenjivi troškovi pogona i održavanja, Variable operating and maintenance costs U.S. cent/kWh	0,3-0,4 (-)	0,15-0,25 (-)
Radni vijek elektrane, god. Power plant lifetime, years	30	30
Razdoblje otplate kredita, god. Loan repayment period, years	15-20 (-)	12-15 (-)
Prosječne kamate na kredite, Average interest on loan, %	5,5-7,5 (-)	5,5-7,5 (-)
Diskontna stopa, Discount rate, %	5-8 (-)	5-8 (-)
Pretpostavljena prosječna stopa porasta cijene goriva u životnom vijeku elektrane, / Assumed average growth rate of fuel price during plant lifetime, %	1-2 (-)	4-6 (-)
Učinkovitost pretvorbe toplinske u električnu energiju, Efficiency of conversion of heat into electricity, %	38-42 (-)	54-62 (-)
Prosječno iskorištavanje instalirane snage, Average capacity utilisation, %	50-60-70 (Δ)	40-50-60 (Δ)
Eksterni trošak, External costs, U.S. cent/kWh	2-3 (-)	1-1,5 (-)

U tablici 3 su naznačene vjerojatne granične vrijednosti parametara (dobivene ne temelju analize postojećih podataka i prognoza) kao i očekivana raspodjela unutar graničnih vrijednosti. Raspodjela može biti jednolika (-), trokutasta (Δ), s najvjerojatnijom vrijednošću u sredini graničnih vrijednosti i u 5 točaka (5T). Program obavlja 2 000 proračuna izraza (1), sa slučajno odabranim varijablama unutar zadanih područja vodeći računa o raspodjelama unutar područja. Rezultati proračuna cijene električne energije grupiraju se unutar 50 intervala. Interval cijene unutar kojeg ulazi najveći broj slučajnih proračuna smatra se najvjerojatnijim u dobivenoj raspodjeli.

Sukladno očekivanjima, povišenje cijene plina prognozirano je s većom stopom nego povišenje cijene ugljena. Prognozirane stope porasta cijene plina odgovaraju udvostručenju cijene u intervalu 12-18 godina nakon ulaska elektrane u pogon. Takvo je očekivanje, prema postojećim analizama, najvjerojatnije optimistično, pa bi budući investitor morao računati barem s tolikim stopama povećanja cijena plina.

Table 3 shows probable parameter value limits (obtained on the basis of the analysis of available data and forecasts) as well as the expected distribution within the value limits. The distribution may be linear (-), triangular (Δ), with the most probable value in the middle between the value limits and at 5 points (5T). The program runs 2 000 calculations of the expression (1), with randomly selected variables within the ranges set, taking into account distributions within the range. The results of the calculation of the cost of electricity are grouped within 50 intervals. The price interval in which the largest number of random calculations fits is considered the most probable of the distributions obtained.

As expected, a higher increase in the price of gas is predicted than in the price of coal. The predicted growth rates of the gas price correspond with doubling the price within 12-18 years following the commission of the power plant. Such an expectation, according to the available analyses, is most probably an optimistic one, so a future investor should count with at least such growth rates of the gas price.

Očekivane granične vrijednosti ukupnih investicijskih troškova termoelektrana na ugljen i plin te drugi elementi troškova u kratkoročnom razdoblju sukladni su današnjem iskustvu. Prihvatanje naprednijih tipova termoelektrana na ugljen (s internim rasplinjavanjem ugljena ili izgaranja u fluidiziranom sloju) neće, prema najavama, znatnije utjecati na povišenje specifičnih troškova u odnosu na sadašnje termoelektrane u kojima izgara ugljena prašina.

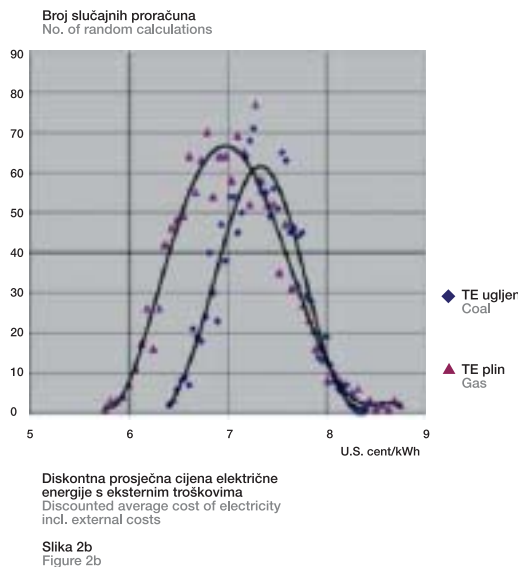
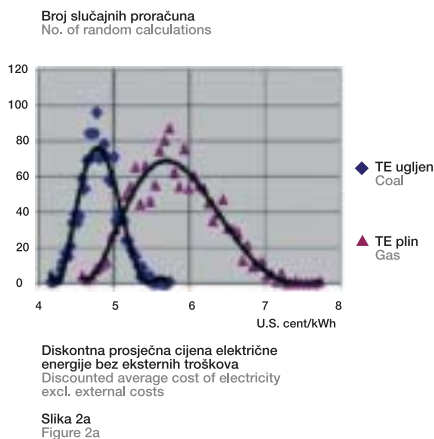
Zbog niže cijene goriva treba kod termoelektrane na ugljen računati s nešto većim prosječnim faktorom iskorištenja instalirane snage nego kod plinske elektrane.

Rezultati proračuna očekivane prosječne cijene proizvedene električne energije u životnoj dobi elektrane bez utjecaja eksternih troškova i s uključenim (interniziranim) eksternim troškovima dani su na slici 2.

The expected value limits for investment cost totals in coal-fired and in gas-fired thermoelectric power plants, and other costs in the short term, are consistent with the current experience. Accepting more advanced types of coal-fired thermoelectric power plants (FBC, IGCC) will not, according to announcements, effect any significant increase in the specific costs compared with the present thermoelectric plants burning coal dust.

Due to the lower cost of the fuel, in coal-fired thermoelectric power plants one should count with somewhat higher average capacity utilisation index than in gas-fired power plants.

The results of the calculation of expected average cost of the electricity generated during power plant lifetime excl. external costs and incl. (internalised) external costs are shown in Figure 2.



**Slika 2**  
Prosječna (u životnoj dobi) diskontirana cijena električne energije u termoelektrani na ugljen i termoelektrani na plin bez eksternih troškova i s njihovim uključenjem  
**Figure 2**  
Average (lifetime) discounted cost of electricity generated by a coal-fired thermoelectric power plant and a gas-fired thermoelectric power plant, without and with external costs

Rezultat pokazuje da bi uz zanemarivanje eksternih troškova i uz navedene ulazne podatke najvjerojatnija cijena električne energije proizvedene u životnoj dobi elektrane bila niža u termoelektrani na ugljen nego u termoelektrani na plin. Najvjerojatnije cijene bile bi oko 4,8 američki cent/kWh za termoelektranu na ugljen i oko 5,7 američki cent/kWh na termoelektranu na plin. Razlog je tomu prvenstveno u očekivanom poskupljenju prirodnog plina.

Kod vrednovanja elektrana treba uvažiti i moguće promjene faktora iskorištenja instalirane snage tijekom njihove životne dobi. Poskupljenje energenta pomiče elektranu u gornji dio dijagrama opterećenja i tako smanjuje njezino iskorištenje. S druge strane, porast konzuma ima suprotno djelovanje.

The result shows that notwithstanding the external costs, and with the mentioned input data, the most probable cost of electricity generated during the lifetime of a power plant would be lower for a coal-fired than for a gas-fired power plant. The most probable cost would be about 4,8 U.S. cent/kWh for a coal-fired plant and about 5,7 U.S. cent/kWh for a gas-fired plant. The reason is primarily the expected increase in the price of natural gas.

In evaluating power plants one should also take into account possible changes in the capacity utilisation index during power plant lifetime. The increase in the price of the energy source moves the plant to the upper section of the burden graph, lowering its utilisation. On the other hand, consumption growth has the opposite effect.



Pri uporabi ugljena u elektroenergetici jedan je od bitnih problema u njegovu relativno nepovoljnom utjecaju na okoliš. Taj će se utjecaj, u dijelu koji se odnosi na utjecaj emisija krutih čestica i aerosola (dakle na lokalni i regionalni utjecaj elektrane koji izaziva najviše protivljenja stanovništva), moći smanjiti primjenom naprednijih tehnologija korištenja ugljena.

Uz pretpostavku da eksterni troškovi odražavaju štetu koju gradnja i pogon elektroenergetskih objekata izazivaju u okolišu, od interesa je usporediti ekonomičnost termoelektrana na kruto i plinovito gorivo uz uključenje (internizaciju) eksternih troškova. Srednje vrijednosti eksternih troškova termoelektrana na ugljen i plin preuzete su iz najnovije studije EU [12], prema tablici 2. Vjerojatno područje graničnih vrijednosti eksternih troškova na temelju navedenoga za termoelektranu na ugljen ocijenjeno je s 2-3 američki cent/kWh, a za termoelektranu na plin s 1-1,5 američki cent/kWh.

Rezultat proračuna cijene energije s uključenim eksternim troškovima ilustriran je slikom 2b.

Iz slike proizlazi da uključenje (internizacija) eksternih troškova u proračun cijene proizvedene električne energije daje određenu prednost termoelektrani na plinovito gorivo (unatoč specificiranom povećanju cijene plina). Najvjerojatnija visina diskontiranih cijena električne energije s uključenjem eksternih troškova iznosi oko 7 američki cent/kWh za termoelektranu na plinovito gorivo i oko 7,3 američki cent/kWh za termoelektranu na ugljen.

Ako bi se utjecaj termoelektrana na okoliš ograničio samo na emisije CO<sub>2</sub> te prihvatila srednja cijena 20 EUR/tCO<sub>2</sub>, dobila bi se razlika cijene emisija termoelektrane na ugljen i termoelektrane na plin od približno 0,9 eurocent/kWh. Dodajući taj iznos cijeni električne energije proizvedene u termoelektrani na ugljen na slici 2a, cijene proizvedene električne energije u jednoj i drugoj elektrani postaju gotovo izjednačene.

One of the major problems in using coal to generate electricity is coal's relatively negative impact on the environment. This impact, in the segment related to the emissions of solid particulates and aerosols (i.e. to the local and regional impacts of the plant which provoke the most opposition from the population), will be possible to reduce by implementing advanced technologies in utilising coal.

Under the assumption that the external costs reflect the damage caused by the construction and by the operation of power facilities to the environment, it is interesting to compare the cost effectiveness of thermoelectric power plants burning solid fuel and of those burning gas, with the external costs included (internalised). Mean values of the external costs of coal-fired and gas-fired thermoelectric power plants were taken over from the most recent EU study [12], according to Table 2. The probable value limits for the external costs were thus 2-3 U.S. cent/kWh for a coal-fired plant and 1-1,5 U.S. cent/kWh for a gas-fired plant.

The result of the calculation of the cost of electricity with the external costs included is shown in Figure 2b.

It follows from the figure that the inclusion of the external costs in the calculation of the cost of electricity generated gives some advantage to a gas-fired plant (in spite of the specified increase in the price of gas). The most probable level of discounted electricity with the external costs included is about 7 U.S. cent/kWh for a gas-fired plant, and about 7,3 U.S. cent/kWh for a coal-fired plant.

Limiting the environmental impact of thermoelectric power plants just to CO<sub>2</sub> emissions and accepting the mean cost of 20 EUR/tCO<sub>2</sub>, one would arrive at the difference in the cost of emissions between coal-fired and gas-fired thermoelectric power plants of approximately 0,9 eurocent/kWh. If you add this amount to the cost of electric power generated by a coal-fired plant according to Figure 2a, the level of the cost of electricity generated by either type of plant is almost the same.

## 7 ULOGA UVOZA ELEKTRIČNE ENERGIJE U HRVATSKU ZA PODMIRENJE BUDUĆIH POTREBA

Izravni uvoz električne energije može biti jedan od načina za snabdijevanje potrošača u Hrvatskoj. Međutim, isključivo i dugoročno oslanjanje na uvoz električne energije vrlo je nepouzđano, jer ovisi o nepredvidivim raspoloživim viškovima električne energije na inozemnom tržištu, mogućnostima prijenosa te energije, kao i o potražnji električne energije od drugih zemalja. Elektrane se u osnovi ne grade radi izvoza električne energije nego za podmirenje vlastite potrošnje. Navedena tvrdnja može se potkrijepiti činjenicom da se potencijalni viškovi kapaciteta za proizvodnju električne energije u svim europskim zemljama već nekoliko godina neprekidno smanjuju. Povremeni viškovi električne energije na tržištu mogu nastati zbog prekomjerne gradnje elektrana u nekim zemljama zbog neostvarena predviđenog porasta domaćeg konzuma. Valja naglasiti da se zbog dužeg razdoblja podinvestiranja u proizvodnju i prijenos električne energije u Europi, uz istodobno povećanje konzuma i izlaženje iz pogona zastarjelih elektrana, u bliskoj budućnosti može smanjiti ponuda viškova električne energije na koje Hrvatska može računati. Odnos potražnje i ponude električne energije na tržištu utječe na cijenu uvezene energije. Ako je alternativa uvozu redukcija potrošnje tada cijena može biti vrlo visoka.

## 8 KRATKOROČNI I SREDNJOROČNI PROGRAM GRADNJE ELEKTRANA U HRVATSKOJ

Na osnovi navedenih potreba gradnje elektrana u Hrvatskoj analizirat će se moguće opcije gradnje u dva razdoblja:

- u kratkoročnom razdoblju (do 2010. godine) i
- u srednjoročnom razdoblju (do 2020. godine).

### 8.1 Kratkoročni program gradnje elektrana

Na temelju iznesenih činjenica može se zaključiti sljedeće:

Radi podmirenja potrebnih količina električne energije za potrošače u Hrvatskoj u idućem kratkoročnom razdoblju (do 2010. godine) trebalo bi osigurati mogućnost proizvodnje oko dodatnih 3 TWh te zamijeniti dio postojećih elektrana koje će zastarjeti.

## 7 ROLE OF THE IMPORT OF ELECTRICITY IN MEETING THE FUTURE DEMAND IN CROATIA

Direct import of electricity can be one of the ways to supply consumers in Croatia. However, exclusive and long-term reliance on the import of electricity is very unreliable, because it depends on unpredictable electricity surpluses on the international market, on the facilities for the transmission of such electricity, and on the demand for electricity by other countries. Electric power plants are basically not built to export electricity but to meet one's own needs. This claim can be supported by the fact that potential excessive capacities for generating electricity in all the European countries have been relentlessly diminishing for several years now. Occasional electricity surpluses may be found on the market owing to excessive construction in some countries resulting from the failure to achieve the predicted growth of domestic consumption. It should be noted that due to longer periods of sub-investment in the generation and transmission of electricity in Europe, with a simultaneous increase in consumption and decommission of obsolete plants, the offer of electricity surpluses to which Croatia could count may go down in the near future. The relation between the demand and supply for electricity on the market affects the cost of imported electricity. If the alternative to the import is reduction in consumption, the cost can rise very high.

## 8 SHORT-TERM AND MEDIUM-TERM PROGRAMS OF POWER PLANT CONSTRUCTION IN CROATIA

On the basis of defined needs for the construction of power plants in Croatia, possible options will be analysed for two periods:

- short-term period (by 2010) and
- medium-term period (by 2020).

### 8.1 Electric power plant construction in the short-term

On the basis of the facts presented the following may be concluded:

To provide the necessary electricity for consumers in Croatia in the next short-term period (by 2010), the potential to additionally generate about 3 TWh should be ensured, and some of the existing power plants (which will become obsolete) replaced.

The consumption could be covered by the construction of a gas-fired and/or coal-fired thermoelectric power plants.

Potrebe konzuma mogle bi se zadovoljiti gradnjom termoelektrana na plinovito gorivo i/ili kruto gorivo.

Kao eventualni dopunski izvori energije mogu doći u obzir i elektrane koje iskorištavaju obnovljive izvore energije. Gradnjom elektrana na obnovljive izvore praktično se ne može smanjiti potrebna snaga termoelektrana, nego samo njihova proizvodnja.

#### **Prednosti i mane raspoloživih opcija u kratkoročnom planu gradnje elektrana u Hrvatskoj**

*Termoelektrana na ugljen (snage reda 500 MW).*

Prednosti i mane te opcije mogu se na temelju prethodnih izlaganja sažeti prema sljedećem:

##### *Prednosti:*

- stabilna raspoloživost i stabilna cijena energenta,
- dugoročna perspektiva korištenja ugljena u elektroenergetici u svijetu,
- povoljna cijena proizvedene električne energije ako se u cijenu ne uključe eksterni troškovi.

##### *Mane:*

- visoki investicijski troškovi u usporedbi s elektranom na plinovito gorivo,
- nepovoljan utjecaj na okoliš (visoki eksterni troškovi),
- nepovoljno prihvaćanje u javnosti,
- veoma otežano ispunjenje obveze o smanjenju emisija CO<sub>2</sub>,
- privremena administrativna zabrana pripremnih radova,
- ograničenje lokacija na priobalje.

Lokalni utjecaj na okoliš (zbog emisija krutih čestica i aerosola) termoelektrane na ugljen može se poboljšati prihvaćanjem novih tehnologija gradnje tih elektrana, koje su već razvijene za primjenu (termoelektrane s izgaranjem u fluidiziranom sloju ili s rasplinjavanjem ugljena).

*Termoelektrana na prirodni plin s kombiniranim plinsko-parnim ciklusom (snage do 300 MW)*

##### *Prednosti:*

- niska investicijska ulaganja u gradnju elektrane,
- povoljna cijena proizvedene električne energije uz današnju cijenu prirodnog plina,
- povoljniji utjecaj na okoliš (niži eksterni troškovi) u usporedbi s termoelektranom na ugljen,
- povoljno prihvaćanje u javnosti.

##### *Mane:*

- potencijalni problemi s osiguranjem dobave energenta, a time i s pouzdanim snabdijevanjem potrošača električne energije,

Possible supplementary sources of electricity could also be power plants utilising renewable resources. The construction of power plants utilising renewable resources cannot reduce the required capacity of thermoelectric power plants, it can only reduce their required output.

#### **Advantages and disadvantages of available options in the short-term program of power plant construction in Croatia**

*Coal-fired thermoelectric power plants (output capacity 500 MW).*

Advantages and disadvantages of this option can be summarised as follows:

##### *Advantages:*

- stable availability and stable price of energy source,
- long-term global prospects of using coal to generate electricity,
- favourable cost of electricity generated when external costs are excluded.

##### *Disadvantages:*

- high investment costs compared with gas-fired plants,
- negative environmental impact (high external costs),
- negative reception in the public,
- very difficult to meet the commitment to reduce CO<sub>2</sub> emissions,
- temporary administrative ban on preparatory works,
- possible sites limited to coastal area.

Local environmental impact (because of the emissions of solid particulates and aerosols) of a coal-fired plant can be improved by implementing new technologies in the construction of plants, which have already been developed and ready for use (FBC or IGCC).

*Natural gas-fired thermoelectric power plant with combined gas-steam cycle (output capacity up to 300 MW)*

##### *Advantages:*

- low cost of investment in the construction of the plant,
- favourable cost of electricity generated at today's price of natural gas,
- less negative environmental impact (lower external costs) compared with coal-fired plant,
- positive acceptance in the public.

##### *Disadvantages:*

- possible problems with providing fuel and, consequently, reliability of supplying consumers with electricity,
- probable considerable increase in the price of natural gas during the lifetime of the plant and consequent higher risk of the investor with regard to the profitability of investment,
- more difficult to meet the commitment to reduce CO<sub>2</sub> emissions.

- vjerojatnost osjetnijeg povećanja cijene prirodnog plina u vremenu pogona elektrane i povećani rizik investitora s obzirom na rentabilnost investicije,
- otežano ispunjenje obveze prema smanjenju emisija CO<sub>2</sub>.

**Budući da s jedne strane svaka od dviju navedenih opcija gradnje termoelektrana u Hrvatskoj u idućem kratkoročnom razdoblju ima prednosti i mane, a s druge strane, načelo diversifikacije izvora energije zahtijeva osiguranje energije iz više izvora, prijeko je potrebno hitno započeti s paralelnim akcijama za gradnju jedne i druge vrste elektrana.** Paralelna je priprema za gradnju svrsishodna jer zbog navedenih teškoća jedna od opcija može otpasti tijekom priprema. Valja podsjetiti da vremensko razdoblje od početka priprema za gradnju do stavljanja elektrane u pogon u našim uvjetima traje 5-10 godina, pa bi pripreme za gradnju elektrana s namjeravanim ulaskom u pogon do 2010. godine trebalo početi odmah. Posebno dugotrajne mogu biti početne faze priprema, osobito ako se ne radi o zamjenskom objektu na poznatoj lokaciji.

Visoka vanjska zaduženost i vanjskotrgovinski deficit Hrvatske biti će jedan od glavnih čimbenika pri odluci o realizaciji gradnje elektrana. Prednost će imati opcije s nižim investicijskim troškovima ili dobivene u specijalnim okolnostima (podmirenje duga), te uz prepuštanje gradnje stranim investitorima.

Jedino pravodobnim početkom priprema za gradnju elektrana može se ostvariti potrebno povećanje proizvodnje električne energije u Hrvatskoj u idućim desetljeću i spriječiti ekonomski kolaps koji bi bio uzrokovan dugotrajnijom redukcijom (ionako skromne) potrošnje električne energije.

### **8.2 Srednjoročno razdoblje (od 2010. do 2020. godine) gradnje elektrana u Hrvatskoj**

Iz razmatranja u uvodnom dijelu ove rasprave slijedi da bi uz uvjet izgradnje predviđenih elektrana do 2010. godine u srednjoročnom razdoblju trebalo uz pretpostavku minimalnog porasta konzuma osigurati izgradnju daljnjih elektrana, s ukupnom instaliranom snagom 1 000-1 500 MW.

Od realnih opcija energetske tehnologije koje stoje na raspolaganju za gradnju postrojenja za pouzdanu proizvodnju električne energije situacija nije bitno različita od one koja je prije bila razmatrana u okviru kratkoročnog plana gradnje elektrana.

Očekuje se da će u tom razdoblju tehnologija ugljenih elektrana biti unaprijeđena uvođenjem u komercijalnu primjenu poboljšanih načina izgaranja ugljena (izgaranje u fluidiziranom sloju, interno rasplinjavanje ugljena) čime će se smanjiti emisije sumpornih i

**Considering, on the one hand, that either of the above options has its advantages and disadvantages and, on the other hand, that the principle of diversification of the sources of energy requires electricity to be provided from diverse sources, it is absolutely necessary to urgently begin with simultaneous activities for the construction of both types of electric power plants.** Parallel preparation for the construction is meaningful because the difficulties presented could disqualify one of the options during the preparations. Note that the period from the beginning of preparations for the construction to commissioning the plant usually takes 5-10 years in Croatia, so the preparation for the construction of electric power plants to be commissioned by 2010 should begin right away. The initial phases of preparation can take particularly long time, especially if the plant to be constructed is not a replacement facility at a familiar location.

High foreign debt and foreign trade deficit of Croatia will be major factors in deciding on the construction of electric power plants. Options with lower investment costs or those set up under special circumstances (debt repayment) will be favoured, as well as those involving foreign investors.

It is only through a timely start of the preparations for the construction of electric power plants that the necessary increase in the generation of electricity in Croatia in the next decade can be achieved and the economic collapse prevented that would be caused by a possible prolonged reduction in the (already modest) consumption of electricity.

### **8.2 Electric power plant construction in Croatia in the medium term (from 2010 to 2020)**

From the introduction to this section of the discussion follows that, provided the envisaged plants are built by 2010, in the medium term, and with the assumption of a minimum increase in general consumption, it would be necessary to ensure the construction of further electric power plants with a total output capacity of 1 000-1 500 MW.

With regard to real options of power technologies for building facilities to reliably generate electricity, the situation is not much different than the one discussed earlier in respect of the short-term plan for the construction of electric power plants.

It is expected that in this period the technology of coal-fired power plants will be improved by implementing improved coal combustion methods (FBC, IGCC), which will reduce emissions of sulphur and nitrogen oxides and solid particulates (whereas the emissions of CO<sub>2</sub> will remain approximately the same) compared with the present combustion of coal dust. Procedures for the separation and storage of CO<sub>2</sub> [16] are being prepared. By minimizing local and regional damage to the environment new technologies in the construction of coal-fired plants

dušikovih oksida te krutih čestica (dok emisije CO<sub>2</sub> ostaju približno iste) u odnosu na današnje izgaranje ugljene prašine. U razvoju su i postupci za separaciju i uskladištenje CO<sub>2</sub> [16]. Ublažavanjem lokalnih i regionalnih šteta u okolišu nove bi tehnologije gradnje termoelektrana na ugljen mogle pridonijeti olakšanju uvjeta za lociranje tih elektrana.

**U pogledu uvjeta korištenja plina u elektroenergetici se ne mogu očekivati poboljšanja već naprotiv zaoštavanje.** Položaj dobavljača plina s obzirom na potrošače (posebno u uvjetima znatne potražnje i nepostojanja alternative) može postati u znatnoj mjeri monopolistički. U posebno nepovoljnom stanju mogu se naći mali potrošači poput Hrvatske. Problem se može donekle ublažiti osiguranjem dugoročnih ugovora za sigurnu dobavu plina pod određenim uvjetima i/li gradnjom LNG terminala koji omogućuju diversifikaciju dobave. U nekim se razmatranjima IEA navodi i mogućnost da dobavljači plina preuzmu vlasništvo nad plinskim elektranama, jer na taj način sigurna dobava plina postaje i njihov interes.

Zbog navedenih razloga u svim se analizama buduće proizvodnje električne energije u europskim zemljama povećava važnost diversifikacije izvora dobave energenata i vrste energenata. Računa se i na povrat šire primjene ugljena u elektroenergetici, a u nekim zemljama i na revitalizaciju nuklearnih programa. U SAD-u su takve ideje već službeno prihvaćene, što potvrđuje prognoza o prestanku porasta potrošnje plina u elektroenergetici i početak gradnje nove generacije nuklearnih elektrana već u ovom desetljeću.

Hrvatska kao energetska deficitarna zemlja i zbog toga upućena na uvoz energenata, mora svoje programe razvoja energetike uskladiti s planovima drugih europskih zemalja (posebno onih koje ju okružuju). To se posebno odnosi na diversifikaciju u korištenju putova dobave i vrste energenata te na osiguranje snabdijevanja svojih potrošača vlastitom proizvodnjom električne energije (uz istodobnu brigu o mogućnosti prijenosa električne energije u susjedna područja radi izmjene energije i boljeg osiguranja snabdijevanja potrošača u iznimnim uvjetima).

**U srednjoročnom planu za Hrvatsku, osim daljnega korištenja plina, ugljena te obnovljivih izvora energije, ostaje otvorena i opcija korištenja nuklearne energije.**

Današnji pogledi na status i perspektive nuklearne energetike u Hrvatskoj su razmotreni u sljedećem izlaganju.

could contribute to easing up the conditions for the location of such plants.

**In terms of utilising gas to generate electricity no improvements can be expected; on the contrary, the situation can be expected to deteriorate.** The position of the gas supplier with regard to consumers (particularly with soaring demand and no alternative) can become pretty much a monopolistic one. Small customers such as Croatia can find themselves in a precarious position. The problem can be mitigated to an extent by securing long-term contracts for a stable gas supply under certain conditions and/or the construction of LNG terminal to enable diversified supply. Some IEA considerations note the possibility that gas suppliers could acquire ownership of gas-fired power plants to make sure a stable supply of gas is in their interest, too.

For the reasons mentioned all the analyses of the future generation of electricity in European countries increasingly underline the importance of diversification of fuel supply sources and fuel types. The return of a large-scale utilisation of coal in electricity generation is also something to count with, and in some countries also with the reinstatement of nuclear programs. In the U.S.A. such ideas have already been officially accepted, which is supported by the forecast that the increase in the consumption of gas in power generation will stop and that the construction of a new generation of nuclear power plants will begin already in this decade.

Croatia as a country lacking energy resources, and therefore hard put to import sources of energy, must harmonise its programs for the development of the energy sector with the plans of other European countries (particularly the one in its surroundings). This particularly applies to the diversification of the supply routes and fuels and to securing the supply to all domestic consumers of the power generated in the country (simultaneously providing for the possibilities to transmit electricity to neighbouring areas for the sake of power exchange and to be able to better supply consumers in contingencies).

**The medium-term program for Croatia, in addition to further utilisation of gas, coal and renewable sources of energy, also contains the option of the utilisation nuclear power.**

Today's views of the status and prospects of nuclear power in Croatia are discussed below.

## 9 PERSPEKTIVA PRIMJENE NUKLEARNE ENERGIJE U HRVATSKOJ

Nuklearne elektrane dosegnule su razinu pouzdanog i ekonomičnog izvora električne energije. To potvrđuje i rad NE Krško u protekle 23 godine pogona.

Prema najnovijem izvještaju IAEA u svijetu je u pogonu 441 nuklearna elektrana s ukupnom instaliranom snagom 358 661 MW, koje su u 2002. godini proizvele 2 574 TWh električne energije, što pokazuje da je njihovo prosječno iskorištenje instalirane snage 7 176 h/god. (odnosno da je prosječan faktor opterećenja oko 82 %). Najviše je izgrađenih nuklearnih elektrana u SAD-u (109), zatim u Francuskoj (59), Japanu (54), Vel. Britaniji (31), Rusiji (30), Njemačkoj (19), Južnoj Koreji (18), Kanadi (14). Krajem 2002. godine u svijetu u bile u izgradnji 32 nuklearne elektrane (najviše u Indiji (7) i Kini (4)).

Među europskim zemljama upravo je odlučena gradnja nuklearne elektrane u Finskoj (koja već ima 4 nuklearne elektrane u pogonu). Osim u Finskoj zbog opisanih teškoća s osiguranjem dobave i poskupljenjem plina kao i problemima zbog emisija stakleničkih plinova iz termoelektrana, u još nekim europskim zemljama (posebno Francuskoj) obnavlja se razmatranje o budućnosti nuklearnih energetske programa. Zemlje Dalekog istoka (osobito Kina, Južna Koreja i Indija) nastavljaju s intenzivnom gradnjom nuklearnih elektrana. U SAD-u se očekuje narudžba novih nuklearnih elektrana još u ovom desetljeću.

Nakon zastoja gradnje nuklearnih elektrana (nakon kvara na elektrani Otok tri milje u 1979. godini, a ponajprije zbog poskupljenja gradnje elektrana zbog odugovlačenja s licenciranjem već gotovih postrojenja) dolazi u razdoblju od 1980. do 1990. god. do razradbe projekata nuklearnih elektrana s poboljšanim sigurnosnim sustavima (treća generacija). Nekoliko izgrađenih nuklearnih elektrana (prvenstveno u Japanu) ili u fazi gradnje (Finska) ulazi u tu kategoriju.

Radi dugoročnog rješenja sigurnog pogona ne samo elektrana nego i njihova gorivnog ciklusa (uključivši i sigurnost od terorističkih napada) te sigurnosti od nekontroliranog širenja nuklearnih materijala pokrenuta je u SAD-u inicijativa za razradbu nove generacije nuklearnih elektrana (četvrta generacija) [18] i [19]. Tipovi elektrana koje ulaze u tu kategoriju dijelom su neispitani pa će njihova razradba i komercijalna primjena zahtijevati duže vremensko razdoblje (vjerojatno do 2030. godine ili još duže). Od nuklearnih elektrana četvrte generacije očekuje se:

## 9 NUCLEAR POWER PROSPECTS IN CROATIA

Nuclear power plants have reached the level of reliable and economic source of electricity. This has been supported by the operation of the Krško nuclear power plant in the past 23 years of operation.

According to the most recent IAEA report there are 441 nuclear power plants throughout the world, with a total output capacity of 358 661 MW, which in 2002 generated 2 574 TWh electric power, showing the average capacity utilisation of 7 176 h/year (i.e. average utilisation index of about 82 %). The largest number of nuclear power plants have been built in the U.S.A. (109), France (59), Japan (54), United Kingdom (31), Russia (30), Germany (19), South Korea (18), Canada (14). At the end of 2002, 32 nuclear power plants were under construction world-wide (the largest number of them in India (7) and China (4)).

In Europe, it has already been decided to build a nuclear power plant in Finland (where there already are 4 nuclear power plants in operation). In addition to Finland, due to the described difficulties concerning the secure supply and the increase in the price of gas, as well as with the emissions of greenhouse gases from thermoelectric power plants, some other European countries (particularly France) are again considering nuclear power programs for the future. Far East countries (particularly China, South Korea and India) are continuing to busily build nuclear power plants. In the United States, new orders for the construction of nuclear power plants are expected already in this decade.

After a hold-up in the construction of nuclear power plants (following the accident at the Three Mile Island in 1979, but primarily because the construction of power plants became more expensive on account of delayed licensing of already finished facilities) there followed a development of nuclear power plant designs with improved security systems between 1980 and 1990 (third generation). Several nuclear power plants already built (primarily in Japan) or under construction (Finland) fall into this category.

For the sake of a long-term solution to the safe operation of both power plants and their fuel cycle (including safety from terrorist attacks) and the prevention of uncontrolled proliferation of nuclear materials, an initiative has been launched in the U.S.A. to develop a new generation of nuclear power plants (fourth generation) [18] and [19]. Types of power plants falling into this category are partly untested and their development and commercial implementation will take a longer time (probably until 2030 or even longer). Fourth generation nuclear power plants are expected to feature:



- niža specifična investicija,
- učinkovitije korištenje nuklearnoga goriva,
- smanjena količina visokoradioaktivnog otpada,
- veći stupanj sigurnosti od velikih kvarova izazvanih unutarnjim ili vanjskim uzrocima,
- manja mogućnost proliferacije nuklearnih materijala.

Vjerojatno je da su za razradbu projekata nuklearnih elektrana četvrte generacije bitniji razlozi otežavanje terorističkih napada i proliferacije nuklearnih materijala, učinkovitije korištenje nuklearnoga goriva i proizvodnja vodika, nego znatnije poboljšanje sigurnosti pogona same elektrane i znatnije sniženje investicije. Takav se zaključak nameće zbog toga što je normalna pogonska sigurnost nuklearnih elektrana današnjih izvedbi na iznimno visokoj razini (rizik stanovništva od nuklearnih akcidenata neusporedivo je manji od rizika iz drugih uzroka). Analizama je dokazana vjerojatnost topljenja jezgre današnjih energetskih reaktora reda  $10^{-5}$ , a vjerojatnost većeg ispuštanja radioaktivnosti u okoliš u granicama  $10^{-7}$ - $10^{-6}$  događaja po godini pogona reaktora. Upitno je bi li se racionalnim razlozima mogao pravdati zahtjev za još višim stupnjem sigurnosti pogona nuklearnih elektrana.

Do stjecanja pogonskog iskustva i komercijalne primjene nuklearnih elektrana četvrte generacije, (kao i fuzijskih elektrana koje se također razvijaju) za primjenu će biti raspoložive sadašnje elektrane druge i treće generacije kod kojih su pogonska sigurnost i pouzdanost veoma dobri.

**U uvjetima današnjeg stupnja razvoja nuklearne energetike i prognoziranih potreba za njezinom budućom primjenom potrebno je i definirati optimalnu strategiju Hrvatske u pogledu nuklearne opcije.**

### 9.1 Prednosti i mane nuklearne opcije

Prema sadašnjim su saznanjima prednosti i mane nuklearne opcije:

#### *Prednosti:*

- konkurentna cijena proizvedene električne energije,
- očekivana stabilnost raspoloživosti i cijene energenta,
- dugoročna perspektiva korištenja nuklearne energije u elektroenergetici u svijetu,
- povoljan utjecaj elektrane na okoliš (niski eksterni troškovi),
- ispunjenje obveze o smanjenju emisija CO<sub>2</sub>.

#### *Mane:*

- visoka specifična investicija i dugo vrijeme gradnje (4-5 godina),

- lower specific investment,
- more efficient utilisation of nuclear fuel,
- reduced quantity of highly radioactive waste,
- higher level of safety from major internally or externally caused failures,
- less possibility for the proliferation of nuclear materials.

In the development of projects for nuclear power plants of the 4th generation the prevailing reasons are more probably to make terrorist attacks and the proliferation of nuclear materials more difficult, to more efficiently utilise nuclear fuel and to produce hydrogen, than to make a noticeable improvement in the safety of the operation of the plant and to lower the cost of investment. The normal operating safety of nuclear power plants today is extremely high (the risk to the population from nuclear accidents is vastly lower compared with other causes). Analyses have proved the probability of core meltdown in today's reactors of  $10^{-5}$ , and the probability of a significant release of radioactivity in the environment between  $10^{-7}$  to  $10^{-6}$  occurrences per year of reactor operation. It is questionable whether a demand for an even higher level of safety in the operation of nuclear power plants could reasonably be justified.

Until there is operational experience and commercial implementation of nuclear power plants of the 4th generation (and the fusion power plants that are also being developed), what is at disposal for the present use are the 2nd and 3rd generation power plants with very good operational safety and reliability.

**At the present stage of development of nuclear power utilisation and the predicted need for its future use it is necessary to define the optimum strategy for Croatia concerning the nuclear option.**

### 9.1 Advantages and disadvantages of the nuclear option

According to the current state of knowledge, the advantages and disadvantages of the nuclear option are:

#### *Advantages:*

- competitive cost of generated power,
- expected stable availability and price of the source of energy,
- long-term prospects for the use of nuclear power in generating electricity world-wide,
- low negative impact of the power plant on the environment (low external costs),
- meeting the requirement concerning the reduction in CO<sub>2</sub> emissions

#### *Disadvantages:*

- high specific investment cost and long construction time (4-5 years),
- incompletely accepted manner of the definite disposal of deradiated nuclear fuel and highly radioactive waste\*,

- nepotpuno prihvaćen način konačnog odlaganja odzračenoga nuklearnoga goriva i visokoradioaktivnog otpada\*,
- nepovoljno prihvaćanje u javnosti (bez obzira na povoljan utjecaj nuklearne elektrane na okoliš),
- privremena administrativna zabrana pripremnih radova (kao i za termoelektanu na ugljen).

\*Primjedba:

Rješenjem problema dugoročnog uskladištenja visokoradioaktivnog otpada u SAD-u i Finskoj (a vjerojatno i u Rusiji) otpala je primjedba da je taj problem nerješiv.

Nadalje, dugoročna aktivnost visokoradioaktivnog otpada smanjit će se primjenom postrojenja za odjeljivanje i transmutaciju dugovjekih aktinida (P&T). Postrojenja tog tipa koja se danas intenzivno unapređuju u nizu razvijenih zemalja, smanjit će dugoročnu opasnost od radioaktivnog otpada za oko 100 puta.

Na odluku Hrvatske o gradnji nuklearne elektrane svakako će utjecati i stav razvijenih europskih zemalja. Prema današnjim saznanjima, pozitivniji odnos prema nuklearnoj energetici u Europi se može, zbog očekivanih teškoća s dobavom i cijenom prirodnog plina, poboljšanim izvedbama nuklearnih elektrana i već odlučenom revitalizacijom nuklearne energetike u SAD-u, s priličnom vjerojatnošću očekivati početkom naznačenoga srednjoročnog razdoblja (tj. nakon 2010. godine).

Odluka o prihvatljivosti nuklearne opcije u Hrvatskoj, kada se za nju ispune ostali uvjeti, ovisiti će o ekonomskoj konkurentnosti te opcije s obzirom na druge mogućnosti (termoelektrana na ugljen i na plin uz očekivano poskupljenje energenata). **Pritom se kao temeljna pitanja za konkurentnost opcija postavlja visina investicije nuklearne elektrane i očekivana promjena cijene plina tijekom životne dobi postrojenja.** Pri analizi granično konkurentne investicije nuklearne elektrane treba poštovati realno procijenjene granice nesigurnosti ulaznih parametara o kojima ovisi rezultat analize.

## 9.2 Potencijalna konkurentnost nuklearne elektrane

Ekonomska konkurentnost nuklearnih elektrana u prvom redu ovisi o njihovim ukupnim investicijskim troškovima. To su troškovi gradnje (overnight costs) i interkalarne kamate. Interkalarne kamate ovisne o kamatnoj stopi i trajanju gradnje elektrane i veoma opterećuju investiciju ako se iz nekog razloga vrijeme gradnje produži.

Zbog uvida u potencijalnu ekonomsku konkurentnost nuklearne elektrane, na FER-u [20] je izrađena analiza granične investicije nuklearne elektrane. Granična investicija definirana je kao najviša vrijednost ukupne specifične investicije uz koju

- begative reception in the public (irrespectively of the less negative impact of nuclear power plants on the environment),
- temporary administrative ban on preparatory work (same as for coal-fired thermoelectric power plants).

\*Note:

*The fact that the problem of the long-term storage of highly radioactive waste has been solved in the U.S.A and Finland (and probably in Russia) eliminates the objection that this problem is insoluble.*

*Furthermore, the long-term activity of radioactive waste will be reduced with the implementation of facilities for the separation and transmutation of long-life actinides (P&T). Such facilities which are presently being intensively improved in a number of industrial countries will reduce the long-term risk from radioactive waste by about 100 times.*

Croatia's decision about the construction of a nuclear power plant will surely be influenced by the views of developed European countries as well. From what we know, a more positive attitude towards nuclear power in Europe can be expected with great probability at the beginning of the medium-term period in question (i.e. after 2010) owing to the expected problems in and the prices of natural gas, the improved design of nuclear power plants and the already decided revitalisation of nuclear power utilities in the U.S.A.

The decision on the acceptability of the nuclear option in Croatia, once other requirements have been met, will depend on the economic competitiveness of this compared with other options (coal-fired and gas-fired thermoelectric power plants with the expected increase in the price of energy sources). **The basic questions concerning competitive advantages of the options are the cost of investment of nuclear power plant and the increase in the price of gas during the plant lifetime.** In the analysis of the competitive investment cost for a nuclear power plant, the realistically estimated variation of input parameters on which the result of the analysis depends needs to be respected.

## 9.2 Potential competitive edge of nuclear power plant

The economic competitive edge of nuclear power plants depends primarily on their total investment costs. These costs include the cost of construction (overnight costs) and intercalary interest. Intercalary interest depend on the interest rate and the duration of construction, burdening the investment cost very much if for some reason or other the duration of the construction is prolonged.

In order to determine the potential economic competitiveness of a nuclear power plant, FER [20] conducted an analysis of the competitive investment cost for a nuclear power plant. The competitive cost is defined as the highest value of the total specific investment at which the average (levelized) cost of electricity generated at the power plant

prosječna (nivelirana) cijena električne energije proizvedene u nuklearnoj elektrani tijekom njezine životne dobi postaje konkurentnom cijeni energije proizvedene u elektrani na ugljen i elektrani na plin s kombiniranim ciklusom.

Račun je izveden za slučaj bez eksternih troškova elektrana i uz te troškove.

Ulazni podaci za nuklearnu elektranu navedeni su u tablici 4. Pretpostavljeni podaci za nuklearnu elektranu relativno su konzervativni. Kamatne stope na uložena sredstva i radni vijek uzeti za nuklearnu elektranu isti su kao za termoelektrane na fosilna goriva (iako je takva pretpostavka, zbog potencijalno dužega radnog vijeka, nepovoljna za nuklearnu elektranu). Nadalje, pretpostavljeni stalni troškovi pogona i održavanja za nuklearnu elektranu (100-120 USD/kWgod.) nešto su viši od vrijednosti publiciranih za postojeće nuklearne elektrane u pogonu.

during its lifetime becomes competitive to the cost of electricity generated by a coal-fired plant or a gas-fired plant with combined cycle.

The calculation was conducted with and without the external costs of power plants.

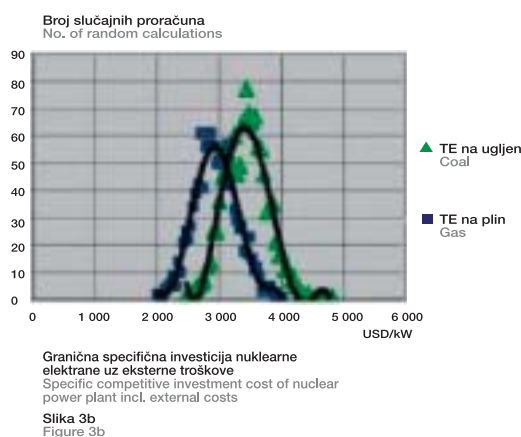
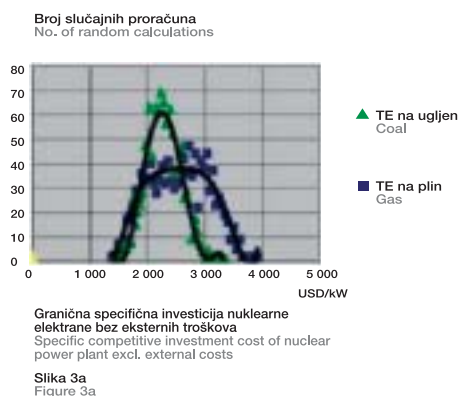
The input data for a nuclear power plant are given in Table 4. The assumed data for a nuclear power plant are relatively conservative. The interest rate on the funds invested and the lifetime of nuclear power plant are the same as for thermoelectric power plants burning fossil fuels (although under such an assumption the nuclear power plant is at a disadvantage because of the potentially longer lifetime). Furthermore, the assumed fixed operating and maintenance costs for the nuclear power plant (100-120 USD/kWyear) are slightly higher than the values published for the existing operating nuclear power plants.

**Tablica 4** - Ulazni podaci za procjenu ekonomičnosti nuklearne elektrane uz današnju vrijednost dolara  
**Table 4** - Input data for estimating cost effectiveness of a nuclear power plant at the present value of U.S. dollar

	Nuklearna elektrana Nuclear power plant
Stalni troškovi pogona i održavanja, Fixed operating and maintenance costs, USD/kWgod.	100-120 (-)
Cijena goriva, Fuel price, USD/GJ	0,45-0,5-0,55 (Δ)
Promjenjivi troškovi pogona i održavanja, Variable operating and maintenance costs, U.S. cent/kWh	0,3-0,4 (-)
Radni vijek elektrane, god. Plant lifetime, year	30
Razdoblje otplate kredita, god. Loan repayment period, year	15-20 (-)
Prosječne kamate na kredite, Average interest on loan, %	5,5-7,5 (-)
Diskontna stopa, Discount rate, %	5-8 (-)
Pretpostavljena prosječna stopa porasta cijene goriva u životnom vijeku elektrane, Assumed average growth rate of fuel price during plant lifetime, %	1-2 (-)
Učinkovitost pretvorbe toplinske u električnu energiju, Efficiency of the conversion of heat into electricity, %	32-34 (-)
Prosječno iskorištenje instalirane snage, Average utilisation of capacity, %	75-85 (-)
Eksterni trošak, External cost, U.S. cent/kWh	0,2-0,7 (-)

Rezultati analize prikazani su na slici 3.

The results of the analysis are shown in Figure 3.



**Slika 3**  
Granična investicija nuklearne elektrane u usporedbi s termoelektranama na plin i ugljen, bez eksternih troškova i s njihovim uključenjem

**Figure 3**  
Competitive investment cost for a nuclear power plant compared with gas-fired or coal-fired thermoelectric power plants, without and with the external costs

Na temelju slike 3 možemo zaključiti čak ako zanemarimo eksterne troškove, odnosno utjecaj šteta na okolišu, da je najvjerojatniji iznos granične specifične investicije nuklearne elektrane oko 2 200 USD/kW ako ju uspoređujemo s termoelektranom na ugljen i oko 2 700 USD/kW ako ju uspoređujemo s termoelektranom na plin.

Ako se u račun uključe i eksterni troškovi elektrana (koji su za elektrane s fosilnim gorivima, a osobito za termoelektrane na ugljen, znatno veći nego za nuklearne elektrane), najvjerojatnija visina granične investicije nuklearne elektrane u usporedbi s termoelektranom na plinovito gorivo raste na oko 2 900 USD/kW, a u usporedbi s termoelektranom na ugljen čak na oko 3 400 USD/kW.

Prema najnovijoj studiji IEA (izrađenoj na Sveučilištu u Chicagu 2004.) [21] o ekonomičnosti budućih nuklearnih elektrana generacija 3, odnosno 3+ (ABWR i AP1000), procjene specifičnih troškova bez interkalarnih kamata tih elektrana (overnight costs) **kreću se u granicama 1 400-1 600 USD/kW**. Inter-kalarne kamate za trajanje gradnje 5 godina i kamatnu stopu 7 % povećavaju specifičnu investiciju za 20-25 %, što daje očekivane **ukupne specifične troškove u granicama 1 700-2 000 USD/kW**.

Usporedbom s rezultatima proračuna graničnih investicija nuklearnih **elektrana realno je očekivati ekonomsku konkurentnost nuklearnih elektrana s termoelektranama na kruta i plinovita goriva, čak i uz zanemarene eksterne troškove pogona tih elektrana.**

Jedan od glavnih poticaja eventualnim investitorima gradnje nuklearne elektrane očekivana je dobit tijekom životne dobi objekta u odnosu na druge opcije. Glavni konkurent nuklearnoj elektrani danas je termoelektrana na plinovito gorivo u kombiniranom ciklusu. Radi kvantificiranja pokazatelja dobiti, s

It may be concluded on the basis of Figure 3 that even if we leave external costs i.e. harmful environmental impact aside, the most probable level of specific competitive investment cost for the nuclear power plant is about 2 200 USD/kW compared with the coal-fired thermoelectric power plant, or about 2 700 USD/kW compared with the gas-fired thermoelectric power plant.

If the calculation includes external costs of power plants (which are considerably greater for thermoelectric power plants burning fossil fuels, particularly coal, than for nuclear power plants), the most probable level of competitive investment cost for the nuclear power plant compared with the gas-fired plant rises to about 2 900 USD/kW, or to as much as 3 400 USD/kW compared with the coal-fired plant.

According to the most recent IEA study (prepared at the University of Chicago in 2004) [21] concerning the cost effectiveness of the future nuclear power plants of the 3rd generation, i.e. 3+ (ABWR and AP1000), the estimates of specific costs excl. the intercalary interest (overnight costs) **are between 1 400 and 1 600 USD/kW**. The intercalary interest for a 5 year construction period and a 7% interest rate boost the specific investment cost by 20-25 %, which results in the **total specific costs between 1 700 and 2 000 USD/kW**.

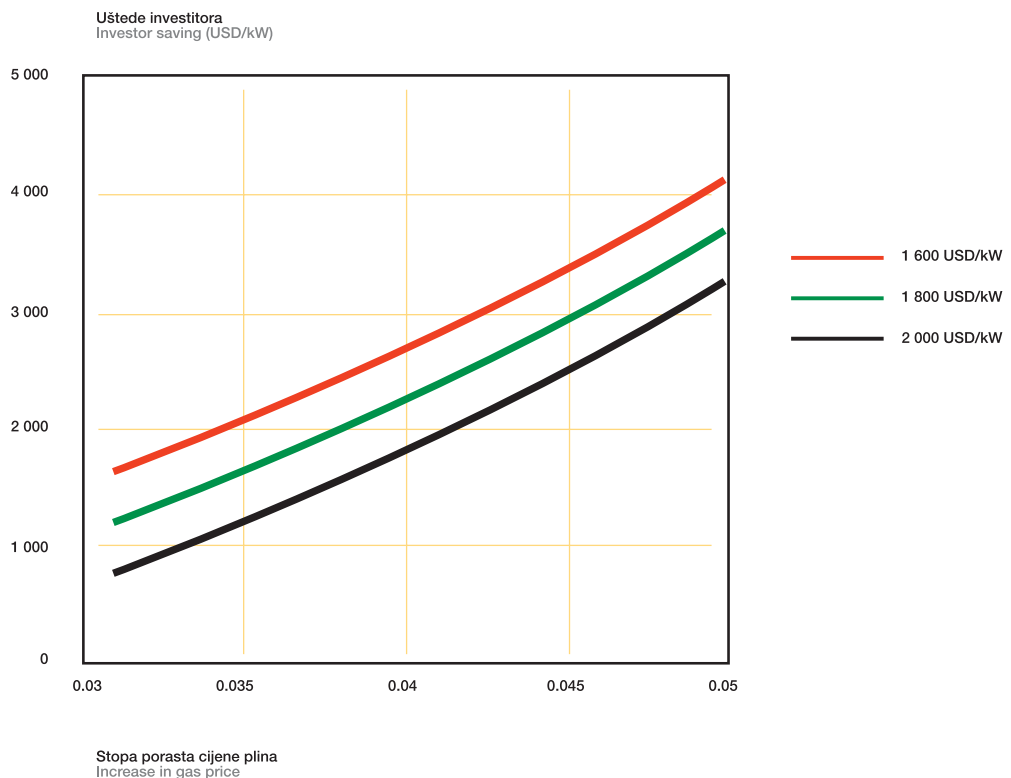
Comparing the results of the calculation of competitive investment cost for a nuclear power plant, **it is realistic to expect that nuclear power plants will be competitive compared with coal-fired and gas-fired thermoelectric power plants, even if the external costs are left aside.**

One of the main incentives to potential investors in the construction of nuclear power plants is the expected profit during plant lifetime compared with the other two options. The main competitor to the nuclear power plant today is the gas-fired thermoelectric power plant with combined cycle. To quantify the profit indicator, the expression (1) and the method described above were used to calculate

pomoću izraza (1) i prethodno opisane metode izrađen je proračun razlike najvjerojatnije srednje nivelirane cijene proizvedene električne energije u životnoj dobi plinske i nuklearne elektrane, pomnožene s očekivano proizvedenom količinom električne energije. Ta se veličina može označiti kao pokazatelj razlike dobiti odnosno ušteda investitora. Temeljni utjecaji na konkurentnost opcija su visina investicije nuklearne elektrane i očekivana stopa porasta cijene plina. Račun je izrađen za ukupne investicije NE od 1 600, 1 800 i 2 000 USD/kW i prosječne godišnje stope porasta cijene prirodnog plina 3-5 %. Rezultat proračuna prikazuje slika 4.

the difference between the most probable mean levelized cost of electricity generated during the lifetime of the gas-fired thermoelectric power plant and of the nuclear power plant, multiplied by the expected quantity of the electricity generated. This value may be taken as an indicator of the difference in the profit i.e. saving for the investor. What affects the competitiveness of the options is the level of investment cost of the nuclear power plant and the expected increase in the price of gas. The calculation was made for the total investment cost of the nuclear power plant of 1 600, 1 800 and 2 000 USD/kW and the average annual increase in the price of natural gas of 3-5 %. The result of the calculation is shown in Figure 4.

**Slika 4**  
 Pokazatelji rentabilnosti  
 gradnje nuklearne  
 elektrane  
 Figure 4  
 Indicators of profitability  
 of the construction of a  
 nuclear power plant



Račun pokazuje da kod, primjerice, najviše očekivane investicije NE od 2 000 USD/kW ušteda tijekom životne dobi postaje veća od početne investicije, ako je prosječna stopa porasta cijene plina veća od 4 %.

Uz uključenje (internizaciju) eksternih troškova ušteda postaje još znatno veća. Prema tablici 2 razlika je eksternih troškova između plinske i nuklearne elektrane oko 0,9 eurocent/kWh, što u životnoj dobi elektrane daje dodatnu uštedu od oko 1 900 EUR/kW.

The calculation shows, for example, that with the highest expected investment cost of the nuclear power plant amounting to 2 000 USD/kW the saving during plant lifetime exceeds the initial investment cost if the average increase in the price of gas exceeds 4 %.

When the external costs are included, the saving is considerably greater. Table 2 shows that the difference between the external costs of the gas-fired power plant and the nuclear power plant is about 0,9 eurocent/kWh, which adds a saving of about 1 900 EUR/kW for the plant lifetime.

### 9.3 Potrebne aktivnosti za realizaciju nuklearne opcije u srednjoročnom razdoblju

Na temelju izvršene analize za Hrvatsku kao i svjetskih predviđanja o primjeni nuklearne energije u idućim desetljećima moglo bi se zaključiti da je nuklearna opcija i za Hrvatsku potencijalno povoljna, te da treba ostati bitan element u planiranju razvoja elektroenergetskog sustava u srednjoročnom razdoblju. Takav zaključak potkrepljuje i pozitivno iskustvo s pogonom NE Krško.

**Da bi se obavile što djelotvornije pripreme za nuklearnu opciju treba osigurati pripremu hrvatskih inženjerskih kadrova i ponovno pokrenuti interes industrije za nuklearnu tehnologiju radi omogućivanja dobave dijela nuklearne opreme u Hrvatsku kao i izvođenje građevinskih, montažnih radova i remonta nuklearnog postrojenja od domaćih poduzeća (što je uspješno realizirano već 1970-ih godina prilikom gradnje NE Krško).**

Interes dijela hrvatske industrije i projekatana (osobito poduzeća Končar, Đ. Đaković, TPK, Jedinstvo, Hidroelektra, Elektroprojekt) za nuklearnu tehnologiju u 1960-im i 1970-im godinama bio je vrlo izražen.

Realno je očekivati da će pripreme gradnje nuklearne elektrane u Hrvatskoj (na temelju iskustva drugih zemalja, a posebno u našim uvjetima) biti kompleksne i dugotrajne. Kako bi se osigurao početak gradnje nuklearne elektrane za oko 10 godina i dovršetak gradnje za oko 15 godina, s pripremama treba početi što prije. Radi usporedbe, valja podsjetiti da je priprema gradnje i gradnja NE Krško trajala oko 12 godina (1970.-1982.), u uvjetima kada je unaprijed bila nominirana lokacija i kada je postojala opća potpora za što brži dovršetak gradnje elektrane. Iz toga slijedi da rok ulaska nuklearne elektrane u pogon do godine 2020. ne bi bilo lako ostvariti.

## 10 ZAKLJUČAK O OPCIJAMA IZBORA ELEKTRANA ZA POKRIĆE TEMELJNOG OPTEREĆENJA HRVATSKOG ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA U SREDNJOROČNOM RAZDOBLJU

Za pokriće minimalno potrebne gradnje elektrana (2 000-2 200 MW) u srednjoročnom razdoblju (2010.-2020. god.) na raspolaganju stoje, osim ograničenih mogućnosti gradnje elektrana s obnovljivim izvorima energije, opcije gradnje elektrana na plin, ugljen i nuklearno gorivo. **Uzevši u obzir opisane prednosti i ograničenja navedenih opcija, potrebu**

### 9.3 Activities necessary for the realisation of the nuclear option in the medium term

On the basis of the analysis conducted for Croatia and the global predictions concerning the utilisation of nuclear power in the decades to come, it could be concluded that the nuclear option, too, is potentially favourable for Croatia, and that it should remain an important element in planning the development of the electric power system in the medium term. Such a conclusion is also supported by the positive experience with the Krško nuclear power plant.

**In order to conduct as effective as possible preparations for the nuclear option, Croatian engineering staff should be prepared and the interest of the industry in the nuclear technology rekindled to enable the supply of some of the nuclear equipment and the performance of construction works, assembly and maintenance of nuclear facilities by domestic companies (this was successfully done already in the 1970's when the Krško nuclear power plant was built).**

There was a very live interest on the part of Croatian industry and designers (in particular the companies Končar, Đ. Đaković, TPK, Jedinstvo, Hidroelektra, Elektroprojekt) for the nuclear technology in the 1960's and the 1970's.

It is realistic to expect that the preparation for the construction of a nuclear power plant in Croatia (on the basis of the experience of other countries, and even more so under the specific conditions in Croatia) will be complex and of long duration. In order to secure the beginning of the construction of a nuclear power plant in about 10 years and the completion of the construction in about 15 years, the preparations should begin as soon as possible. For the sake of comparison, the preparation and construction of the Krško nuclear power plant took about 12 years (1970-1982), with the site nominated in advance and with the consensus on the soonest possible completion of the construction. It follows that the deadline for the nuclear power plant to be commissioned by 2020 would not be easily honoured.

## 10 CONCLUSION ABOUT THE POWER PLANT OPTIONS TO COVER THE BASIC LOAD IN CROATIA'S POWER SYSTEM IN THE MEDIUM TERM

The options for the construction of the minimum required capacity (2 000-2 200 MW) in the medium term (2010-2020) include, beside the limited potentials for the construction of power plants utilising renewable sources of energy, the construction of gas-fired and coal-fired thermoelectric power plants, and nuclear power plants. **Considering the presented advantages and disadvantages of the options described, the need for the diversification in the generation of electricity, and the long time (up**



**diversifikacije u proizvodnji električne energije kao i dugo vrijeme (čak i do 10 godina) pripremnih radova potrebno je promptno početi sa studijskim radovima za njihovu realizaciju** (osobito u svezi izbora lokacija, istražnih radova na lokacijama, ekonomskih studija o perspektivnim cijenama energenata i visini investicijskih ulaganja, studija utjecaja na okoliš, nadogradnje regulative, mogućih opcija vlasništva i financiranja gradnje elektrana, veličine agregata, priključaka na mrežu i stabilnosti elektroenergetskog sustava). Radi što boljeg iskorištenja vremena za pripreme radove trebalo bi njima obuhvatiti **svaku od navedenih opcija elektrana**. To će dopustiti vjerodostojan uvid u njihova ograničenja, ekonomičnost i mogućnost pravodobne realizacije za pokriće očekivanoga konzuma u Hrvatskoj. **Tek nakon dovršenja najbitnijih pripremnih radova moguće je utemeljeno odrediti izbor i redosljed gradnje elektrana u srednjoročnom razdoblju.**

to 10 years) for preparatory works, it is necessary to promptly begin to prepare the necessary studies (particularly regarding the choice of locations, on-site inspection works, economic studies into the prospective pricing of energy sources and the level of investment costs, environmental impact studies, amendment of legislation, possible plant ownership and construction financing options, output capacity, network connections and stability of the power system). To best use the time for preparatory works, the works should be simultaneously performed for **each of the above-mentioned power plant options**. This will allow a trustworthy insight into their limitations, cost effectiveness and the possibility of their timely realisation to meet the expected demand in Croatia. **It is only after the essential preparatory works have been completed that it is possible to make a founded choice and determine the order of the construction of electric power plants in the medium term.**

---

## LITERATURA / REFERENCE

- [1] IEA, World Energy Outlook, 2001
- [2] The needed Development of New Power Plants and Facilities in the Republic of Croatia in the Period 2001-2020 (Master Plan) Energetski Institut Hrvoje Požar 2001.
- [3] Zakon o energiji, Narodne novine 68/2001
- [4] Zakon o tržištu električne energije, Narodne novine 68/2001
- [5] Strategija razvitka energetike, Narodne novine 38/2002
- [6] Odluka o donošenju programa prostornog uređenja Republike Hrvatske, Narodne novine 50/1999
- [7] FERETIĆ, D. et al., Elektrane i okoliš, Sveuč. udžbenik, Element Zagreb, 2000.
- [8] Future Gas Supply Options, Opservatore Mediterranee del Energie, 2001
- [9] Exxon Mobil, Workshop on Security of Gas Supply, Background Paper, Paris 2002.
- [10] IEA Energy Market Reform, European Gas, 2002
- [11] European Commission 2003., External Costs, EUR 20198.
- [12] TOL, J., DOWNING, T., The Marginal Costs of Climate Changing Emissions, Institute for Environmental Studies, Amsterdam, Sept.2000.
- [13] TOL, J. et al., Progress in Estimating the Marginal Costs of Greenhouse Gas Emissions, Working Paper SCG-4, Hamburg University 2001
- [14] KREWITT, W., External Costs of Energy-do the Answers Match the Questions, Looking back at 10 Years of ExternE, Energy Policy 10(2002)
- [15] KRANZ, L. et al., Stochastic Analysis of Technical Systems (STATS): A Model for Evaluation Combined Effects of Multiple Uncertainties, Argonne National laboratory ANL/EAIS/TM.
- [16] Power Engineering International, August 2005.
- [17] Zakon o regulaciji energetske djelatnosti, Narodne novine 68/2001
- [18] Future of Nuclear Power, Massachusetts Institute of Technology, 2003
- [19] NEA-OECD Report 2000., Nuclear Energy in a Sustainable Development Perspective
- [20] FERETIĆ, D., ČAVLINA, N., GRGIĆ, D., Analysis of Future Nuclear Power Plants Competitive Investment Costs with Stochastic Methods, Kerntechnik 70(2005)
- [21] The Economic Future of Nuclear Power, Univ. of Chicago 2004

**Ostala korištena literatura: / Other reference works used:**

- [22] CHERNIE, W., Ruhtgaas AG Workshop on Security of Gas Supply, Paris 2002
  - [23] MANDIL, C., IEA, Oil and Gas: Strategic dialogues, London 2003
  - [24] BOUCHARD, G., LALLEMAND, I., Development Prospects of Natural gas Worldwide 2000-2030, 17th. Congress of World Energy Council, Houston 1998
  - [25] Running Rings around the Mediterranean, Modern Power System, August 2003
  - [26] Energy balances in OECD countries IEA/OECD, Paris 2003
  - [27] Renewable Energy Technology Characterization, EPRI, Topical Report TR-109496, 1997
  - [28] MCDONALD, A., SCHRATTENHOLZER, L., Learning Curves for Energy Technologies, Energy Policy 29 (2001)
  - [29] FERETIĆ, D., TOMŠIĆ, Ž., Probabilistic Analysis of Electrical Energy Costs Comparing Production Costs for Gas, Coal and Nuclear Power Plants, Energy Policy 33 (2005)
- 

Uredništvo primilo rukopis:  
2005-11-08

Manuscript received on:  
2005-11-08

Prihvaćeno:  
2005-11-22

Accepted on:  
2005-11-22

# UPRAVLJANJE ZNANJEM I ODRŽIVI RAZVOJ HEP GRUPE KNOWLEDGE MANAGEMENT AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF HEP GROUP

Prof. dr. sc. Vjekoslav Afrić, Sveučilište u Zagrebu, Filozofski fakultet,  
I. Lučića 3, 10000 Zagreb, Hrvatska

doc. dr. sc. Alfredo Višković, HEP d.d.,

Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska

Prof Vjekoslav Afrić, PhD, University of Zagreb, Faculty of Philosophy,

I. Lučića 3, 10000 Zagreb, Croatia

Assistant Prof Alfredo Višković, PhD, HEP d.d.,

Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia

Na temelju odrednica suvremenog gospodarskog razvoja (globalizacija, deregulacija, eksponencijalni rast tehnoloških promjena), u radu se prikazuje pozicija HEP-a s obzirom na lokalne zahtjeve i zahtjeve pridruživanja Europskoj uniji a posebno s obzirom na direktive o uspostavljanju zajedničkih pravila europskog tržišta električne energije i plina.

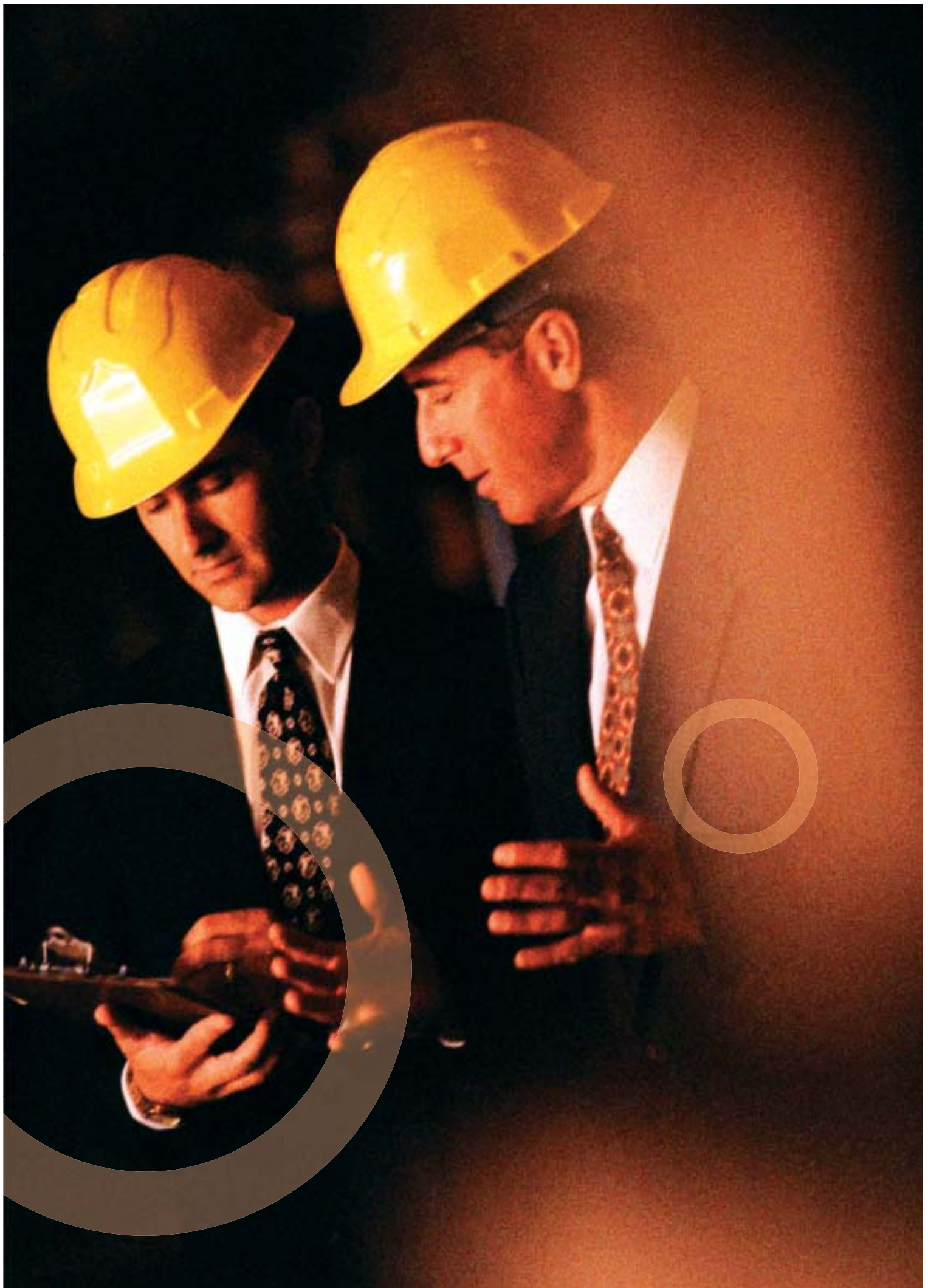
Objašnjava se povezanost vizije i misije tvrtke sa strategijom razvoja uz pomoć upravljanja znanjem. Daju se iskustva europskih energetske kompanija u upravljanju znanjem i komentira nužnost izgradnje jedinstvenog europskog sustava informacija o energetskim istraživanjima i tehnološkom razvoju. Također se daju osnovne odrednice HEP-ove strategije upravljanja znanjem, koje će omogućiti njegovu daljnju preobrazbu u snažnu tržišno orijentiranu kompaniju koja promovira unaprjeđenja i inovacije za postizanje maksimalne kvalitete na profitabilnim kriterijima.

On the basis of the main aspects of modern economic development (globalisation, deregulation, exponential increase in technological changes), the article presents the position of HEP considering the local requirements for and joining the EU with regard to the directives on setting up common rules for the European electricity and gas market.

The connection between the vision and the mission of the company and the strategy of development with the help of knowledge management is explained. Experience of European electric companies in knowledge management are presented and the necessity to build a single European system of information about energy research and technological development is commented on. The article also presents the basic aspects of HEP's knowledge management strategy that is to enable its further transformation into a strong market-oriented company, promoting improvement and innovation in achieving the maximum quality on a profitable basis.

**Ključne riječi:** europsko tržište energijom, održivi razvoj, regionalna uloga HEP-a, strategija razvoja, upravljanje znanjem

**Key words:** development strategy, European energy market, knowledge management, regional role of HEP, sustainable development





## 1 UVOD

Pozicija HEP grupe određena je, s jedne strane, lokalnim zahtjevima za daljnje investicije u proizvodnju energije i takvu cijenu energije koja će stimulirati razvoj hrvatskoga gospodarstva, dok je s druge strane određena procesom pridruživanja Hrvatske Europskoj uniji i direktivama EU o uspostavljanju zajedničkih pravila za proizvodnju, prijenos i distribuciju električne energije i plina kojima se uspostavlja europsko tržište električne energije i plina.

Stvaranjem zajedničkog tržišta električne energije i plina HEP dobiva priliku iskazati se kao lider u regiji. Za postizanje tog cilja HEP nužno mora u cijelosti angažirati svoje intelektualne efektivne kako bi se održao i kako bi osigurao održivi razvoj kroz izgradnju svoje regionalne tržišne pozicije. To je moguće samo i jedino izgradnjom strategije upravljanja znanjem u HEP-u i njezinom implementacijom. Strategija upravljanja znanjem u HEP grupi usvojena je nedavno, dok je njezina implementacija u tijeku.

Najbliža tehnološka suradnja i nesmetana razmjena informacija uvjet su opstanka energetskog tržišta koji je moguć tek ako su tržišni akteri tehnološki kompatibilni. Izgradnja povezanog informacijskog sustava energetskih istraživanja i tehnološkog razvoja Europske unije vodi integraciji i razvoju europskog energetskog tržišta. Upravljanje znanjem za europske kompanije nije samo put uspostavljanju vlastitog održivog razvoja već je put uspostavi zajedničkog tržišta energijom.

Apliciranje strategije upravljanja znanjem u HEP-u omogućit će daljnje restrukturiranje HEP-a u smjeru HEP-ove vizije, misije i njima definiranih temeljnih vrednota HEP-a kao snažne suvremene kompanije koja je tržišno orijentirana i koja promovira unapređenja i inovacije kojima se postiže maksimum kvalitete po profitabilnim kriterijima.

## 2 SUVREMENO GOSPODARSTVO I RAZVOJ HEP GRUPE

Razvoj suvremenoga gospodarstva, u diskontinuitetu s donedavnim poimanjem razvoja i rasta [1], [2], određen je kombinacijom triju temeljnih trendova:

- globalizacijom,
- deregulacijom i
- eksponencijalnim rastom tehnoloških promjena.

Globalizacija je među ostalim i proces stalnog rasta međuzavisnosti međunarodne razmjene roba i usluga, izravnih investicija, tehnologije i transfera

## 1 INTRODUCTION

The position of HEP is determined, on the one hand, by the local requirement of further investment in power generation and of such a price of electricity that will stimulate economic development in Croatia, whereas on the other hand, it is determined by the process of Croatia's association with the European Union and the directives of the European Union on the common rules for the generation, transmission and distribution of electricity and gas aimed at establishing the European electricity and gas market.

The establishment of the single electricity and gas market gives HEP the opportunity to assume leadership in the region. To achieve this goal, HEP must use all its intellectual potentials in order to maintain its position and to secure sustainable development based on its regional market position. This is only possible by developing HEP's own strategy of knowledge management and its implementation. The strategy of knowledge management has only been adopted recently by the HEP Group, and its implementation is under way.

Close technological cooperation and unimpeded exchange of information are essential to the existence of an energy market that is only possible if the market actors are technologically compatible. Developing an interrelated information system of research in electricity, and encouraging technical development of the European Union, will lead to the integration and development of the European energy market. To European companies, knowledge management is not only a way to support their own sustainable development but also a way to establish a single energy market.

The implementation of the knowledge management strategy at HEP will enable further restructuring of the company towards its vision and mission, defining the basic values of HEP as a strong, modern, market-oriented European company promoting improvement and innovation to achieve the maximum quality on a profitable basis.

## 2 MODERN ECONOMY AND DEVELOPMENT OF HEP GROUP

The development of the modern economy, as opposed to the previous understanding of development and growth [1], [2], is determined by a combination of three basic trends:

- globalisation,
- deregulation, and
- exponential increase in technological change.

Globalisation, among other things, is a process of permanently growing inter-dependence of the international

kapitala što čini kompetitivne procese globalnima. U uvjetima globalizacije opstanak i razvoj mogući su samo u organizacijama koje su ustrojene tako da mogu osigurati konstantni tijek inovacija i primjenjivog znanja na kojem se temelji uvođenje novih proizvoda i usluga.

Deregulacija kao gospodarski trend posebno je značajna za gospodarske sektore poput telekomunikacija, prijenosa, energije i financijskih servisa. Tarifne i netarifne prepreke sve su manje, a proizvodi, poluproizvodi, usluge i resursi mogu biti mnogo slobodnije globalno razmjenjivani.

Eksponencijalni rast tehnoloških promjena i posebno uspostava nove informacijsko-komunikacijske tehnologije favorizira one, znanje kojih omogućuje produktivne primjene novih tehnologija te transfer i razvoj tehnologija koje najbolje odgovaraju lokalnim prilikama i globalnim potrebama [3].

Ta tri opća gospodarska trenda uvjetuju drastične promjene u načinu funkcioniranja globalnoga gospodarstva i internacionalnih korporacija, pojedinih nacionalnih gospodarstava i nacionalnih kompanija koji su suočeni s organizacijskim problemima i potrebom pronalaženja novih solucija za upravljanje poslovnim pothvatima.

Temelji novoga gospodarskog svjetskog poretka utvrđeni su u znanju, inovaciji i međunarodnoj suradnji, što je posve novi zemljovid zbog kojega su se upravljačka pravila znatno promijenila.

Promjena pravila upravljanja, uvođenje upravljanja znanjem kao način korištenja potencijala intelektualnoga kapitala suvremenih kompanija jedini je način na koji kompanije mogu opstati i osigurati razvoj u novim uvjetima [4].

U novim gospodarskim uvjetima razvoj HEP grupe mora biti promišljan kako sa stajališta globalnog i lokalnog okruženja u kojem korporacija djeluje tako i sa stajališta potrebnih promjena u organizaciji poslovanja kojima bi se osiguralo iskorištavanje potencijala HEP-ova intelektualnoga kapitala.

Pozicija HEP grupe određena je, s jedne strane, lokalnim zahtjevima za daljnje investicije u proizvodnju električne energije i takvu cijenu energije koja će stimulirati razvoj hrvatskoga gospodarstva, dok je s druge strane određena procesom pridruživanja Hrvatske Europskoj uniji i direktivama EU o uspostavljanju zajedničkih pravila za proizvodnju, prijenos i distribuciju električne energije i plina kojima se uspostavlja Europsko tržište električne energije i plina.

Parlament Europske unije (European Parliament) i Ministarsko vijeće (European Council) prihvatili

exchange of goods and services, direct investments, technology and transfer of capital, making the competitive processes global. Under the conditions of globalisation, the survival and development is only possible in organisations providing a constant flow of innovation and applied knowledge on which the introduction of new products and services is based.

Deregulation as a trend in the economy is of particular importance to the economic sectors such as communications, transport, energy, and financial services. Tariff and non-tariff barriers are decreasing, and products, semi-products, services and resources can be globally exchanged with greater freedom.

The exponential increase in technological change, in particular with regard to new IT and communication technologies, favours those whose knowledge enables a productive implementation of new technologies, the transfer and development of those technologies which best correspond to the local conditions and the global requirements [3].

These three general economic trends require drastic changes in the mode of operation of the global economy and international corporations, individual national economies and companies facing organisational problems and the need to find new solutions to manage business ventures.

The foundations of the new economic order in the world are knowledge, innovation and international cooperation, which quite certainly provide a new geography that is substantially changing the rules of management.

To change these rules by introducing knowledge management as a way to utilise the potential of the intellectual capital of modern companies, is the only way in which companies can survive and secure development under global conditions [4].

Under the new economic circumstances the development of the HEP Group must be well-prepared from the global aspect and the aspect of the local environment in which the corporation operates, as well as from the aspect of the necessary changes in the organisation of the business operation to enable the utilisation of HEP's intellectual potentials.

The position of HEP is determined, on the one hand, by the local requirement of further investment in the generation of electricity and of such a price of electricity that will stimulate economic development in Croatia, whereas on the other hand, it is determined by the process of Croatia's association with the European Union and the directives of the European Union on the common rules for the generation, transmission and distribution of electricity and gas aimed at establishing the European electricity and gas market.



su i obvezali zemlje članice i one koje to žele postati Direktivama 2003/54/EC i 2003/55/EC o zajedničkim pravilima unutarnjeg tržišta električne energije i plina Europske unije. Provođenje tih dviju direktiva učinit će Europsku uniju najintegriranijim tržištem energije na svijetu. Te direktive, prihvaćene 2003., veliki su korak prema izgradnji unutrašnjeg tržišta električne energije i plina. Tim dokumentima, koji obvezuju sve zemlje članice, određeni su krajnji rokovi za potpuno otvaranje tržišta - 1. srpnja 2004. za sve poslovne korisnike i 1. srpnja 2007. za sva kućanstva. Sve zemlje članice i one koje se kane pridružiti Europskoj uniji obvezne su izvijestiti Europsku komisiju o implementaciji prije isteka dogovorenih rokova. Direktive uspostavljaju zajednička pravila za proizvodnju, prijenos i distribuciju energije koji se tretiraju kao nezavisni poslovni sektori. U skladu s tim Direktive osiguravaju jačanje i nezavisnost sustava prijenosa energije od drugih aktivnosti (proizvodnje i distribucije) kroz pravno funkcionalno razdvajanje njihovih aktivnosti.

Pravna osnova Direktiva također sadrži mnogobrojne obveze za nacionalnu regulativu, koja mora pomno pratiti razvoj kompeticije, razinu investicija i, ondje gdje je to nužno regulirati, razinu cijena. To će voditi mnogo većoj transparentnosti i omogućiti europskim kompanijama u sektoru električne energije mnogo više mogućnosti u predviđanju, planiranju i izgradnji vlastite evolucije.

Mnogo toga još treba učiniti da bi Europa imala učinkovito i kompetitivno tržište energije, stoga je ključno da države članice što je moguće prije razviju potreban pravni okvir kojim se implementiraju Direktive. Naravno, pravna regulativa samo je radni okvir koji omogućuje kompetitivnost. Nužno je učiniti daljnji napor te se pozabaviti pitanjem nacionalno dominantne pozicije tradicionalnih snabdjevača energijom. Europska će komisija još neko vrijeme pratiti budući razvoj tržišta i promovirati nove inicijative kako bi uspostavljeno tržište energijom stvarno funkcioniralo kako je zamišljeno. Nacionalna regulacija neće preko noći biti ukinuta već upravo suprotno, ona će imati središnju ulogu u osiguravanju učinkovite uspostave tržišta. Vjerojatno je da će Europska komisija s vremenom odgovornost za praćenje i promociju razvoja tržišta sve više prebacivati na nacionalne regulacije.

Električna energija i plin nisu poput drugi produkata, oni imaju malo ili uopće nemaju realnih supstituta. Kontinuirano snabdijevanje električnom energijom i njezina razumna cijena ključne su kako za nacionalnu ekonomiju tako i za izgradnju modernog društva. Štoviše, tržišta električne energije i plina najčešće su određena okvirima nacionalnih tržišta i podvrgnuta dominaciji jedne kompanije ili malog broja kompanija. Nove direktive prepoznaju te činjenice. Tako uvođenje kompeticije ne uključuje totalnu deregulaciju snabdijevanja energijom ili laissez-faire odnos prema

The European Parliament and the European Council have passed Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the common rules for the single EU electricity and gas market, making them obligatory for all Member States and for candidate countries. The implementation of these two Directives will make the European Union the best integrated energy market world-wide. These two Directives adopted in 2003 are a great step forward towards creating a single electricity and gas market. These documents, which oblige all Member States, set the deadlines for fully opening their individual markets: 1 July 2004 for all commercial actors, and 1 July 2007 for all households. All Member States and candidate countries are under obligation to notify the European Commission about the implementation prior to the expiration of the deadlines agreed. The Directives set up common rules for the generation, transmission and distribution of electricity, treated as independent business sectors. Consequently, the Directives provide for strengthening the system of transmission and its independence from other activities (generation and distribution) by legally and functionally separating those activities.

The legal basis of the Directives also entails numerous obligations to be met by national regulations, so national regulators must carefully follow the development of the competition and the levels of investment, and regulate the price level when necessary. This will lead to a much better transparency and provide European companies in the electric energy sector with many more possibilities to forecast, plan and design their own evolution.

There is still much to do for Europe to have an effective and competitive energy market, and it is, therefore, essential that Member States develop, as soon as possible, the necessary legal framework to implement the Directives. Of course, the regulations are only a working framework to enable competitiveness. It is necessary to make a further effort and deal with the nationally dominant position of traditional energy suppliers. The European Commission will continue to monitor the development of the market for some time in the future and to promote new initiatives to make sure the energy market functions as envisaged. National regulations will not be abolished overnight, on the contrary, they will play the central role in effectively establishing the market. It is probable that the European Commission will increasingly transfer the responsibility for monitoring and promoting market development to national regulators, eventually.

Electricity and gas are not like other products, they have little, if any, real substitutes. Continuous power supply and its reasonable price are essential to the national economy and to building a modern society. Moreover, electricity and gas markets are most often determined by the framework of national markets and are subject to the domination of one or a small number of companies. New Directives take note of these facts. The introduction of competition does not include a total deregulation of power supply, or a

ishodima tržišta u smislu cijena i usluga. Zapravo suprotno, Direktive zahtijevaju od država članica kontinuirano praćenje tržišta i prema potrebi uvođenje brojnih dodatnih obveza energetske kompanijama u odnosu na javne usluge. Takvo je osiguranje vrlo značajno za vrijeme tranzicije iz posve reguliranih monopola prema situaciji u kojoj će tržište određivati glavna obilježja u proizvodnji električne energije kao što su cijena i investicijske odluke.

Europsko vijeće je u Solunu u lipnju 2003. objavilo "Solunski program za zapadni Balkan prema europskim integracijama", čiji je cilj daljnje učvršćivanje povlaštenih odnosa između Europske unije i zapadnog Balkana i kojim je Europska unija potaknula zemlje regije da prihvate pravno obvezujući ugovor o tržištu energije u jugoistočnoj Europi.

Energetska zajednica zemalja jugoistočne Europe ima cilj razvijati područja u kojima HEP ima razvijeno poslovanje, a to su: razvoj tržišta električne energije i plina, poticanje investicija u plinske i prijenosne mreže te proizvodne kapacitete (plin, ugljen), poboljšanje javne usluge i sigurnosti opskrbe, zaštita okoliša, razvoj obnovljivih izvora energije i energetske učinkovitosti.

Energetska zajednica omogućit će stvaranje stabilnog, dijelom reguliranog, tržišnog okvira sposobnog privući ulaganja u plinske mreže, proizvodnju električne energije i prijenosne mreže, kako bi sve stranke imale pristup stabilnoj i stalnoj opskrbi energijom koja je bitna za gospodarski razvoj i socijalnu stabilnost. Njezino osnivanje povećava sigurnost opskrbe jedinstvenoga, dijelom reguliranog, tržišnog prostora osiguravanjem poticaja za povezivanje s kaspiskim, sjevernoafričkim i bliskoistočnim rezervama plina i iskorištavanje lokalnih rezervi prirodnog plina, ugljena i vodne energije. Ona će svojim djelovanjem znatno utjecati na poboljšanje stanja okoliša, energetske učinkovitost i poticanje korištenja obnovljivih izvora energije te uspostavu uvjeta za trgovinu energijom u jedinstvenom prostoru.

Europske kompanije zainteresirane su za gradnju elektrana u državama Energetske zajednice i za kupnju energetske tvrtke. To im olakšavaju i međunarodne financijske institucije koje traže razdvajanje integriranih elektroprivreda poput HEP-a kako bi se lakše kupili njihovi dijelovi. Zbog najbolje zarade, posebno je velik interes za distribucijska poduzeća. Europska komisija je pristala da HEP ostane jedinstvena elektroprivredna tvrtka, uz ocjenu da je Zakon o tržištu električne energije iznimno dobar. Međutim, svoj je pristanak Europska komisija uvjetovala razdvajanjem temeljnih djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije upravljački, pravno i financijski u posebne tvrtke kćeri, što je već provedeno. To znači da Uprava HEP-a ne može,

laissez-faire concerning the market fundamentals in terms of prices and services. On the contrary, the Directives require Member States to continuously monitor the market and impose numerous additional obligations to power companies, if need be, concerning the services provided to the public. Such a security is very important during the transition period from fully regulated monopolies towards the situation in which the market will determine the focuses in the generation of electricity such as prices and investment decisions.

In June 2003, the European Council verified the Thessaloniki Program for the West Balkans towards the European Integration with a view to further strengthening privileged relations between the European Union and the West Balkans, with which the European Union encouraged the countries of the region to adopt the legally binding agreement on the energy market in Southeast Europe.

The power community of SEE countries has the goal to develop areas in which HEP operates at an advanced level: electricity and gas market, encouraging investment in gas and transmission networks and generation facilities (gas-fired and coal-fired power plants), improving public service and the security of supply, environmental protection, developing renewable sources of energy, and energy efficiency.

The power community will enable the creation of a stable, partly regulated, market framework capable of attracting investment in gas networks and electricity generation and transmission networks, providing access to all the parties to a stable and continuous power supply, which is important for the economic development and social stability. Setting such a framework increases the security of supply on the single, partly regulated, market through providing incentives for the connection with the Caspian, North African and Middle East gas reserves, and the exploitation of the local reserves of natural gas, coal and water power. It will significantly influence the improvement in the state of the environment, effecting and encouraging the use of renewable sources of energy, as well as creating conditions to trade in electricity within the common area.

European companies are interested in both building power plants in the states of the Power Community and in purchasing power companies. This is also facilitated by the international financial institutions which require dividing up integrated power utilities such as HEP to make them easier to buy their separate parts. There is a particularly strong interest, because of high profits, in distribution companies. The European Commission has agreed to HEP remaining a single power utility, finding the Energy Market Act extremely good. However, the European Commission made its approval conditional upon the separation of the basic activities of generation, transmission and distribution into separate daughter companies in terms of management, legal and financial status, and this has already been done. This means that HEP's Board cannot,

na primjer, utjecati na vođenje poslova operatora prijenosnog sustava jer se prijenos električne energije treba omogućiti svima pod istim uvjetima.

Iako se HEP restrukturira u skladu s tim zakonom, morat će se ubrzano priviknuti i na novi način organizacije i rada. Nužni su ugovorni odnosi HEP-a d.d. tvrtki kćeri te računi za električnu energiju iz kojih će se jasno vidjeti koliko se plaća energija, koliko mrežarina za prijenos i distribuciju, koliko za regulatora, obnovljive izvore itd. Ako Europska komisija zaključi da sadašnji način organizacije HEP-a onemogućava tržišno natjecanje, zatražit će podjelu HEP-a na dijelove.

Stvaranjem Energetske zajednice, odnosno, zajedničkog tržišta električne energije i plina, HEP dobiva priliku iskazati se kao lider u regiji, odnosno postati vodeća kompanija u području električne energije te značajna kompanija u plinskom biznisu. Kako bi stvarno i postao vodeća korporacija na tom području, HEP nužno mora dovršiti procese restrukturiranja, implementirati učinkovite sustave za odlučivanje i provođenje odluka, formirati odjel za spajanja i preuzimanja, upravljati rizicima, izgraditi i poticati marketing, definirati pregovaračke okvire s partnerima u regiji, ukratko HEP mora u cijelosti angažirati svoje intelektualne efektive kako bi se održao i kako bi osigurao svoj razvoj kroz izgradnju regionalne tržišne pozicije.

Maksimalizacija iskorištavanja intelektualnih efekta moguća je samo izgradnjom strategije upravljanja znanjem u HEP-u i njezinom implementacijom. Strategija upravljanja znanjem u HEP grupi prihvaćena je nedavno, dok je njezina provedba u tijeku.

### 3 OD VIZIJE, PREKO STRATEGIJE DO RAZVOJA UZ POMOĆ UPRAVLJANJA ZNANJEM

Suvremeno globalno gospodarstvo vođeno je znanjem pa je moneta te na znanju utemeljene ekonomije "intelektualni kapital" [5]. Ono je novo gospodarstvo, jer još "jučer su prirodni izvori definirali snagu, dok je danas snaga znanje. Jučer je poslovni model bio utemeljen u hijerarhiji, a danas je utemeljen u sinergiji" [6].

Upravljanje znanjem novi je interdisciplinarni poslovni model koji se temelji na svim aspektima znanja u kontekstu tvrtke, uključujući stvaranje znanja, njegovu kodifikaciju i razmjenu [7]. Model fokusira način na koji te aktivnosti promoviraju učenje i inovacije [8]. U praksi upravljanje znanjem obuhvaća prožimanje tehnoloških alata i organizacijskih rutina, tretirajući znanje kao

for example, prompt the operator of the transmission system, because they must make power transmission accessible to all under the same conditions.

Although HEP is restructuring in accordance with this law, it will have to quickly get used to the new organisation and manner of operation. What is also necessary are contractual relations between HEP d.d. and its daughter companies, and such electricity billing in which the cost of power, the transmission and distribution costs, the regulator costs, the costs of renewable sources etc. will be clearly indicated. If the European Union finds that the organisation of HEP prevents market competition, it will not hesitate to require that HEP be divided into parts.

With the creation of the Power Community, i.e. the common market for electricity and gas, HEP is getting the chance to assume leadership in the power sector and to become an important player in the gas sector. In order to become the leading corporation in this area, HEP must complete the restructuring processes, introducing effective systems for making and implementing decisions, creating merger and takeover department, managing risks, developing and encouraging marketing, defining frameworks for negotiations with partners in the region, in short, HEP must fully use its intellectual potentials to hold its position and to secure its development through building its position on the regional market.

The maximum utilisation of the intellectual potentials is only possible by developing a strategy for knowledge management at HEP, and its implementation. The strategy has only recently been adopted by the HEP Group, and its implementation is under way.

### 3 FROM VISION AND STRATEGY TO DEVELOPMENT SUPPORTED BY KNOWLEDGE MANAGEMENT

The modern global economy is knowledge-driven, and the motto of this knowledge-based economy is the intellectual capital [5]. This economy is new because only "yesterday, it was natural resources that defined strength, whereas today, knowledge is strength. Yesterday, the business model was based on hierarchy; today, it is based on synergy" [6].

Knowledge management is a new interdisciplinary business model based on all the aspects of knowledge within a company, including the creation of knowledge, its codification and exchange [7]. The model focuses on the way in which these activities promote learning and innovation [8]. In practice, knowledge management includes interaction of technological tools and organisation routines, treating knowledge as a component of business activity, as a part of the business process reflected in strategy, policy and immediate practice on all levels of organisation [9], [10], [11]. Knowledge management

komponentu poslovne aktivnosti, kao dio poslovnog procesa koji se manifestira u strategiji, politici i neposrednoj praksi na svim razinama organizacije [9], [10], [11]. Upravljanje znanjem kreira izravne veze između organizacijskih intelektualnih efekta, kako eksplicitnih kao što je popisano intelektualno vlasništvo kompanije u obliku zaštićenih tehnologija, patenata i sl., tako i onih implicitnih kao što je osobni know-how djelatnika [12], radi pozitivnog poslovnog rezultata [13].

Ciljevi organizacije lakše će se postići ako ljudi u organizaciji znaju kako ih se može postići, pa tako glavno pitanje razumijevanja znanja kao procesa postaje pitanje kako stvoriti takvu okolinu koja potiče ljude na stjecanje novih znanja i razmjenu stečenih znanja. Postavljanje takve organizacije moguće je uspostavljanjem kulture međusobnog povjerenja, koja njeguje vrijednosti suradnje, timskog rada i snaži "mi"-osjećaj pripadnika organizacije [14]. Postojanje takve sinergijske kulture u organizaciji koja je usmjerena na razmjenu znanja uvjet je uspješnosti sustava upravljanja znanjem [15], [16], [17].

Upravljanje znanjem nije neko posebno stanje koje se može uvesti određenim organizacijskim modelom, već je to strategija koja je fokusirana na problem stjecanja, razmjene, čuvanja i uporabe znanja u proizvodnom procesu [18]. Ukratko, svatko može kupiti novi softver za upravljanje znanjem, ali vrlo je malo onih koji imaju sposobnost stvoriti održivu kreativnu organizaciju. Upravljanje znanjem strategija je koju osmišljavaju, provjeravaju i implementiraju menadžeri znanja [19].

Ključ uspješnosti svake tvrtke je njezina sposobnost za razvoj, a to je upravo ono što osigurava upravljanje znanjem. Naime, kada se govori o razvoju, nije svaka vrsta razvoja jednako poželjna. Uspješna tvrtka svoj razvoj definira kao održivi razvoj.

Najkraće rečeno održivi razvoj je ostvarenje gospodarskog i društvenog razvoja na način koji ne ugrožava lokalne prirodne i kulturne resurse. Razvoj tvrtke ili korporacije, a posebno, održivi razvoj ovisi ponajprije o dobro definiranoj viziji i artikuliranoj misiji u skladu s kojima se donosi odluka u realnim poslovnim situacijama. Upravljanje znanjem pribavlja sadržaj za dobre odluke, dok dobro definirana vizija i artikulirana misija pribavljaju smjer.

Međutim, produciranje vizije samo je gubljenje vremena i talenta ako se vizija i artikulirana misija koriste samo zato da bi bili tiskani u godišnjim izvještajima i pokazivani na prezentacijama. Sposobnost pokretanja zaposlenika prema korporacijskim ciljevima, vizijama i misijama mora biti mnogo više od znaka na zidu, uprava ih mora živjeti, mora se vidjeti

creates direct connections between the intellectual potentials of the organisation: explicit, such as listed intellectual property of the company in the form of protected technologies, patents etc., and implicit, such as the know-how of individual employees [12], with a view to achieving a positive business result [13].

The goals of the organisation will be easier to achieve if the people in the organisation know how to do just that, the central issue of understanding knowledge as a process being how to create an environment conducive to the acquisition of new knowledge and to sharing the knowledge acquired. Setting up such an organisation is possible by establishing a culture of mutual trust, cherishing cooperation, teamwork and a strong WE-sense in members of the organisation [14]. The existence of such a culture of synergy in an organisation focused on knowledge sharing is a prerequisite to the successful operation of the knowledge management system [15], [16], [17].

Knowledge management is not some state that can be introduced by means of a specific organisation model; knowledge management is a strategy focused on the problem of acquiring, sharing and using knowledge in the process of production [18]. In short, anyone can buy new software for knowledge management, but only few are capable of developing a sustainable creative organisation. Knowledge management is a strategy designed, tested and implemented by knowledge managers [19].

The key to the success of any company is its capability to develop, which is precisely what knowledge management provides. When it comes to knowledge, not just any kind of development is equally desirable. A successful company defines its development as sustainable.

In a nutshell, sustainable development is achieving economic and social development in the manner which does not threaten local natural and cultural resources. The development of a company or corporation, and quite particularly sustainable development, depends primarily on a well-defined vision and an articulated mission, which guide decision-making in real business situations. Knowledge management provides content for good decisions, whereas a well-defined vision and articulated mission provide the direction.

However, providing the vision is nothing more than a waste of time and talent if the vision and articulated mission are only used to be published in annual reports and shown in presentations. The ability to move the staff towards corporate goals, visions and missions, must be much more than a symbol, the management must live them visibly, and they must incessantly communicate about them with the staff.

A vision is a short and inspirational statement about what the organisation wishes to become at some point in the

da ih ona živi, i ona mora neprestano komunicirati o njima sa svojim zaposlenicima.

Vizija je kratka i inspirativna izjava o tome što organizacija želi postati i što želi ostvariti u nekom trenutku u budućnosti, često uobličena u kompetitivnim terminima. Vizija pripada kategoriji intencija. To je slika o ciljevima koju kompanija mora imati prije no što postavi kako će ih ostvariti. Ona opisuje aspiracije u budućnosti, bez specifikacije postupaka koje treba primijeniti da bi se ostvarilo željeno.

Uspjeh korporacije ovisi o tome kakvu viziju artikulira njegov vrhovni menadžment. Artikulacija misije organizacijska je vizija prevedena u pisanu formu. Ona konkretizira vodeće gledište na smjer i svrhu organizacije. Za razliku od vizije koja je samo mentalna sličica, misija artikulira i povezuje mentalnu sliku vizije s konkretnom djelatnošću kompanije.

Misija je ključni element svakog pokušaja motivacije zaposlenika i pomaže im u stvaranju osjećaja prioriteta. Očitovanje misije mora biti kratka i koncizna izjava o ciljevima i prioritetima, to jest o specifičnim zadaćama koje se odnose na upravo to posebno vremensko razdoblje i na posebne činjenice.

Ciljevi su dugoročne namjere za određeno vremensko razdoblje. Oni moraju biti određeni i realistični. Dugoročni se ciljevi određuju kroz strateško planiranje i sročeni su kao aktivnosti koje će osigurati ostvarenje ciljeva kroz operacionalno planiranje. Dugoročno postavljene ciljevi i specificirane metode njihova ostvarenja čine strategiju kompanije.

Strategija je vrlo općenit pojam koji uobičajeno opisuje strukturirano razmišljanje kojim se stvara uvid u širu sliku. Uspješne kompanije su one koje strateški usmjeravaju svoje napore. Uspješne strategije vode održivom razvoju kompanije, jačaju ugled kompanije kod korisnika njezinih roba i usluga i stalno se susrećući s njihovim potrebama bolje nego što to radi konkurencija.

Strategija je način na koji kompanija sebe usmjerava prema tržištu na kojem djeluje i prema drugim kompanijama s kojima se susreće kao sa svojom konkurencijom na tom tržištu [20]. To je plan kojim jedna organizacija formulira načine uspostavljanja održivih prednosti pred svojom konkurencijom.

Za postizanje velikih stvari treba imati ambiciozne vizije i nije važno to što vizije ne mogu biti precizno formulirane u svim detaljima, bitno je da one određuju smjer djelovanja.

Upravo u tom smislu vizija HEP-a: "Cjelovita korporacija koja postaje regionalni tržišni igrač, - hrvatski energetska cluster - skupina povezanih

future, often expressed in competitive language. The vision belongs to the category of intentions. It is a picture of the goals which the company must have prior to devising how they will be achieved. It describes the aspirations in the future, without the specification of the procedures to be applied in order to obtain what is desired.

The success of the corporation depends on what vision its top management articulates. Articulating the mission is an organisational vision translated into a written form. It specifies the leading view of the heading and purpose of the organisation. Different than the vision, which is only a mental image, the mission articulates and connects the mental image of the vision to the specific activity of the company.

The mission is the key element to any attempt at the motivation of the staff, helping them to develop the sense of priority. The declaration of the mission must be a short and concise statement about the goals and priorities, i.e. about the specific tasks related precisely to a specific period and to specific facts.

Goals are long-term intentions for a particular period of time. They must be determined and realistic. Long-term goals are determined through strategic planning and are defined as the activities that will ensure the realisation of goals through operational planning. Long-term goals and the specified methods for their realisation make the strategy of the company.

Strategy is a very general concept normally denoting structured thinking which allows an insight in the broader picture. Successful companies are the ones which strategically direct their efforts. Successful strategies lead to the sustainable development of the company, strengthen the reputation of the company with the users of its goods and services, constantly meeting their need better than the competition.

The strategy is a manner in which the company directs itself towards the market on which it operates and towards other companies it meets as competitors on the same market [20]. It is the plan with which one organisation formulates the ways to establish sustainable advantages over its competition.

To accomplish great things one must have ambitious visions. It is not important that visions cannot be accurately formulated in all their details, the important thing is that they determine the course of the action.

It is in this sense that the vision of HEP: "Integral corporation becoming a regional market player, - Croatian Power Cluster - a group of related industries, with the concept of the multiutility approach, one of the main drivers of prosperity in the Croatian economy" ambitiously determines building a strong market position as the basic course to pursue.



djelatnosti, uz koncept multiutility pristupa, jedan od glavnih pokretača boljitka hrvatskoga gospodarstva” ambiciozno određuje upravo izgradnju jake tržišne pozicije kao temeljni smjer svog djelovanja.

Iz tako artikulirane vizije logično slijedi formulacija misije HEP-a: “Sigurna i pouzdana opskrba kupaca električnom energijom uz minimalne troškove”.

Premda ambiciozna, HEP-ova vizija počiva na realnim sagledavanjima situacije, naime, HEP već danas ima regionalni utjecaj, a to se osobito vidi kroz:

- restrukturiranjem prihvaćen koncept multiutility - razdvojene djelatnosti proizvodnje, prijenosa, distribucije i opskrbe električnom energijom i razvijene sekundarne djelatnosti (plin, toplinarstvo, telekom, voda,...),
- *joint venture* u Sloveniji - Nuklearna elektrana Krško (50 % vlasništva),
- ugovore o isporuci električne energije iz BiH i Srbije - na temelju prijašnjeg investiranja u pojedinim termoelekttranama, još je ostalo neriješeno pitanje 400 MW,
- hidroelektrane - značajan udio u proizvodnji električne energije - važne za energiju uravnoteženja, pokrivanje vršnog opterećenja po relativno niskoj proizvodnoj cijeni te razmjenu energije u noćno/dnevnom dijagramu,
- tranzit i trgovinu električnom energijom - s vrlo dobrim prijenosnim kapacitetima HEP je značajan tranzitni igrač, te preuzima jednu od glavnih uloga u regionalnoj trgovini električnom energijom, osobito nakon rekonstrukcije dviju UCTE sinkronih zona,
- restrukturiranje i razdvajanje - HEP završava proces restrukturiranja i razdvajanja, u prednosti u usporedbi s ostalim kompanijama u regiji ,
- razvoj zajedničkog poslovanja - HEP već ima projekte zajedničkog poslovanja kao što je TE Plomin 2 (Joint Venture s RWE), te se taj proces nastavlja kroz diverzifikaciju i outsourcing poslovanja,
- privatizaciju - HEP ima zacrtanu strategiju postupne privatizacije, uz mogućnost djelomičnog izlaska na burzu,
- obnovljive izvore energije, energetske učinkovitost i zaštitu okoliša - u tom području HEP je vodeći u Hrvatskoj, a to se vidi kroz: HEP-ovu potporu obnovljivim izvorima energije, djelovanje HEP ESCO kompanije u području energetske učinkovitosti i APO kompanije u odlaganju otpada i zaštiti okoliša.

Za ispunjenje ovako definirane vizije (regionalni tržišni igrač) nužno je načiniti cjelovitu strategiju HEP-a. Analizom tržišta i konkurencije u regiji te segmentiranjem ciljanih kupaca odnosno elektrana, potrebno je definirati ciljeve na unutrašnjem i vanjskom planu da bi se dostigla vizija, te

From such an articulated vision there logically follows the mission of HEP: “Secure and reliable supply of electricity to consumers at a minimum cost”.

Though ambitious, HEP’s vision rests on a realistic view of the situation; HEP already has a regional reach which is apparent from the following:

- multiutility concept adopted in restructuring - separate industries of the generation, transmission, distribution and supply of electricity, developed secondary activities (gas, heat, communications, water...),
- joint venture in Slovenia - Krško Nuclear Power Plant (50% owned),
- agreements on the supply of electricity from Bosnia-Herzegovina and Serbia - on the basis of the former investment in individual thermoelectric power plants, 400 MW still open,
- hydroelectric power plants - significant share in power generation - important for power balance, covering the peak load at a relatively low generation cost, and exchanging electricity in a night/day diagram,
- transit of/trade in electricity - with its very good transmission capacities HEP is an important transit player, and it is assuming one of the leading roles in regional trading in electricity, particularly following the re-connection of two UCTE synchronous zones,
- restructuring and separation - HEP is completing the process of restructuring and separation, advantage over other companies in the region,
- development of joint operation - HEP already has joint operation projects going on, such as TE Plomin 2 (a joint venture with RWE), and the process is taken further by diversification and outsourcing,
- privatisation - HEP has devised the strategy of gradual privatisation, with the option of being partly listed on the stock exchange,
- renewable sources of energy, energy efficiency and environmental protection - in this area HEP is leading in Croatia, supporting renewable sources of energy, with the HEP ESCO company in connection with energy efficiency and the APO company in waste disposal and environmental protection.

To achieve such a defined vision (regional market player) it is necessary to prepare the integral strategy for HEP. By analysing the market and the competition in the region, and by segmenting targetted customers i.e. power plants, one needs to define internal and external goals in order to arrive at the vision and determine the key factors of success. The annual income of EUR 1.2 billion ranks HEP among the smaller power utilities in Europe. To be able to cope with much bigger power utilities two processes need to be initiated:

- privatisation process needs to create the synergy with one to three main power utilities in Europe (selling up to 10% interest) with a view to jointly appearing in the region - joint venture in power generation and



odrediti ključne faktore uspjeha. Godišnji prihod od 1,2 milijarde eura svrstava HEP među manje elektroprivrede u Europi. Da bi se HEP mogao tržišno nositi s puno jačim elektroprivredama, nužno je pokrenuti dva procesa:

- procesom privatizacije potrebno je postići sinergiju s jednom do tri glavne elektroprivrede u Europi (prodaja udjela do 10%) za zajednički nastup u regiji - zajedničko ulaganje u proizvodnju i opskrbu u pojedinim državama članicama regije - time će se u što kraćem vremenu steći know-how (iskustvo) i samopouzdanje u procesu deregulacije, odnosno osigurati financijska moć za moguća spajanja i preuzimanja,
- izgradnjom prijenosnih vodova do Italije (HVDC) pristupiti likvidnom talijanskom tržištu, odnosno području viših cijena, s obzirom na to da regionalno tržište neće biti likvidno u sljedećem razdoblju (formiranje regionalne burze električne energije očekuje se tek 2008. godine).

Strategija će definirati HEP-ovu ulogu u regionalnom trgovanju energijom i na veleprodajnom i na maloprodajnom tržištu. U nastupu na veleprodajnom tržištu HEP će dalje razvijati trgovinu električnom energijom u regiji, poticati stvaranje regionalne burze električne energije, poticati izgradnju novih izvora električne energije u Hrvatskoj i regiji, kupovati ili revitalizirati elektrane u regiji. U maloprodajnom tržištu potrebno je privlačiti nove kupce kroz pružanje novih i kvalitetnih usluga, te preuzimati distributivne kompanije u regiji - u prvom koraku potrebno je privući kupce u Bosni i Hercegovini, Sloveniji i Mađarskoj, a zatim to isto proširiti na ostale zemlje regije. Veleprodajna i maloprodajna cijena električne energije bit će određujuća za proces izbora mogućih subjekata za spajanja i preuzimanja.

U svrhu realizacije te strategije, kada bude prihvaćena, bit će potrebno prilagoditi organizacijsku strukturu, formirati timove i odjele koji će biti u službi izvršenja u strategiji definiranih ciljeva [21]. Ciljeve treba definirati za razdoblje 2006.-2015. godine. Potrebno je definirati preduvjete kao što su: dovršetak procesa restrukturiranja, implementiranje učinkovitog sustava odlučivanja i provođenja odluka, osnivanje odjela za spajanja i preuzimanja, upravljanje rizicima, marketing, valorizirati potencijalne strateške ciljeve u regiji te pregovaračke okvire s partnerima u regiji i financijski okvir širenja HEP-a u regiji (uvrštenje dijela HEP-ovih dionica na burzu, kroz privatizacijski proces obvezati ulagače u zajedničko investiranje u regiju, izdavanje korporativnih obveznica, itd.). Prije no strategija bude prihvaćena trebat će analizirati prednosti i nedostatke pojedinih dijelova strategije, vidjeti prilike i prijetnje (SWOT analiza) a kad bude usvojena strategiju treba doradivati u hodu.

supply in individual states of the region - to acquire, as soon as possible, the know-how (experience) and self-confidence in the process of deregulation, i.e. secure the financial power for possible mergers and takeovers,

- constructing transmission lines to Italy (HVDC) to access the attractive Italian market i.e. the area with higher prices, considering that the regional market will not be liquid in the immediate future (the regional electricity market is only expected to come about in 2008).

The strategy will define HEP's role in the regional wholesale and retail trade in electricity. In its appearance on the wholesale market HEP will continue to develop the trade in electricity in the region, encourage the creation of the regional electricity exchange market, encourage the construction of new electric power facilities in Croatia and the region, buy or rehabilitate power plants in the region. On the retail market it is necessary to attract new buyers through providing new quality services, as well as to take over distribution companies in the region - initially, it is necessary to attract customers in Bosnia-Herzegovina, Slovenia and Hungary, and then expand to other countries of the region. Wholesale and retail prices of electricity will be determining in the process of selecting possible merger and takeover targets.

For the purpose of the realisation of this strategy, once it is adopted, it will be necessary to adjust the organisation structure, form teams and departments for the realisation of the goals defined in the strategy [21]. The goals need to be defined for the period between 2006 and 2015. It is necessary to define pre-conditions such as: completion of the restructuring process, implementation of an effective system of decision-making and implementation of decisions, setting up department for mergers and takeovers, risk management, marketing, valuation of potential strategic goals in the region, defining negotiating frameworks with the partners in the region and defining the financial framework for HEP's expansion in the region (notation of part of HEP's stock on the stock market, oblige the investors in the privatisation process to joint ventures in the region, issuing corporate bonds etc.). Before the strategy is adopted it will be necessary to analyse the advantages and disadvantages of individual parts of the strategy, to see the opportunities and threats (SWOT analysis), and when it is accepted to follow-up on the strategy as the company progresses.

It appears that HEP is determined to build the electricity market and to restructure in order to open the electricity market and focus its members - daughter companies - on competitive behaviour. The success of implementing such a formulated mission and the strategy following from it depends primarily on the capability of the HEP Group to innovate and transform its internal relations in accordance with competitive business models, which can only succeed with a strong support to innovative modes of behaviour, the

Iz navedenoga je vidljivo da je HEP odlučan u izgradnji tržišta električne energije, te da vlastitim restrukturiranjem otvara prostor tržišta energije usmjeravajući svoje članice - tvrtke kćeri prema kompetitivnom poslovnom ponašanju. Uspjeh provođenja tako formulirane misije i strategije koja iz nje proizlazi ovisi ponajprije o sposobnosti HEP grupe da inovira i preoblikuje svoje unutarnje odnose prema kompetitivnim poslovnim modelima, što može uspjeti samo uz snažnu potporu inovativnim ponašanjima, a organizirana i sustavna potpora inovativnim ponašanjima upravljanje je znanjem [22].

Ukratko, sve to što je HEP zamislio može biti ostvareno jedino i samo kroz sustavnu strategiju upravljanja znanjem.

#### **4 ISKUSTVA EUROPSKIH ENERGETSKIH KOMPA NIJA U UPRAVLJANJU ZNANJEM I IZGRADNJA JEDINSTVENOG EUROPSKOG SUSTAVA INFORMACIJA O ENERGETSKIM ISTRAŽIVANJIMA I TEHNOLOŠKOM RAZVOJU**

Razvijanje sustava upravljanja znanjem za europske kompanije nije samo put prema uspostavljanju vlastitog održivog razvoja već je put prema uspostavi zajedničkog tržišta energijom [23]. Zajedničko tržište električne energije i plina zahtijeva najužu tehnološku suradnju i nesmetanu razmjenu informacija. U tom smislu razvoj sustava upravljanja znanjem u kompanijama koje se bave električnom energijom i plinom ima dvostruki zadatak:

- na mikrorazini, u pojedinoj organizaciji, pravilno ustrojen sustav upravljanja znanjem učinkovit je agregat inovacija, te primjeren alat kojim se inovacije, nastale u procesima izmjene i kreiranja znanja, stavljaju u funkciju održivog razvoja organizacije,
- na makrorazini kao što je europski energetski sektor, upravljanje znanjem moćan je sustav međusobne potpore u transferu informacija i znanja kojima se održava i razvija zajedničko tržište energije.

U energetskom sektoru znanje i iskustvo kumulira se tijekom mnogih godina prakse u primjeni koja je uvjetovana zahtjevom za konstantno održavanje sustava aktivnim. Primjeri iz prakse potvrđuju da je za školovanje energetičara potrebno oko sedam godina teorijske i praktične edukacije da bi mogao sudjelovati u sustavu, a cijeloživotno obrazovanje da

organised and systematical support for innovative behaviour being nothing else but knowledge management [22].

In short, everything that HEP has envisaged can only be realised through a systematical strategy of knowledge management.

#### **4 EXPERIENCE OF EUROPEAN POWER COMPANIES IN KNOWLEDGE MANAGEMENT AND BUILDING A SINGLE EUROPEAN SYSTEM OF INFORMATION ABOUT ENERGY RESEARCH AND TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT**

For European companies developing a system of knowledge management is not only a way to their own sustainable development but also a way to the establishment of the common energy market [23]. A common electricity and gas market requires the closest technological cooperation and an unimpeded exchange of information. In this sense the development of a system of knowledge management in companies engaging in electricity and gas has a twofold purpose:

- on the micro level, in an individual organisation, a correctly organised system of knowledge management is an effective aggregate of innovation, and an appropriate tool to put the innovation emerging from the processes of knowledge sharing and generation to the use of sustainable development of the organisation,
- on the macro level, such as the European energy sector, knowledge management is a powerful system for mutual support in the transfer of informations and knowledge with which the single energy market is maintained.

In the energy sector knowledge and experience are cumulated in long years of application practice, which requires constantly keeping the system active. Examples from the practice confirm that it takes about seven years of theoretical and practical education to train an energy specialist to be able to participate in the system, and a life-time education to operate it. This surely shows the importance of knowledge management on the micro level. Close technological cooperation and unimpeded exchange of information are conditions to the existence of the energy market which requires technological compatibility. This is achieved through joint projects of power companies and mutually standardised permanent education and implementation of the knowledge acquired.

bi u njemu mogao djelovati. To svakako pokazuje važnost upravljanja znanjem na mikrorazini. Najbliža tehnološka suradnja i nesmetana razmjena informacija uvjet su opstanka energetske tržišta za koje je potrebna tehnološka kompatibilnost. To se postiže zajedničkim projektima energetskih kompanija i međusobno standardiziranom permanentnom edukacijom i primjenom stečenog znanja.

Transfer znanja i tehnologija nije jednostavan proces i neće se odvijati spontano i stihijski. Taj proces zahtijeva izgrađeni sustav upravljanja znanjem koji će poticati procese produkcije i razmjene korporacijskog znanja, kako interno u vlastitoj organizaciji tako i eksterno uobličavajući suradnju na međunarodnoj razini, čime se kroz kolaborativni pristup otvara prostor djelovanju sinergije na razvoj zajedničkog tržišta. Upravljanje znanjem korisni je alat u transferu "najboljih praksi" i poticanju inovacija [23].

Inovacijske aktivnosti moraju se inkorporirati u svakodnevne aktivnosti (fenomen poznat kao "rutinizacija") i tako umanjiti neizvjesnosti u procesima [24]. Posebno u sektoru električne energije, kompetitivni zahtjevi i postojeći pritisak tržišta moraju osnažiti upotrebu sistematiziranog pristupa inovacijskim procesima i nastojati koliko je god to moguće reducirati nesigurnosti izazvane otvaranjem tržišta. U slučaju tehnoloških inovacija, postoji praktična potreba za primjenom znanja onih skupina pojedinaca koji rješavaju praktične probleme tih tehnologija. Tako tehnologije i inovacije postaju ključni čimbenik uspjeha upravo zato što reaktiviraju transformacijski proces i konstituiraju temeljni izvor kompetitivne prednosti tvrtke. Međutim, kako to ističe J. R. Pameda [23], nisu samo vlastite inovacije one koje generiraju kompetitivne prednosti, posebno na području tržišta energije, koja se temelje na širokoj kooperaciji, zahtijeva se prilagodba na tehnologije koje su razvili drugi. Prilagodba na nove tehnologije zahtijeva visoku razinu učenja u koju su uključeni procesi tehnološke budnosti, tj. procesi prihvaćanja i stvaranja znanja [25]. Upravljanje znanjem proces je koji uključuje stvaranje novog znanja, koje djeluje kao katalizator za inovacije i kreativnost i kao proces koji olakšava prikupljanje i utjecaj cjelokupnog znanja u industriji. Nema mogućnosti transferiranja "najbolje prakse" ako nema pravih procesa koji omogućuju da se one nauče. Samo kroz upravljanje znanjem može se na uspješan način prenositi efikasnost poslovnih pristupa u kojima su utjelovljena znanja u industriji [26].

Upravo u tom kontekstu, The Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC pokrenuo je inicijativu stvaranja niza studija o važnosti pristupa zajedničkom tržištu, o strateškom razvoju zajedničkog tržišta, te o važnosti izrade kvalitetnog portfolija za energetske kompanije (ISO, BSO certifikati, edukacija, aktivno sudjelovanje na međunarodnim konferencijama)

The transfer of knowledge and technologies is not a simple process and it will not run spontaneously and randomly. This process requires a developed system of knowledge management that will encourage and manage the processes of production and exchange of corporate knowledge both internally within own organisation and externally by shaping the cooperation on the international level, enabling synergy through a collaborative approach to support the development of the single market. Knowledge management is a useful tool in transfer "the best practices" and encouragement of innovation [23].

Innovation activities must be incorporated in everyday activities (the phenomenon known as "routinisation") to lower uncertainty in the processes [24]. Particularly in the electricity sector, competitive requirements and the existing pressure of the market underscore the use of systematised approach to innovation processes, trying as much as possible to reduce uncertainties caused by the opening up of the market. In case of technological innovations, there is a practical need to implement the knowledge of the groups of individuals who are solving the practical problems of such technologies. Technology and innovation are becoming key factors of success by re-activating the transformation process and constituting the basic source of the company's competitiveness. However, J. R. Pameda [23] claims that it is not just one's own innovation that generates the competitive advantage, particularly with regard to the energy market which is based on broad cooperation; what is required is adaptation to the technologies developed by others. The adaptation to new technologies requires a high level of learning including the processes of technological awareness i.e. the processes of adopting and creating knowledge [25]. Knowledge management is a process of generating new knowledge that acts as a catalyst for innovation and creativity, and a process facilitating the collection and influence of knowledge across the industry. "Best practices" cannot possibly be transferred if there are no appropriate processes to make it possible to learn them. It is only through the knowledge management that the efficiency of business approaches incorporating industry knowledge can be successfully transferred [26].

It is in this context that the Union of the Electricity Industry - EURELECTRIC has launched the initiative to provide a number of studies on the importance of the access to the single market, on the strategic development of the single market, and on the importance of creating a quality portfolio for power companies (ISO, BSO certificates, education, active participation in international conferences) which must include a clear and expertly prepared corporate strategy.

As shining examples of corporate strategies based on knowledge management let us mention some of the initiatives of European power companies.

koji mora sadržavati jasnu i znalački izrađenu korporacijsku strategiju.

Kao sjajne primjere korporacijskih strategija koje se temelje na upravljanju znanjem spomenimo neke od inicijativa europskih energetske kompanija.

**The Electricity Association** osnovao je Association's Load Research Service, informacijski sektor ili sektor za upravljanje znanjem. Njegova je svrha prikupljanje i obrada korisnih informacija iz svih sfera korporacijskog djelovanja, stvaranje izvještaja, radnih materijala za zaposlenike, te propagandno-informativno-edukativne literature za vanjske korisnike usluga korporacije [27].

Dvije najveće španjolske elektroenergetske kompanije **Endesa i Iberdrola** njeguju upravljanje znanjem u svrhu povećanja efikasnosti i kontrole manipuliranja energijom. Jedan od mnogih projekata upravljanja znanjem u koji su ove kompanije uključene je i Energy Wisdom Programme koji provodi inicijative održivog razvoja koje je pokrenuo Eurelectric 2000. [28].

U okviru internih specijaliziranih projekata **Electricite de France** (EDF) [29] ulaže znatna sredstva u upravljanje znanjem preko permanentne izobrazbe vlastitih kadrova u Francuskoj i u inozemstvu, provedbom sadržajne i materijalne kontrole nad svim razvojnim projektima, tehničkoizvedbenim usklađivanjem s ostalim europskim energetske konzorcijima i u transparentnosti i istraživanju vlastitih tržišta (razvijena je jaka edukacijsko-nakladnička djelatnost).

Danska elektroenergetska kompanija **Eltra transmission sistem operator** među ostalim pokrenula je interdisciplinarni projekt New Long - Term Program, koji pokriva područje svih naprednih komunikacija, a koji se u prvom redu bavi eksternom i internom edukacijom osoblja koje radi u prijenosnoj mreži. Projekt također angažira sve znanstvene resurse u izgradnji nove generacije prijenosnog sustava tzv. Intelligent network [30].

Nastojeći povećati prednosti novih mogućnosti mrežne povezanosti, koordinacije i kooperacije koju nudi Europski istraživački prostor (European Research Area), europske energetske kompanije jednako kao i znanstvenici uključeni u energetska istraživanja trebaju raspoložive i lako dostupne informacije o istraživanju i tehnološkom razvoju u području energije na razini Europe. To uključuje informacije kao što su podaci o stvarnom stanju na području pojedine tehnologije, podatke o istraživačkim i razvojnim projektima pojedinih europskih kompanija, podatke o nacionalnim zalihama, nacionalnim politikama i strategijama te podatke o svim sudionicima na

**The Electricity Association** established the Association's Load Research Service, an information technology sector or a knowledge management sector. Its purpose is to collect and process useful information from all corporate activities, prepare reports, working materials for the staff, and publicity/information/education materials for external service users [27].

The two biggest Spanish power companies, **Endesa and Iberdrola**, practice knowledge management with a view to increasing the efficiency and control in power management. One of the many knowledge management projects in which these companies are involved is the Energy Wisdom Programme which is implementing initiatives for sustainable development launched by Eurelectric 2000. [28].

Within the framework of internal specialised projects, **Electricite de France** (EDF) [29] is investing considerable funds in the knowledge management through the permanent education of its staff both in France and abroad, the implementation of the content and material control over all the development projects, the technical adjustment to other European power consortiums, and the transparency of and the research into its own markets (they have developed a strong education and publishing activity).

The Danish power company **Eltra transmission system operator** initiated, among other things, the interdisciplinary New Long-term Program covering the area of advanced communications, primarily the external and in-house education of the staff employed in the transmission network. The project also engages all the scientific resources in building the new generation of transmission system, the so-called Intelligent Network [30].

In the attempt to add to the new functionalities of network connectivity, coordination and cooperation offered by the European Research Area, European power companies and the scientists involved in energy research need available and readily accessible information about the research and technological development of energy throughout Europe. This includes the information such as the data on the actual state of a technology, the data on the research and development programs of individual European companies, the data on national reserves, national policies, strategies, and the data on all the actors in energy research and technological development throughout Europe.

These needs have not been appropriately addressed to date because of the enormous heterogeneity of national and international information systems with totally differing characteristics in terms of their target groups, the level of analysis, the geographic coverage, the language and the terms of access, and because they are not appropriately interlinked to form chains.

području energetske istraživanja i tehnološkog razvoja širom Europe.

Te potrebe do danas nisu adekvatno zadovoljene zbog enormne heterogenosti nacionalnih i internacionalnih informacijskih sustava, koje krasi sasvim različita obilježja s obzirom na ciljne grupe, razinu analize, zemljopisnu pokrivenost, jezik i uvjete pristupa i zato što nisu na pravi način međusobno ulančani ili povezani.

To su razlozi zbog kojih je Europska komisija pokrenula projekt "Unapređenje umreženosti informacijskog sustava energetske istraživanja i tehnološkog razvoja - u zadovoljavanju korisničkih potreba", skraćeno Energy RTD infosystems, koji će analizirati trenutnu situaciju energetske istraživanja i razvoja te njihovu reprezentaciju u informacijskim sustavima s obzirom na potrebe njihovih korisnika i predložiti moguća poboljšanja. Projekt EUR 21613 - Energy RTD information systems in the ERA [31] definira europsku strategiju i smjer razvoja upravljanja znanjem energetske istraživanja i tehnološkog razvoja, s posebnim ciljem uspostave homogenog informacijskog sustava za energetska istraživanja i tehnološki razvoj u Europskoj uniji s globalnim ciljem poticanja i jačanja europskog energetskeg tržišta.

Studija polazi od činjenice da je za unapređenje sadašnje situacije informacijskog sustava za energetska istraživanja i tehnološki razvoj na dugo razdoblje ključno imati jasnu strategiju i razvojni put upravljanja znanjem, koje moraju razvijati ključni stupovi europskog elektroenergetskog sektora, Europska komisija i države članice.

U skladu s time proces razvijanja strategije i osmišljavanja razvojnog puta zahtijeva strukturalni pristup i sudjelovanje svih temeljnih sudionika energetske istraživanja i tehnološkog razvoja. Za početak ovog procesa ključne su dvije konkretne kratkoročne akcije:

- iniciranje procesa formulacije ove strategije,
- kreiranje temeljnog portala za sva europska energetska istraživanja i tehnološki razvoj.

Razvoj jasne strategije i izgradnja povezanog informacijskog sustava energetske istraživanja i tehnološkog razvoja Europske unije vodi integraciji i razvoju europskog energetskeg tržišta. Do iniciranja procesa formulacije strategije i razvojnog puta europskog energetskeg sektora moguće je doći samo iniciranjem i implementacijom strategija upravljanja znanjem svih subjekata europskog energetskeg sektora, a prvi korak na tom putu bit će izgradnja portala koji će suprotirati svi subjekti europskog energetskeg sektora, odnosno, na kojem će razmjenjivati znanja koja stječu.

These are the reasons for which the European Commission initiated the project of the "Improvement in Networking the Information System of Energy Research and Technological Development - to Meet the Needs of Users", or short: 'Energy RTD infosystems', which will analyse the current state of energy research and development and their representation in information systems regarding the needs of their users, and propose possible improvements. The project titled EUR 21613 - Energy RTD information systems in the ERA [31] defines the European strategy and the direction of the development of knowledge management in energy research and technological development, with the special goal to establish a homogenous information system for energy research and technological development in the European Union, and with the global view to encourage and strengthen the European energy market.

The study starts from the fact that in order to improve the current state of the information system for energy research and technological development in the long term, it is necessary to have a clear strategy and a course of development for knowledge management, which must be devised by the key pillars of the European energy sector, the European Commission and Member States.

Consequently, the process of developing the strategy and designing the course of development requires a structural approach and participation of all the basic participants in energy research and technological development. In setting off this process two short-term and specific actions are of the key importance:

- initiating the process of formulating the strategy,
- creating the basic portal for all the European energy research and technological development.

The development of a clear strategy and the development of the interconnected information system of energy research and technological development of the European Union leads to the integration and development of the European energy market. The initiation of the process of formulation of the strategy and course of development for the European energy sector can only be accomplished by initiating and implementing the knowledge management strategies of all the subjects of the European energy sector, the first step in this direction being to create a portal to support all the subjects of the European energy sector, where they will share the knowledge they acquire.



## 5 HEP-OVA STRATEGIJA UPRAVLJANJA ZNANJEM

Sposobnost uklapanja u europski elektroenergetski sektor za HEP znači orijentirati se na kvalitetu usluge, usredotočiti se na pronalaženje načina na koje je moguće ostvariti prednost u svom okruženju, odnosno, znači sposobnost upravljanja znanjem. HEP mora znati i moći najbolje iskoristiti sve svoje raspoložive resurse, ponajprije onaj najsnažniji, svoje ljude i njihovo iskustvo, jer važnost koju znanje ima kao kompetitivna prednost, čini ljudske resurse ne samo dragocjenima već i nezamjenjivim elementom lanca vrijednosti. HEP posjeduje iskustvo i znanje kojim bi mogao ostvariti održivi razvoj i razvojno djelovati na svoje okruženje pružajući konzultantske i ine intelektualno-tehnološke usluge, pod uvjetom da može sustavno upravljati svojim znanjem.

Stvaranje novog znanja i, možda čak i važnije, korištenje postojećeg znanja koje se nalazi u organizaciji [32] treba postati središnji element suvremene poslovne strategije HEP-a.

Nastojeći ovladati složenim procesima upravljanja znanjem HEP je izradio i prihvatio strategiju upravljanja znanjem. Ta strategija je operacionalizacija HEP-ove poslovne vizije kojom HEP definira svoje razvojne ciljeve zadovoljavanja rastućih potreba Hrvatske za električnom energijom i preustroja HEP-a u snažnu regionalnu elektroenergetsku kompaniju koja je optimalno usklađena sa svojim okruženjem, koja snažno sudjeluje u oblikovanju razvoja regionalnog elektroenergetskog sustava i koja je u stanju iskoristiti svoje kompetitivne prednosti na tržištu električne energije i plina.

Strateški plan upravljanja znanjem u HEP-u promovira upravljanje znanjem kao sredstvom koje osigurava strateški pristup u donošenju odluka, odnosno kao sredstvo koje osigurava kompetenciju ljudi pri upravljanju poslovnim procesima i pri tehničkom oblikovanju svih poduhvata HEP-a [33]. Taj plan definira funkcionalne i tehničke aspekte koji mogu pomoći u oblikovanju poslovnog prostora i uspješnom provođenju inicijativa upravljanja znanjem u skladu sa Strategijom upravljanja znanjem u HEP-u. On opisuje temeljne komponente potrebne za provođenje uspješne strategije i navodi specifične zajedničke ciljeve upravljanja znanjem u HEP-u.

Strategija definira upravljanje znanjem kao alat kojim se podupire strateški poslovni plan HEP-a [34]. Provođenje tog plana počiva na stvarnoj snazi HEP-ovih organizacijskih i intelektualnih efekta, a one u velikoj mjeri ovise o stvaranju i održavanju baza znanja, mogućnosti privlačenja, obučavanja i održavanja visokih sposobnosti zaposlenika, i njihovoj stručnosti za korištenje tih baza znanja [35]. Razvoj oblikovanja temeljnih poslovnih procesa i realizacija

## 5 HEP's KNOWLEDGE MANAGEMENT STRATEGY

For HEP the ability to integrate with the European electricity sector means to focus on the quality of service, on finding ways in which it is possible to gain advantage in its environment, i.e. the ability to manage knowledge. HEP must know how and be able to best use all its available resources, primarily the strongest ones - its human resources and the experience of its people, because the importance of knowledge as a competitive advantage makes human resources not only valuable but also irreplaceable elements in the value chain. HEP possesses the experience and knowledge with which to achieve sustainable development and encourage development in its environment by providing consultancy and other intellectual and technological services, provided it can systematically manage its knowledge.

Creating new knowledge and, perhaps more importantly, utilising the available knowledge that is there in the organisation [32], should become the central element of the contemporary business strategy of HEP.

By trying to master the complex processes of knowledge management HEP developed and adopted the strategy of knowledge management. This strategy is the operationalisation of HEP's corporate vision by means of which HEP defines its development goals in terms of the growing demand for electricity in Croatia and in terms of the transformation of HEP into a strong regional electric power company optimally harmonised with its environment and strongly partaking in shaping the development of the regional electric power system, capable of utilising its competitive advantages on the electricity and gas market.

The strategic plan for knowledge management in HEP is a means to secure the strategic approach in decision-making, notably a means to secure human competence in managing business processes and in technically shaping all the undertakings of HEP [33]. This plan defines the functional and technical aspects that can help shape the business space and successful implementation of initiatives in knowledge management in accordance with the Knowledge Management Strategy of HEP. It describes the basic components necessary for implementing a successful KM strategy and it notes the specific joint knowledge management goals of HEP.

The knowledge management strategy is defined as a tool to support the strategic business plan of HEP [34]. The implementation of the strategic business plan of HEP is based on the real power of HEP's organisational and intellectual resources. These resources depend, to a great extent, on creating and maintaining knowledge bases; on the possibility to attract, train and maintain high capabilities of the staff; and their expertise in utilising these knowledge bases [35]. The development of shaping the basic business processes and the realisation of the strategic



strateškog poslovnog plana oslanjaju se na znanje, sadržaj tog znanja i tehnologiju kojom se to znanje razmjenjuje, ili, ukratko, na program upravljanja znanjem.

Program upravljanja znanjem u HEP-u uključuje tri dimenzije: ljude, sadržaj i tehnologiju [36].

**Ljudi:** oni koji stvaraju i koji se koriste znanjem kao temeljem za donošenje ispravnih odluka [37].

**Sadržaj:** podaci, informacije i znanja važna za organizaciju, uključujući i procese i procedure [19], [38].

**Tehnologije:** tehnička infrastruktura i alati koji omogućuju zapisivanje, spremanje i isporuku sadržaja znanja onima koji ga trebaju, onda kada ga trebaju [39], [40], [41].

Program upravljanja znanjem doslovno se odnosi na cjelokupnu radnu snagu HEP-a. Integrirani program upravljanja znanjem u strukturi zaposlenika HEP-a zahtijeva ustanovljene poslovne uloge i odgovornosti u ljudskoj dimenziji, odnosno uspostavljanje hijerarhijske strukture koja omogućuje uvođenje upravljačkih mehanizama u procese upravljanja znanjem. Definiranje novih poslovnih uloga sastavni je dio općeg restrukturiranja HEP-a. Definiranje uloga nije jednostavni zadatak, ono je vrlo značajno jer omogućuje fleksibilnost u samom srcu upravljanja i prakse organizacijske moći i politike. U definiranje poslovnih uloga ubraja se i definiranje zajednica znanja.

Zajednica znanja predstavlja one koji rade na zajedničkim skupinama aktivnosti, projekata ili misija poput razvojnih, operacijskih ili implementacijskih planova, aplikacijske podrške, službe održavanja, upravljanja projektima itd. Ti zajednički poslovi obavljaju se u timovima (zajednice znanja) koji čine dijelove organizacijskog ustroja u kojima su ljudi nositelji pojedinih uloga koje se temelje na njihovim sposobnostima i vještinama, prije nego na titulama i hijerarhijskom statusu [42]. Timovi praktičara mogu se protezati kroz više različitih sektora djelovanja, bit će sastavljeni od pojedinaca iz različitih dijelova HEP-a i iz različitih regija Hrvatske. Upravo u tom smislu neka osoba može biti uključena u nekoliko različitih zajednica znanja, kao član različitih timova i različitih projekata.

Uvođenje prakse i alata upravljanja znanjem u bilo koju organizaciju često zahtijeva kulturne promijene, npr. od mentaliteta znanje je moć ka kulturi razmjene znanja. Bez motivirajućih faktora teško je dobiti ljude da promijene način rada. Postoji faktor straha kada zaposlenici strahuju da će im znanje biti od njih oduzeto i da će oni biti nebitni. Do promjene ponašanja može doći tek onda kada postoje nagrade za prihvaćanje prijelaza i prebacivanje fokusa prema budućem stanju. I novčane i nenovčane nagrade

business plan rely on the knowledge of people, on the content of such a knowledge, and on the technology by which this knowledge is shared, or in short, on the knowledge management program.

The knowledge management program of HEP includes three dimensions: people, content and technology [36].

**People:** those who generate and use knowledge as the basis for making appropriate decisions [37].

**Content:** data, information and knowledge relevant to the organisation, including processes and procedures [19], [38].

**Technology:** technical infrastructure and tools making it possible to record, save and deliver the content of knowledge to those who need it when they need it [39], [40], [41].

The knowledge management program practically includes the entire workforce of HEP. The integral knowledge management program requires the establishment of the business role and responsibility within the human dimension, notably the hierarchy that enables the introduction of management mechanisms in knowledge management processes. Defining new business roles is part of the general restructuring of HEP. Defining roles is not an easy task, it is very important because it enables flexibility at the very heart of the management and practice of the organisational power and politics. Defining business roles also includes defining knowledge communities.

A knowledge community includes those who work on joint groups of tasks within a project or a mission concerning development, operating or implementation plans, application support, maintenance service, project management etc. These common tasks are carried out by teams (knowledge communities) as parts of the organisation in which people play individual roles based on their capabilities and skills, rather than on titles and functions [42]. Teams of practitioners may extend across several different sectors of activity, consisting of individuals from different parts of HEP, and from different areas of Croatia. It is in this sense that a person may be included in several different knowledge communities as a member of different teams and projects.

Introducing the knowledge management practice and tools in any organisation often requires cultural changes, e.g. from the Knowledge-is-Power frame of mind to a culture of knowledge sharing. Without motivation factors it is difficult to have people change the way they do things. There is the fear factor when employees fear their knowledge will be taken from them and they will become irrelevant. A change in behaviour may only be brought about when there are rewards for accepting the transition and a shift in focus to a future situation. Pecuniary and non-pecuniary rewards also encourage the effort to accept the desired culture in the organisation. This will happen if people are

potiču pokušaje prihvaćanja željene kulture u organizaciji. To će se dogoditi ako ljudi znaju da će učeći i trudeći se da svojim znanjem pridonese znanju organizacije biti bolje vrednovani u svojoj radnoj sredini. Stvaranje kulture međusobnog povjerenja, timskog rada i snažnog osjećaja pripadništva bitan je dio uvođenja prakse upravljanja znanjem u HEP-u.

Uloge i odgovornosti u upravljanju znanjem u HEP-u razlikovat će se od neformalnih do visoko formaliziranih pristupa [31]. U većini slučajeva propisani zadaci bit će tretirani kao usputne dužnosti. Međutim, odgovornosti za upravljanje sadržajem znanja, razvoj alata, održavanje portala, obuka za upravljanje znanjem i slično bit će dodijeljene kao formalne dužnosti utvrđene organizacijom kao dio funkcionalne poslovne strukture. Svaki član zajednice znanja imat će vlastitu ulogu u izgradnji baze znanja. Također, posebno će se vrednovati uloga starijih i iskusnijih članova zajednice znanja u vrednovanju i proizvodnji novog znanja. Upravljanje znanjem bit će institucionalizirano u HEP-u kroz virtualnu organizaciju - organizaciju čija logika slijedi svrhu brzog rasta i proširenje autonomnih mreža koje unapređuju poslovne sposobnosti da znamo što znamo, upotrijebimo i koordiniramo ono što znamo i da naučimo nešto novo. Analogno biološkim sustavima ta će virtualna organizacija rasti i prilagođavati se svojoj okolini odbacujući napore i sposobnosti koji nisu produktivni, a osnažujući i potičući one inicijative koje se pokazuju vrijednima [43]. Na taj virtualan način HEP je i do sada organizirao projektne timove koji su kao organizirane skupine postojali samo za vrijeme izrade projekata. To združivanje zahtijeva kontinuirani napor, jer upravljanje znanjem je putovanje, a ne cilj.

Provođenje strategije upravljanja znanjem u HEP-u znači brigu o ljudskom, socijalnom i/ili kulturnom kapitalu HEP-a.

Ljudski kapital jedan je od dijelova, i to onaj veći dio, onoga što se misli pod pojmom intelektualnoga kapitala, to je skriveno znanje koje je rezidentno u umu svakog zaposlenika, jednako kao i budući kapacitet i potencijal za učenje koji svatko ima. Skriveno znanje uključuje vještine, iskustvo, razumijevanje, intuiciju i prosudbu, kojima se uobličuju prošlost i sadašnjost. Potencijal svakog zaposlenika važan je dio radne efektivne HEP-a.

Socijalni kapital intelektualni je kapital proizašao iz komunikacija, suradnje i međuljudskih odnosa [44]. On uključuje ljude i virtualne mreže društvenih odnosa, odnose i interakcije kroz te mreže te načela na kojima su ti odnosi izgrađeni. Socijalni kapital izraz je korporacijskog identiteta i korporacijske kulture. Kultura organizacije (kulturni kapital) obrazac je vjerovanja, znanja, stavova, normi ponašanja i

aware that by learning and making effort to contribute with their knowledge to the knowledge of the organisation they will be better valued within their company. Creating a culture of mutual trust, teamwork and a strong feeling of common identity, is essential to introducing the knowledge management practice in HEP.

The roles and responsibilities in HEP's knowledge management will vary from informal to highly formal approaches [31]. In most cases the attributed tasks will be treated as related duties. However, responsibilities, managing the content of knowledge, developing tools, maintaining the portal, training for knowledge management etc. will be attributed as formal duties established through the organisation as part of the functional business structure. Every member of the knowledge community will have his/her own role in creating the knowledge base. The roles of older and more experienced members of the knowledge community will also be particularly valued in the evaluation and in the generation of new knowledge. In HEP, knowledge management will be institutionalised through virtual organisation - the organisation whose logic pursues quick growth and enlargement of autonomous networks to improve our business capabilities to know what we know, use and coordinate what we know, and learn something new. As in biological systems, this virtual organisation will grow and adapt to its surroundings, rejecting the efforts and capabilities that are not productive, reinforcing and encouraging the initiatives that prove valuable [43]. In this virtual way, HEP already used to organise project teams which, as organised groups, only existed at the time of preparing specific projects. This joining together requires a continuous effort, because knowledge management is a journey, rather than a point of destination.

Implementing the knowledge management strategy at HEP means care about the human, social and/or cultural capital of HEP.

Human capital is, for the best part, what is meant by intellectual capital, it is hidden knowledge residing in the mind of each employee, same as the future capacity and potential for learning that everyone has. Hidden knowledge includes skills, experience, understanding, intuition and judgement, combined to shape the past and the present. The potential of each employee is an important part of the work resources of HEP.

Social capital is the intellectual capital derived from communications, cooperation and human interrelations [44]. It includes people and virtual networks of social relationships, the relations and interactions throughout such networks, and the principles on which such relations are built. The social capital is an expression of the corporate identity and culture. The culture of the organisation (cultural capital) is a pattern of beliefs, knowledge, attitudes, norms of behaviour and customs that exist in the organisation. A developed culture of the organisation defines a developed corporate identity, a strong WE-feeling that motivates

običaja koji postoje u organizaciji. Razvijena kultura organizacije uvjetuje razvijeni korporacijski identitet, snažan "mi" osjećaj koji motivira ljude na međusobnu komunikaciju, suradnju i dobre međuljudske odnose, što rezultira porast vrijednosti efekta znanja.

Sadržaj su podaci, informacije i znanje važni za organizaciju, uključujući procese i procedure. Sadržaj uključuje strukturirane i nestrukturirane informacije, takve kao baze podataka, preplate na časopise, web stranice, vijesti, e-maile, dokumente, zabilješke, PDF datoteke, sažetke, proračunske tablice, audio-zapise, videozapise, knjiške oznake, direktorije lokalnih mreža, forme, GIS podatke, transkripte elektronske komunikacije, skice projekata, kataloge produkata, pravilnike, crteže, fotografije, grafike i sl. Različiti podaci, a posebno oni koji se odnose na energetiku, od nasumce prikupljenih do onih znanstveno sistematiziranih ili znanstvenih, vrlo su značajni za HEP-ovo poslovanje. Oni čine sadržaj znanja kojima se može unaprijediti poslovanje HEP-a.

HEP nije zainteresiran za cjelokupni sadržaj znanja koje nastaje izvan i unutar HEP-a, već samo za onaj sadržaj koji čini znanje vrijedno upravljanja. Da bi neki sadržaj postao znanje vrijedno upravljanja, on mora biti uključen u HEP-ov poslovni kontekst [45]. Dobro upravljanje velikim količinama sadržaja znanja znatno reducira preopterećenost informacijama omogućujući posjedovanje onih informacija koju trebamo onda kada je trebamo. Organizacija, ili njezina zajednica znanja ne može upravljati znanjem ako ne zna koja znanja treba i koja znanja posjeduje. Tomu služe mape znanja koje integriraju za poduzeće specifične tehnologije, potrebne informacije i prioritete u taksonomiju koja služi kao vodič konceptualnoj i fizičkoj organizaciji informacijskih resursa, eksperata, podataka, informacija i procesa.

Revizije znanja kao tehnike analize sadržaja sredstva su kojima će se u HEP-u graditi mape znanja unutar pojedinih životnih ciklusa znanja [46], a u svrhu transformacije nestrukturiranog sadržaja u podatke, informacije ili znanje i kreiranje opisa tog znanja u terminima atributa medijskih objekata, strukture atributa, i pravila odnosa među atributima.

Revizija znanja pomaže poduzeću ustanoviti zajednički rječnik koji je nužan za uspješnu komunikaciju i suradnju. Zajednički rječnik HEP-a tek treba izgraditi.

Današnji webocentrični okoliš i zemljopisna disperzija HEP-ove radne snage vode do pretpostavke da će većina HEP-ovih praktičara upravljanje znanjem koristiti elektronički, na računalima utemeljeni okoliš, i davati svoje intelektualne doprinose kroz elektroničke repozitorije. Strategija zato raspravlja,

people to mutual communication, cooperation and good human interrelations, which results in an increased value of knowledge resources.

The content includes the data, information and knowledge relevant to the organisation, as well as processes and procedures. The content includes structured and non-structured information such as databases, magazine subscriptions, websites, news, e-mail, documents, notes, PDF files, summaries, spreadsheets, audio recordings, video recordings, bookmarks, LAN folders, forms, GIS data, transcripts of electronic communication, project sketches, product catalogues, rules, drawings, photographs, graphics etc. Various data, in particular the ones related to energy sector, from the randomly collected to the scientifically systematised or scientific ones, are very important in HEP's business operation. They make up the content of the knowledge that can improve HEP's business operation.

HEP is not interested in entire content of the knowledge created inside and outside HEP, but only in the content that makes the knowledge worth managing. For a content to become the knowledge worth managing, it must belong to HEP's business context [45]. A good management of large quantities of knowledge content significantly reduces information overload, enabling us to have just the information we need, when we need it. The organisation, or its knowledge community, cannot manage knowledge unless it is aware of what knowledge it needs and what knowledge it possesses. This is what knowledge maps are for, integrating company specific technologies, required data and priorities into a taxonomy that serves as a guide to the conceptual and physical organisation of information resources, experts, data, information and processes.

Knowledge audits, as content analysis techniques, are a means with which HEP will build knowledge maps for individual life cycles of knowledge [46] in order to transform non-structured content into data, information or knowledge, and to determine the description of that knowledge in terms of media object attributes, the attribute structure, and the rules for relations between attributes.

Knowledge audit helps the company establish a common vocabulary which is necessary to successfully communicate and cooperate. The common vocabulary of HEP is yet to be created.

Today's Web-centered environment and the geographic dispersion of HEP's workforce leads to the assumption that most HEP's knowledge management practitioners will be using computer-based online environment and render their intellectual contributions through online depositories. The strategy, therefore, discusses, in the most general way, the technologies supporting knowledge management.

The knowledge management development at HEP calls for an organised storage of the data collected and

na najopćenitiji način, o tehnologijama koje podupiru upravljanje znanjem.

Razvoj upravljanja znanjem u HEP-u zahtijeva organizirano uskladištenje podataka koje zaposlenici HEP-a prikupljaju i proizvode, odnosno, daljnju integraciju već uskladištenih podataka. Cjelokupni sadržaj kojim upravljaju sustavi za upravljanje sadržajima može se podijeliti na: 1.) strukturirane podatke, informacije i znanje, te aplikacije koje proizvode, upravljaju njima i održavaju takove strukturirane resurse, i 2.) nestrukturirane ili polustrukturirane podatke, informacije i znanje (koje uključuju multimedijske objekte različitih vrsta), te aplikacije koje ih proizvode, upravljaju njima i održavaju ih. Za razliku od strukturiranih, nestrukturirani sadržaji nemaju standardizirane metapodatkovne strukture i ne postoje standardizirani postupci za njihovo ispitivanje, pretraživanje ili za njihovu analizu. Analiza upravljanja strukturiranim podacima/informacijama/znanjem pokazuje karakterističan porast složenosti i integracije tog područja te postojanje dvaju primarnih područja strukturiranih sadržaja u kojima se može vidjeti kretanje prema rastućoj integraciji s istodobnim porastom složenosti: skladištenje podataka i planiranje resursa. Dok su skladišta podataka strukturirana metapodatkovnom strukturom, planirani resursi najčešće su relacijske baze podataka, dizajnirane tako da mogu spremati određene vrste podataka.

**Elektronički portal** bit će glavni alat korišten u institucionalizaciji upravljanja znanjem u HEP-u. U virtualnom online prostoru izgradit će se tri vrste elektroničkih portala [47]: portali za procesiranje odluka (decision making portals), portali za suradnju (collaborative portals) i portali znanja (knowledge portals).

Kako timovi moraju raditi zajedno i kako zaposlenici mogu biti uključeni u nekoliko timova istodobno, alati upravljanja znanjem temeljit će se na međusobno usklađenim standardima. HEP će izgraditi i održavati jedinstveni horizontalni portal znanja i onoliko vertikalnih portala znanja koliko projektnih inicijativa upravljanje znanjem može pokrenuti. Kako je za uspjeh programa upravljanja znanjem ključna standardizacija [15], HEP će prihvatiti jedinstveno korisničko sučelje s intuitivnom navigacijom i taksonomijskim alatima koje svi stvarni i potencijalni korisnici HEP-ovih portala mogu lako prihvatiti.

Opća struktura mape znanja HEP-a bit će definirana prije određivanja specifičnih zajednica interesa i dodatno ona mora definirati zemljopisnu rasprostranjenost HEP-a do svakog zaseoka ili grada. Opće zajednice interesa jednako kao i drugi specifični organizacijski elementi mogu dijeliti pristup resursima kroz takve mape znanja poduzeća.

produced by HEP's staff, notably for a further integration of the already stored data. The entire content managed by content management systems can be divided into: 1.) structured data, information, and knowledge, as well as applications generating, managing and maintaining such structured resources, and 2.) non-structured or semi-structured data, information and knowledge (including different types of multimedia objects), as well as applications generating, managing and maintaining them. As opposed to the structured data, the non-structured content has no standardised meta-data structure and there are no standardised procedures for examining, searching or analysing them. The analysis of the management of structured data/information/knowledge shows a characteristic increase in complexity and integration of this area, as well as the existence of two primary areas of structured content in which the rising trend towards integration and complexity is noticeable (data stored and resources planned). Whereas the data stored are structured by means of a meta-data structure, the resources planned are most often relation databases designed to store particular types of data.

**Online portal** will be the main tool used in the institutionalisation of HEP's knowledge management. In a virtual online space three types of online portals [47] will be set up: decision-making portals, collaborative portals and knowledge portals.

Since teams must work together and since persons can be involved more teams simultaneously, knowledge management tools will be based on mutually harmonised standards. HEP will set up and maintain one horizontal knowledge portal and as many vertical knowledge portals as there are project initiatives that may be launched by knowledge management. Standardisation [15] being essential to the success of the knowledge management program, HEP will adopt a single user interface with intuitive navigation and taxonomy tools that can be readily accepted by all the real and potential users of HEP's portals.

The general structure of HEP's knowledge map will be defined prior to determining the specific interest communities and, additionally, it must define the geographic spread of HEP to every village or town. The general interest communities, like other organisation elements, can share approach to the resources through such knowledge maps of the company.

For HEP, the knowledge management strategy means focus on key business needs, further improvement of the project approach, construction of collaborative business culture, stimulating innovation, decentralisation of development resources with simultaneous adoption of common standards and purposeful restructuring of the formal organisation in accordance with the need to achieve the business vision, the mission and the strategic programs of HEP.

Strategija upravljanja znanjem za HEP znači: fokus na ključne poslovne potrebe, daljnje unapređivanje projektnog pristupa, izgradnju kolaborativne poslovne kulture, stimuliranje inovacija, decentralizaciju razvojnih efekata uz istodobno prihvaćanje zajedničkih standarda i svrhovito restrukturiranje formalne organizacije u skladu s potrebama ostvarenja poslovne vizije, misije i strateških programa HEP-a.

Apliciranje strategije upravljanja znanjem u HEP-u omogućit će njegovo daljnje restrukturiranje u smjeru vizije, misije i njima definiranim temeljnim vrednotama HEP-a kao snažne suvremene kompanije koja je tržišno orijentirana i koja promovira unapređenja i inovacije kojima se postiže maksimum kvalitete po profitabilnim kriterijima, kao kompanije koja svojim djelatnicima jamči mogućnosti za razvoj na temelju njihove meritornosti i profesionalnog doprinosa, koja razvija kolaborativnu poslovnu kulturu, koja je orijentirana prema svojim korisnicima kojima jamči sigurnost i pouzdanost opskrbe i usluge, osiguravajući kompetitivne i kvalitetne solucije, koja se brine o ljudima i zdravom prirodnom okolišu, razvoju i prosperitetu cjelokupne regije u kojoj djeluje.

## 6 ZAKLJUČAK

Glavne mogućnosti razvoja suvremenog poduzeća leže u potencijalima njegova intelektualnog kapitala i sposobnostima da se ti potencijali realiziraju u konkretnim poslovnim odlukama ili u njegovoj sposobnosti da proizvede i primijeni znanje.

Upravljanje znanjem nije neko posebno stanje koje se može uvesti određenim organizacijskim modelom, već je ono strategija koja je fokusirana na inovacije i razvoj, a to znači na probleme stjecanja, razmjene, čuvanja i uporabe znanja u proizvodnom procesu. Uspješna tvrtka svoj razvoj kreira poticanjem inovacija kroz uporabu vlastitog i prihvaćenog znanja, i definira kao održivi razvoj ili razvoj koji održava delikatnu ravnotežu između ljudske potrebe za poboljšanjem uvjeta življenja i osjećaja dobrog života i očuvanja prirodnih resursa, ekosustava i lokalne kulture. Održivi razvoj tvrtke ili koncerna ovisi u prvom redu o dobro definiranoj viziji i artikuliranoj misiji u skladu s kojima se donose odluke u realnim poslovnim situacijama. Upravljanje znanjem pribavlja sadržaj za dobre odluke, dok dobro definirana vizija i artikulirana misija pribavljaju smjer.

Pozicija HEP grupe određena je, s jedne strane, lokalnim zahtjevima za daljnje investicije u proizvodnju energije i takvu cijenu energije koja će stimulirati razvoj hrvatskoga gospodarstva, dok je s druge strane određena procesom pridruživanja Hrvatske Europskoj uniji a posebno direktivama EU o uspostavljanju zajedničkih pravila za proizvodnju,

The application of the knowledge management strategy at HEP will enable further restructuring of HEP towards HEP's vision and mission and thereby defined basic values of HEP as strong modern company with market focus, promoting improvement and innovation to achieve the maximum quality under the criteria of profitability. A company that guarantees its staff opportunity to develop on the basis of their competence and professional contribution, i.e. developing collaborative business structure oriented towards its users to whom it guarantees security and reliability of supply and service, providing competitive and quality solutions, caring for the people and healthy natural environment, the development and the prosperity of the entire region in which it operates.

## 6 CONCLUSION

The main possibility for the development of a modern company lies in the potentials of its intellectual capital and the ability to realise such potentials through concrete business decisions or the ability to generate and apply knowledge.

Knowledge management is not some special condition that can be introduced by means of a particular organisation model; it is a strategy focused on innovation and development, notably on the problems of acquiring, sharing, keeping and using knowledge in the production process. A successful company designs its development by encouraging innovation through the use of its own and of adopted knowledge, and it defines its development as sustainable, or a development that maintains the delicate balance between the human need to improve the living conditions and the sense of a good life, and the preservation of natural resources, ecosystems and local culture. Sustainable development of a company or corporation primarily depends on a well-defined vision and an articulated mission guiding the decision-making in real business situations. Knowledge management provides content for good decisions, whereas the well-defined vision and articulated mission provide the direction.

The position of the HEP Group is determined, on the one hand, by local requirements for further investment in power generation and a price of energy conducive to the development of the Croatian economy, whereas on the other hand, it is determined by the process of Croatia's joining the European Union and especially by EU directives on establishing common rules for the generation, transmission and distribution of electricity and gas, establishing the European electricity and gas market.

The European Commission has agreed to allow HEP to remain an integrated, single electric power utility, provided that it separates the basic activities of generation, transmission and distribution in administrative, legal and financial terms into separate daughter companies. HEP is restructuring in accordance with the directives of the



prijenos i distribuciju električne energije i plina kojima se uspostavlja europsko tržište električne energije i plina.

Europska komisija je pristala da HEP ostane jedinstvena elektroprivreda, uz uvjet razdvajanja temeljnih djelatnosti proizvodnje, prijenosa i distribucije upravljački, pravno i financijski u posebne tvrtke kćeri. HEP se restrukturira u skladu s direktivama Europske komisije, a u tom restrukturiranju osim strukturalnih promjena nužni su i novi načini rada i organizacije prilagođeni tržištu.

Za postizanje velikih stvari treba imati ambiciozne vizije, i nije važno to što vizije ne mogu biti precizno formulirane u svim detaljima, bitno je da one određuju smjer djelovanja. Uspjeh provođenja HEP-ove misije i strategije koja iz nje proizlazi ovisi u prvom redu o sposobnosti HEP grupe da inovira i preoblikuje svoje unutarnje odnose prema kompetitivnim poslovnim modelima, što može uspjeti samo uz snažnu potporu inovativnim ponašanjima, odnosno samo strategijom upravljanja znanjem.

Kako bi ovladao složenim procesima upravljanja znanjem HEP je izradio i prihvatio strategiju upravljanja znanjem. Ta je strategija operacionalizacija HEP-ove poslovne vizije kojom on definira svoje razvojne ciljeve, kako zadovoljavanjem rastućih potreba Hrvatske za električnom energijom tako i svojim preustrojem u snažnu regionalnu elektroenergetsku kompaniju koja je optimalno usklađena s okruženjem, koja snažno sudjeluje u oblikovanju razvoja regionalnog elektroenergetskog sustava i koja je u stanju iskoristiti kompetitivne prednosti na tržištu električne energije.

European Commission, making new market-focused ways to do and organise things necessary, in addition to the structural changes.

To accomplish great things one must have ambitious visions, and it does not matter that visions cannot be accurately formulated in all the details; what matters is that they determine the course of activity. The success in the implementation of HEP's mission and the strategy derived from it depend primarily on the capability of the HEP corporation to innovate and transform its internal relations into competitive business models, which can only succeed with a strong support to innovative modes of behaviour i.e. the knowledge management strategy.

In order to master the complex processes of knowledge management HEP developed and adopted the strategy of knowledge management. This strategy is the operationalisation of HEP's corporate vision by means of which HEP defines its development goals in terms of the growing demand for electricity in Croatia and in terms of the transformation of HEP into a strong regional electric power company optimally harmonised with its environment, strongly partaking in shaping the development of the regional electric power system and capable of utilising its competitive advantages on the electricity market.

---

## LITERATURA / REFERENCE

- [1] DRUCKER, P. F., Age of Social Transformation, Online Version. Retrieved 21, 11, 2004, from the World Wide, 2002 Web: [http://www.providersedge.com/ehdocs/transformation\\_articles/Age\\_of\\_Social\\_Transformation.pdf](http://www.providersedge.com/ehdocs/transformation_articles/Age_of_Social_Transformation.pdf)
- [2] DRUCKER, P. F., Post-Capitalist Society New York: Harper Business Books, 1993
- [3] SAVAGE C., Fifth Generation Management, Dynamic Teaming, Virtual Enterprising and Knowledge Networking, Butterworth-Heinemann, 1996
- [4] EDVINSSON L., MALONE, M. S., Intellectual Capital, Piatkus, Londra, 1997
- [5] ANDRIESEN, D., Making Sense of Intellectual Capital, Designing a Method for the Valuation of Intangibles, Elsevier, Inc, Burlington USA, 2004
- [6] WAITLEY, D., Self-Leadership and Change. In WAITLEY, D. (ed) Empires of the Mind - Lessons to Lead and Succeed in a Knowledge Based World, William Morrow and Company, Inc., New York, U.S.A., 1995
- [7] BOISOT, M. B., Knowledge Assets, Oxford University Press, 2000
- [8] CAVALERI, S & REED, Organizational Enquiry, The Search for Effective Knowledge, Knowledge and Innovation, Journal of the KMCI, vol. 1, no. 3, pp. 27-54, 2000

- [9] BURGERON, B., Essentials of Knowledge Management, Canada, WILEY, 2003
- [10] CORTADE J. W., WOODS J. A., The knowledge management Yearbook 2000-2001, Butterworth&Heinemann, Boston, 2000
- [11] DAVENPORT T. H., PRUSAK L., Working knowledge: how organizations manage what they know, Harvard College, USA, 1998
- [12] POLANYI, M., Personal Knowledge, Chicago: University of Chicago Press, 1958
- [13] BLAIR, D. C., Knowledge Management: Hype, Hope, or Help, JASIST (Journal of the American Society for Information Science and Technology) Volume 53, Number 12, October 2002, Canada: WILEY, 2002
- [14] ANTONY R. N., HAWKINS D. F., MERCHANT K.A., Sistemi di controllo: analisi economiche per le decisioni aziendali, McGraw-Hill Libri Italia, Milano, 2001
- [15] Knowledge Management Handbook, Edited by Jay Leibowitz, Boca Raton: CRC Press, 1999
- [16] LIEBOWITZ, J., Knowledge management handbook, CRC Press LCL, Boca Raton, 1999
- [17] WIIG, K. M., Knowledge Management Foundations: Thinking About Thinking - How People and Organizations Represent, Create and Use Knowledge Schema Press, 1993
- [18] WIIG, K. M., Introducing Knowledge Management into the Enterprise, published in Knowledge Management Handbook edited by Jay Leibowitz, CRC Press, 1999
- [19] AFRIĆ, V., LASIĆ-LAZIĆ, J. & BANEK Z. M., Znanje, učenje i upravljanje znanjem; objavljeno u Odabrana poglavlja iz organizacije znanja, Zavod za informacijske studije, Zagreb, 2004
- [20] PORTER, M. E., Strategy and the Internet, in Harvard Business Review, maggio-giugno, 2001
- [21] BARTLETT, C. A., GHOSAL S., Building Competitive Advantage Through People, in Sloan Management Review, 2002
- [22] BONANI, G. P., La sfida del capitale intellettuale: Principi e strumenti del knowledge management per organizzazioni intelligenti, Franco Angeli Editore, Milano, 2002
- [23] POMEDA, J. R., C. CAMACHO, Electricity Industry Regulation and Innovation: Benchmarking and Knowledge Management as Appraisal Tools, Instituto Universitario de Administracion de Empresas, Universidad Autonoma de Madrid, Spain, 2005
- [24] JACONO, G., L'organizzazione basata sulla conoscenza. Verso l'applicazione del KM in azienda, Franco Angeli, Milano, 2000
- [25] MCELROY, M. W., The New Knowledge Management, Complexity, Learning and Sustainable Innovation, USA: Butterworth-Heinemann, 2002
- [26] VON KROGH G., ICHIJO K., NONAKA I, Enabling Knowledge Creation, Oxford University press, Oxford, 2000
- [27] [www.electricity.org.uk](http://www.electricity.org.uk)
- [28] [www.endesa.es](http://www.endesa.es)
- [29] [www.edf.com](http://www.edf.com)
- [30] [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk)
- [31] GRANT R. M., Toward a Knowledge-based Theory of the Firm, in Strategic Management Journal, 1996
- [32] NONAKA, IKUJIRO and TAKEUCHI, HIROTAKA, The Knowledge-Creating Company. Oxford University Press, 1995
- [33] DAVENPORT, T. H. and L. PRUSAK, Working Knowledge by Harvard Business School Press, 1998
- [34] HANSEN, M. T., NORIA, N., TIERNEY, T., What's your Strategy for Managing Knowledge?, in Harvard Business Journal, 1999
- [35] GUPTA, A.K., GOVINDARAJAN, V., Knowledge management's Social Dimension, in Sloan Management Review, 2000
- [36] GRUNDLING, E., The 3M Way to Innovation, in Balancing People and Profit, Kodansha International, 2000
- [37] WENGER, E., Communities of Practice. Learning, Meaning and Identity, Cambridge, 1998
- [38] STORCK, J., HILL, P., Knowledge Diffusion Through Strategic Communities in Sloan Management Review, (2000),
- [39] AMIT, R., ZOTT ,C., Value Creation in e-Business, in Strategic Management Journal, n. 22, 2001
- [40] BORGHOFF, U. M., PARESCHI R., Information technology for KM, Springer, Berlino, 1999
- [41] DYER, J. H., NOBEOKA K., Creating and Managing a High-performance Knowledge Sharing Network, in Strategic Management Journal, 2000
- [42] RUGGLES, R., Why Knowledge? Why Now?, 1997, Online Version. Retrieved 21, 11, 2004, from the World Wide Web: [http://www.providersedge.com/docs/km\\_articles/Why\\_Knowledge\\_Why\\_Now.pdf](http://www.providersedge.com/docs/km_articles/Why_Knowledge_Why_Now.pdf)
- [43] STACEY, R. D., Complexity and Creativity in Organizations, Berrett-Koehler Publishers, 1996
- [44] YLI-RENKO, H., AUTIO E., SAPIENZA H.J., Social Capital, Knowledge Acquisition and Knowledge Exploitation in Young Technology-Based Firms, in Strategic Management Journal, n.22, 2001

- [45] SOLOMON, P., Discovering information in Context, Published in: Annual Review of Information Science and Technology, Volume 36, 2002
  - [46] MCINERNEY, C., Knowledge Management and the Dynamic Nature of Knowledge, JASIST (Journal of the American Society for Information Science and Technology), Volume 53, Number 12, October 2002, WILEY, 2002
  - [47] FIRESTONE, J. M., Enterprise Information Portals and Knowledge Management, USA: Butterworth-Heinemann, 2003
  - [48] EUR 21613 - Energy RTD information systems in the ERA, 2005
- 

Uredništvo primilo rukopis:  
2006-01-16

Manuscript received on:  
2006-01-16

Prihvaćeno:  
2006-02-01

Accepted on:  
2006-02-01

# SIGURNOST POGONA I IDENTIFIKACIJA MOGUĆIH MJESTA ZAGUŠENJA PRIJENOSNE MREŽE JUGOISTOČNE EUROPE U TRŽIŠNOM OKRUŽENJU

## SECURITY OF OPERATION AND IDENTIFICATION OF POSSIBLE BOTTLENECKS IN SOUTHEAST EUROPE TRANSMISSION NETWORK UNDER MARKET CONDITIONS

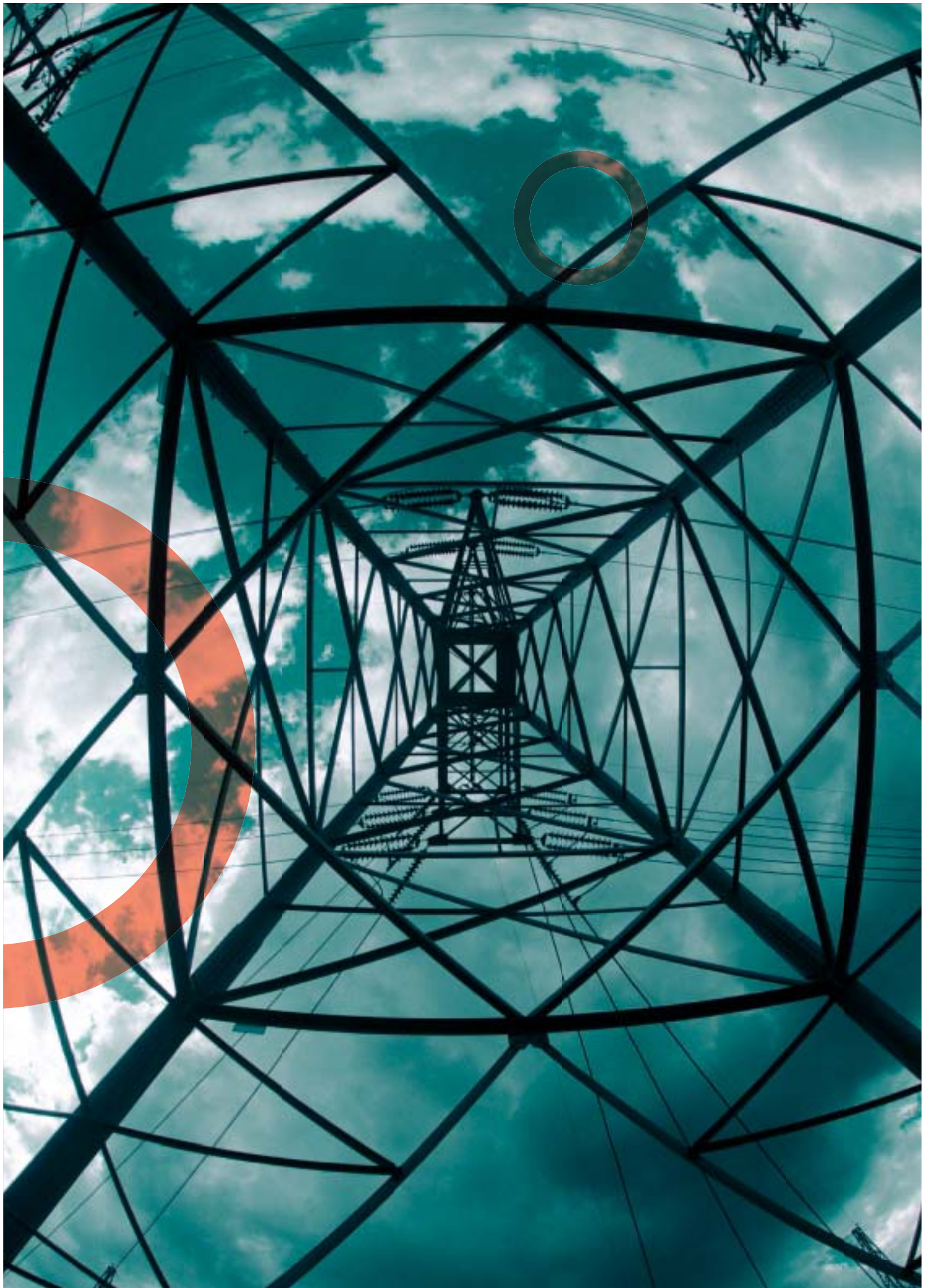
Mr. sc. Davor Bajs, dr. sc. Nijaz Dizdarević, mr. sc. Goran Majstrović,  
Energetski institut Hrvoje Požar, Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska  
Davor Bajs, MSc, Nijaz Dizdarević, PhD, Goran Majstrović, MSc,  
Hrvoje Požar Institute for Energy, Savska 163, 10000 Zagreb, Croatia

Na temelju rezultata proračuna tokova snaga i analize sigurnosti pogona visokonaponske prijenosne mreže u jugoistočnoj Europi, uz tržišno određen angažman proizvodnih postrojenja, opisane su osnovne značajke mreže i identificirana moguća mjesta zagušenja. Ti su proračuni izvedeni u sklopu projekta REBIS (eng. Regional Balkans Infrastructure Study), koji financira Europska komisija, odnosno GIS (eng. Generation Investment Study), studije izgradnje novih proizvodnih kapaciteta u regiji. Tržišni angažman proizvodnih postrojenja u jugoistočnoj Europi u stanjima prognoziranog vršnog opterećenja sustava 2010. i 2015. godine, za različita hidrološka stanja, određen je s pomoću programa WASP (IAEA) i GTMax (Argonne NL). Proračuni tokova snaga izvedeni su uporabom programskog paketa PSS/E (Siemens PTI). U radu se posebice razmatraju simulirani angažman elektrana i pogon prijenosne mreže unutar sustava u Republici Hrvatskoj.

Based on the results of calculations of power flows and on the analysis of the operation of the HV transmission network in Southeast Europe, with the market focus on generation facilities, the basic characteristics of the network are described and possible bottlenecks identified. The calculations were done within the EC-funded REBIS project (Regional Balkans Infrastructure Study) and the Generation Investment Study (GIS) of new power generation capacities in the region. The market offering of generation facilities in Southeast Europe at forecast system peak loads in 2010 and 2015, for different hydrological conditions, was determined by the WASP (IAEA) and GTMax (Argonne NL) software. Calculations of power flows were carried out by using the PSS/E software (Siemens PTI). The article particularly discusses simulated power plant output and the operation of the transmission network in the Republic of Croatia.

**Ključne riječi:** analize sigurnosti, jugoistočna Europa, tokovi snage, tržišni angažman elektrana  
**Key words:** market offering of power plants, power flows, security analyses, Southeast Europe







## 1 UVOD

U sklopu projekta REBIS (eng. Regional Balkans Infrastructure Study), financiranoga kroz program CARDS Europske komisije, izrađena je GIS (eng. Generation Investment Study) studija potrebne izgradnje proizvodnih postrojenja na području jugoistočne Europe [1]. U vrijeme pisanja ovoga članka (ožujak, 2005.) GIS studija predana je naručitelju u obliku draft-verzije. PriceWaterhouseCoopers (PWC), Montgomery Watson Harza (MWH) i Atkins glavni su izvođači studije.

Osnovna je zadaća GIS studije identifikacija prioriteta izgradnje novih proizvodnih postrojenja u jugoistočnoj Europi te novih interkonekcijskih vodova radi podupiranja tržišnog angažmana postojećih i novih elektrana koje će sudjelovati na regionalnom energetskom tržištu. Promatrano je razdoblje od 2005. do 2020. godine, a optimiranje izgradnje novih elektrana izvršeno je za tri scenarija pogona elektroenergetskih sustava (EES): 1) optimiranje izgradnje elektrana izoliranih EES-a u regiji, 2) optimiranje izgradnje elektrana na razini regije u cjelini bez tržišnih odnosa, 3) optimiranje izgradnje elektrana na razini regije unutar tržišnog okruženja. Radi određivanja potrebne izgradnje novih elektrana i angažmana svih proizvodnih postrojenja u regiji upotrijebljeni su programski paketi WASP i GTMax.

GTMax je upotrijebljen za treći analizirani scenarij pogona EES-a jugoistočne Europe unutar regionalnog tržišta električne energije. S pomoću GTMaxa simulira se pogon EES-a u tržišnom okruženju na taj način da se maksimira profit elektroenergetskih kompanija uz minimum troškova pogona sustava, istodobno zadovoljavajući fizikalna ograničenja pogona sustava. Simulacijom tržišnih prilika 2010. i 2015. godine s pomoću GTMax modela dobiveni su različiti scenariji angažmana postojećih elektrana unutar tržišta jugoistočne Europe te potrebna izgradnja novih proizvodnih postrojenja koja imaju tržišno opravdanje u regionalnim okvirima. Scenariji su formirani prema promatranim hidrološkim prilikama (prosječna, suha i vlažna hidrologija), visini opterećenja (referentni scenarij porasta potrošnje i opterećenja, visoki scenarij porasta potrošnje i opterećenja) i razmjenama snage između regije i vanjskih sustava poput UCTE, Ukrajine i Turske.

S obzirom na to da GTMax model uključuje vrlo grubi prikaz prijenosnih sposobnosti mreže, za određeni broj scenarija izvedeni su detaljni proračuni tokova snaga i analize sigurnosti uporabom regionalnog modela prijenosnih sustava RTSM (eng. Regional Transmission System Model) izrađenog u sklopu projekta SECI (eng. South East Cooperation Initiative). RTSM je izrađen u svjetski relevantnom programskom paketu PSS/E (eng. Power System

## 1 INTRODUCTION

Within the framework of the Regional Balkans Infrastructure Study (REBIS), funded from the CARDS program of the European Commission, the Generation Investment Study (GIS) was prepared concerning the necessary construction of power generation facilities in Southeast Europe [1]. When this article was written in March 2005, the draft GIS was submitted to the customer. PriceWaterhouseCoopers (PWC), Montgomery Watson Harza (MWH) and Atkins were the main contributors to the study.

The basic task of GIS was to identify the priorities in the construction of new production facilities and new interconnection lines in SEE to support the market offering of the existing and new power plants on the regional electricity market. The period under scrutiny was between 2005 and 2020, and the optimisation of the construction of new power plants was undertaken for three scenarios of power system operation: 1) Optimisation of the construction of isolated power system facilities in the region, 2) Optimisation of the construction of power plants at the regional level without market implications, 3) Optimisation of the construction of power plants at the regional level with market implications. In defining the necessary construction of new power plants and the offering of all the power generation facilities in the region, WASP and GTMax software was used.

GTMax was used for the third analysed power system scenario for the SEE regional electric market. With GTMax, the power system was simulated under market conditions by maximising the profit of power companies at the minimum system operating costs, simultaneously taking into account the physical limitations of the system operation. By simulating market conditions for 2010 and 2015 with the GTMax model, different scenarios for the engagement of the existing power plants in the SEE market were obtained as well as for the necessary construction of new power generation facilities justified in terms of the regional market. The scenarios were created in accordance with the observed hydrological conditions (average, dry and wet), load levels (reference scenario of the increase in consumption and load, high scenario of the increase in consumption and load) and the power exchange between the region and the external systems such as UCTE, Ukraine and Turkey.

Considering that the GTMax model includes a very rough presentation of transmission capabilities of the network, in a number of scenarios, detailed calculations of power flows and the analyses of operational security were conducted on the regional transmission system model (RTSM) set up within the framework of the SECI (South East Cooperation Initiative) project. The RTSM was developed with the globally relevant PSS/E software (Power System Simulator for Engineering) [2]. The analysis of the operation of the transmission network in SEE is contained in the closing part of GIS as Appendix 12: PSS/E Analyses and Results.

Simulator for Engineering) [2]. Analiza pogona prijenosne mreže jugoistočne Europe sadržana je u završnom izvještaju GIS studije kao njezin dodatak (Appendix 12: PSS/E Analyses and Results). Analize su izvedene u prvom tromjesečju 2005. godine u Energetskom institutu Hrvoje Požar (EIHP) u Zagrebu i Elektrokoordinacijskom centru (EKC) u Beogradu.

Zadaća analiza provedenih programskim paketom PSS/E na regionalnome modelu prijenosnih sustava jugoistočne Europe (RTSM) sastoji se u sagledavanju izgrađenosti internih prijenosnih mreža pojedinih zemalja u regiji te njihove povezanosti interkonekcijskim vodovima radi omogućavanja tržišnog angažmana postojećih i novih proizvodnih postrojenja za različita hidrološka stanja, bilance regije i visine opterećenja. Sagledavanje se izvodi sa stajališta prepoznavanja eventualno potrebnih investicija u mrežama radi osiguravanja tržišnog angažmana elektrana unutar normalnog (raspoložive sve grane mreže) i izvanrednog pogona (neraspoloživa jedna grana mreže).

Analize su obuhvatile proračune tokova snaga i (n-1) procjenu sigurnosti. Promatrana su dva aspekta pogona: opterećenja prijenosnih grana s obzirom na njihove termičke granice i naponske prilike u mreži. Identificirana su moguća mjesta zagušenja te su analizirane mogućnosti njihova otklanjanja. Također je procijenjena uloga novih interkonekcijskih vodova u regiji predviđenih za izgradnju unutar analiziranog razdoblja (2010. do 2015. godine).

U članku su opisani osnovni rezultati analiza provedenih s pomoću PSS/E programskog paketa. Razmotrena je uloga EES-a Republike Hrvatske unutar tržišta električne energije u jugoistočnoj Europi, u prvom redu kroz aspekt tržišnog angažmana proizvodnih postrojenja, očekivanih razmjena sa susjednim sustavima te pogona i sigurnosti rada prijenosne mreže. Opisane analize predstavljaju prve simulacije rada EES-a Republike Hrvatske unutar tržišnog okruženja koje pružaju bitne rezultate za pomoć HEP grupi u postavljanju strategije rada i izgradnje proizvodnih postrojenja te u sagledavanju pogona planirane prijenosne mreže u srednjoročnom i dugoročnom razdoblju.

## 2 OPIS GTMax i PSS/E MODELA PRIJENOSNOG SUSTAVA

GTMax model postavljen je na temelju rezultata WASP analize potrebne izgradnje i angažmana elektrana u drugom analiziranom scenariju koji podrazumijeva regionalni pogon elektroenergetskih sustava jugoistočne Europe, ali bez tržišnog nadmetanja. Slika 1 prikazuje zemlje koje su uključene u model. Promatra se izolirana regija jugoistočne Europe. GTMaxom je

Analyses were carried out in the first quarter of 2005 at the Hrvoje Požar Institute for Energy, Zagreb and the Electrocoordination Centre (ECC) in Belgrade.

The goal of the analyses conducted with the PSS/E software on the regional model of SEE transmission systems (RTSM) consisted in noting the state of development of internal transmission networks in individual countries of the region and their interconnection lines to enable the market offering of the existing and new power generation facilities for different hydrological conditions, regional balance and load levels. This was done by recognising possible necessary investment in the networks with a view to the market engagement of power plants in normal operation (all network branches available) and in emergency operation (one network branch non-available).

Analyses included the calculations of power flows and the (n-1) security estimate. Two operational aspects were observed: load in transmission branches considering their thermal limits and voltage in the network. Possible bottlenecks were identified and how they could be overcome. The role of the new interconnection lines in the region scheduled for construction in the period under scrutiny (2010-2015) was also analysed.

The article describes the basic results of the analyses conducted by the PSS/E software. The role of the power system in the Republic of Croatia was considered within the framework of the SEE electricity market, primarily from the aspect of the market engagement of power generation facilities, the expected exchange with the neighbouring systems, and the operation and transmission network security. The analyses mentioned are the first simulations of the power system in the Republic of Croatia under market conditions, providing important outcomes to help the HEP Group set up a strategy for the operation and construction of power generation facilities and to consider the operation of the transmission network planned in the medium term and in the long term.

## 2 DESCRIPTION OF THE GTMax and PSS/E TRANSMISSION SYSTEM MODELS

The GTMax model was set up on the basis of the outcomes of the WASP analysis with regard to the necessary construction and engagement of power plants under the second analysed scenario of the regional operation of SEE power systems, without involving the market competition. Figure 1 shows the countries included in the model. The SEE region is observed in isolation. GTMax was used to analyse the reference sub-scenario within the WASP in question which includes the mean increase in the consumption of electricity in the region, the expected fuel price in the period under scrutiny, and the decommission and rehabilitation of individual power generation facilities

analiziran referentni podscenarij unutar razmatranog WASP scenarija koji podrazumijeva srednji porast potrošnje električne energije u regiji, očekivane cijene goriva u razmatranom razdoblju te izlazak iz pogona i revitalizaciju postojećih proizvodnih postrojenja prema planovima svakog elektroprivrednog poduzeća u regiji.

Prikaz prijenosnog sustava unutar GTMax modela (slika 2) vrlo je pojednostavljen i obuhvaća ekvivalentne grane kojima je pridružena određena prijenosna moć. Ako je u simulacijama rada tržišta prijenosna moć neke grane prekoračena, izvodi se preraspodjela angažmana proizvodnih postrojenja. Za određivanje opterećenja pojedinih grana ne izvode se proračuni tokova snaga, već se granama pridružuju određene tržišne transakcije. Očito je da na taj način nije moguće sveobuhvatno sagledati pogon stvarnoga prijenosnog sustava za zadani angažman elektrana. GTMax ne razmatra sigurnost pogona prema (n-1) kriteriju.

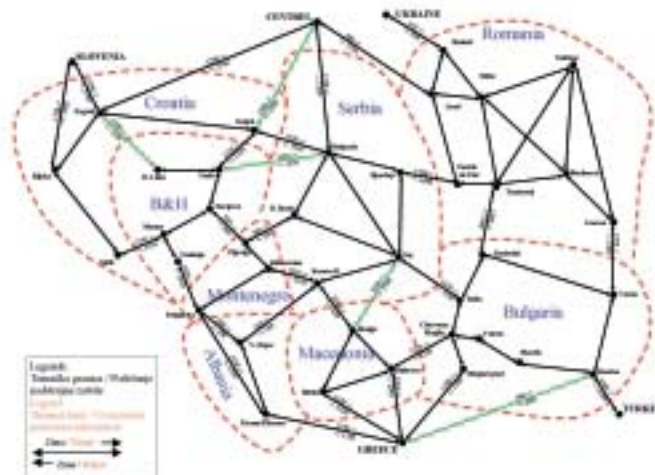
in accordance with the plans of each individual power company in the region.

The presentation of the transmission system within the GTMax model (Figure 2) is very simplified, and it includes the equivalent branches with particular transmission capacities attributed. If in the simulation of the market operation the transmission capacity of a branch is exceeded, the engagement of power generation facilities is rearranged. In determining the load for individual branches, no power flow calculations were undertaken - the branches are attributed particular market transactions. Apparently, this makes it impossible to comprehensively consider the operation of the actual transmission system for the given engagement of power plants. GTMax does not include operational security according to the (n-1) criterion.

**Slika 1**  
Zemlje uključene u GTMax model  
**Figure 1**  
Countries included in the GTMax model



**Slika 2**  
Topologija mreže jugoistočne Europe 2010. i 2015. godine unutar GTMax modela  
**Figure 2**  
SEE network topology in the GTMax model for 2010 and 2015



Za razliku od GTMax modela, gdje je prikaz prijenosnog sustava jugoistočne Europe vrlo ograničen, PSS/E regionalni model prijenosnog sustava jugoistočne Europe (RTSM) sadrži detaljno modelirane grane 400 kV, 220 kV, 150 kV i 110 kV, opterećenja modelirana u svim čvorištima 110 kV i kompletan prikaz elektrana kao skupina generatora i pripadnih blok-transformatora. RTSM za 2010. godinu sadrži ukupno 4 182 čvorišta, 661 elektranu i 752 generatora, 2 824 tereta, 5 144 vodova i 1 238 transformatora. Kao granice opterećenja grana unutar RTSM definirana su gornja dopuštena termička opterećenja vodova i prividne snage transformatora. U modelu se zadaje angažman svakoga generatora i visina tereta u svakom čvorištu mreže gdje je modelirano opterećenje, te bilanca svakoga pojedinačnog sustava (proizvodnja - opterećenje), pa se na zadanoj konfiguraciji mreže izvode proračuni tokova snaga i (n-1) analiza sigurnosti. Konfiguracija prijenosne mreže jugoistočne Europe, na način kako je modelirana u PSS/E, predočena je na slici 3. PSS/E model uključuje još i prijenosne mreže Slovenije, Mađarske, zapadne Ukrajine, Grčke, Turske i ekvivalent UCTE sustava. Konfiguracija prijenosne mreže RH prema PSS/E modelima za 2010. i 2015. godinu predočena je na slici 4 [3].

Unlike the GTMax model, where the presentation of the SEE transmission system is very limited, the PSS/E regional model (RTSM) contains details of 400 kV, 220 kV, 150 kV and 110 kV branches, with the loads modelled at all the 110 kV nodes, plus a complete overview of power plants as a group of generators and their unit-transformers. The RTSM for the year 2010 contains a total of 4,182 nodes, 661 power plants and 752 generators, 2,824 loads, 5,144 lines and 1,238 transformers. The load limits within the RTSM include the definition of top allowed thermal loads of power lines and the apparent transformer power. The model defines the utilisation of each generator and the level of load at each node of the network where the load is modelled, plus the balance of each individual system (generation-load), and calculations of power flows and the (n-1) security analysis are carried out with regard to the given configuration of the network. The configuration of the SEE transmission network as modelled in the PSS/E is shown in Figure 3. The PSS/E model also includes the transmission networks of Slovenia, Hungary, West Ukraine, Greece, Turkey and the equivalent of the UCTE system. The configuration of the transmission network of Croatia according to the PSS/E models for the years 2010 and 2015 is shown in Figure 4 [3].



**Slika 3**  
Prijenosna mreža jugoistočne Europe 2010. i 2015. godine (postojeći i planirani interkonekcijski vodovi)  
**Figure 3**  
Transmission network of Southeast Europe in 2010 and 2015 (existing and planned interconnection lines)

Zbog drugačijeg modeliranja elektroenergetskih sustava unutar GTMax i PSS/E modela najprije je bilo potrebno izvesti njihovo usklađivanje. Elektranama u GTMax modelu pridruženi su odgovarajući generatori iz PSS/E modela, te je na osnovi dobivenih GTMax scenarija unesen njihov angažman za svaki ispitivani scenarij. S obzirom na to da je GTMax model

Because of the different modelling of electric power systems within the GTMax and PSS/E models, it was first necessary to harmonise them. Power plants in the GTMax model are associated with the appropriate generators from the PSS/E model, and on the basis of the obtained GTMax scenarios their engagement was entered for each examined scenario. Considering that the GTMax



sadržavao određeni broj elektrana priključenih na 35 kV naponskoj razini (posebice istaknuto u Rumunjskoj zbog velikog broja malih hidroelektrana), za njihov je angažman u PSS/E modelu smanjeno ukupno opterećenje svakog sustava u kojem se takve elektrane nalaze. Budući da PSS/E RTSM sadrži očekivana opterećenja 3. srijede u siječnju 2010. godine, za svaki su sustav linearno promijenjena opterećenja čvorišta kako bi ukupno opterećenje svakog sustava odgovaralo modeliranom GTMax stanju.

Nakon proračuna tokova snaga u svakom su scenariju opterećenja sustava iterativno korigirana kako bi se uključili i gubici u mrežama koje GTMax model ne razmatra. Tako su analiziranim opterećenjima sustava u GTMax modelu odgovarale sume opterećenja i gubitaka svakog sustava u PSS/E regionalnom modelu. U odnosu na bilance svakog sustava u GTMax modelu koje proizlaze iz tržišnog angažmana elektrana i modeliranog opterećenja svakog sustava, iste su korigirane u PSS/E modelu po načelu zemljopisnog položaja svake elektrane (npr. angažman pola snage NE Krško u GTMax modelu uključen je u bilancu Hrvatske, a u PSS/E modelu je izdvojen iz bilance; angažman generatora 2 HE Dubrovnik je u GTMax modelu uključen u bilancu BiH, a u PSS/E modelu uključen je u bilancu Hrvatske).

model contained a number of power plants connected at the 35 kV voltage level (particularly in Romania with the large number of small hydroelectric power plants), their engagement in the PSS/E was deducted from the total load of each system with such power plants. Since the PSS/E RTSM contains the expected loads on the 3rd Wednesday in January 2010, loads were linearly changed for each system node to have the total load of each system correspond to the GTMax model.

Following the calculation of power flows, under each scenario system loads are iteratively corrected to also accommodate the network losses which the GTMax model does not take into account. Consequently, the analysed system loads in the GTMax model correspond with the sum of loads and losses in each system within the PSS/E regional model. Regarding the balance of each system within the GTMax model deriving from the market engagement of power plants and the modelled load of each system, the same was corrected in the PSS/E model according to the geographic position of each power plant (e.g. in the GTMax model half the capacity of the Krško power plant is included in the balance of Croatia, and in the PSS/E model it is excluded from the balance; the output of generator 2 of the Dubrovnik hydroelectric power plant is included in the balance of Bosnia-Herzegovina in the GTMax model, whereas in the PSS/E model it is included in the balance of Croatia).

**Slika 4**  
Planirana konfiguracija prijenosne mreže RH 2010. godine (PSS/E model za 2010. i 2015. godinu)  
**Figure 4**  
Planned configuration of the transmission network of the Republic of Croatia in 2010 (PSS/E model for 2010 and 2015)





U posljednjem koraku usklađivanja modela harmonizirane su analizirane topologije mreže unutar GTMax i PSS/E modela na taj način da su konfiguracije mreže u razmatranoj 2010. i 2015. godini bile iste u oba modela. Analize pogona prijenosnog sustava u 2015. godini su za sve scenarije angažmana elektrana (opisani u idućem poglavlju) izvedene u dva podscenarija: 1) na očekivanoj topologiji mreže u 2010. i 2) na očekivanoj topologiji mreže u 2015. godini. Smisao je ovih podscenarija u ocjeni opravdanosti izgradnje vodova planiranih između 2010. i 2015. godine s aspekta podržavanja tržišnog angažmana elektrana u regiji.

### 3 ANALIZIRANI SCENARIJI ANGAŽMANA ELEKTRANA

Ukupno je analizirano 15 različitih scenarija s aspekta hidrologije, opterećenja sustava, razmjena snage između jugoistočne Europe i UCTE, Ukrajine i Turske, te topologije mreže. Za svaki vremenski presjek analizirano je ukupno pet scenarija od kojih su tri nazvana osnovnim scenarijima (eng. Base case), a dva dodatnim scenarijima (eng. Sensitivity case), s tim da su za 2015. godinu analizirani i scenariji s obzirom na topologiju mreže (topologija 2010., topologija 2015.). Tablica 1 prikazuje sve analizirane scenarije.

Tri su osnovna scenarija uključivala tržišni angažman elektrana u stanju normalne, suhe i vlažne hidrologije pri referentnom vršnom opterećenju sustava u 2010. i 2015. godini. Dva su dodatna scenarija za svaki vremenski presjek postavljena s obzirom na veću stopu porasta potrošnje električne energije (eng. High load scenario) i razmjene snage između jugoistočne Europe i okolnih sustava (eng. Power import/export scenario).

In the last step of model harmonisation, the network topologies analysed in the GTMax and PSS/E models were harmonised, the network configurations for the years 2010 and 2015 being the same in both models. Analyses of the transmission system operation in 2015 for all scenarios of power plant engagement (described in the following section) were conducted under two sub-scenarios: 1) the expected network topology for 2010, and 2) the expected network topology for 2015. The meaning of these scenarios lies in the estimate of feasibility of the construction of power lines planned between 2010 and 2015 from the aspect of supporting the market engagement of power plants in the region.

### 3 ANALYSED SCENARIOS OF POWER PLANT ENGAGEMENT

Analyses included 15 different scenarios in terms of hydrological conditions, system load, power exchange between Southeast Europe and UCTE, Ukraine and Turkey, and network topology. For each point in time five scenarios were analysed: three base cases, and two sensitivity cases; for the year 2015, scenarios were also analysed in terms of network topology (topology for 2010, topology for 2015). Table 1 shows all the scenarios analysed.

Three base cases included the market engagement of power plants under the conditions of a normal, dry, and wet hydrological conditions at reference peak loads of the system in 2010 and 2015. Two additional scenarios for each point in time were set up: the high load scenario, and the power import/export scenario.

**Tablica 1** - Analizirani GTMax scenariji u PSS/E regionalnom modelu prijenosne mreže  
**Table 1** - Analysed GTMax scenarios in the PSS/E regional model of transmission network

Osnovni slučajevi / Base cases		
Godina / Year	Hidrologija / Hydrology	Topologija / Topology
2010.	Prosječna / Average	2010.
	Suha / Dry	
	Vlažna / Wet	
2015.	Prosječna / Average	2010. 2015. 2010. 2015. 2010. 2015.
	Suha / Dry	
	Vlažna / Wet	
Dodatni slučajevi / Sensitivity cases		
Opis / Description	Godina / Year	Topologija / Topology
Uvoz/Izvoz / Import/Export	2010.	2010.
	2015.	2010.
		2015.
Visoki porast opterećenja / High load	2010.	2010.
	2015.	2010.
		2015.

Tablice 2 i 3 prikazuju bilance sustava u osnovnim scenarijima prosječne hidrologije 2010. i 2015. godine, pri čemu su u redovima označenim s a) bilance svake zemlje u GTMax modelu, a u redovima označenim s b) bilance u odgovarajućem PSS/E modelu nakon njegova usklađenja s GTMax modelom (uključivanje gubitaka, pridruživanje zemljopisnog položaja elektrana, smanjenje opterećenja za angažman elektrana priključenih na niže naponske razine < 110 kV).

Tables 2 and 3 show the balance of the base cases with the average hydrology in 2010 and 2015: lines marked a) contain the balance of each country within the GTMax model, lines marked b) contain the corresponding PSS/E model balance following its harmonisation with the GTMax model (deducting losses, considering the geographical position of power plants, the decrease in the load by the engagement of the power plants connected to lower voltage levels (<110 kV)).

**Tablica 2 - Bilance sustava jugoistočne Europe u stanju prosječne hidrologije 2010. godine**  
**Table 2 - Balance of the SEE system under average hydrological conditions in 2010**

Zemlja Country		Opterećenje Load (MW)	HE Hydroelectric PP (MW)*	TE i NE Thermo & Nuclear PP (MW)	Ukupan angažman Total (MW)	Višak (+) / Manjak (-) Surplus(+) / Deficit(-) (MW)
Albanija Albania	a)	1 338	757	140	897	-441
	b)	1 338	757	140	897	-441
Bosna i Hercegovina Bosnia-Herzegovina	a)	2 077	1 591	826	2 417	341
	b)	2 029	1 439	826	2 265	236
Bugarska Bulgaria	a)	6 193	554	6 426	6 980	787
	b)	6 113	474	6 426	6 900	787
Hrvatska Croatia	a)	3 217	1 018	749	1 767	-1 450
	b)	3 186	1 092	411	1 503	-1 683
Makedonija Macedonia	a)	1 229	232	730	962	-268
	b)	1 218	220	730	950	-268
Crna Gora Montenegro	a)	687	228	0	228	-459
	b)	687	540	0	540	-147
Rumunjska Romania	a)	7 797	2 996	5 730	8 726	930
	b)	7 022	2 256	5 696	7 952	930
Srbija i UNMIK*** Serbia&UNMIK***	a)	7 112	2 582	5 090	7 672	560
	b)	7 112	2 270	5 090	7 360	248
JI Europa UKUPNO SE Europe TOTAL	a)	29 649	9 958	19 691	29 649	0
	b)	28 705	9 048	19 319	28 367	-338**

\* uključene reverzibilne HE  
 \*\* polovica angažmana NE Krško (Slovenija) dispečirana za EES Hrvatske  
 \*\*\* eng. United Nations Interim Administration Mission in Kosovo

\* Incl. reversible hydroelectric power plants  
 \*\* Half the output capacity of the Krško nuclear power plant (Slovenia) dispatched to the power system of Croatia  
 \*\*\* United Nations Interim Administration Mission in Kosovo

WASP analiza pokazuje da je u razdoblju između 2005. i 2010. godine na području jugoistočne Europe tržišno opravdano izgraditi sljedeća nova proizvodna postrojenja, koja su stoga uključena u odgovarajućim osnovnim modelima GTMax i PSS/E:

- NE Černavoda 2 (Rumunjska),
- TE Kolubara 1 (Srbija),
- TE Kosovo 500 MW (UNMIK).

U scenariju visokog opterećenja 2010. godine (prosječna hidrologija) pojavljuju se dodatne nove elektrane u regiji:

- HE Zhur (UNMIK),
- KTE 300 MW (Hrvatska),
- KTE 500 MW (Hrvatska),
- KTE 500 MW (UNMIK).

The WASP analysis shows that in the period between 2005 and 2010 it is economically justifiable to build the following new power generation facilities, which are thus included in the appropriate basic GTMax and PSS/E models:

- Cernavoda 2 nuclear power plant (Romania),
- Kolubara 1 thermoelectric power plant (Serbia),
- Kosovo 500 MW thermoelectric power plant (UNMIK).

In the high load scenario for the year 2010 (average hydrology) there are additional new electric power plants in the region:

- Zhur hydroelectric power plant (UNMIK),
- CCPP 300 MW (Croatia),
- CCPP 500 MW (Croatia),
- CCPP 500 MW (UNMIK).

Novim KTE na području Hrvatske u GTMax modelima pridružene su makrolokacije Osijek (KTE 500 MW) i Zagreb (KTE 300 MW), a one u PSS/E modelu priključene su na 400 kV sabirnice TS Ernestinovo i 220 kV sabirnice TE Sisak.

Izuzevši navedene elektrane u scenariju visokog opterećenja pojavljuje se još dodatnih osam hidroelektrana: HE Buk Bijela i HE Srbinje (BiH, Crna Gora), HE Glavatičevo (BiH), HE Dabar (BiH), HE Komarnica (Crna Gora), HE Kostanica (Crna Gora), HE Andrijevo i HE Zlatica (Crna Gora).

In GTMax models new CCPPs in Croatia are located in Osijek (500 MW) and Zagreb (300 MW), whereas those in the PSS/E model are connected to the 400 kV buses at the Ernestinovo substation and the 220 kV buses at the Sisak thermoelectric power plant.

In addition to the aforementioned power plants, the high load scenario includes another eight hydroelectric power plants: Buk Bijela and Srbinje (Bosnia-Herzegovina, Montenegro), Glavatičevo (Bosnia-Herzegovina), Dabar (Bosnia-Herzegovina), Komarnica (Montenegro), Kostanica (Montenegro), Andrijevo and Zlatica (Montenegro).

**Tablica 3** - Bilance sustava jugoistočne Europe u stanju prosječne hidrologije 2015. godine  
**Table 3** - Balance of the SEE system under average hydrological conditions in 2015

Zemlja Country		Opterećenje Load (MW)	HE Hydroelectric PP (MW)*	TE i NE Thermo & Nuclear PP (MW)	Ukupan angažman Total (MW)	Višak (+) / Manjak (-) Surplus(+)/Deficit(-) (MW)
Albanija Albania	a)	1 614	978	140	1 118	-496
	b)	1 614	978	140	1 118	-496
Bosna i Hercegovina Bosnia-Herzegovina	a)	2 410	1 648	826	2 474	64
	b)	2 358	1 491	826	2 317	-41
Bugarska Bulgaria	a)	6 688	533	6 854	7 387	699
	b)	6 619	465	6 854	7 319	699
Hrvatska Croatia	a)	3 752	986	1 595	2 581	-1 171
	b)	3 721	1 060	1 257	2 317	-1 404
Makedonija Macedonia	a)	1 438	379	720	1 099	-340
	b)	1 427	367	720	1 087	-340
Crna Gora Montenegro	a)	694	230	191	421	-273
	b)	694	542	191	733	39
Rumunjska Romania	a)	9 056	3 424	5 680	9 104	48
	b)	7 973	2 547	5 474	8 021	48
Srbija i UNMIK*** Serbia&UNMIK***	a)	7 499	2 584	6 383	8 967	1 468
	b)	7 499	2 272	6 383	8 655	1 156
JI Europa UKUPNO SE Europe TOTAL	a)	33 151	10 762	22 389	33 151	0
	b)	31 906	9 722	21 845	31 568	-338**

\* uključene reverzibilne HE

\*\* polovica angažmana NE Krško (Slovenija) dispečirana za EES Hrvatske

\*\*\* eng. United Nations Interim Administration Mission in Kosovo

\* Incl. reversible hydroelectric power plants

\*\* Half the output capacity of the Krško nuclear power plant (Slovenia) dispatched to the power system of Croatia

\*\*\* United Nations Interim Administration Mission in Kosovo

U scenariju razmjena snage između jugoistočne Europe i okolnih sustava (unutar stanja prosječne hidrologije) razmatrane su sljedeće razmjene (istodobne):

- uvoz 750 MW iz UCTE,
- uvoz 500 MW iz Turske,
- izvoz 500 MW u Grčku i
- uvoz 750 MW iz Ukrajine.

WASP analiza pokazuje da u razmatranom scenariju razmjene nisu opravdane TE Kolubara i TE Kosovo 500 MW, pa su one izuzete iz modela za 2010. godinu.

The power import/export scenario (under average hydrological conditions) included the following (simultaneous) import/export:

- import 750 MW from UCTE,
- import 500 MW from Turkey,
- export 500 MW to Greece, and
- import 750 MW from Ukraine.

The WASP analysis shows that in the scenario in question the thermoelectric power plants of Kolubara and Kosovo 500 MW were not justified, so they were excluded from the model for the year 2010.

WASP analiza pokazuje da je u razdoblju između 2010. i 2015. godine na području jugoistočne Europe tržišno opravdano izgraditi sljedeća nova proizvodna postrojenja, koja su stoga uključena u odgovarajuće osnovne modele GTMax i PSS/E:

- NE Černavoda 3 (Rumunjska),
- TE Kolubara 2 (Srbija),
- TE Kosovo 2 ... 500 MW (UNMIK),
- TE Kosovo 3 ... 500 MW (UNMIK),
- TE Kosovo 4 ... 300 MW (UNMIK),
- dvije TE-TO 100 MW (Rumunjska),
- dvije KTE 300 MW (Hrvatska, makrolokacija Zagreb),
- KTE 500 MW (Hrvatska, makrolokacija Osijek).

U scenariju visokog opterećenja 2015. godine pojavljuju se dodatne nove elektrane u regiji (uključujući 8 prethodno navedenih hidroelektrana):

- NE Belene-Varna (Bugarska),
- TE-TO 100 MW (Srbija),
- KTE 500 MW (Hrvatska, makrolokacija Zagreb),
- dvije TE 300 MW (UNMIK),
- dvije TE 500 MW (UNMIK).

Na temelju WASP analize opisanih scenarija izgradnje novih elektrana na području jugoistočne Europe, promatrajući regiju u cjelini, a ne izdvojene sustave, utvrđena je opravdanost gradnje kombi elektrane snage 300 MW i 500 MW u Hrvatskoj samo u scenariju visokog opterećenja 2010. godine, te u svim scenarijima 2015. godine.

Tablica 4 prikazuje bilance sustava jugoistočne Europe u svim analiziranim scenarijima kao rezultat odgovarajućih GTMax simulacija. Uz tržišno određeni angažman svih elektrana u regiji na osnovi njihove proizvodne cijene električne energije, svakoj je zemlji pridružen određeni suficit ili deficit proizvodnje s obzirom na promatranu razinu opterećenja (vršno opterećenje), te se na temelju tih rezultata može sagledati kako se postojeće elektrane uklapaju u tržište na području jugoistočne Europe.

Simulacije tržišta električne energije u jugoistočnoj Europi pokazuju da će Albanija, Hrvatska, Makedonija i Crna Gora biti izrazito deficitarne zemlje, Bugarska, Bosna i Hercegovina te Srbija uključujući UNMIK bit će izrazito suficitarne zemlje, dok će Rumunjska biti pretežito deficitarna zemlja. Takav je zaključak izveden na osnovi tržišnog angažmana postojećih i novih elektrana u jugoistočnoj Europi koji je proizašao iz GTMax simulacija za 2010. i 2015. godinu.

Iz tablice 4 uočljivo je da će Hrvatska uvoziti između 661 MW i 1 450 MW u stanju vršnog opterećenja (polovica snage NE Krško uključena je u bilancu Hrvatske) iz ostalih dijelova tržišta električne energije

The WASP analysis shows that in the period between 2010 and 2015 it is economically justified to construct the following generation facilities which are, therefore, included in the appropriate basic GTMax and PSS/E models:

- Cernavoda 3 nuclear power plant (Romania),
- Kolubara 2 thermoelectric power plant (Serbia),
- Kosovo 2 thermoelectric power plant... 500 MW (UNMIK),
- Kosovo 3 thermoelectric power plant... 500 MW (UNMIK),
- Kosovo 4 thermoelectric power plant... 300 MW (UNMIK),
- two combined heat and power plants 100 MW (Romania),
- two CCPP 300 MW (Croatia, Zagreb area),
- CCPP 500 MW (Croatia, Osijek area).

In the high load scenario for 2015 there are additional new power plants in the region (including the 8 aforementioned hydroelectric power plants):

- Belene-Varna nuclear power plant (Bulgaria),
- combined heat and power plant 100 MW (Serbia),
- CCPP 500 MW (Croatia, Zagreb area),
- two thermoelectric power plants 300 MW (UNMIK),
- two thermoelectric power plants 500 MW (UNMIK).

On the basis of the WASP analysis of the described scenarios for the construction of new power plants in Southeast Europe - seen as a whole, not by its separate systems - it has been found that the construction of combined cycle power plants of 300 MW and 500 MW in Croatia is justified only under the high load scenario for 2010, whereas it is justified under all scenarios for the year 2015.

Table 4 shows the balance of SEE systems under all the analysed scenarios resulting from the corresponding GTMax simulations. With the market engagement of all the power plants in the region on the basis of their power generation costs, each country has been attributed with a certain surplus or deficit considering the observed load level (peak load), and on the basis of these results it can be noted how the existing power plants fit in the SEE market.

Simulations of the SEE electricity market show that Albania, Croatia, Macedonia and Montenegro will have a serious deficit, that Bulgaria, Bosnia and Herzegovina, and Serbia including UNMIK will have a considerable surplus, whereas Romania will prevailingly have a deficit. Such a conclusion is derived on the basis of the market engagement of the existing and new power plants in SE Europe as presented in the GTMax simulations for 2010 and 2015.

Table 4 shows that Croatia will import between 661 MW and 1 450 MW at peak load (half the output capacity of the Krško nuclear power plant is included in the balance for Croatia) from other market areas. The engagement of

jugoistočne Europe. Angažman elektrana u Hrvatskoj za sve ispitivane scenarije prema GTMax analizama predočen je u tablici 5.

power plants in Croatia under all the scenarios examined in the GTMax analyses is shown in Table 5.

**Tablica 4** - Bilance zemalja jugoistočne Europe prema GTMax simulacijama regionalnog tržišta  
**Table 4** - The balance of SEE countries according to GTMax simulations of the regional market

Vremenski presjek Point in time	Scenarij Scenario	Bilanca Balance (MW) <sup>1</sup>								
		ALB ALB	BiH B&H	BUG BULG	HRV <sup>3</sup> CRO <sup>3</sup>	MAK MAC	CG MONT	RUM ROM	SRB <sup>4</sup> SERB <sup>4</sup>	UKUPNO TOTAL
2010.	prosječna hidrologija average	-441	341	787	<b>-1 450</b>	-268	-459	930	560	0
	suha hidrologija dry	-384	898	606	<b>-661</b>	-203	-508	-200	454	0
	vlažna hidrologija wet	-439	124	839	<b>-1 219</b>	-132	-443	632	639	0
	visoko opterećenje <sup>2</sup> High load <sup>2</sup>	-484	246	858	<b>-863</b>	-261	-476	-57	1 036	0
	razmjene snage <sup>2</sup> imp/exp <sup>2</sup>	-440	484	714	<b>-1 250</b>	-233	-459	-105	-210	-1 500
2015.	prosječna hidrologija average	-496	64	699	<b>-1 171</b>	-340	-273	48	1 468	0
	suha hidrologija dry	-720	864	766	<b>-853</b>	-444	-396	-369	1 152	0
	vlažna hidrologija wet	-490	-94	955	<b>-688</b>	-557	-257	-123	1 255	0
	visoko opterećenje <sup>2</sup> high load <sup>2</sup>	-883	116	899	<b>-1 215</b>	-617	377	-1 040	2 364	0
	razmjene snage <sup>2</sup> imp/exp <sup>2</sup>	-588	136	1 006	<b>-1 312</b>	-340	-273	-972	842	-1 500

<sup>1</sup> + suficit, - deficit

<sup>2</sup> u stanju prosječne hidrologije

<sup>3</sup> uključujući 338 MW NE Krško, isključujući gen. 2 HE Dubrovnik (angažiran u svim scenarijima 105 MW)

<sup>4</sup> uključujući UNMIK

<sup>1</sup> + surplus, - deficit

<sup>2</sup> Under average hydrological conditions

<sup>3</sup> Including 338 MW from the Krško nuclear power plant, excl. generator 2 of the Dubrovnik hydroelectric power plant (participating in all the scenarios, 105 MW)

<sup>4</sup> Including UNMIK

Ne ulazeći u rezultate GTMax simulacija koji su izvedeni u SEEC-Beograd (eng. South East Europe Consultants), moguće je zaključiti da određeni broj termoelektrana Hrvatske elektroprivrede neće biti konkurentan na tržištu električne energije jugoistočne Europe. To se prije svega odnosi na KTE Jertovec, PTE Osijek, TE Rijeka, TE Sisak i termoelektrane toplane u Zagrebu i Osijeku. Izgradnjom novih kombi blokova snage 500 MW i 300 MW do 2015. godine konkurentna više neće biti ni TE Plomin 1. Stalno mjesto na tržištu pronaći će NE Krško i TE Plomin 2, te nove KTE 500 MW i 300 MW, koje bi se prema WASP proračunima trebale izgraditi. Očito je da proračuni pokazuju kako termoelektrane u Hrvatskoj proizvodnom cijenom električne energije nisu usporedive s termoelektranama u Bugarskoj, Bosni i Hercegovini, Srbiji i na Kosovu.

Without discussing the results of the GTMax simulations conducted by SEEC-Belgrade (South East Europe Consultants), it may be concluded that a number of thermoelectric power plants in the Croatian power system will not be competitive on the SEE regional electricity market. This before all is true of the Jertovec combined cycle power plant, the gas-fired Osijek power plant, the Rijeka thermoelectric power plant, the Sisak thermoelectric power plant, and the combined heat and power plants in Zagreb and Osijek. With the construction of new combined power units of 500 MW and 300 MW by 2015, the Plomin 1 thermoelectric power plant will not be competitive either. A permanent position on the market will be occupied by the Krško nuclear power plant and the Plomin 2 thermoelectric power plant, as well as by new combined cycle thermoelectric power plants of 500 MW and 300 MW, which according to the WASP calculations should be built. Apparently, the calculations show that thermoelectric power plants in Croatia are not comparable in their power costs to thermoelectric power plants in Bulgaria, Bosnia and Herzegovina, Serbia and Kosovo.



**Tablica 5 - Angažman elektrana (MW) u Hrvatskoj prema GTMax simulacijama tržišta električne energije jugoistočne Europe**  
**Table 5 - Engagement of power plants (MW) in Croatia according to GTMax simulations of SEE electricity market**

Elektrana Powerplant	Scenariji Scenarios									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>HE i RHE Hydro &amp; Reversible</b>										
Rijeka	16	16	37	14	16	18	14	37	16	22
Senj	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216
Sklope	23	23	23	23	23	23	23	15	22	23
Vinodol	84	14	44	29	20	43	24	52	84	29
Đale	16	12	10	24	41	24	16	22	22	31
Golubić	7	4	7	7	7	7	5	7	7	7
Miljacka	24	24	23	14	22	24	24	24	21	24
Kraljevac	9	5	7	5	5	8	9	18	5	5
Peruća	19	9	9	42	32	20	7	24	19	42
Orlovac	79	23	125	113	230	84	22	237	69	129
Zakućac	155	299	438	180	253	160	299	486	168	217
Dubrovnik G-1	108	105	105	108	108	108	105	105	108	108
Čakovec	81	27	29	81	77	81	38	35	81	76
Dubrava	47	31	68	27	35	38	48	71	35	36
Gojak	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Ozalj 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ozalj 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Varaždin	86	56	59	70	86	86	86	73	86	81
Velebit	0	11	0	0	0	0	193	0	0	0
<b>TE i NE Thermo &amp; Nuclear</b>										
Osijek TE-TO	10	10	10	0	10	0	0	0	0	0
Osijek PTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plomin 1	110	110	110	110	110	0	0	0	0	0
Plomin 2	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192
Rijeka	0	303	0	0	0	0	0	0	0	0
Jertovec	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Krško	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338
Sisak	90	396	90	90	90	0	0	0	0	0
Zagreb EL-TO A	9	35	9	9	9	9	35	9	9	9
Zagreb EL-TO B	0	46	0	0	0	0	0	0	0	0
Zagreb TE-TO K	0	202	0	0	0	0	100	0	0	0
Zagreb TE-TO A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zagreb TE-TO C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>NOVE KTE NEW CCPP</b>										
KTE 500 MW Osijek	-	-	-	480	-	480	480	480	250	480
KTE 300 MW Sisak	-	-	-	288	-	288	288	288	288	288
KTE 300 MW Zagreb	-	-	-	-	-	288	288	288	288	0
KTE 500 MW Zagreb	-	-	-	-	-	-	-	-	480	-
<b>UKUPNO TOTAL (MW)</b>	<b>1 767</b>	<b>2 555</b>	<b>1 998</b>	<b>2 508</b>	<b>1 967</b>	<b>2 581</b>	<b>2 898</b>	<b>3 063</b>	<b>2 852</b>	<b>2 440</b>

Scenariji:

- 1 - prosječna hidrologija 2010.
- 2 - suha hidrologija 2010.
- 3 - vlažna hidrologija 2010.
- 4 - visoko opterećenje, prosječna hidrologija 2010.
- 5 - uvoz 1 500 MW iz UCTE i Ukrajine, prosječna hidrologija 2010.
- 6 - prosječna hidrologija 2015.
- 7 - suha hidrologija 2015.
- 8 - vlažna hidrologija 2015.
- 9 - visoko opterećenje, prosječna hidrologija 2015.
- 10 - uvoz 1 500 MW iz UCTE i Ukrajine, prosječna hidrologija 2015.

Scenarios:

- 1 - average hydrological conditions in 2010
- 2 - dry hydrological conditions in 2010
- 3 - wet hydrological conditions in 2010
- 4 - high load, average hydrological conditions in 2010
- 5 - import of 1 500 MW from UCTE and Ukraine, average hydrological conditions in 2010
- 6 - average hydrological conditions in 2015
- 7 - dry hydrological conditions in 2015
- 8 - wet hydrological conditions in 2015
- 9 - high load, average hydrological conditions in 2015
- 10 - import of 1 500 MW from UCTE and Ukraine, average hydrological conditions in 2015

## 4 PRORAČUNI TOKOVA SNAGA I ANALIZE SIGURNOSTI (n-1)

Za sve scenarije tržišnog angažmana elektrana izvedeni su proračuni tokova snaga i analize sigurnosti prema (n-1) kriteriju na očekivanoj konfiguraciji prijenosne mreže jugoistočne Europe 2010. i 2015. godine. Topologija mreže 2015. godine uključuje samo nekoliko novih vodova (u odnosu na konfiguraciju 2010.) na području južne Srbije, Makedonije i Kosova:

- DV 400 kV Niš - Leskovac - Vranje - Skoplje,
- DV 400 kV Kosovo - V. Dejes (Albanija),
- DV 400 kV Zemlak (Albanija) - Bitolj (Makedonija).

Analiza tokova snaga uključuje opterećenost interkonekcijskih i internih vodova, opterećenost transformatora 400/x kV i 220/x kV, te naponski profil u mreži uz zadane angažmane elektrana pri vršnom opterećenju sustava. Sigurnost pogona procijenjena je uobičajenim kriterijem neraspoloživosti jedne grane sustava (n-1), pri čem su promatrani sljedeći ispadi:

- svih interkonekcijskih vodova,
- svih internih 400 kV i 220 kV vodova, izuzevši radialne (u slučaju dvosistemskih dalekovoda promatran je ispad samo jedne trojke),
- svih transformatora 400/x kV.

Za dopuštenu opteretivost vodova uzete su njihove termičke granice, a kod transformatora su promatrane njihove prividne snage. Za dopuštene raspone napona u mreži definirane su sljedeće vrijednosti:  $\pm 5\% U_n$  na 400 kV, te  $\pm 10\% U_n$  na 220 kV i 110 kV. Sva pogonska stanja kod kojih dolazi do narušavanja dopuštene opteretivosti grana ili naponskih prilika u mreži pri raspoloživim svim granama, ili neraspoloživom jednoj grani mreže, procijenjena su kao nesigurna.

### 4.1 Proračuni tokova snaga i analize sigurnosti za scenarije 2010. godine

#### 4.1.1 Osnovni scenariji ovisni o hidrologiji (prosječna, suha, vlažna)

U sklopu osnovnih scenarija razmatrana su: razmjena snage na području jugoistočne Europe za scenarije tržišnog angažmana elektrana tijekom planiranoga vršnog opterećenja elektroenergetskog sustava, ovisno o hidrološkim prilikama, a uz uravnoteženu regiju (razmjena s okolnim sustavima jednaka nuli), opterećenja interkonekcijskih vodova i internih 400 kV i 220 kV grana (vodovi 400 kV i 220 kV, transformatori 400/x kV i 220/x kV) te raspon naponskih prilika u svim čvorištima 400 kV i 220 kV na području jugoistočne Europe.

## 4 CALCULATION OF POWER FLOWS AND SECURITY ANALYSES (n-1)

For all the scenarios of the market engagement of power plants, the calculations of power flows and security analyses have been carried out according to the (n-1) criterion for the expected configuration of the transmission network in Southeast Europe in 2010 and 2015. The topology of the network in 2015 includes only a few new power lines (compared with the configuration in 2010) in southern Serbia, Macedonia and Kosovo:

- 400 kV Niš - Leskovac - Vranje - Skopje line,
- 400 kV Kosovo - V. Dejes (Albania) line,
- 400 kV Zemlak (Albania) - Bitola (Macedonia) line.

The analysis of power flows includes the load of interconnection and internal power lines, the load of the 400/x kV and 220/x kV transformers, and the voltage profile in the network with set power plant engagement at the peak system loads. The security of operation has been estimated by applying the normal criterion of non-availability of a system (n-1), taking into account the following outages of:

- all the interconnection lines,
- all the internal 400 kV and 220 kV lines, except the radial ones (in the double circuit transmission lines, the outage of only one triplet),
- all the 400/x kV transformers.

The permitted load capacity of the power lines were their thermal limits, whereas in transformers their apparent power was observed. Permitted voltage fluctuation in the network was defined as follows:  $\pm 5\% U_n$  for 400 kV, and  $\pm 10\% U_n$  for 220 kV and 110 kV. All the operative conditions under which the permitted branch load or voltage in the network were compromised, with all the branches available or with one non-available network branch, were rated as insecure.

### 4.1 Calculation of power flows and security analyses for scenarios in 2010

#### 4.1.1 Basic scenarios in terms of hydrology (average, dry, wet)

Within the basic scenarios the following was considered: the export/import of power in SEE under the scenarios of market engagement of power plants during the planned peak loads of the electric power system, depending on the hydrological conditions, in a balanced region (zero exchange with neighbouring systems); the load of interconnection lines and internal 400 kV and 220 kV branches (400 kV and 220 kV lines, 400/x kV and 220/x kV transformers); and the range of voltage fluctuation at all 400 kV and 220 kV nodes in Southeast Europe.

Promatran je EES Hrvatske: u stanju prosječne hidrologije kroz slovensko-hrvatsku granicu ulazi 309 MW, kroz mađarsko-hrvatsku granicu 366 MW, srpsko-hrvatsku 333 MW te kroz bosansko-hrvatsku granicu ulazi 674 MW. Pri vlažnoj hidrologiji razmjene snage se mijenjaju, pa kroz slovensko-hrvatsku granicu ulazi 286 MW, kroz mađarsko-hrvatsku granicu 306 MW, srpsko-hrvatsku 356 MW, te kroz bosansko-hrvatsku granicu 505 MW. U stanju suhe hidrologije u Hrvatsku ulazi 147 MW iz Slovenije, 31 MW iz Mađarske, 195 MW iz Srbije i 522 MW iz Bosne i Hercegovine.

Najveći broj interkonekcijskih vodova u regiji opterećen je manje od 50 % s obzirom na njihovu termičku granicu. Najopterećeniji interkonekcijski vod (> 50 %  $I_t$ ) je DV 400 kV Sofija - Niš, no termička granica toga voda u modelu je postavljena na nižu vrijednost od realne s Bugarske strane (NEK je postavio model Bugarske).

Opterećenja internih 400 kV i 220 kV grana u najvećem broju kreću se ispod polovice dopuštenog termičkog opterećenja vodova odnosno prividne snage transformatora. Opterećenije su grane (> 80 %  $I_t$  ili  $S_n$ ):

- transformatori 220/110 kV Fier 2 u Albaniji (89 % - 106 %  $S_n$ ), u svim analiziranim hidrološkim stanjima,
- transformator 220/110 kV Fundeni u Rumunjskoj (84 % - 87 %  $S_n$ ), u svim analiziranim hidrološkim stanjima,
- transformator 400/110 kV Ugljevik u BiH (85 %  $S_n$ ) u stanju prosječne hidrologije,
- transformator 400/220 kV Mintia u Rumunjskoj (96 %  $S_n$ ) u stanju prosječne hidrologije,
- DV 2x220 kV Lotru - Sibiu u Rumunjskoj (99,5 %  $I_t$ ) u stanju vlažne hidrologije, i
- DV 220 kV Tg.Jiu - Parosen u Rumunjskoj (87 %  $I_t$ ) u stanju vlažne hidrologije.

U različitim hidrološkim prilikama dolazi do visokog opterećenja ili preopterećenja određenog broja 110 kV vodova, u prvom redu u Albaniji (jedan vod), Bosni i Hercegovini (dva voda), Bugarskoj (jedan vod), Hrvatskoj (četiri voda), Rumunjskoj (dva voda) i Srbiji (dvanaest vodova). Visokopterećeni 110 kV vodovi u Hrvatskoj su Komolac - Plat, TE-TO - Resnik i TE-TO - Žitnjak, a preopterećen je 110 kV vod Županja - Orašje.

Naponske se prilike u najvećem broju čvorišta nalaze unutar dopuštenih granica, a naponi su blago povišeni (> 420 kV, > 242 kV) u nekoliko čvorišta u Bugarskoj. Preniski naponi u mreži nisu nigdje detektirani. Mogućnosti uporabe kompenzacijskih uređaja (kondenzatorske baterije, prigušnice, rad generatora u kompenzacijskim režimima) ili ostalih uređaja za regulaciju tokova jalove snage (transformatori s automatskom regulacijom napona) ili tokova djelatne snage (transformatori s poprečnom regulacijom) nisu

Observing the power system of Croatia revealed: under average hydrological conditions, 309 MW come in through Slovenian-Croatian border, 366 MW through Hungarian-Croatian border, 333 MW through Serbian-Croatian border, and 674 MW through Bosnian-Croatian border. Under wet hydrological conditions, the exchange of power changes: 286 MW come in through Slovenian-Croatian border, 306 MW through Hungarian-Croatian border, 356 MW through Serbian-Croatian border, and 505 MW through Bosnian-Croatian border. Under dry hydrological conditions 147 MW come in to Croatia from Slovenia, 31 MW from Hungary, 195 MW from Serbia and 522 MW from Bosnia-Herzegovina.

Most of the interconnection lines in the region carry the load of less than 50 % in terms of their thermal limits. The most heavily loaded interconnection line (> 50 %  $I_t$ ) is the 400 kV Sofia-Niš line, but in the model the thermal limit of that line was set lower than real on Bulgarian part (NEK set up the model of Bulgaria).

The load of the internal 400 kV and 220 kV branches is mostly below one half of the permitted thermal load of the power lines i.e. the apparent transformer power. The branches under load (> 80 %  $I_t$  or  $S_n$ ) are:

- 220/110 kV Fier 2 transformers in Albania (89 % - 106%  $S_n$ ), under all analysed hydrological conditions,
- 220/110 kV Fundeni transformer in Romania (84 % - 87 %  $S_n$ ), under all analysed hydrological conditions,
- 400/110 kV Ugljevik transformer in B&H (85 %  $S_n$ ) under average hydrological conditions,
- 400/220 kV Mintia transformer in Romania (96 %  $S_n$ ) under average hydrological conditions,
- 2x220 kV Lotru-Sibiu line in Romania (99,5 %  $I_t$ ) under wet hydrological conditions, and
- 220 kV Tg.Jiu-Parosen line in Romania (87 %  $I_t$ ) under wet hydrological conditions.

Under different hydrological conditions there is a high load on a certain number of 110 kV lines, primarily in Albania (one line), Bosnia-Herzegovina (two lines), Bulgaria (one line), Croatia (four lines), Romania (two lines) and Serbia (twelve lines). Highly loaded 110 kV lines in Croatia are Komolac-Plat, CHP-Resnik and CHP-Žitnjak, plus the 110 kV Županja-Orašje line.

The voltage fluctuations at most nodes are within the tolerated limits, with slightly increased voltages (> 420 kV, > 242 kV) at several nodes in Bulgaria. Too low network voltages were not detected. The possibilities for using compensation installations (capacitor units, attenuators, generator operation under compensation regimes) or other installations for the regulation of reactive power flows (transformers with automatic voltage regulation) or the active power flows (transformers with cross regulations) were not analysed. Security analyses (n-1) show that under all three analysed hydrological conditions assumed for the year 2010 there is a possibility for insecure situations caused by individual branch outages and

analizirani. Analize (n-1) sigurnosti pokazuju da su za sva tri analizirana hidrološka stanja 2010. godine moguće nesigurne situacije prouzrokovane ispadom pojedinih grana i preopterećenjima u mreži. Sva se nesigurna stanja događaju u internim mrežama Rumunjske, Albanije i Srbije, a vezana su uz ispade pojedinih transformatora 400/220 kV (Mintia, Bucuresti Sud u Rumunjskoj) i 400/110 kV (Brasov, Dirste u Rumunjskoj, Niš u Srbiji), te ispade vodova 400 kV u Rumunjskoj i 220 kV u Albaniji i Srbiji (šire područje Beograda). Većinu kritičnih ispada moguće je izbjeći dispečerskim mjerama (preraspodjela proizvodnje, sekcioniranje mreže). Ispad bilo kojeg interkonekcijskog voda na području jugoistočne Europe ne dovodi do nesigurnog pogona.

#### 4.1.2 Dodatni scenariji ovisni o opterećenju (visoki porast opterećenja) i uvozu snage (uvoz 1 500 MW iz UCTE i Ukrajine)

U sklopu dodatnih scenarija visokog opterećenja i uvoza 1 500 MW iz UCTE i Ukrajine razmatrana su: razmjena snage na području jugoistočne Europe 2010. godine, opterećenja interkonekcijskih vodova i internih 400 kV i 220 kV grana (vodovi 400 kV i 220 kV, transformatori 400/x kV i 220/x kV) te raspon naponskih prilika u svim čvorištima 400 kV i 220 kV na području jugoistočne Europe za analizirane dodatne scenarije.

Promatran je EES Hrvatske pri visokom porastu opterećenja ( $P_{\max} = 3\,371$  MW) i stanju prosječne hidrologije: kroz slovensko-hrvatsku granicu ulazi 264 MW, kroz mađarsko-hrvatsku 31 MW, srpsko-hrvatsku 239 MW te kroz bosansko-hrvatsku granicu 562 MW. U scenariju uvoza 1 500 MW iz UCTE i Ukrajine kroz slovensko-hrvatsku granicu ulazi 774 MW, kroz mađarsko-hrvatsku 356 MW, srpsko-hrvatsku 140 MW te kroz bosansko-hrvatsku granicu 214 MW.

U stanjima visokog opterećenja i uvoza 1 500 MW povećavaju se opterećenja interkonekcijskih vodova i internih grana, no pri punoj raspoloživosti ne dolazi do preopterećenja ni jednog interkonekcijskog voda, a u scenariju visokog opterećenja preopterećuju se transformatori 220/110 kV Fier u Albaniji (102 % - 111 %  $S_n$ ) i dva 220 kV voda u Rumunjskoj (Tg. Jiu - Paroseni i Urechesi - Tg. Jiu 1). U oba dodatna scenarija naponske su prilike unutar su dopuštenih granica, izuzevši scenarij uvoza u kojem nekoliko čvorišta 400 kV i 220 kV u bugarskoj mreži ima blago povišene napone.

Analiza sigurnosti prema (n-1) kriteriju pokazuje veći popis kritičnih ispada pri višoj stopi porasta opterećenja, a događaju se u mrežama Rumunjske, Srbije i Albanije. I u stanju uvoza 1 500 MW kritični su ispadi vezani za Rumunjsku, Srbiju i Albaniju, ali je njihov broj nešto manji nego u situaciji prosječne hidrologije i uravnoteženog sustava jugoistočne Europe.

network overloads. All the insecure conditions occurred in the internal networks of Romania, Albania and Serbia in connection with the outages of individual 400/220 kV transformers (Mintia, Bucuresti Sud in Romania) and 400/110 kV transformers (Brasov, Dirste in Romania, Niš in Serbia), plus the outages of the 400 kV lines in Romania and the 220 kV lines in Albania and Serbia (Belgrade area). Most of the critical outages can be avoided by dispatching measures (rearrangement of power generation, network sectioning). An outage of any interconnection line in Southeast Europe does not lead to insecure operation.

#### 4.1.2 High load and import/export scenarios (import of 1 500 MW from UCTE and Ukraine)

Under the high load and export/import (1 500 MW from UCTE and Ukraine) scenarios the following was observed: the export/import of power in SEE in 2010, the load of interconnection lines and internal 400 kV and 220 kV branches (400 kV and 220 kV lines, 400/x kV and 220/x kV transformers) and the range of voltage fluctuation at all 400 kV and 220 kV nodes in SEE for the scenarios analysed.

Croatia's electric power system was observed under high load increase ( $P_{\max} = 3\,371$  MW) and the average hydrological conditions: 264 MW come in through Slovenian-Croatian border, 31 MW through Hungarian-Croatian border, 239 MW through Serbian-Croatian border, and 562 MW through Bosnian-Croatian border. In the scenario of the import of 1 500 MW from UCTE and Ukraine, 774 MW come in through Slovenian-Croatian border, 356 MW through Hungarian-Croatian border, 140 MW through Serbian-Croatian border, and 214 MW through Bosnian-Croatian border.

Under the conditions of high load and the import of 1 500 MW, the load of interconnection lines and internal branches rises, but under the conditions of full availability there is no overload of any interconnection line, whereas under the high load scenario 220/110 kV Fier transformers in Albania (102 % - 111 %  $S_n$ ) and two 220 kV lines in Romania are overloaded (Tg. Jiu - Paroseni and Urechesi - Tg. Jiu 1). Under both high load and export/import scenarios the voltage conditions were within the tolerated limits, except under the export/import scenario when several 400 kV and 220 kV nodes in the Bulgarian network have slightly increased voltages.

The security analysis according to the (n-1) criterion shows a longer list of critical outages under high load in the networks of Romania, Serbia and Albania. Under the conditions of the import of 1 500 MW, critical outages occur in Romania, Serbia and Albania, but their number is slightly lower than under the average hydrological conditions and a balanced SEE system.

## 4.2 Proračuni tokova snaga i analize sigurnosti za scenarije 2015. godine

### 4.2.1 Osnovni scenariji ovisni o hidrologiji (prosječna, suha, vlažna)

U scenarijima tržišnog angažmana elektrana tijekom planiranoga vršnog opterećenja elektroenergetskog sustava 2015. godine, razmatrana su: razmjena snage na području jugoistočne Europe ovisno o hidrološkim prilikama, uz uravnoteženu regiju (razmjena s okolnim sustavima jednaka nuli), te na očekivanoj konfiguraciji mreže 2015. godine, opterećenja interkonekcijskih vodova i internih grana 400 kV i 220 kV (vodovi 400 kV i 220 kV, transformatori 400/x kV i 220/x kV) te raspon naponskih prilika u svim čvorištima 400 kV i 220 kV na području jugoistočne Europe.

U pogledu EES Hrvatske, u stanju prosječne hidrologije 2015. godine kroz slovensko-hrvatsku granicu ulazi 304 MW, kroz mađarsko-hrvatsku 28 MW, srpsko-hrvatsku 301 MW te kroz bosansko-hrvatsku granicu 771 MW. U vlažnoj hidrologiji razmjene se mijenjaju, pa kroz slovensko-hrvatsku granicu ulazi 258 MW, kroz mađarsko-hrvatsku 9 MW u smjeru Mađarske, kroz srpsko-hrvatsku 246 MW, te bosansko-hrvatsku granicu 426 MW. U stanju suhe hidrologije u Hrvatsku ulazi 248 MW iz Slovenije, 199 MW iz Srbije i 733 MW iz Bosne i Hercegovine, a u Mađarsku se daje 94 MW.

Najveći broj interkonekcijskih vodova u regiji opterećen je manje od 50 % s obzirom na njihovu termičku granicu. Najopterećeniji interkonekcijski vod (> 50 %  $I_t$ ) je DV 220 kV Sarajevo 20 - Piva. Opterećenja internih grana 400 kV i 220 kV u najvećem se broju slučajeva kreću ispod polovice termičke granice vodova, odnosno prividne snage transformatora. Opterećenije su grane (> 80 %  $I_t$  ili  $S_n$ ):

- transformatori 220/110 kV Fier 2 (112 % - 125 %  $S_n$ ), 220/110 kV Elbassan (83 % - 90 %  $S_n$ ), 220/110 kV Fierze (83 % - 87 %  $S_n$ ) i 220/110 kV Tirana 2 (82 % - 84 %  $S_n$ ) u Albaniji, u svim analiziranim hidrološkim stanjima,
- transformatori 220/110 kV Fundeni u Rumunjskoj (81 % - 104 %  $S_n$ ), u svim analiziranim hidrološkim stanjima,
- transformatori 220/110 kV Beograd 3 u Srbiji (83 % - 98 %  $S_n$ ), u svim analiziranim hidrološkim stanjima,
- transformator 400/110 kV Ugljevik u BiH (80 % - 89 %  $S_n$ ), u svim analiziranim hidrološkim stanjima,
- transformator 400/220 kV Urechesti (98 % - 103 %  $S_n$ ) u Rumunjskoj, u stanju prosječne i vlažne hidrologije,
- transformator 220/110 kV Zrenjanin (81 % - 82 %  $S_n$ ) u Srbiji, u stanju prosječne i vlažne hidrologije,
- transformator 400/220 kV Iernut u Rumunjskoj (81 %  $S_n$ ) u stanju suhe hidrologije,

## 4.2 Calculation of power flows and security analyses under scenarios for 2015

### 4.2.1 Basic scenarios in terms of hydrological conditions (average, dry, wet)

Under the scenario of the market engagement of power plants during the planned peak load of the electric power system in 2015, the following was considered: the import/export within Southeast Europe depending on the hydrological conditions, with a balanced region (zero exchange with the neighbouring systems) and the expected network configuration in 2015; the load of the interconnection lines and 400 kV and 220 kV internal branches (400 kV and 220 kV lines, 400/x kV and 220/x kV transformers); and the voltage fluctuation range at all the 400 kV and 220 kV nodes in Southeast Europe.

Observing the power system of Croatia revealed that under the average hydrological conditions in 2015, 304 MW come in through Slovenian-Croatian border, 28 MW through Hungarian-Croatian border, 301 MW through Serbian-Croatian border, and 771 MW through Bosnian-Croatian border. Under the wet hydrological conditions export/import changes to allow 258 MW through Slovenian-Croatian border, 9 MW through Croatian-Hungarian border towards Hungary, 246 MW through Serbian-Croatian border, and 426 MW through Bosnian-Croatian border. Under the dry hydrological conditions 248 MW come into Croatia from Slovenia, 199 MW from Serbia and 733 MW from Bosnia-Herzegovina, whereas 94 MW are transmitted to Hungary.

Most of the interconnection lines in the region carry the load of less than 50 % in terms of their thermal limits. The most heavily loaded interconnection line (> 50 %  $I_t$ ) is the 220 kV Sarajevo 20-Piva line. The load of the internal 400 kV and 220 kV branches mostly stays below one half of the thermal limits of the lines i.e. the apparent power of transformers. Branches with greater load (> 80 %  $I_t$  or  $S_n$ ) are:

- 220/110 kV Fier 2 (112 % - 125 %  $S_n$ ), 220/110 kV Elbassan (83 % - 90 %  $S_n$ ), 220/110 kV Fierze (83 % - 87 %  $S_n$ ) and 220/110 kV Tirana 2 (82 % - 84 %  $S_n$ ) transformers in Albania, under all analysed hydrological conditions,
- 220/110 kV Fundeni transformers in Romania (81 % - 104 %  $S_n$ ), under all analysed hydrological conditions,
- 220/110 kV Belgrade 3 transformers in Serbia (83 % - 98 %  $S_n$ ), under all analysed hydrological conditions,
- 400/110 kV Ugljevik transformer in B&H (80 % - 89 %  $S_n$ ), under all analysed hydrological conditions,
- 400/220 kV Urechesti transformer in Romania (98 % - 103 %  $S_n$ ), under average and wet hydrological conditions,
- 220/110 kV Zrenjanin transformer in Serbia (81% - 82%  $S_n$ ), under average and wet hydrological conditions,



- transformator 400/220 kV Bucuresti Sud u Rumunjskoj (85%  $S_n$ ) u stanju vlažne hidrologije,
  - DV 220 kV RRashbull - Tirana 2 u Albaniji (88% - 90%  $I$ ) u svim analiziranim hidrološkim stanjima,
  - DV 220 kV Beograd 3 - Obrenovac u Srbiji (87% - 104 %  $I$ ) u svim analiziranim hidrološkim stanjima i
  - više DV 220 kV u Rumunjskoj.
- 400/220 kV lernut transformer in Romania (81%  $S_n$ ) under dry hydrological conditions,
  - 400/220 kV Bucuresti Sud transformer in Romania (85 %  $S_n$ ) under wet hydrological conditions,
  - 220 kV RRashbull - Tirana 2 line in Albania (88% - 90%  $I$ ) under all analysed hydrological conditions,
  - 220 kV Beograd 3 - Obrenovac line in Serbia (87% - 104 %  $I$ ) under all analysed hydrological conditions and
  - several 220 kV lines in Romania.

U različitim hidrološkim prilikama dolazi također do visokog opterećenja ili preopterećenja određenog broja 110 kV vodova u većini razmatranih zemalja.

Naponske se prilike u najvećem broju 400 kV i 220 kV čvorišta kreću unutar dopuštenih granica, a naponi su blago povišeni (> 420 kV) samo u jednom čvorištu u Bugarskoj (Maritsa East 400 kV) ako se proračuni izvode na očekivanoj topologiji mreže 2015. godine, koja uključuje nekoliko novih 400 kV interkonekcijskih vodova između Srbije i Makedonije (Niš - Skoplje), Kosova i Albanije (Kosovo B - V. Dejes) te Makedonije i Albanije (Bitolj - Zemlak). Proračuni na topologiji mreže iz 2010. godine koja ne uključuje spomenute interkonekcijske vodove pokazuju na preniske napone u pojedinim 400 kV (Elbassan, V. Dejes, Tirana 2) i 220 kV (Fier 2, Babice) čvorištima u Albaniji, pri čem se naponi u 400 kV mreži spuštaju do 367 kV, a u 220 kV mreži do 188 kV.

Analize (n-1) sigurnosti pokazuju da je u svim analiziranim hidrologijama 2015. godine moguć veći broj nesigurnih stanja prouzrokovanih ispadom pojedinih grana i preopterećenjima u mreži nego što je to u 2010. godini. Većina nesigurnih stanja događa se u internim mrežama Rumunjske, Albanije i Srbije. Većinu kritičnih ispada moguće je izbjeći dispječerskim mjerama (preraspodjela proizvodnje, sekcioniranje mreže). Ispad bilo kojeg interkonekcijskog voda na području jugoistočne Europe ne dovodi do nesigurnog pogona.

Usporedbom proračuna za 2015. godinu na očekivanoj topologiji mreže u 2015. godini i proračuna za 2015. godinu na topologiji mreže 2010. godine, primjećuje se pozitivan utjecaj planiranih interkonekcijskih vodova s obzirom na smanjenje gubitaka u regiji, te izbjegavanja određenih nesigurnih stanja, ponajprije u južnoj Srbiji i Albaniji. Planirane investicije u nove interkonekcije između Srbije, Makedonije, Kosova i Albanije ipak nisu ključne za potporu tržišnog angažmana elektrana u regiji.

#### 4.2.2 Dodatni scenariji ovisni o opterećenju (visoki porast opterećenja) i uvozu snage (uvoz 1 500 MW iz UCTE i Ukrajine)

U dodatnim scenarijima visokog opterećenja i uvoza 1 500 MW iz UCTE i Ukrajine razmatrana su: razmjene snage na području jugoistočne Europe 2015. godine, na očekivanoj topologiji mreže za razmatrani vremenski presjek, opterećenja interkonekcijskih vodova i internih grana 400 kV i 220 kV (vodovi 400 kV i

Under different hydrological conditions there is also a high load or an overload of a certain number of 110 kV lines in most of the countries observed.

The voltage fluctuation at most 400 kV and 220 kV nodes are within tolerated limits, with slightly increased voltages (>420 kV) at just one node in Bulgaria (Maritsa East 400 kV), when the calculations are performed for the expected network topology in 2015 which includes a number of new 400 kV interconnection lines between Serbia and Macedonia (Niš - Skopje), Kosovo and Albania (Kosovo B - V. Dejes) and Macedonia and Albania (Bitola - Zemlak). Calculations performed for the network topology in 2010 which does not include the aforementioned interconnection lines indicate too low voltages at individual 400 kV (Elbassan, V. Dejes, Tirana 2) and 220 kV (Fier 2, Babice) nodes in Albania, with the voltage in the 400 kV network falling to 367 kV, and in the 220 kV network to 188 kV.

Security analyses (n-1) show that under all the analysed hydrological conditions for the year 2015 a larger number of insecure conditions is possible, caused by the outage of individual branches and the network overload, then in 2010. Most insecure conditions occur in the internal networks of Romania, Albania and Serbia. Most of the critical outages can be avoided by dispatching measures (rearrangement of power generation, network sectioning). An outage of any interconnection line in Southeast Europe does not lead to insecure operation.

Comparing the calculation for the year 2015 and the expected network topology in 2015 with the calculation for the year 2015 and the network topology in 2010, there is a noticeable effect of the planned interconnection lines in terms of the reduction in losses within the region and the avoidance of insecure conditions, primarily in southern Serbia and in Albania. The planned investment in new interconnections between Serbia, Macedonia, Kosovo and Albania are not essential, though, to supporting market engagement of power plants in the region.

#### 4.2.2 High load and export/import (1 500 MW from UCTE and Ukraine) scenarios

Under the high load and import (1 500 MW from UCTE and Ukraine) scenarios the following was observed: the export/import of electricity in SEE in 2015, with the expected network topology for the period under scrutiny; the load of interconnection lines and internal 400 kV

220 kV, transformatori 400/x kV i 220/x kV) te raspon naponskih prilika u svim čvorištima 400 kV i 220 kV na području jugoistočne Europe za analizirane dodatne scenarije.

Promatran je EES Hrvatske pri visokom porastu opterećenja ( $P_{\max} = 4\,067$  MW) i stanju prosječne hidrologije; kroz slovensko-hrvatsku granicu ulazi 264 MW, kroz srpsko-hrvatsku 305 MW te kroz bosansko-hrvatsku 1 030 MW, a kroz mađarsko-hrvatsku granicu prolazi 151 MW u smjeru Mađarske. U scenariju uvoza 1 500 MW iz UCTE i Ukrajine kroz slovensko-hrvatsku granicu ulazi 829 MW, kroz mađarsko-hrvatsku 178 MW, srpsko-hrvatsku 175 MW te kroz bosansko-hrvatsku granicu 363 MW.

U situacijama visokog opterećenja i uvoza 1 500 MW povećavaju se opterećenja interkonekcijskih vodova i internih grana, no pri punoj raspoloživosti ne dolazi do preopterećenja niti jednog interkonekcijskog voda, a u scenariju visokog opterećenja preopterećuju su transformatori 220/110 kV Fier u Albaniji (126 % - 138 %  $S_n$ ), transformator 3 220/110 kV Elbassan u Albaniji (105 %  $S_n$ ), transformatori 400/220 kV Iernut (101 %  $S_n$ ), Urechesti (120 %  $S_n$ ), 220/110 kV Fundeni u Rumunjskoj (120 %  $S_n$ ), te tri voda 220 kV u Rumunjskoj (2x 220 kV Lotru - Sibiu, 220 kV Paroseni - Tg. Jiu, 220 kV Urechesti - Tg. Jiu 1) i jedan vod 220 kV u Albaniji (Rrashbull - Tirana 2).

Naponske prilike u dodatnim scenarijima nisu zadovoljavajuće zbog preniskih napona u dijelovima mreže Rumunjske i Albanije koji prijete mogućim slomom napona. Proračuni tokova snaga za analizirane dodatne scenarije na topologiji mreže 2010. godine nisu doveli do konvergentnih rješenja u prvom redu zbog sloma napona u Albaniji. Da bi se postiglo konvergentno rješenje, nužno je u model uključiti barem jedan od dvaju planiranih vodova 400 kV između Albanije i Kosova (Kosovo B - V. Dejes) ili Albanije i Makedonije (Zemlak - Bitolj), no naponske prilike su tada nezadovoljavajuće u Albaniji, Crnoj Gori, južnoj Srbiji i Rumunjskoj.

Analize sigurnosti prema (n-1) kriteriju pokazuju veći broj kritičnih ispada pri višoj stopi porasta opterećenja, a događaju se uglavnom u mrežama Rumunjske, Srbije i Albanije (slike 5, 6 i 7). I u situaciji uvoza 1 500 MW kritični su ispadi vezani za Rumunjsku, Srbiju i Albaniju. Kritični je ispad u Hrvatskoj je gubitak transformatora 400/110 kV u TS Žerjavinec, kada se paralelni transformator dovodi na granicu preopterećenja (100 %  $S_n$ ). To se događa zbog niskog angažmana TE-TO Zagreb (prema GTMax simulacijama), a utjecaj poprečne regulacije na transformatoru 400/220 kV nije ispitivan. U mreži Bosne i Hercegovine pojavljuje se također kritični ispad: gubitak DV 400 kV Tuzla - Banja Luka dovodi do preopterećenja transformatora 400/110 kV u Ugljevik (101 %  $S_n$ ).

and 220 kV branches (400 kV and 220 kV lines, 400/x kV and 220/x kV transformers); and the range of voltage fluctuation at all 400 kV and 220 kV nodes in SEE for the scenarios analysed.

Croatia's power system was observed under a high load increase ( $P_{\max} = 4\,067$  MW) and average hydrological conditions: 264 MW come in through Slovenian-Croatian border, 305 MW through Serbian-Croatian border, and 1 030 MW through Bosnian-Croatian border, whereas 151 MW come out through Hungarian-Croatian border towards Hungary. Under the scenario of importing 1 500 MW from UCTE and Ukraine 829 MW come in through Slovenian-Croatian border, 178 MW through Hungarian-Croatian border, 175 MW through Serbian-Croatian border, and 363 MW through Bosnian-Croatian border.

Under the conditions of high load and the import of 1 500 MW the load of interconnection lines and internal branches rises, but in the case of full availability there is no overload of any interconnection line, whereas under the high load scenario 220/110 kV Fier transformers in Albania (126 % - 138%  $S_n$ ), 220/110 kV Elbassan 3 transformer in Albania (105%  $S_n$ ), 400/220 kV Iernut (101%  $S_n$ ), Urechesti (120%  $S_n$ ), 220/110 kV Fundeni (120%  $S_n$ ) transformers in Romania, and three 220 kV lines in Romania (2x 220 kV Lotru - Sibiu, 220 kV Paroseni - Tg. Jiu, 220 kV Urechesti - Tg. Jiu 1) plus one 220 kV line in Albania (Rrashbull - Tirana 2) are overloaded.

The voltage fluctuation under the high load and export/import scenarios are not satisfying because of too low voltages in parts of the network in Romania and Albania threatening a possible voltage breakdown. Calculations of power flows for the scenarios analysed, with the network topology for 2010, did not lead to convergent solutions primarily because of the breakdown of the voltage in Albania. To arrive at a convergent solution it is necessary for the model to include at least one of the two scheduled 400 kV power lines between Albania and Kosovo (Kosovo B - V. Dejes) or between Albania and Macedonia (Zemlak - Bitola), but then the voltage conditions are unsatisfactory in Albania, Montenegro, southern Serbia and Romania.

Security analyses according to the (n-1) criterion show a greater number of critical outages at a higher load, mainly in the networks of Romania, Serbia and Albania (Figures 5, 6 and 7). Even in the case of importing 1 500 MW, critical outages are related to Romania, Serbia and Albania. A critical outage in Croatia involves the loss of the 400/110 kV transformer at the Žerjavinec substation, when the parallel transformer is at the verge of overload (100 %  $S_n$ ). This is happening because of the low engagement of the Zagreb combined heat and power plant (according to the GTMax simulations), whereas the effect of the cross regulation on 400/220 kV transformer was not examined. In the network of Bosnia-Herzegovina there was also a critical outage: the loss of the 400 kV Tuzla-Banja Luka line leads to the overload of the 400/110 kV transformer in Ugljevik (101 %  $S_n$ ).



**Slika 5**  
Kritične grane u Rumunjskoj s aspekta tržišnog angažmana elektrana jugoistočne Europe  
Figure 5  
Critical branches in Romania in terms of market engagement of SEE power plants



**Slika 6**  
Kritične grane u Albaniji s aspekta tržišnog angažmana elektrana jugoistočne Europe  
Figure 6  
Critical branches in Albania in terms of market engagement of power plants in SEE

Slika 7

Kritične grane u Srbiji  
s aspekta tržišnog  
angažmana elektrana  
jugoistočne Europe

Figure 7

Critical branches in  
Serbia in terms of market  
engagement of power  
plants in SEE



## 5 ZAKLJUČAK

U sklopu projekta REBIS što ga financira Europska komisija izrađena je studija izgradnje novih proizvodnih postrojenja na području jugoistočne Europe (eng. Generation Investment Study) u razdoblju od 2005. do 2020. godine. U studiji je određena potrebna izgradnja novih elektrana u izoliranom radu svakog sustava, u zajedničkom radu svih sustava te u sklopu regionalnog tržišta električne energije. Za određivanje potrebne izgradnje elektrana i simulaciju tržišta električne energije upotrijebljeni su programski paketi WASP i GTMax. U završnom (trećem) scenariju izgradnje i angažmana proizvodnih postrojenja na području jugoistočne Europe, isti su određeni s obzirom na ulogu i konkurentnost unutar tržišta električnom energijom.

Određeni broj reprezentativnih scenarija za 2010. i 2015. godinu, karakterističnih po vršnom opterećenju sustava i tržišnom angažmanu postojećih i novih elektrana, a ovisnih o hidrološkim prilikama, visini opterećenja i uvozu snage iz okolnih sustava, provjeren je s aspekta pogona i sigurnosti

## 5 CONCLUSION

Within the REBIS project funded by the European Commission a Generation Investment Study for SEE between 2005 and 2020 was prepared. The study determined the necessary construction of new power plants for the isolated operation of each particular system, for a combined operation of all the systems, and for the operation within the regional electricity market. To determine the necessary construction of power plants and the simulation of the regional electricity market, the WASP and GTMax software packages were used. In the final (third) scenario for the construction and engagement of generation facilities in SEE, the same were determined considering the role and competition within the electricity market.

A number of representative scenarios for 2010 and 2015, characteristic in terms of peak system loads and the market engagement of the existing and new power plants, and depending on hydrological conditions, the load level and the electricity import from the surrounding systems, were verified from the aspect of the operation and security of the transmission network in SEE. The purpose of such



pogona prijenosne mreže na području jugoistočne Europe. Svrha je tih analiza ocjenjivanje stanja izgrađenosti mreže i potrebnih investicija u mrežu radi omogućavanja tržišnog angažmana elektrana.

Analize su izvedene korištenjem programskog paketa PSS/E, na regionalnome modelu prijenosnog sustava jugoistočne Europe izrađenom u sklopu projekta SECI.

Spomenuta je studija iznimno važna jer će njezine rezultate uvažavati Europska komisija, svjetske financijske institucije i potencijalni investitori, vezano uz optimizaciju izgradnje elektrana u regionalnom okviru. Također je bitna činjenica da su to prvi proračuni koji su promatrali očekivano otvaranje tržišta električnom energijom na području jugoistočne Europe i simulirali tržišne odnose s aspekta proizvodnje i prijenosa električne energije.

Na temelju izvedenih proračuna generalno se izvode sljedeći zaključci:

- S obzirom na bilance (proizvodnja-potrošnja) svih sustava u jugoistočnoj Europi, očekuje se da će na budućem tržištu električne energije Albanija, Hrvatska, Makedonija i Crna Gora biti iznimno deficitarne zemlje, a BiH, Bugarska, Srbija i UNMIK bit će izrazito suficitarne zemlje. Rumunjska će biti pretežito deficitarna zemlja.
- U regiji će biti opravdano graditi nove nuklearne elektrane (NE Černavoda 2 i 3 u Rumunjskoj za referentnu stopu porasta potrošnje i opterećenja, te NE Belene u Bugarskoj pri visokoj stopi porasta potrošnje i opterećenja), termoelektrane na ugljen (TE Kolubara u Srbiji i TE Kosovo na Kosovu za referentnu stopu porasta potrošnje i opterećenja), kombinirane plinsko-parne elektrane (KTE 500 i KTE 300 MW u Hrvatskoj za referentnu stopu porasta potrošnje i opterećenja 2015. odnosno visoku stopu 2010. godine), termoelektrane-toplane (2x100 MW u Rumunjskoj) i hidroelektrane (HE Zhur na Kosovu te osam HE u Bosni i Hercegovini i u Crnoj Gori za visoku stopu porasta potrošnje i opterećenja).
- Prijenosna mreža na području jugoistočne Europe, s obzirom na očekivanu konfiguraciju 2010. i 2015. godine, neće u potpunosti omogućavati siguran pogon uz tržišni angažman elektrana pri vršnom opterećenju sustava.
- Kritični ispadi i preopterećenja (potencijalna mjesta zagušenja) nalaziti će se u internim mrežama Rumunjske, Albanije i Srbije (slike 5, 6 i 7). Određena pojačanja tih mreža bit će nužna radi omogućavanja tržišnog angažmana elektrana i sigurnog pogona sustava prema kriteriju neraspodivnosti jedne grane.
- Ni jedan detektirani kritični ispad nije vezan za postojeće i planirane interkonekcijske vodove

analyses is to evaluate the state of development of the network and the necessary investment in the network in order to enable the market engagement of power plants.

Analyses were conducted by using the PSS/E software package, on a regional model of the transmission system in SEE prepared within the framework of the SECI project.

The study mentioned is extremely important because its results will be recognized by the European Commission, international financial institutions and potential investors, in connection with the optimisation of the construction of power plants within the regional framework. It is also important to stress the fact that these are the first calculations that took into account the expected opening of the SEE electricity market and simulated market relations in terms of the generation and transmission of electricity.

On the basis of the calculations carried out, the following general conclusions can be drawn:

- Taking into account the balance (generation-consumption) in all the SEE systems, it is expected that on the future electricity market Albania, Croatia, Macedonia and Montenegro will have pronounced deficits, whereas B&H, Bulgaria, Serbia and UNMIK will have pronounced surpluses. Romania will mainly have deficit.
- In the region it will be justified to build new nuclear power plants (Cernavoda 2 and 3 in Romania to account for the reference rate of the increase in consumption and load, and Belene in Bulgaria to account for the high rate of the increase in the consumption and load), coal-fired thermoelectric power plants (Kolubara in Serbia and Kosovo in Kosovo to account for the reference rate of the increase in consumption and load), combined gas-steam power plants (CCPP 500 and CCPP 300 MW in Croatia to account for the reference rate of the increase in consumption and load in 2015, or the high rate of the increase in 2010), combined heat and power plants (2x100 MW in Romania) and hydroelectric power plants (Zhur in Kosovo and eight plants in Bosnia-Herzegovina and Montenegro for the high rate of the increase in consumption and load).
- The transmission network in SEE, considering the expected configurations for 2010 and 2015, will not completely enable secure operation under the conditions of market engagement of power plants at the peak system load.
- Critical outages and overloads (potential bottlenecks) will occur in the internal networks of Romania, Albania and Serbia (Figures 5, 6 and 7). Certain reinforcements of these networks will be necessary in order to enable the market engagement of power plants and a secure operation of the system under the conditions of non-availability of one branch.
- No detected critical outage was related to the existing and planned interconnection lines in the region, so the



- u regiji, pa će povezanost među različitim sustavima koji će sudjelovati u regionalnom tržištu električne energije biti zadovoljavajuća.
- Interkonekcijski vodovi 400 kV planirani za izgradnju između 2010. i 2015. godine (Skoplje/Makedonija - Vranje/Srbija; Kosovo B/UNMIK - V. Dejes/Albanija; Zemlak/Albanija - Bitolj/Makedonija) smanjuju gubitke u regiji i potpomažu sigurnost pogona s aspekta izbjegavanja sloma napona u Albaniji, ali ne otklanjaju kritične ispade i preopterećenja osim u južnoj Srbiji.
  - Ako se na odgovarajući način ne pojačaju interne mreže Rumunjske, Srbije i Albanije, bit će nužno preraspodjeljivati angažman elektrana i time odstupati od tržišnog angažmana, ili poduzeti odgovarajuće dispečerske mjere poput sekcioniranja mreže ili promjene uklopnog stanja (uobičajeno se provodi u Rumunjskoj, ponekad i u Srbiji).

U pogledu elektrana Hrvatske elektroprivrede i prijenosne mreže na području Hrvatske zaključuje se sljedeće:

- Unutar regionalnog tržišta električne energije Hrvatska će biti najveći uvoznik električne energije (deficit će se kretati do 1 450 MW).
- Termoelektrična postrojenja Hrvatske elektroprivrede (izuzevši TE Plomin 2 i NE Krško, te TE Plomin 1 do 2015. godine) neće biti konkurentna na tržištu električne energije. U svim ili većini scenarija tržišnog angažmana elektrana TE Rijeka, TE Sisak, termoelektrane-toplane u Zagrebu i Osijeku, KTE Jertovec i PTE Osijek izvan su pogona, ili su angažirane uz minimalnu snagu.
- U pogonu prijenosne mreže (opterećenja grana, naponske prilike pri vršnom opterećenju) na području Hrvatske uz tržišni angažman elektrana neće biti zagušenja s obzirom na moguće ispade 400 kV i 220 kV grana (ispadi vodova 110 kV izuzeti iz razmatranja).
- Jedini granični slučaj nezadovoljenja (n-1) kriterija u Hrvatskoj vezan je za ispad transformatora 400/110 kV Žerjavinec i preopterećenje paralelnog transformatora (100 %  $S_n$ ) u razmatranom vremenskom presjeku 2015. godine, pri prosječnoj hidrologiji i uvozu 1 500 MW iz smjera UCTE i Ukrajine (nizak angažman TE-TO i EL-TO Zagreb, preklopka poprečne regulacije transformatora 400/220 kV u Žerjavincu u položaju nula). U ostalim scenarijima nisu zabilježeni kritični događaji i preopterećenja u prijenosnoj mreži Hrvatske.

connection between different systems engaged in the regional electricity market will be satisfactory.

- The 400 kV interconnection lines planned to be built between 2010 and 2015 (Skopje/Macedonia -Vranje/Serbia; Kosovo B/UNMIK - V. Dejes/Albania; Zemlak/Albania - Bitola/Macedonia) reduce the losses in the region and support the operation security in terms of avoiding a voltage breakdown in Albania, but they do not eliminate critical outages and overloads, except in southern Serbia.
- If the internal networks of Romania, Serbia and Albania are not appropriately reinforced, it will be necessary to rearrange the power plant engagement and deviate from the market engagement, or to undertake appropriate dispatching measures such as network sectioning or changing the switching conditions (usually done in Romania, sometimes also in Serbia).

Concerning the power plants of the Croatian power utility and transmission network in Croatia, the following has been concluded:

- Within the regional electricity market, Croatia will be the biggest importer of electricity (deficit up to 1 450 MW).
- Thermoelectric facilities of the Croatian power utility (excluding Plomin 2 thermoelectric power plant and the Krško nuclear power plant, as well as Plomin 1 thermoelectric power plant by 2015) will not be competitive on the electricity market. Under all or most scenarios for the market engagement, the Rijeka thermoelectric power plant, the Sisak thermoelectric power plant, the combined heat and power plants in Zagreb and Osijek, the Jertovec combined gas-steam power plant and the Osijek gas-fired thermoelectric power plant are out of operation or participating with a minimum power.
- In the operation of the transmission network (branch load, voltage conditions at peak loads) in Croatia, the market engagement of power plants will cause no bottlenecks in terms of possible outages of the 400 kV and 220 kV branches (110 kV line outages are excluded from this consideration).
- The only border case of non-conformity with the (n-1) criterion in Croatia is related to the outage of the Žerjavinec 400/110 kV transformer and the overload of the parallel transformer (100 %  $S_n$ ) in 2015, under average hydrological conditions and with the import of 1 500 MW from UCTE and Ukraine (low engagement of the combined heat and power plants in Zagreb, with the switch of the cross regulation of the Žerjavinec 400/220 kV transformer set to zero position). Under other scenarios no critical events and overloads occurred in the Croatian transmission network.

---

## LITERATURA / REFERENCE

- [1] REBIS, GIS (draft version), PWC, MWH, ATKINS, March 2005
- [2] Development of The Interconnection of The Electric Power Systems of Seci Member Countries For Better Integration With European Systems: Project of Regional Transmission Network Planning, EKC, EIHP, NEK, ZEKC, 2002
- [3] BAJŠ, D., DIZDAREVIĆ, N., MAJSTROVIĆ, G., MAJSTROVIĆ, M., Dugoročno i kratkoročno planiranje prijenosne mreže Hrvatske elektroprivrede (Razvoj prijenosne mreže do 2010. godine), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2003.

---

Uredništvo primilo rukopis:  
2005-04-04

Manuscript received on:  
2005-04-04

Prihvaćeno:  
2006-01-11

Accepted on:  
2006-01-11

# UPUTE AUTORIMA

## UPUTSTVO ZA RUKOPIS

1. Časopis Energija objavljuje članke koji do sada nisu objavljeni u nekom drugom časopisu.
2. Radovi se pišu na hrvatskom ili engleskom jeziku, u trećem licu, na jednoj stranici papira, počinju s uvodom i završavaju sa zaključkom, u dvostrukom proredu i s dostatnim marginama. Stranice se označavaju uzastopnim brojevima.
3. Radovi u pravilu ne mogu biti dulji od 14 stranica časopisa Energija (oko 9000 riječi).
4. Ime i prezime autora, znanstvena ili stručna titula, naziv i adresa tvrtke u kojoj autor radi i e-mail adresa navode se odvojeno.
5. Iznad teksta samoga rada treba biti sažetak od najviše 250 riječi. Sažetak treba biti zaokružena cjelina razumljiva prosječnom čitatelju izvan konteksta samoga rada. Nakon sažetka navode se ključne riječi.
6. Članci se pišu u Word-u sa slikama u tekstu ili u posebnim file-ovima u tiff formatu, 1:1, rezolucije namanje 300 dpi.
7. Članci se pišu bez bilješki na dnu stranice.
8. Matematički izrazi, grčka slova i drugi znakovi trebaju biti jasno napisani s dostatnim razmacima.
9. Literatura koja se koristi u tekstu navodi se u uglatoj zagradi pod brojem pod kojim je navedena na kraju članka. Korištena literatura navodi se na kraju članka redom kojim je spomenuta u članku. Ako rad na koji se upućuje ima tri ili više autora, navodi se prvi autor i potom et al. Nazivi časopisa se navode u neskrćenom obliku.

### Časopis

[1] FRAZIER, L., FODOR, J. D., *The sausage machine: A new two-stage parsing model. Cognition*, 6 (1978), 291- 325

### Knjiga

[5] NAGAO, M., *Knowledge and Inference. Academic Press, Boston, 1988.*

### Referat

[7] WATROUS, R. L., SHASTRI, L., *Learning phonetic features using connectionist networks: An experiment in speech recognition. Presented at the Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, (1987) San Diego, CA*

### Neobjavljeno izvješće/teza

[10] ROZENBLIT, J. W., *A conceptual basis for model-based system design. PhD Thesis, Wayne State University, Detroit, Michigan, 1985.*

10. Članak je prihvaćen za objavljivanje ako ga pozitivno ocijene dva stručna recenzenta. U postupku recenzije članci se kategoriziraju na sljedeći način:
  - izvorni znanstveni članci - radovi koji sadrže do sada još neobjavljene rezultate izvornih istraživanja u potpunom obliku,
  - prethodna priopćenja - radovi koji sadrže do sada još neobjavljene rezultate izvornih istraživanja u preliminarnom obliku,
  - pregledni članci - radovi koji sadrže izvoran, sažet i kritički prikaz jednog područja ili njegova dijela u kojem autor i sam aktivno sudjeluje - mora biti naglašena uloga autorovog izvornog doprinosa u tom području u odnosu na već objavljene radove, kao i pregled tih radova,
  - stručni članci - radovi koji sadrže korisne priloge iz struke i za struku, a ne moraju predstavljati izvorna istraživanja.
11. Članci se lektoriraju i provodi se metrološka recenzija.
12. Članci se dostavljaju u elektroničkom obliku i 1 primjerak u tiskanom obliku na adresu:  
**HEP d.d. - Energija**  
**N/r tajnika Uredivačkog odbora - mr. sc. Slavica Barta-Koštrun**  
**Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska**  
**Tel.: +385 (1) 632 2641**  
**Faks: +385 (1) 617 0438**  
**e-mail: slavica.barta@hep.hr**

## KOREKTURA I AUTORSKI PRIMJERC

1. Autori su dužni izvršiti korekturu svoga rada prije objavljivanja. Veće promjene teksta u toj fazi neće se prihvatiti.
2. Autori dobivaju besplatno 5 primjeraka časopisa u kojemu je objavljen njihov članak. Naknada za objavljeni članak obračunava se prema Odluci o visini autorskih honorara časopisa Energija.

## AUTORSKO PRAVO

1. Autorsko pravo na sve objavljene materijale ima časopis Energija.
2. Autori moraju telefaksom dostaviti popunjeni obrazac o autorskom pravu nakon prihvaćanja članka.
3. Autori koji žele koristiti materijale koji su prethodno objavljeni u časopisu Energija trebaju se obratiti izdavaču.

---

## MANUSCRIPTS

---

1. Energija journal publishes articles never before published in another periodical.
2. Articles are written in Croatian or English, in the third person, on one paper side, beginning with an introduction and ending with a conclusion, with double line spacing and adequate margins. Pages are numbered consecutively.
3. As a rule articles cannot exceed 14 pages of the Energija journal (about 9000 words).
4. The name of the author and his/her academic title, the name and address of the company of the author's employment, and e-mail address, are noted separately.
5. The text of the article is preceded by a summary of max. 250 words. The summary is a rounded off whole comprehensible to an average reader apart from the context of the article. The summary is followed by the listing of the key words.
6. Articles are written in MS Word with pictures embedded or as separate TIFF files, 1:1, min. 300 dpi.
7. Articles are written without bottom-of-page footnotes.
8. Mathematical expressions, Greek letters and other symbols must be clearly written with sufficient spacing.
9. The sources mentioned in the text of the article are only to be referenced by the number under which it is listed at the end of the article. References are listed at the end of the article in the order in which they are mentioned in the text of the article. If a work referenced has three or more authors, the first author is mentioned followed by the indication et al. Names of journals are given in full.

### *Journal*

[1] FRAZIER, L., FODOR, J. D., **The sausage machine: A new two-stage parsing model.** *Cognition*, 6 (1978), 291-325

### *Book*

[5] NAGAO, M., **Knowledge and Inference.** Academic Press, Boston, 1988.

### *Conference paper*

[7] WATROUS, R. L., SHASTRI, L., **Learning phonetic features using connectionist networks: An experiment in speech recognition.** Presented at the Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, (1987) San Diego, CA

### *Unpublished report/theses*

[10] ROZENBLIT, J. W., **A conceptual basis for model-based system design.** PhD Thesis, Wayne State University, Detroit, Michigan, 1985.

10. An article will be accepted for publication if it is positively evaluated by two professional reviewers. In the review, articles are categorised as follows:
  - original scientific articles - works containing hitherto unpublished full results of original research,
  - preliminary information - works containing hitherto unpublished preliminary results of original research,
  - review articles - works containing the original, summarized and critical review from the field or from a part of the field in which the author of the article is himself/herself involved - the role of the author's original contribution to the field must be noted with regard to already published works, and an overview of such works provided,
  - professional articles - works containing useful contributions from the profession and for the profession, not necessarily derived from original research.
11. Articles will undergo language editing and metrological reviews.
12. Articles are to be submitted in a machine-readable form plus one printout to the following address:  
**HEP d.d. - Energija**  
**N/r tajnika Uređivačkog odbora - mr. sc. Slavica Barta-Koštrun**  
**Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia**  
**Tel.: +385 (1) 632 2641**  
**Fax: +385 (1) 617 0438**  
**e-mail: slavica.barta@hep.hr**

## CORRECTIONS AND FREE COPIES FOR AUTHORS

1. Authors are required to make the corrections in their works prior to publication. Major alterations of the text at the stage of publication will not be accepted.
2. Authors will receive free of charge 5 copies of the Journal in which their respective articles appear. The fee for an article published will be calculated in accordance with the Decision on the Fees for the Authors of the Energija journal.

---

## COPYRIGHT

1. The copyright on all the materials published belongs to the Energija journal.
  2. Authors must fax in a filled out copyright form when their articles have been accepted.
  3. Authors wishing to use the materials published in the Energija journal need to contact the publisher.
- 

# INSTRU- CTIONS TO AUTHORS





Čista energija  
Clean Energy





