

# ENERGIA

**JOURNAL  
OF ENERGY**

## IZDAVAČ

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

## ZA IZDAVAČA

Mr. sc. Ivan Mravak

## POMOĆ U IZDAVANJU

Ministarstvo znanosti, obrazovanja i športa

## UREĐIVAČKI SAVJET

Mr. sc. Kažimir Vrankić (predsjednik), Zagreb - doc. dr. sc. Ante Čurković, Zagreb - prof. dr. sc. Danilo Feretić, Zagreb - prof. 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 - doc. dr. sc. Mladen Zeljko, Zagreb

## UREĐIVAČKI ODBOR

Glavni urednik – Nikola Bruketa, dipl. ing., Zagreb  
Glavni tajnik – mr. sc. Slavica Barta-Koštrun, Zagreb  
Lektor – Šimun Čagalj, prof., Zagreb  
Metrološka recenzija – Dragan Borojević, dipl. ing., Zagreb  
Prijevod – Hrvatsko društvo znanstvenih i tehničkih prevoditelja – Prevoditeljski centar, Zagreb

## UREDNIŠTVO I UPRAVA

HEP d.d. - Energija  
Uređivački 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 56(2007)  
Zagreb, 2007  
Broj 4., str. 393–520

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

## 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 - Prof Drago Jakovčević, PhD, Zagreb - Vitomir Komen, MSc, Rijeka - Prof Slavko Krajcar, PhD, Zagreb - Prof Siniša Petrović, PhD, Zagreb - Goran Slipac, MSc, Zagreb - Assistant Prof Mladen Zeljko, PhD, Zagreb

## EDITORIAL BOARD

Editor-in-Chief – Nikola Bruketa, dipl. ing., Zagreb  
Secretary – Slavica Barta-Koštrun, MSc, Zagreb  
Language Editor – Šimun Čagalj, prof., Zagreb  
Metrology – Dragan Borojević, dipl. ing., 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 giro 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 56(2007)  
Zagreb, 2007  
No 4., pp. 393–520

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

## SADRŽAJ

*Bogdan, Ž., Živković, S. A., Dokmanović, V., Merić, J.,*  
TEHNOLOGIJE ČISTOG UGLJENA U STRATEGIJI RAZVOJA  
ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA  
(pregledni članak)

*Sprčić, P., Krajcar, S.,*  
PRIMJENA IZVEDENICA U UPRAVLJANJU CJENOVNIM  
RIZIKOM U ENERGETSKIM KOMPANIJAMA  
(pregledni članak)

*Ilić, I., Maljković, Z., Gašparac, I., Pavlica, M., Ilić-Zubović, D.,*  
*Jarić, V., Višković, A., Belobrajčić, R.,*  
PRIMJER PROVEDBE ALGORITMA IZRADE KORISNIČKE  
POGONSKE KARTE HIDROAGREGATA  
(izvorni znanstveni članak)

*Mužinić, F., Škrlec, D.,*  
MODELIRANJE PROJEKTNIH RIZIKA U RAZVOJU PROJEKTA  
VJETROELEKTRANE  
(izvorni znanstveni članak)

## CONTENTS

*Bogdan, Ž., Živković, S. A., Dokmanović, V., Merić, J.,*  
CLEAN COAL TECHNOLOGIES IN THE STRATEGIC  
DEVELOPMENT OF THE ELECTRICAL ENERGY SYSTEM  
(review article)

*Sprčić, P., Krajcar, S.,*  
THE APPLICATION OF DERIVATIVES BY ENERGY COMPANIES IN  
PRICE RISK MANAGEMENT  
(review article)

*Ilić, I., Maljković, Z., Gašparac, I., Pavlica, M., Ilić-Zubović, D.,*  
*Jarić, V., Višković, A., Belobrajčić, R.,*  
AN EXAMPLE OF APPLYING ALGORITHM TO CREATE THE APQ  
OF A HYDROGENERATOR-TURBINE UNIT  
(original scientific article)

*Mužinić, F., Škrlec, D.,*  
MODELING PROJECT RISKS IN THE DEVELOPMENT OF A WIND  
POWER PLANT PROJECT  
(original scientific article)

398-431

432-455

456-489

490-517



Časopis je objavljen u Ministarstvu znanosti, obrazovanja i sporta pod brojem 161 od 12.11.1992.

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

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

The magazine 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 Eastern 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,**

stanje u energetici jugoistočne Europe može se prosuđivati na razini aktualne situacije, ali jednako tako i na razini višegodišnjih trendova. Aktualno stanje je opterećeno brojnim otvorenim pitanjima i izaziva zabrinutost zbog kašnjenja u pronalaženju pravih rješenja. Međutim, promatramo li događaje u energetici u višegodišnjem razdoblju, evidentan je značajan razvoj koji pretvara energetiku jugoistočne Europe u vrlo propulzivnu gospodarsku djelatnost s visokom razinom međunarodne participacije.

Na području energetike jugoistočne Europe svjedoci smo trajnog napretka u širenju načela i prakse energetske politike Europske unije i na taj dio Europe. Pojmovi kao što su: jedinstvena energetska politika, tržišno natjecanje, prava kupaca na izbor dobavljača, zaštita okoliša, obnovljivi izvori energije i sl. postaju dio svakodnevne prakse, premda su još prije svega nekoliko godina izazivali čuđenje i skepticizam.

Republika Hrvatska vrlo intenzivno sudjeluje u tim procesima. Hrvatska ima pravni okvir za funkcioniranje energetike prema načelima Europske unije. Energetske tvrtke su organizirane na način koji omogućuju tržišno natjecanje. Tržište električne energije je otvoreno za sve potrošače iz kategorije gospodarstvo, a sredinom iduće godine otvorit će se i za kategoriju domaćinstvo. Posebno značajan doprinos Republike Hrvatske za funkcioniranje energetike jugoistočne Europe i šire su velika ulaganja u interkonektivne kapacitete električne i plinske mreže.

Časopis Energija nastoji pratiti spomenute razvojne procese izborom objavljenih članaka. Činimo to na određeni način i s Energijom 4/2007. u kojoj objavljujemo sljedeće članke:

- Tehnologije čistog ugljena u strategiji razvoja elektroenergetskog sustava,
- Primjena izvedenica u upravljanju cjenovnim rizikom u energetske kompanijama,
- Primjer provedbe algoritma izrade korisničke pogonske karte hidroagregata i

### **Dear Readers,**

The state of energetics in Southeastern Europe can be assessed in terms of the current situation as well as trends over a number of years. The current situation is complicated by numerous open questions and concerns due to delays in finding suitable solutions. However, when we consider the events in energetics over a period of several years, significant developments are evident that are transforming the energetics of Southeastern Europe into a highly propulsive economic activity with extensive international participation.

In the field of energetics, we are witnessing lasting progress in the adoption of the principles and practices of the energy policies of the European Union for Southeastern Europe. Concepts such as a uniform energy policy, market competition, consumers rights to choose suppliers, environmental protection, renewable energy sources etc. are becoming part of daily practice, although only a few short years ago they aroused astonishment and skepticism.

The Republic of Croatia is participating in these processes with considerable intensity. Croatia has established the legal framework for energetics to function according to the principles of the European Union. Power companies are organized in a manner that promotes market competition. The electricity market is open to all consumers from the commercial category and in the middle of next year it will also be open to the household category. The Republic of Croatia has made a particularly significant contribution to the functioning of the energetics of Southeastern Europe and beyond through major investments in interconnective facilities for the electricity and gas networks.

The journal Energija has endeavored to keep abreast of these developments in the selection of articles for publication. In Issue 4/2007, we present the following:

- Clean Coal Technologies in the Strategic Development of the Electrical Energy System,
- The Application of Derivatives by Energy Companies in Price Risk Management,

- Modeliranje projektnih rizika u razvoju projekta vjetroelektrane.

Prvi članak u ovom broju časopisa posvećen je temi uporabe ugljena za proizvodnju električne energije. To je veoma važna tema kojom se treba baviti bez predrasuda, ukazujući otvoreno na prednosti i mane takve energetske opcije. Članak obrazlaže razvoj tehnologija čistog ugljena koje bi trebale omogućiti korištenje ugljena na ekološki prihvatljiv način.

Sljedeći članak bavi se temom upravljanja cjenovnim rizicima, što je nezaobilazna okolnost u tržišnim uvjetima poslovanja elektroprivrednih i ostalih energetske poduzeća. U članku su elaborirani modaliteti upravljanja rizicima, a na primjeru 44 tvrtke članice EFET-a statističkom obradom dokazana je hipoteza o povezanosti veličine poduzeća s razinom uporabe postupaka za upravljanje rizicima.

Treći članak predstavlja nastavak članka iz Energije 2/2007. Teoretske postavke iz tog prvog članka konkretiziraju se na primjeru hidroagregata u HE Vinodol, za koji su provedena mjerenja i proračunata je korisnička pogonska karta. Precizno utvrđivanje graničnih mogućnosti hidroagregata kroz pogonsku kartu izvor je komparativne prednosti u tržišnom natjecanju.

Posljednji objavljeni članak u ovom broju časopisa je još jedan doprinos boljem ovladavanju problematike izgradnje vjetroelektrana. Polazeći od dobro strukturiranih aktivnosti na pripremi izgradnje i izgradnji vjetroelektrana, predložen je model za kvalitativnu i kvantitativnu analizu rizika. Primjena modela je demonstrirana na konkretnom primjeru.

Članke u ovom broju časopisa Energija potpisuje šesnaest autora. Autori su iz sveučilišne zajednice i iz prakse što je, vjerujem, rezultiralo vrlo interesantnim člancima.

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

- An Example of Applying Algorithm to Create the APQ of a Hydrogenerator-Turbine Unit, and
- Modeling Project Risks in the Development of a Wind Power Plant Project.

The first article in this issue is devoted to the use of coal for the production of electrical energy. This is a very significant topic which should be approached without prejudice, weighing both the advantages and disadvantages of such an energy option. The article explains the development of clean coal technologies, which should make it possible to use coal in an ecologically acceptable manner.

The next article concerns the topic of price risk management, which is essential under the market operating conditions of electrical companies and other energy enterprises. The article discusses modalities for risk management, based upon a sample of forty-four members of the European Federation of Energy Traders (EFET). Through statistical analysis, a hypothesis has been confirmed regarding the correlation between the size of a company and the level of risk management practiced.

The third article is a continuation of an article from Energija 2/2007. The theoretical postulates from the previous article are applied to the example of a hydrogenerator-turbine unit at the Vinodol HPP. Measurements were performed and the actual PQ diagram was calculated. The precise determination of the limit values of a hydrogenerator-turbine unit using a PQ diagram provides comparative advantages under conditions of market competition.

The last article in this issue is another contribution to overcoming difficulties in building wind power plants. Starting from well structured preparatory activities and the construction of wind power plants, a model is proposed for qualitative and quantitative risk analysis and applied to a concrete example.

The highly interesting articles in this issue of the journal Energija were signed by sixteen authors representing both academia and industry.

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

# TEHNOLOGIJE ČISTOG UGLJENA U STRATEGIJI RAZVOJA ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA CLEAN COAL TECHNOLOGIES IN THE STRATEGIC DEVELOPMENT OF THE ELECTRICAL ENERGY SYSTEM

Prof. dr. sc. Željko Bogdan, Sveučilište u Zagrebu,  
Fakultet strojarstva i brodogradnje, Ivana Lučića 5, 10000 Zagreb, Hrvatska  
Prof. dr. sc. Stanislav-Anto Živković, Sveučilište u Zagrebu,  
Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Pierottijeva 6, 10000 Zagreb, Hrvatska  
Vladimir Dokmanović, dipl.ing., EKO Energetski konzalting,  
Martićeva 8, 10000 Zagreb, Hrvatska  
Jusuf Merić, dipl. ing, Elektroprivreda Bosne i Hercegovine,  
Vilsonovo šetalište 15, 71000 Sarajevo, Bosna i Hercegovina

Opisane su tehnologije čistog ugljena kojima je moguće smanjiti ili sasvim izbjeći emisije CO<sub>2</sub> i ostalih štetnih tvari u atmosferu. Zbog utjecaja na klimatske promjene posebna je pažnja posvećena mogućnostima odvajanja i skladištenja CO<sub>2</sub>. Procijenjena je ekonomska isplativost takvih postupaka temeljem razvojnih projekata koji se provode u svijetu. Dan je prikaz suvremenih termoelektrana na kamenu i smeđi ugljen koje su u fazi razvoja/izgradnje, a koriste tehnologije čistog ugljena. Napravljen je osvrt na Strategiju energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine i utvrđeno da se sigurnost opskrbe električnom energijom u Republici Hrvatskoj može ostvariti samo oslanjanjem na raznorodne izvore primarne energije: plin, ugljen, nuklearnu energiju i obnovljive izvore. Udjele pojedinih energenata u proizvodnji električne energije treba neprekidno preispitivati uzimajući u obzir svjetska kretanja i vlastite razvojne mogućnosti.

Clean coal technologies are described, through which it is possible to reduce or completely eliminate emissions of CO<sub>2</sub> and other pollutants into the atmosphere. Due to the impact on climate change, particular attention has been devoted to the possibility of the capture and sequestration of CO<sub>2</sub>. The profitability of such procedures has been evaluated, based upon development projects being conducted around the world. Modern stone coal-fired and brown coal-fired thermoelectric power plants using clean coal technology in the development/construction phase are presented. A review has been presented of the Energy sector development strategy of the Republic of Croatia for the period until the year 2030 and it has been determined that the security of the electrical energy supply in the Republic of Croatia can only be achieved by relying upon primary energy sources: gas, coal, nuclear energy and renewable sources. The percentage of individual energy source in the production of electrical energy should be constantly reassessed, taking world trends and the country's developmental potentials into account.

**Ključne riječi:** geološko skladištenje CO<sub>2</sub>, moderne ugljene termoelektrane, svjetsko tržište ugljena, tehnologije čistog ugljena

**Key words:** clean coal technologies, modern coal-fired thermoelectric power plants, sequestration of CO<sub>2</sub>, world coal market



## 1 UVOD

Ugljen je u svijetu najizdašnije i široko rasprostranjeno fosilno gorivo. Otprilike 23 % potreba za primarnom energijom te 39 % za električnom energijom namiruje se iz ugljena. Međunarodna energetska agencija (IEA) očekuje povećanje potrošnje ugljena od 43 % u vremenu od 2000. do 2020. godine [1].

Izgaranjem ugljena proizvodi se i ispušta u atmosferu oko 9 milijardi tona CO<sub>2</sub>, a 70 % od tog iznosa odnosi se na proizvodnju električne energije. Neke druge procjene govore da na proizvodnju električne energije otpada jedna trećina od ukupno preko 25 milijardi tona svjetskih emisija CO<sub>2</sub>.

Nove tehnologije čistog ugljena razvijaju se s ciljem da se omogući korištenje golemih svjetskih rezervi ugljena bez doprinošenja globalnom zatopljenju. Budući da ima mnogo elektrana na ugljen čiji vijek trajanja istječe u bliskoj budućnosti, njihovom zamjenom otvara se prostor za proizvodnju čiste električne energije. Uz nuklearne elektrane i korištenje obnovljivih energetskih izvora, nada za čistu električnu energiju nazire se kroz tehnologije čistog ugljena u čije se istraživanje i razvoj ulažu golemo sredstva i napor. Pojam čisti ugljen u užem smislu odnosi se na ugljen očišćen od primjesa. Pojam tehnologije čistog ugljena u ovom članku obuhvaća i postupke kojima se uz smanjenja emisije drugih štetnih plinova u atmosferu smanjuje i emisija CO<sub>2</sub>.

## 1 INTRODUCTION

Coal is the most abundant and widely distributed fossil fuel in the world. Approximately 23 % of primary energy needs and 39 % of electrical energy needs are met by coal. The International Energy Agency (IEA) anticipates a 43 % increase in coal consumption from the year 2000 to 2020 [1].

Coal combustion produces and releases into the atmosphere approximately 9 billion tons of CO<sub>2</sub>, of which 70 % is from the production of electrical energy. Other estimates state that one third of the total 25 billion tons of CO<sub>2</sub> emissions in the world come from the generation of electrical energy.

New clean coal technologies are being developed with the goal of utilizing the enormous world coal reserves without contributing to global warming. Since there are many coal-fired power plants that will reach the end of their operational lifetimes in the near future, their replacement provides an opportunity for the production of clean electrical energy. Together with nuclear power plants and harnessing renewable energy sources, hope for clean electrical energy is seen through clean coal technologies, in which considerable funding and efforts are being invested for research and development. The concept of clean coal in the narrow sense refers to coal that has been cleansed of a variety of wastes. The concept of clean coal technology in this article also includes procedures for reducing the emissions of CO<sub>2</sub> and other harmful gases into the atmosphere.



## 2 UGLJEN

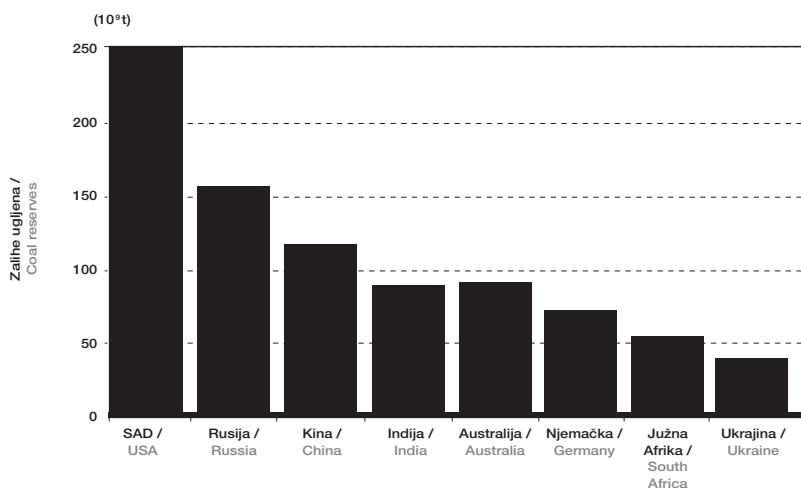
Ugljen je fosilno gorivo nastalo tijekom geološkog razvoja Zemlje. Izmjena organske tvari i njeno pretvaranje u ugljen (treset, lignit, smeđi ugljen, kameni ugljen, poluantracit i antracit, a u određenim slučajevima i u grafit), događa se pod utjecajem specifičnih bioloških, fizičko-kemijskih i geoloških čimbenika. Suštinu procesa ugljenifikacije (karbonifikacije), predstavlja progresivno obogaćivanje ugljikom i sve veće osiromašenje kisikom. Po nastanku ugljena mogu se klasificirati na humusne, sapropelne i liptobiolite [2], a primjenu u energetici nalaze humusni ugljeni. Oko 70 % termoenergetskih postrojenja loženih ugljenom upotrebljavaju kameni ugljen, a ostala koriste smeđi ugljen i lignit. Kameni ugljeni se dijele u tri podskupine [2]:

- plinski ugljeni sa sadržajem hlapljivih tvari 35 % – 50 %,
- srednji ugljeni sa sadržajem hlapljivih tvari 19 % – 35 %,
- mršavi ugljeni sa sadržajem hlapljivih tvari 10 % – 19 %.

Ovisno o vremenu nastanka i zemljopisnom podrijetlu, ugljeni nose karakteristike bitne za sposobnost skladištenje i izbor kotlovskeg postrojenja.

### 2.1 Zalihe kamenog ugljena u svijetu

Procjenjuje se da postoji oko 1 000 milijardi tona registriranih zaliha ugljena u čitavom svijetu (slika 1).



Ugljen se može naći na svakom kontinentu, u više od 50 zemalja (tablica 1).

## 2 COAL

Coal is a fossil fuel that was formed during the geological development of the Earth. The replacement of organic substances and their transformation into coal (peat, lignite, brown coal, stone coal, semi-anthracite and anthracite, and graphite in certain cases) occurred under the influence of specific biological, physiochemical and geological factors. The essence of the process of carbonification is the progressive enrichment with carbon and the depletion of oxygen. According to origin, we can classify coal into humus, sapropelne and liptobiolite [2], and humus coals have applications in energetics. Approximately 70 % of all thermal coal-fired energy plants use stone coal, and the others use brown coal and lignite. We divide stone coal into three subgroups [2]:

- gas coals with 35 % – 50 % volatile matter,
- average coals with 19 % – 35 % volatile matter,
- meager coals with 10 % – 19 % volatile matter.

Depending upon the time and geography of origin, coals have characteristics essential for storage and the choice of boiler plants.

### 2.1 Stone coal reserves in the world

It is estimated that there are approximately 1000 billion tons of registered coal reserves throughout the world, Figure 1.

**Slika 1**  
Zemlje s najvećim rezervama ugljena, 2003.  
**Figure 1**  
Countries with the largest coal reserves, 2003

Coal can be found on every continent, in more than 50 countries, Table 1.

Tablica 1 – Rezerve ugljena s regionalnim udjelima [3]  
Table 1 – Coal reserves according to region [3]

Regije / Regions	Rezerve ugljena s regionalnim udjelima (na kraju 2003. godine) / Coal reserves according to region (late 2003) (%)
Europa i Euroazija / Europe and Eurasia	36
Azija i Pacifik / Asia and the Pacific	30
Sjeverna Amerika / North America	26
Afrika / Africa	6
Južna i Centralna Amerika / South and Central America	2
Srednji Istok / Middle East	< 1

Procjenjuje se da ugljena ima dovoljno za sljedećih 200 godina [4], što bi se moglo još produžiti zbog brojnih razvojnih dostignuća:

- otkrića novih zaliha ugljena zahvaljujući postojećim i poboljšanim metodama istraživanja,
- dostignuća u tehnikama rudarenja, koje će omogućiti korištenje danas neisplativih zaliha.

## 2.2 Karakteristike kamenog ugljena koji se koristi u proizvodnji električne energije

Svojstva energetskog ugljena nisu standardizirana sa stanovišta energetskih postrojenja, ali se obično (poželjno) kreću u intervalima prema tablici 2. Granične vrijednosti su dobivene dugogodišnjom statističkom obradom energetskog ugljena na više desetaka termoenergetskih postrojenja.

It is estimated that there is enough coal for the next 200 years [4], which could still be extended due to numerous developmental achievements:

- the discovery of new coal reserves, owing to existing and improved prospecting methods,
- achievements in mining techniques, that permit the utilization of reserves that are presently not profitable.

## 2.2 Characteristics of the stone coal used in the production of electrical energy

The properties of coal used in energy production are not standardized from the aspect of energy plants but generally (desirably) range within the intervals presented in Table 2. The limit values have been obtained through many years of the statistical processing of the coal used in energy production at several dozen thermal energy plants.

Tablica 2 – Okvirne (granične) vrijednosti energetske ugljena [5]  
 Table 2 – Approximate (limit) values of coal used in energy production [5]

Parametri ugljena / Coal parameters	Poželjna vrijednost / Desirable value	Granična vrijednost / Limit value
<b>UGLJEN / COAL</b>		
Toplinska vrijednost / Thermal value (MJ/ kg):		
– gornja / upper	što veća / as high as possible	–
– donja / lower	što veća / as high as possible	–
Tehnička analiza / Technical analysis:		
– ukupna vlaga (ds) / total moisture (ds) (%)	4 – 8	maksimalno / maximum 12
– površinska vlaga / surface moisture (%)		
– sadržaj pepela (ps) / ash content (cdc) (%)	što manji / as low as possible	maksimalno / maximum 15 – 20
– sadržaj hlapljivih tvari (ps) / volatile matter content (cdc) (%)	20 – 35	minimalno / minimum 20
– ukupni sumpor / total sulfur (%)	što manji / as low as possible	0,5 – 1
– oblici sumpora / sulfur forms		
Elementarna analiza / Elementary analysis:		
– dušik (gt) / nitrogen (cm) (%)	što manji / as low as possible	0,8 – 1,1
– klor (ps) / chlorine (cdc) (%)	što manji / as low as possible	maksimalno / maximum 0,1 – 0,3
– kisik / oxygen (%)		
– vodik / hydrogen (%)		
– hardgroverov indeks meljivosti / Hardgrove Grindability Index (HGI)	što veći / as high as possible	minimalno / minimum
– maksimalna veličina komada / maximum piece size (mm)	50	45 – 35
– udio čestica manjih od 0,5 mm / percentage of particles smaller than 0,5 mm (%)	maksimalno / maximum 15	40 – 130
<b>PEPEO / ASH</b>		
Analiza pepela (težinski udjeli) / Ash analysis (by weight) (%):		
– silicijev dioksid / silicon dioxide SiO <sub>2</sub>		45 – 75
– aluminijev dioksid / aluminum dioxide Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		15 – 35
– titanov oksid / titanium oxide TiO <sub>2</sub>		0,4 – 2,2
– željezni oksid / ferrous oxide Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		1 – 12
– kalcijev oksid / calcium oxide CaO		0,1 – 2,3
– magnezijev oksid / magnesium oxide MgO		0,2 – 1,4
– kalijev oksid / potassium oxide K <sub>2</sub> O		0,8 – 2,6
– natrijev oksid / sodium oxide Na <sub>2</sub> O		0,1 – 0,9
– sulfid / sulfide FeS <sub>2</sub>		0,1 – 1,6
– fosforov pentoksid / phosphoric pentoxide P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>		0,1 – 1,5
Karakteristične temperature pepela / Characteristic ash temperatures:		
– t1 – početna deformacija / initial deformation (°C)	što veća / as high as possible	> 1 075
– t2 – točka omekšavanja / softening point (°C)	što veća / as high as possible	> 1 150
– t3 – točka taljenja / melting point (°C)	što veća / as high as possible	> 1 180
– t4 – točka tečenja / liquification point (°C)	što veća / as high as possible	> 1 225
Indeks bubrenja / Blistering index	što manji / as low as possible	maksimalno / maximum 5

ds – ugljen u dostavnom stanju / ds – coal in delivered state,

ps – potpuno suh ugljen (bez vlage) / cdc – completely dry coal (without moisture),

gt – goriva tvar (bez pepela i vlage) / cm – combustible matter (without ash and moisture)

Nabava na svjetskom tržištu onemogućava nabavu ugljena s istim tehničko-tehnološkim parametrima, pa postrojenja, a time i skladišta, moraju biti prilagođena za prijam i uporabu različitih vrsta ugljena. Uporaba različitih vrsta ugljena traži miješanje ugljena radi dobivanja optimalnih karakteristika za određeno termoelektrično postrojenje.

Nepostojanje svjetskog standarda zahtijeva poznavanje više standarda zemalja velikih uvoznica ili proizvođača ugljena. Najrašireniji standardi su ASTM, AS, BS, DIN i ISO.

### 2.3 Zemlje uvoznice/izvoznice kamenog ugljena

Međunarodna trgovina ugljenom naglo raste (tablica 3).

Procurement on the world market makes it impossible to purchase coal with uniform technical/technological parameters. Therefore, plants and storage facilities must be adapted to receive and use various types of coal. The use of various types of coal requires the mixing of coal in order to obtain the optimal characteristics for a particular thermoelectric plant.

The absence of a worldwide standard requires familiarity with the many standards of the major coal importing or producing countries. The most widely used standards are ASTM, AS, BS, DIN and ISO.

### 2.3 Stone coal importing/exporting countries

The international coal trade is growing rapidly (Table 3).

Tablica 3 – Ukupna svjetska trgovina kamenim ugljenom  
Table 3 – Total world commerce in stone coal

Godina / Year	Ugljen za energiju / Coal for energy (Mt)	Ugljen za koksiranje / Coal for coking (Mt)	Ukupno / Total (Mt)
1991.	225	179	404
1996.	294	194	488
2000.	381	192	573

Trenutačno se proizvodi više od 4 000 Mt/god, što je porast od 38 % tijekom posljednjih 20 godina. Proizvodnja ugljena je najbrže rasla u Aziji, dok je u Europi došlo do smanjenja.

Currently over 4 000 Mt/year are produced, which is an increase of 38 % during the past 20 years. Coal production is growing the most quickly in Asia, while in Europe there has been a decrease.

Tablica 4 – Najveći proizvođači ugljena (2003.) [6]  
Table 4 – Largest coal producers (2003) [6]

Zemlja / Country	Količina ugljena / Quantity of coal (Mt)
Kina / China	1 500
SAD / USA	900
Indija / India	320
Rusija / Russia	280
Australija / Australia	250
Južna Afrika / South Africa	240
Indonezija / Indonesia	100
Poljska / Poland	90
Kazahstan / Kazakhstan	80
Ukrajina / Ukraine	60

Najveće tržište ugljena je Azija, u kojoj se trenutavno troši preko 50 % globalne potrošnje ugljena.

The largest market for coal is Asia, with over 50 % of the global coal consumption.

Oko 16 % globalne proizvodnje kamenog ugljena (više od 750 milijuna tona) kupuje se na međunarodnom tržištu, pri čemu ugljen za termoelektrane čini većinu te trgovine (smatra se sigurnim i pouzdanim gorivom). Najveći svjetski uvoznik ugljena za termoelektrane je Japan (97,1 Mt u 2004. godini, ostalo je koksni ugljen za proizvodnju čelika), gdje se 28 % električne energije proizvodi iz ugljena. Danska, veliki zagovarač obnovljivih izvora energije, u 2004. godini je 46 % električne energije proizvela iz ugljena.

Approximately 16 % of the global production of stone coal (over 750 million tons) is purchased on the international market. Coal for thermal power plants comprises the majority of this commerce (it is considered a safe and reliable fuel). The biggest world importer of coal for thermal power plants is Japan (97,1 Mt in the year 2004, the remainder is coke for steel manufacture), where 28 % of the electrical energy is produced from coal. Denmark, a great advocate of renewable energy sources, produced 46 % of its electrical energy in the year 2004 from coal.

Neki tradicionalni proizvođači ugljena (Njemačka, Velika Britanija) smanjuju subvencije svom skupom ugljenu i tako postupno smanjuju njegovu proizvodnju u korist uvoznog ugljena.

Some traditional coal producers (Germany, Great Britain) are reducing subsidies for their expensive coal and thus are gradually reducing its production in favor of imported coal.

Tablica 5 – Zemlje glavni uvoznici ugljena [6]  
Table 5 – Main coal importing countries [6]

Glavni uvoznici ugljena u 2003. godini / Main coal importers in the year 2003	Količina uvezenog ugljena / Quantity of imported coal (Mt)
Japan / Japan	162
Republika Koreja / Republic of Korea	72
Kineski Taipei / Chinese Taipei	54
Njemačka / Germany	35
Velika Britanija / Great Britain	32
Rusija / Russia	24
Indija / India	24
SAD / USA	23
Nizozemska / Netherlands	22
Španjolska / Spain	22

Ugljen za proizvodnju električne energije predstavlja osnovni energetske resurs na kojemu se temelji razvoj gospodarstva mnogih zemalja (tablica 6).

Coal for the production of electrical energy represents a basic energy resource, upon which the economic development of many countries is based, Table 6.

Tablica 6 – Proizvodnja električne energije iz ugljena (2000.)  
Table 6 – The production of electrical energy from coal (2000)

Zemlja / Country	Udio u proizvodnji / The production share (%)
Poljska / Poland	96
Južna Afrika / South Africa	90
Australija / Australia	84
Kina / China	80
Češka / Czech Republic	71
Grčka / Greece	69
Indija / India	66
SAD / USA	56
Danska / Denmark	52
Njemačka / Germany	51
Nizozemska / Netherlands	42
EU (1999.) / EU (1999)	25

#### 2.4 Transport ugljena

Transport ugljena do potrošača ovisan je o udaljenosti. Na malim udaljenostima ugljen se transportira transportnim trakama ili kamionima. Alternativno se na manjim udaljenostima koristi hidrotransport. Sitni se ugljen pomiješan s vodom transportira u cijevima kao smjesa (pulpa). Željeznički transport se rabi na većim udaljenostima, obično na tržištu jedne zemlje. Riječni transport je najjeftiniji i koristi se uvijek kad za to postoje uvjeti.

U međunarodnoj trgovini obično se koristi transport brodovima u rasponima od Handymax (40 000 do 60 000 DWT) i Panamax (oko 60 000 do 80 000 DWT) do velikih Capesize brodova (više od 80 000 DWT). Oko 90 % međunarodne trgovine odvija se morskim putem.

#### 2.5 Sigurnost opskrbe

Tržište ugljena je veliko, s mnogo različitih proizvođača i potrošača na svakom kontinentu. Zalihe ugljena nisu koncentrirane u jednom području, što bi potrošače moglo učiniti ovisnim o sigurnosti zaliha i stabilnosti jedne regije. Mnoge se zemlje oslanjaju na vlastite zalihe ugljena, kao Kina, SAD, Indija, Australija i Južna Afrika. Ostale zemlje uvoze ugljen iz više zemalja, uzimajući onaj koji je trenutno dostupniji. Opskrba ugljenom je sigurna zbog sljedećeg:

- zalihe ugljena su velike i bit će dostupne tijekom predvidive budućnosti,

#### 2.4 Coal transport

The transport of coal to the consumer depends upon the distance. For a short distance, it is transported on tracks or trucks. Alternatively, hydrotransport is used for short distances. Pulverized coal mixed with water is transported in pipes as slurry. Railroad transport is used for large distances, generally for the market of a country. River transport is the least expensive and is always used when the prerequisites are present.

In international commerce, transport ships are generally used ranging from Handymax (40 000 to 60 000 deadweight tonnage (DWT) and Panamax (approximately 60 000 to 80 000 DWT) to large Capesize ships (over 80 000 DWT). Approximately 90 % of international commerce is by sea.

#### 2.5 The security of supply

The coal market is large, with many different producers and consumers on every continent. Coal reserves are not concentrated in a single region, which could make consumers dependent upon the security of reserves and the stability of a region. Many countries rely upon their own coal reserves, such as China, the USA, India, Australia and South Africa. Other countries import coal from several countries, taking what is currently the most accessible. The coal supply is secure for the following reasons:

- coal reserves are large and will be accessible during the foreseeable future,

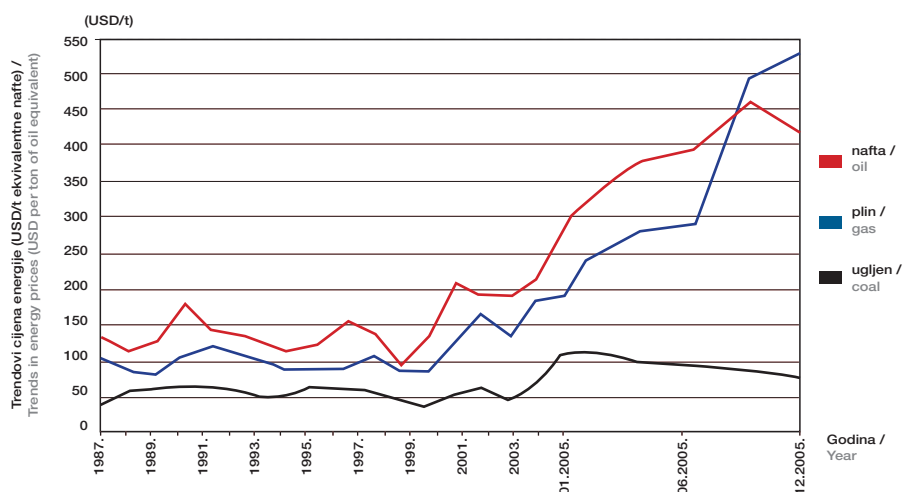
- ugljen je dostupan iz više izvora na dobro opskrbljenom svjetskom tržištu,
  - ugljen se može jednostavno skladištiti u elektranama,
  - proizvodnja električne energije na bazi ugljena nije ovisna o vremenu,
  - za ugljen nisu potrebni posebni transportni putovi,
  - transportne putove dostave ugljena nije potrebno štiti.
- coal is available from several sources on the well-stocked world market,
  - coal can be simply stored in electrical power plants,
  - the coal-based production of electrical energy is not dependent on the weather,
  - special transport routes are not needed for coal,
  - the transport routes for coal delivery do not need to be protected.

## 2.6 Dosadašnje kretanje cijena ugljena na svjetskom tržištu i trendovi rasta cijena

Predmet međunarodne trgovine isključivo je kameni ugljen. Manje kvalitetni ugljeni (smeđi i lignit) nisu predmet međunarodne trgovine, ali se koriste u zemljama proizvođačima. Interesantno je pratiti kretanje cijena glavnih primarnih energenata na svjetskom tržištu u dužem vremenskom razdoblju (slika 2). Cijene ugljena su samo donekle pratile promjene cijene nafte i plina i uglavnom su bile stabilne, s tendencijom zadržavanja stabilnosti i u budućnosti. Ukupna trgovina ugljenom prelazi vrijednost od 25 milijardi USD (2003.).

## 2.6 Trends to date in coal prices on the world market and rising prices

Stone coal is the only coal involved in international commerce. Lower quality coals (brown coal and lignite) are not traded internationally but are used in the countries of the producers. It is interesting to follow the trends in the prices of the main primary energy sources on the world market over a long period of time, Figure 2. Coal prices have only somewhat followed changes in oil and gas prices, and generally were stable, with a tendency to maintain stability in the future. The total coal trade exceeds USD 25 billion (2003.).



Slika 2

Kretanje cijena plina, nafte i kamenog ugljena u svijetu  
Figure 2

Trends in the prices of gas, oil and stone coal in the world

### 3 ELEKTRIČNA ENERGIJA

**3.1 Potrošnja električne energije u svijetu i Europi**  
Električna energija, kao oplemenjeni i univerzalno iskoristivi energetska oblik, ima posebnu društvenu važnost. Postoji jaka korelacija između potrošnje električne energije po stanovniku i iznosa bruto društvenog proizvoda po stanovniku. Broj stanovnika u svijetu raste, dok trenutno četvrtini tog stanovništva električna energija nije dostupna.

To sve mogu biti razlozi ubrzanog rasta potrošnje električne energije u budućnosti u svijetu. Procjene su da će do 2030. godine porasti svjetska potrošnja električne energije od današnjih 16 100 TWh na 31 600 TWh godišnje.

### 3 ELECTRICAL ENERGY

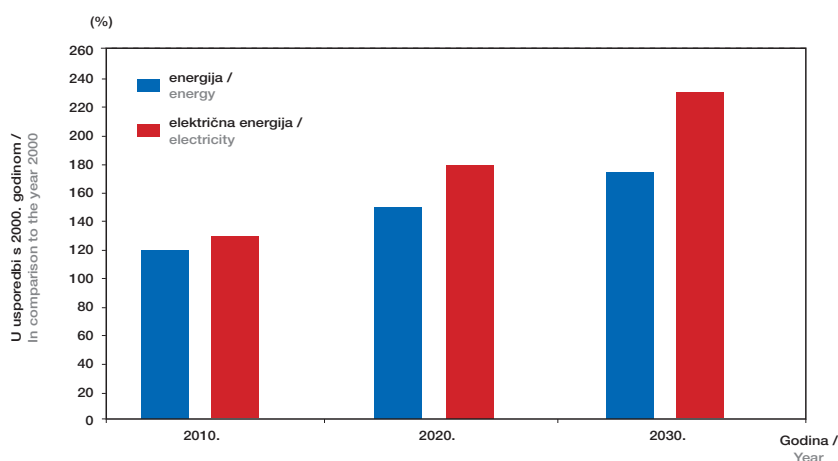
#### 3.1 Consumption of electrical energy in the world and Europe

Electrical energy, as a refined and universally usable energy form, has particular social importance. There is a strong correlation between the consumption of electrical energy per capita and the gross social product per capita. The number of inhabitants in the world is still growing, while currently one fourth of this population does not have access to electrical energy.

The above could all be reasons for future accelerated growth in the global consumption of electrical energy. Estimates are that by the year 2030 the current world electricity consumption of 16 100 TWh will increase to 31 600 TWh annually.

**Slika 3**

Prognoza globalne potrošnje energije – potrošnja električne energije rasti će brže od potrošnje energije [7]  
Figure 3  
Forecast global energy consumption – electricity consumption will increase faster than energy consumption [7]



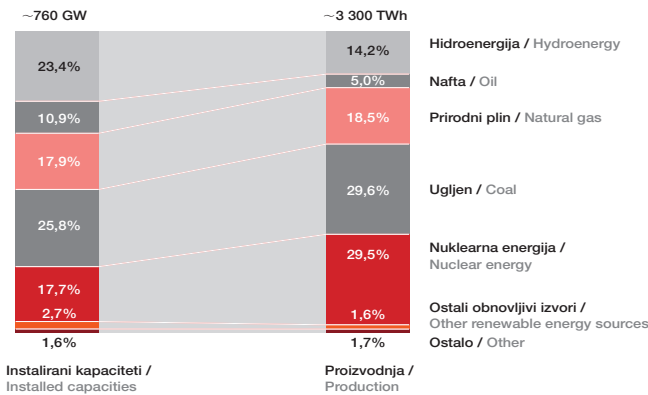
U zemljama EU očekuje se do 2020. godine godišnji rast potrošnje električne energije od 1,6 %/god., što će rezultirati potrošnjom od oko 4 000 TWh, a što predstavlja porast od oko 800 TWh. U 2030. godini očekuje se godišnja potrošnja električne energije od oko 4 300 TWh. Glavni dio te potrošnje pokrivati će elektrane na ugljen (28 %) i kombi elektrane na prirodni plin (28 %). Nuklearna će energija u 2020. godini pokrivati oko 19 % potrošnje, umjesto današnjih 32 %. U pojedinim se scenarijima predviđa porast udjela obnovljivih izvora energije na oko 23 %.

Prema procjenama stručnjaka, fosilna će goriva i nadalje pokrivati najveći dio rasta potrošnje električne energije u svijetu. U 2030. godini će fosilna goriva pokrivati oko 70 % potrošnje električne energije. Obnovljivi izvori energije će igrati značajnu ulogu u svjetskoj primarnoj energetska strukturi. U nekim zemljama svijeta porast će uloga i važnost nuklearne energije.

In the countries of the EU, annual growth in electricity consumption of 1,6 % is expected by the year 2020, which will result in consumption of approximately 4 000 TWh, which represents an increase of approximately 800 TWh. In the year 2030, annual electricity consumption of approximately 4 300 TWh is expected. The main part of this consumption will be covered by coal-fired electrical power plants (28 %) and combined natural gas-fired electrical power plants (28 %). Nuclear energy in the year 2020 will cover approximately 19 % of consumption, as opposed to the current 32 %. In individual scenarios, growth in the percentage of renewable energy sources to approximately 23 % is forecast.

According to expert estimates, fossil fuels will continue to cover the greatest percentage of the increased electricity consumption in the world. In the year 2030, fossil fuels will cover approximately 70 % of the consumption of electrical energy. Renewable energy sources will play a significant role in the world primary energy structure. In some countries of the world, the role and importance of nuclear energy will increase.





EU-25 minus Cipar, Estonija, Latvija, Litva, Luksemburg, Malta, Slovenija plus Norveška, Švicarska, Turska / EU-25 minus Cyprus, Estonia, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Slovenia plus Norway, Switzerland and Turkey

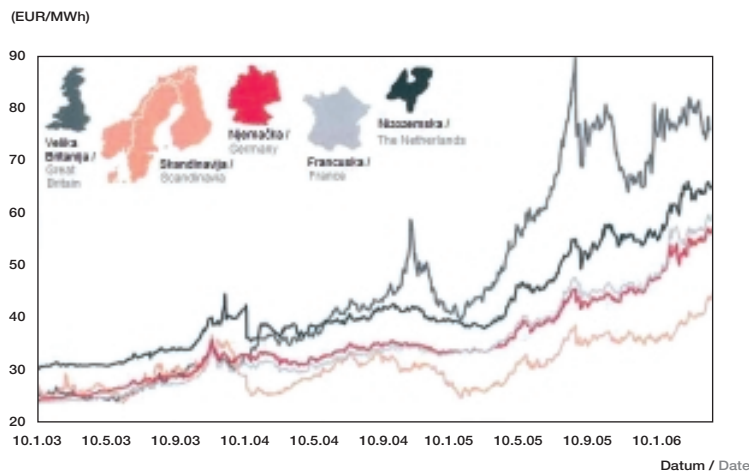
**Slika 4**  
Struktura proizvodnje električne energije u Europi – oko 50 % proizvedene električne energije se bazira na ugljenu i prirodnom plinu  
**Figure 4**  
Structure of electricity production in Europe – approximately 50% of the electrical energy produced is based on coal and natural gas.

### 3.2 Opskrba energijom u Europi u uvjetima globalizacije i liberalizacije tržišta električne energije

Liberalizacija tržišta električne energije u EU početkom devedesetih godina izazvala je sniženje cijene električne energije kao posljedicu smanjenja troškova proizvodnje. Obustavljeni su neracionalni i skupi proizvodni kapaciteti, a zaustavljeno je i investiranje u nove elektrane zbog niske cijene električne energije na tržištu.

### 3.2 The energy supply in Europe under the conditions of the globalization and liberalization of the electrical energy market

The liberalization of the electrical energy market in the EU at the beginning of the 1990s caused a reduction in electricity prices as a consequence of lower production costs. Irrational and expensive production facilities were shut down and investment in new electrical power plants stopped due to low electricity prices on the market.



**Slika 5**  
Cijene električne energije u trgovini na veliko u Europi – rast cijena električne energije je potaknut rastom cijena fosilnih goriva i CO<sub>2</sub> dozvola  
**Figure 5**  
Wholesale electricity prices in Europe – electricity price increases were spurred by higher fossil fuel prices and CO<sub>2</sub> permits

Od 2000. godine evidentan je, međutim, trend porasta cijena električne energije. Od 2002. godine do početka uvođenja trgovine CO<sub>2</sub> certifikatima (početkom 2005.), cijene rastu na razinu ukupnih proizvodnih troškova, koji omogućuju pokretanje novog investicijskog ciklusa u elektroenergetici. Značajni rast cijene od 30 EUR/MWh krajem 1994. godine na 45 EUR/MWh, ostvaren u jesen 2005. godine, uglavnom je utemeljen na cijenama CO<sub>2</sub> certifikata. Prema analizama njemačkog instituta EWI postoji 95 % korelacija između

However, since the year 2000, a trend of increasing electricity prices has been evident. From 2002 to the beginning of the introduction of the trade in CO<sub>2</sub> certificates (early 2005), prices increased at the level of total production costs, which led to the beginning of a new investment cycle in electroenergetics. Significant price increases from 30 EUR/MWh in late 1994 to 45 EUR/MWh in the autumn of 2005 were chiefly due to the prices of CO<sub>2</sub> certificates. According to analyses performed by the Energy Economics Institute (EWI) of the University of Cologne, Germany, there is a

rasta cijena električne energije i razine cijena CO<sub>2</sub> certifikata. Tržište CO<sub>2</sub> certifikata je i organizirano da bi utjecalo na cijene električne energije, kako bi se ostvarili željeni ekološki učinci.

95 % correlation between the increase in electricity prices and the price level of CO<sub>2</sub> certificates. The CO<sub>2</sub> certificate market is organized in a manner that affects electricity prices, in order to achieve the desired ecological impacts.

## 4 TEHNOLOGIJE ČISTOG UGLJENA

Veliki udio ugljika i štetnih balastnih sastojaka čine ugljen najvećim zagađivačem i proizvođačem CO<sub>2</sub> emisija po jedinici proizvedene električne energije. Razvoj tehnologija čistog ugljena je odgovor na rastuću svijest i brigu za zaštitu okoliša. Povijesno su tehnologije čistog ugljena bile usmjerene na smanjenje emisija sumporovih i dušikovih oksida te krutih čestica. Danas, u svjetlu zabrinutosti za klimatske promjene, pažnja se sve više usmjerava prema smanjenju CO<sub>2</sub> emisija. Slijedi pregled tehnologija čistog ugljena.

## 4 CLEAN COAL TECHNOLOGIES

A large percentage of carbon and detrimental ballast components make coal the greatest pollutant and producer of CO<sub>2</sub> emissions per unit of electricity generated. The development of clean coal technologies is a response to the growing awareness and concern for environmental protection. Historically, clean coal technologies were focused upon reducing emissions of sulfur oxides, nitrogen oxides and solid particles. Today, in the light of concerns regarding climate change, attention is increasingly directed at reducing CO<sub>2</sub> emissions. A review of clean coal technologies follows.

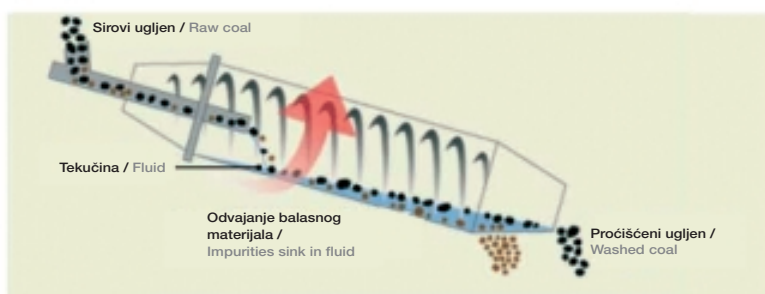
### 4.1 Ispiranje ugljena

Čišćenje ugljena ispiranjem već je uobičajena praksa u razvijenim zemljama, čime se smanjuju emisije pepela i SO<sub>x</sub>, a povoljno djeluje i na proces izgaranja. Ugljen se transportira do termoelektrane zajedno s mineralnim sadržajem koji je nesagorljiv, a može sadržavati i štetne sastojke (poput žive). Jedna od tehnologija odvajanja štetnih sastojaka iz ugljena prikazana je na slici 6.

### 4.1 Washing coal

Cleaning coal by washing is already standard practice in developed countries, which reduces ash and SO<sub>x</sub> emissions and also has a favorable effect on the combustion process. Coal is transported to a thermoelectric power plant together with mineral content that is noncombustible and may also contain harmful substances, such as mercury. One of the technologies for removing the impurities from coal is presented in Figure 6.

Slika 6  
Ispiranje ugljena [8]  
Figure 6  
Coal washing [8]



Ugljen se usitnjava i uvodi u sporotirajući bubanj u kojemu se nalazi tekućina veće gustoće, tako da ugljen pluta dok teži, mineralni materijal tone i sa dna se odvodi iz bubnja. Pročišćeni se ugljen zatim melje u finu prašinu pogodnu za izgaranje.

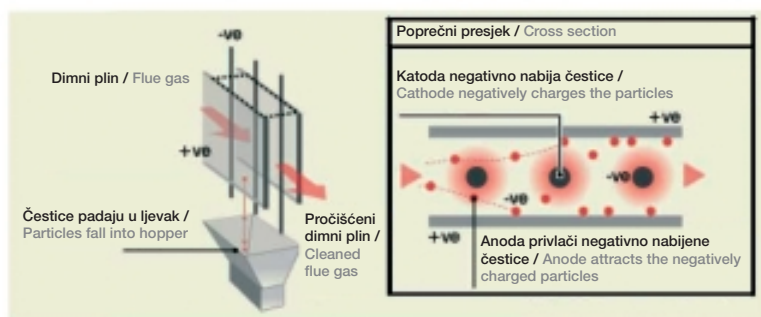
The coal is ground into small pieces and passed through a slowly rotating barrel containing high density fluid, so that the coal floats while the heavier mineral material sinks to the bottom and is removed from the barrel. The washed coal is then ground into a fine powder suitable for burning.

#### 4.2 Odvajanje krutih čestica

Korištenjem elektrostatskih filtara (slika 7) može se iz dimnih plinova odstraniti do 99,7 % pepela. Rade na principu elektrostatskog polja u kojemu se čestice električki nabijaju i sakupljaju na anodi. Osim elektrostatskih filtara koji su u najširoj uporabi, koriste se i vrećasti filtri.

#### 4.2 Removing particulates

By using electrostatic filters, it is possible to remove up to 99,7 % of the ash from flue gasses. This works on the principle of an electrostatic field in which the particles are electrically charged and collected on anodes. In addition to electrostatic filters, which are the most commonly used, bag-like filters are also employed.



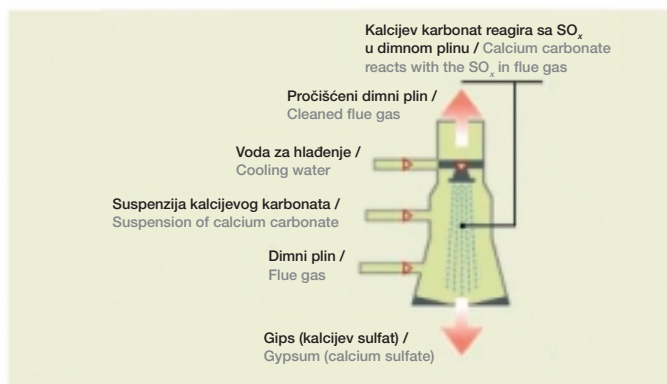
Slika 7  
Princip rada  
elektrostatskog filtra [8]  
Figure 7  
Operational principle of  
an electrostatic filter [8]

#### 4.3 Redukcija sumporovih oksida (odsumporavanje)

Sumporovi oksidi ( $SO_x$ ) nastaju tijekom procesa izgaranja goriva koje sadrži sumpor. Za odstranjivanje sumporovih oksida u konvencionalnim se termoelektrarnama najčešće koristi mokri postupak odsumporavanja (slika 8) kojim se iz dimnih plinova odstranjuje do 95 %  $SO_x$ . Dimni plinovi reagiraju s raspršenom smjesom kalcijevog karbonata (vapnenac) i vode, pri čemu se stvara gips (kalcijev sulfat) koji se odstranjuje i koristi u građevnoj industriji.

#### 4.3 Reduction of sulfur oxides (desulfurization)

Sulfur oxides ( $SO_x$ ) occur during the process of the combustion of fuel containing sulfur. In order to remove sulfur oxides in conventional thermal energy plants, the wet scrubbers method of desulfurization is most commonly used, which removes up to 95 % of the  $SO_x$  from flue gasses. Flue gasses react with a mixture of calcium carbonate (limestone) and water to form gypsum (a calcium sulfate) that is removed and used in the construction industry.



Slika 8  
Odsumporavanje mokrim  
postupkom [8]  
Figure 8  
Desulfurization by wet  
scrubbing [8]

#### 4.4 Redukcija dušikovih oksida (NO<sub>x</sub>)

Znatnu redukciju emisije dušikovih oksida može se ostvariti već primarnim mjerama, tijekom izgaranja, što se postiže odgovarajućom konstrukcijom plamenika i stupnjevitim dovođenjem zraka i goriva. Time se smanjuju maksimalne temperature u jezgri plamena i smanjuje se koncentracija kisika u zoni izgaranja. Količinu proizvedenog NO<sub>x</sub> na taj se način može smanjiti na vrijednost manju od 300 mg/m<sup>3</sup> (do 40 %).

Sekundarne mjere za smanjenje emisije NO<sub>x</sub>, koje se primjenjuju iza zone izgaranja, uključuju selektivnu nekatalitičku redukciju (SNCR) kojom se amonijak uvodi u generator pare na mjestu gdje vladaju temperature dimnih plinova od 850 °C do 900 °C. Time se postiže smanjenje emisije od oko 70 %. Uvođenjem katalizatora ostvaruje se selektivna katalitička redukcija (SCR) kojom se može ostvariti smanjenje emisije NO<sub>x</sub> do 90 %. Tim je postupkom do sada stečeno i najveće iskustvo.

#### 4.4 Reduction of nitrogen oxides (NO<sub>x</sub>)

Significant reduction in emissions of nitrogen oxides can be achieved using primary methods during combustion, which is achieved through the suitable construction of the burners and the gradual feeding of air and fuel. In this manner, the maximum temperature in the hottest part of the combustion chamber is lowered and the oxygen concentration in the combustion zone is reduced. The amount of NO<sub>x</sub> can thereby be reduced to less than 300 mg/m<sup>3</sup> (up to 40 %).

Secondary measures for reducing NO<sub>x</sub> emissions, that are applied behind the combustion zone, including selective non-catalytic reduction (SNCR), in which ammonia is injected into the steam generator at the place where the flue gas temperatures are from 850 °C to 900 °C. In this manner, emission reductions of approximately 70 % are achieved. With the introduction of a catalyzer, a selective catalytic reaction (SCR) is achieved, with which it is possible to attain up to 90 % reduction in NO<sub>x</sub> emissions. There is the most experience with this procedure.

Tablica 7 – Granične vrijednosti emisija novih postrojenja na ugljen snage >100 MW<sub>t</sub>  
Table 7 – Limit values for the emissions of new coal-fired plants with power ratings of >100 MW<sub>t</sub>

	Granične vrijednosti emisija / Limit values for the emissions (mg/m <sup>3</sup> )	
	Europska unija / European Union	Croatia / Croatia
Sumporovi oksidi / Sulfur oxides	200	200
Dušikovi oksidi / Nitrogen oxides	200	200
Čestice / Particles	30	30

Iz tablice 7 vidljivo je da je Hrvatska u potpunosti preuzela europske norme o emisijama štetnih sastojaka iz novih elektrana na ugljen toplinske snage >100 MW<sub>t</sub>.

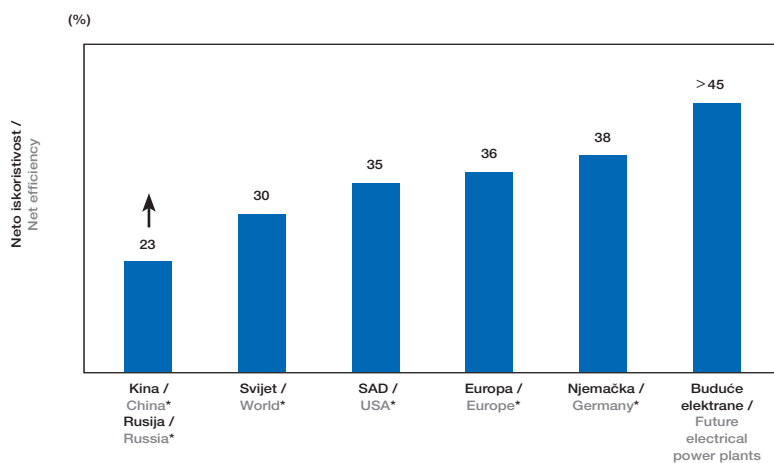
From Table 7, it is evident that Croatia has completely adopted the European norms on hazardous emissions from new coal-fired electrical power plants with power ratings of >100 MW<sub>t</sub>.

#### 4.5 Povećanje termičke iskoristivosti postrojenja

Današnje elektrane na ugljen predstavljaju u većini slučajeva konstrukcije stare 20 – 40 godina, s podkritičnim parametrima pare (530 – 540 °C i 140 – 180 bara), sa stupnjem termičke iskoristivosti 36 – 39 %. Neostvareni projekt Lukovo Šugarje predviđao je stupanj iskoristivosti >43 %, dok zadnje izgrađene njemačke i danske elektrane na kameni ugljen ostvaruju maksimalne stupnjeve iskoristivosti od 47 %. Najnovije konstrukcije elektrana na ugljen s ultra-nadkritičnim parametrima pare (>600 °C i >300 bara) predviđaju stupnjeve iskoristivosti veće od 50 % [9].

#### 4.5 Increasing plant thermal efficiency

In the majority of cases, today's coal-fired electrical power plants are 20 – 40 years old, with subcritical steam parameters (530 – 540 °C and 140 – 180 bars) and thermal efficiency of 36 – 39 %. The unrealized Lukovo Šugarje project was to have had an efficiency of >43 %, while the most recently built German and Danish coal-fired electrical power plants achieve a maximum efficiency of 47 %. The most recently constructed coal-fired electrical power plants with ultra supercritical steam parameters (>600 °C and >300 bars) anticipate efficiency of greater than 50 % [9].



\* Prosječna učinkovitost instaliranih kapaciteta / Average efficiency of existing facilities

**Slika 9**  
Iskoristivost elektrana na kamenu ugljen u svijetu  
**Figure 9**  
The efficiency of coal-fired electrical power plants in the world

Elektrane na ugljen i plin s visokim stupnjevima iskoristivosti bit će i nadalje nezaobilazna postrojenja za proizvodnju električne energije [10]. Kad bi se sve postojeće elektrane na ugljen zamijenile suvremenim elektranama visoke iskoristivosti, u svijetu bi se smanjile godišnje emisije CO<sub>2</sub> za 1,9 milijardi tona, što daleko nadmašuje sadašnje potencijale obnovljivih izvora [11].

U tablici 8 prikazana je usporedba pogona TE Plomin 1 i odgovarajuće moderne termoelektrane na ugljen iste snage, koja bi ušla u pogon 2012. godine. Jedina uočljiva razlika je prosječni stupanj iskoristivosti, koji je zbog povećanja parametara pare, porastao s 35 % na 42 %. Posljedica toga je manja količina potrebnog ugljena za istu proizvedenu električnu energiju i posljedično manja godišnja emisija CO<sub>2</sub>, (manja za 111 kt<sub>CO2</sub>/god.). Iskazano kroz financijske pokazatelje, to bi činilo uštedu od 2,2 milijuna EUR/god. uz taksu od 20 EUR/t<sub>CO2</sub>.

Highly efficient coal-fired and gas-fired electrical power plants will continue to be necessary facilities for the production of electrical energy [10]. If all the existing coal-fired electrical power plants were to be replaced by modern high efficiency electrical power plants, the annual worldwide CO<sub>2</sub> emissions would be reduced by 1,9 billion tons, which greatly surpasses the current potential of renewable energy sources [11].

In Table 8, a comparison is presented of the Plomin 1 Thermoelectric Power Plant and a corresponding modern coal-fired thermoelectric power plant of the same power rating, that would go into operation in the year 2012. The sole noticeable difference is the average efficiency, which due to the increased steam parameter, increased from 35 % to 42 %. The consequence of this is that less coal is needed for the same production of electrical energy and subsequent lower annual emissions of CO<sub>2</sub>, (reduced by 111 kt<sub>CO2</sub>/year). Expressed in financial indices, this would create savings of 2,2 million EUR/year, with a tax of 20 EUR/t<sub>CO2</sub>.

Tablica 8 – Usporedba TE Plomin 1 s odgovarajućom modernom elektranom  
 Table 8 – Comparison of the Plomin 1 Thermoelectric Power Plant with a corresponding modern electrical power plant

Parametar / Parameter	Jedinica / Unit	TE / TPP Plomin 1 (1970.)	TE / TPP Plomin 1 (2012.)
Električna snaga / Electrical power rating	MW	100	100
Faktor snage / Power factor	%	70,0	70,0
Faktor CO <sub>2</sub> / Co <sub>2</sub> factor	kgCO <sub>2</sub> /GJ	94,6	94,6
Prosječni / Mean $\eta$	%	35,0	42,0
Električna energija / Electrical energy	MWh	613 200,0	613 200,0
Energija goriva / Fuel energy	MWh	1 752 000,0	1 426 046,5
Donja toplinska vrijednost / Lower thermal value H <sub>d</sub>	MJ/kg	25,0	25,0
Potrošnja ugljena / Coal consumption	t/god. / year	252 288,0	205 350,7
Emisija / Emission CO <sub>2</sub>	t/god. / year	596 661,1	485 654,4
Cijena električne energije / Electricity price	EUR/MWh	54,42	54,42
CO <sub>2</sub> taksa / CO <sub>2</sub> tax	EUR/tCO <sub>2</sub>	20	20

Ako bi se pak dozvolio godišnji rad modernoj elektrani (snage 100 MW) upravo toliki da proizvede jednaku količinu CO<sub>2</sub> kao i stara TE Plomin 1, što zahtijeva nešto veći faktor snage (86 % umjesto 70 %, ali je to povećanje za očekivati zbog boljeg položaja efikasnije elektrane u EES), tada bi se ostvario godišnji porast proizvodnje električne energije za koji bi trebalo 70 vjetroturbina od 1 MW uz očekivani faktor snage od 23 %.

#### 4.6 Dodatno izgaranje biomase

Biomasu čine različiti proizvodi biljnog i životinjskog podrijetla poput granja, piljevine, ostataka žetve ili berbe plodova, životinjski izmet, komunalni i industrijski otpad. Biomasa se smatra neutralnom sa stanovišta proizvodnje CO<sub>2</sub>, zbog toga što je nastala uzimanjem CO<sub>2</sub> iz prirode, iako se dio CO<sub>2</sub> proizvodi tijekom kultiviranja, berbe i transporta biomase ili materijala iz kojega je nastala. Istodobno spaljivanje biomase s ugljenom smatra se prijelaznom fazom u procesu supstitucije fosilnih goriva i redukcije CO<sub>2</sub>. Dosadašnja iskustva pokazuju da se može spaljivati do 10 % biomase s ugljenom bez nepoželjnih efekata [9]. Istraživanja teže podizanju udjela biomase do 50 %. Korištenje biomase s tehnologijama izdvajanja i skladištenja CO<sub>2</sub> moglo bi osigurati čišćenje atmosfere od emisija CO<sub>2</sub>.

#### 4.7 Rasplinjavanje ugljena

Rasplinjavanje ugljena je tehnologija koja po mnogima ima veliku perspektivu da nadomjesti današnje konvencionalne tehnologije spaljivanja ugljena. Obično se koristi u sklopu kombiniranog postrojenja plinske i parne turbine. Ugljen se ne

If we were to permit the annual operation of a modern electrical power plant (with a power rating of 100 MW) to produce the same quantity of CO<sub>2</sub> as the old Plomin 1 Thermoelectric Power Plant, which requires a somewhat larger power factor (86 % instead of 70 %, but this increase is to be expected due to the better position of the more efficient power plant in the EES), an annual increase in electricity production would be achieved that would equal that of 70 wind turbines of 1 MW with an expected power factor of 23 %.

#### 4.6 Additional biomass combustion

Biomass consists of various products of plant and animal origin, such as branches, sawdust, harvest remains, animal excrement, communal wastes and industrial wastes. Biomass is considered neutral from the standpoint of CO<sub>2</sub> production because it originates by taking CO<sub>2</sub> from nature, although some CO<sub>2</sub> is produced during the cultivation, harvest and transport of the biomass or material from which it originates. At the same time, co-firing biomass with coal is considered a transitional phase in the process of the replacement of fossil fuels and the reduction of CO<sub>2</sub>. Experience to date shows that it is possible to co-fire up to 10 % biomass with coal with no adverse effects [9]. Research is in progress to raise the level of biomass in co-firing to 50 %. The use of biomass with the technologies of CO<sub>2</sub> capture and storage could be a means of capturing CO<sub>2</sub> emissions from the atmosphere.

#### 4.7 Coal gasification

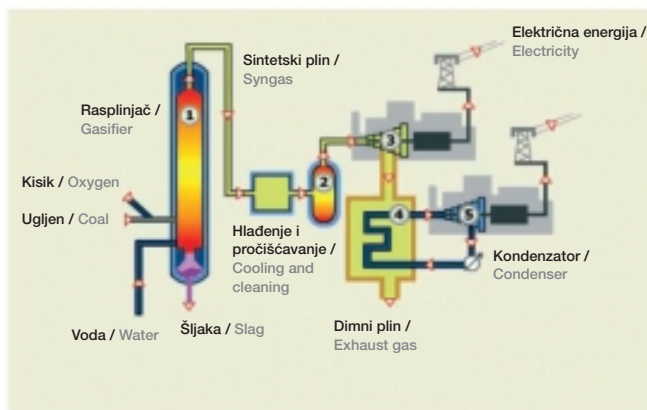
Coal gasification is a technology that many feel has great potential for replacing today's conventional coal combustion technologies. It is usually used in

spaljuje potpuno, već se rasplinjava uz ograničenu količinu kisika te u reakciji s vodom stvara sintetski plin bogat vodikom.

Postrojenje za rasplinjavanje ugljena (slika 10) primarna je komponenta tehnologije s nultim emisijama. Za sada je tehnologija u fazi razvoja kojim bi se dokazala njena komercijalna isplativost na velikim snagama potrebnim u energetici.

an integrated gasification combined cycle of gas and steam turbines. Coal is not completely burned but is gasified using controlled amounts of oxygen and water, which produces syngas that is rich in hydrogen.

The plant for coal gasification (Figure 10) is the primary component of zero emission technology. For now the technology is in the developmental phase, through which its commercial-scale profitability will be demonstrated for the high power required in energetics.



**Slika 10**  
Integrirano rasplinjavanje s kombiniranim ciklusom (IGCC) [8]  
**Figure 10**  
Integrated coal gasification combined cycle plant (IGCC) [8]

Danas postoje samo četiri postrojenja u svijetu koja koriste kombinirani ciklus s integriranim rasplinjavanjem ugljena za proizvodnju električne energije. Njihov je stupanj djelovanja 37 – 45 % [1] i [5]. Neke procjene [9] govore da će buduća postrojenja ostvarivati stupanj iskoristivosti 50 – 60 %.

Today there are only four plants in the world that use the integrated coal gasification combined cycle for the production of electrical energy. Their rates of efficiency are 37–45 % [1] and [5]. Some estimates [9] speak of future plants with efficiencies of 50 – 60 %.

#### 4.8 Izgaranje u fluidiziranom sloju

Kada je brzina upuhivanja zraka za izgaranje dovoljno velika, podižu se čestice krutog goriva sa rešetke te izgaraju u fluidiziranom sloju. Kako bi se osigurala homogena fluidizacija, česticama goriva se obično dodaje kvarcni pijesak finije granulacije. Time se osigurava dobro miješanje goriva i zraka te omogućuje izgaranje kod relativno niskih temperatura od 850 – 900 °C, što stvara male količine termičkog  $\text{NO}_x$  i smanjuje zašljakivanje. Sustav za kontrolu dodavanja goriva pogodan je za prihvaćanje kalcijevog karbonata (vapnenca), što omogućuje odstranjivanje sumpora iz goriva već u fazi izgaranja. Fluidizirani sloj omogućuje izgaranje svih vrsta krutih goriva, od kvalitetnog ugljena do komunalnog otpada.

#### 4.8 Combustion in a fluidized bed

When the velocity of the blown air for combustion is sufficiently high, particles of solid fuel are raised from the grate and burn in the fluidized bed. In order to assure homogenous fluidization, finely granulated quartz sand is usually added to the particulate fuel. This assures that the fuel and air are well mixed and makes combustion at relatively low temperatures of 850 – 900 °C possible, which creates small amounts of thermal  $\text{NO}_x$  and reduces slag formation. The system for the control of the fuel feed is suitable for receiving calcium carbonate (limestone), which already facilitates the removal of sulfur from the fuel in the combustion phase. The fluidization bed facilitates the combustion of all types of solid fuels, from quality coal to communal wastes.

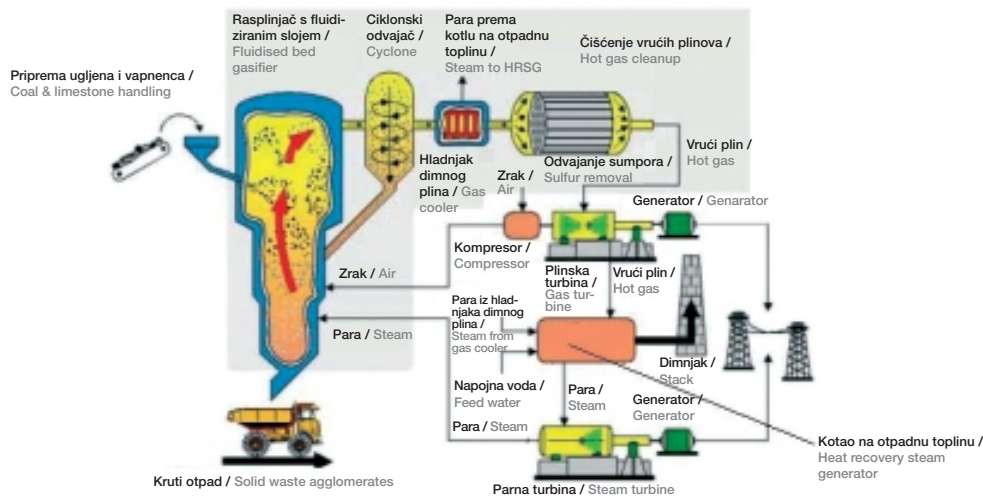
Tipovi ložišta s fluidiziranim slojem su:

- FBC (*Fluidized Bed Combustion*) – odvija se pri atmosferskom tlaku, a u generatoru pare se stvara para pogodna za pogon parne turbine,
- PFBC (*Pressurized Fluidized Bed Combustion*) – izgaranje se odvija na povišenom tlaku, što poboljšava pogonske karakteristike FBC. U ovu grupu pripada i CFBC (*Circulation Fluidized Bed Combustion*) kod kojega fluidizirani sloj zbog velike brzine upuhivanja zraka cirkulira te se odneseni materijal i gorivo odvajaju iz dimnih plinova i vraćaju u ložište,
- GFBC (*Gasification Fluidized Bed Combined Cycle*) – temelji se na PFBC kojemu se dodaje rasplinjač u kojemu se stvara sintetski plin. Toplina rasplinjavanja se koristi za proizvodnju pare za parnu turbinu, a sintetski plin izgara u plinskoj turbini. Postrojenje ima vrlo visoki stupanj iskoristivosti (57 – 59 %).

Types of furnaces with a fluidized bed:

- Fluidized Bed Combustion (FBC) – occurs at atmospheric pressure, and steam is formed in the steam generator suitable for driving a steam turbine,
- Pressurized Fluidized Bed Combustion (PFBC) – combustion occurs at elevated pressure, which improves the plant characteristics of FBC. This group also includes Circulation Fluidized Bed Combustion (CFBC), in which the fluidized bed circulates due to the high velocity of the blown air, causing the blown material and fuel to separate from the flue gases and return to the furnace,
- Gasification Fluidized Bed Combined Cycle (GFBC) – is based upon PFBC, to which a gasifier is added in which syngas is generated. The heat of the gasification is used for producing steam for the steam turbine and the syngas burns in the gas turbine. The plant has a very high level of efficiency (57 – 59 %).

**Slika 11**  
Kombinirano postrojenje s rasplinjavanjem u fluidiziranom sloju  
GFBC [12]  
**Figure 11**  
Combined plant with a gasification fluidized bed combined cycle,  
GFBC [12]



#### 4.9 Izdvajanje CO<sub>2</sub> iz dimnih plinova

Postoje brojne metode za izdvajanje CO<sub>2</sub> iz dimnih plinova, ali još nisu optimirane za primjenu u termoenergetskim postrojenjima na ugljen. Njihov razvoj bio je više usmjeren na dobivanje čistog CO<sub>2</sub> za industrijske potrebe nego li na smanjivanje emisije CO<sub>2</sub> iz energetske postrojenja.

U bušotinama za zemni plin, gdje je CO<sub>2</sub> pomiješan s metanom, separacija je uspješno provedena. U uporabi je nekoliko procesa, među kojima je proces s vrućim kalijevim karbonatom energetski intenzivan i zahtijeva velika postrojenja, monoetanolaminski proces kojim se dobiva vrlo čisti CO<sub>2</sub>, pranje aminom, pranje rashlađenim amonijakom pri čemu se dobivaju kruti karbonati te membranski procesi.

#### 4.9 The capture of CO<sub>2</sub> from flue gases

There are numerous methods for capturing CO<sub>2</sub> from flue gasses but they have still not been optimized for application in thermal coal-fired energy plants. Their development has been more oriented to obtaining pure CO<sub>2</sub> for industrial purposes than for reducing CO<sub>2</sub> from energy plant emissions.

In natural gas wells where CO<sub>2</sub> is mixed with methane, capture is successfully performed. Several processes are in use, including a process with hot potassium carbonate that is energy intensive and requires a large plant, a monoethanolamine process which yields very pure CO<sub>2</sub>, amine scrubbing, scrubbing with cooled ammonium over getting rigid carbonate and membrane processes.



Izdvajanje CO<sub>2</sub> iz toka dimnih plinova koji nastaju izgaranjem sa zrakom je skupo, budući da je koncentracija CO<sub>2</sub> u zraku najviše do 14 %. CO<sub>2</sub> se tretira kao bilo koji drugi polutant koji se apsorbira iz dimnih plinova prolazom kroz otopinu amina. CO<sub>2</sub> se oslobađa kasnije zagrijavanjem otopine. Ta se metoda također koristi za izlučivanje CO<sub>2</sub> iz prirodnog plina. U procesu se troši energija što podiže troškove postupka.

Postrojenje s integriranim rasplinjavanjem u kombiniranom ciklusu (IGCC) koristi ugljen i vodenu paru da bi proizvelo vodik i ugljikov monoksid (CO) koji se zatim spaljuju u plinskoj turbini kombiniranog postrojenja s parnom turbinom, radi proizvodnje električne energije. Ako se IGCC postrojenje napaja kisikom umjesto zrakom, dimni plinovi sadrže visokokonzentrirani CO<sub>2</sub> koji se lagano može odstraniti postupkom pranja u aminovoj otopini, za otprilike pola cijene u odnosu na postrojenje koje koristi izgaranje sa zrakom. U SAD radi desetak takvih postrojenja. Razvoj IGCC postrojenja koja za izgaranje koriste čisti kisik predviđa uključivanje reaktora za oksidaciju CO s vodom (*shift-reaktor*), tako da će se nastali plin sastojati samo od CO<sub>2</sub> i vodika. Prije izgaranja vodika odvajati će se CO<sub>2</sub> iz smjese tako da će se za proizvodnju električne energije koristiti kao gorivo samo vodik, dok će se komprimirani CO<sub>2</sub> odlagati.

Tehnologija izgaranja s čistim kisikom (*oxy-fuel*) mogla bi se koristiti za obnavljanje postojećih postrojenja na ugljenu prašinu koja su okosnica proizvodnje električne energije u mnogim zemljama, pa time značajno doprinijeti smanjenju ispuštanja CO<sub>2</sub> u atmosferu. Trenutačna je iskoristivost IGCC postrojenja oko 45 %. Odvajanje CO<sub>2</sub> iz procesa rasplinjavanja ugljena u nekim od izvedenih postrojenja već se ostvaruje s niskim pogonskim troškovima. Jedno od njih je Great Plains Synfuels Plant u Sjevernoj Dakoti, gdje se godišnje rasplinjava 6 milijuna tona lignita proizvodeći tako čisti umjetni prirodni plin [1].

#### 4.10 Geološko skladištenje CO<sub>2</sub> (sekvencijacija)

Sekvencijacija je jedna od tehnologija čistog ugljena koja podrazumijeva odvajanje CO<sub>2</sub> te njegovo skladištenje duboko u zemljinoj unutrašnjosti s ciljem sprječavanja prodora u atmosferu.

The capture of CO<sub>2</sub> from streams of flue gas that occur with combustion in air is expensive, since the concentration of CO<sub>2</sub> in the air is only up to 14 %. CO<sub>2</sub> is treated like any other pollutant that is absorbed from flue gasses by being passed through an amine solution. The CO<sub>2</sub> is later released by heating the solution. This method is also used for removing the CO<sub>2</sub> from natural gas. Energy is expended in this process, which increases the costs of the procedure.

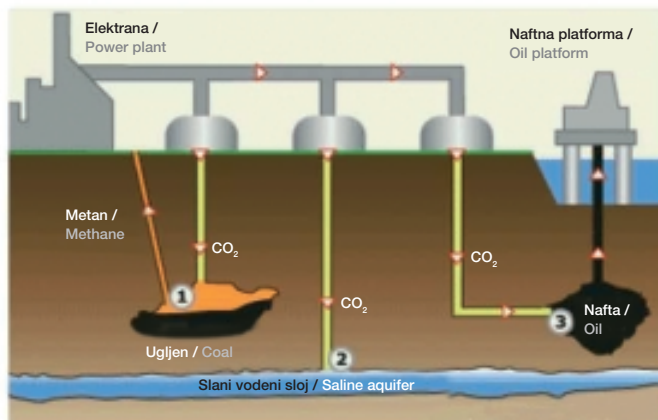
An integrated gasification combined cycle (IGCC) plant uses coal and steam to produce hydrogen and carbon monoxide (CO), which are then burned in a gas turbine in combination with a steam turbine for the production of electrical energy. If the IGCC plant is fed with oxygen rather than air, the flue gases contain highly concentrated CO<sub>2</sub> that can be easily removed by scrubbing in an amine solution, at approximately half the price than in plants that use combustion with air. Approximately ten such plants are in operation in the United States. The development of IGCC plants that use pure oxygen in combustion anticipates the addition of a shift reactor to oxidize the CO with water so that the gas stream will only contain CO<sub>2</sub> and hydrogen. Prior to combustion, the hydrogen is separated from the CO<sub>2</sub> so that only hydrogen is used as the fuel for the production of electricity, while the concentrated pressurized CO<sub>2</sub> is disposed of.

The technology of combustion with pure oxygen (*oxy-fuel*) could be used for retrofitting existing pulverized coal plants, which are the backbone of electricity generation in many countries, and thereby significantly contribute to reducing the emissions of CO<sub>2</sub> into the atmosphere. Currently, the efficiency of IGCC plants is approximately 45 %. Capturing CO<sub>2</sub> from coal gasification is already performed in some plants at low operational costs. One of them is the Great Plains Synfuels Plant in North Dakota, where 6 million tons of lignite are gasified annually to produce clean synthetic natural gas [1].

#### 4.10 Geological storage of CO<sub>2</sub> (sequestration)

Sequestration is one of the clean coal technologies that involves capturing the CO<sub>2</sub> and storing it deep in the earth, with the goal of preventing it from entering the atmosphere.

**Slika 12**  
 Mogućnosti skladištenja  
 CO<sub>2</sub> [8]  
 Figure 12  
 Options for CO<sub>2</sub> storage  
 [8]



Na slici 12 prikazane su različite mogućnosti geološkog skladištenja CO<sub>2</sub>:

- CO<sub>2</sub> se komprimira u napušteni rudnik ugljena iz kojega potiskuje CH<sub>4</sub> (metan) koji se može koristiti kao gorivo,
- CO<sub>2</sub> se skladišti pod tlakom u geološkom sloju zasićenom slanom vodom,
- CO<sub>2</sub> se komprimira u naftnu bušotinu poboljšavajući iscrpljivanje nafte.

Dosadašnja su istraživanja pokazala da su prikazane tehnologije skladištenja CO<sub>2</sub> tehnički provedive, a sada se ulažu napor da se dokaže njihova komercijalna isplativost za količine koje se proizvode u velikim energetske i industrijskim postrojenjima.

Izdvojeni CO<sub>2</sub> iz dimnih plinova može se korisno upotrijebiti na komercijalnoj osnovi, za poboljšanje iscrpljivanja nafte. To je primjenjeno u Zapadnom Teksasu te danas preko 3 000 km cjevovoda spaja naftna polja s brojnim izvorima CO<sub>2</sub> u regiji.

Na Great Plains Synfuels Plant u Sjevernoj Dakoti izdvaja se otprilike 13 000 tona CO<sub>2</sub> na dan i od toga 5 000 tona se transportira 320 kilometarskim cjevovodom u Kanadu za poboljšanje iscrpljivanja nafte. U naftnom polju Weyburn na taj se način odlaže oko 85 kubnih metara ugljičnog dioksida po barelu proizvedene nafte, a ukupno će tijekom životnog vijeka od 20 godina biti pohranjeno 19 milijuna tona CO<sub>2</sub>.

Ukupno se u SAD godišnje koristi 32 milijuna tona CO<sub>2</sub> za poboljšanje iscrpljivanja nafte, od čega je 10 % iz antropogenih izvora.

Prvi industrijski spremnik CO<sub>2</sub> u svijetu bio je onaj u Norveškom nalazištu plina Sleipner u Sjevernom

Figure 12 presents various options for the geological storage of CO<sub>2</sub>:

- CO<sub>2</sub> is pumped into a disused coal field, from which it displaces CH<sub>4</sub> (methane) that can be used as fuel,
- CO<sub>2</sub> can be stored under pressure in a saline aquifer,
- CO<sub>2</sub> is pumped into an oil field, making extraction easier.

Research has shown that the technologies presented for storing CO<sub>2</sub> are technically feasible. Currently efforts are underway to demonstrate their commercial cost effectiveness for the quantities that are produced in large power plants and industrial plants.

Captured CO<sub>2</sub> from flue gases can be useful on a commercial basis, for improving oil extraction. This was demonstrated in West Texas and today over 3 000 km of pipeline connect oil fields with numerous sources of CO<sub>2</sub> in the region.

At the Great Plains Synfuels Plant in North Dakota, approximately 13 000 tons of CO<sub>2</sub> are captured daily, of which 5 000 tons are transported by a 320 kilometer pipeline to Canada for improving oil recovery. At the Weyburn oil field, approximately 85 cubic meters of CO<sub>2</sub> is sequestered per barrel of oil produced and the total during its 20-year lifetime will be 19 million tons of sequestered CO<sub>2</sub>.

In the USA, a total of 32 million tons of CO<sub>2</sub> per year are used for enhancing oil recovery, of which 10 % is from anthropogenic sources.

The first industrial CO<sub>2</sub> storage facility in the world was at the Norwegian Sleipner gas field in the North Sea, where 1 million tons annually of compressed liquid CO<sub>2</sub> separated from the methane are injected

moru, gdje se 1 milijun t/god. komprimiranog tekućeg CO<sub>2</sub> separiranog iz metana utiskuje u rezervoar na dubini od oko kilometar ispod razine morskog dna i tamo trajno odlaže. Investicija za sekvstracijsko postrojenje od 80 milijuna USD bila je otplaćena u roku od 18 mjeseci, izračunato temeljem neplaćanja takse na ugljik koja je iznosila 50 USD/toni CO<sub>2</sub>. Pretpostavlja se da je u tom pješčenjaku (Utsira) moguće pohraniti ukupno 600 milijardi tona CO<sub>2</sub>.

U zapadnoj se Australiji predlaže projekt prirodnog plina (Gorgon projekt) koji će od 2009. godine davati prirodni plin s 14 % CO<sub>2</sub>. Odvajanje CO<sub>2</sub> i njegova geosekvstracija smanjit će emisije projekta sa 6,7 milijuna na 4 milijuna tona CO<sub>2</sub> godišnje.

Potencijalno korištenje CO<sub>2</sub> u strategiji njegovog odlaganja je i ubacivanje u duboka, teško dostupna ležišta ugljena, odakle istiskuje metan. Trenutačno ekonomska strana napredne ekstrakcije metana iz ugljenokopa nije tako povoljna kao poboljšanje iscrpljivanja nafte, ali je njen potencijal velik.

Potrebe za odlaganjem CO<sub>2</sub> daleko premašuje današnju mogućnost uporabe, ali prikazani primjeri pokazuju praktičnu provedivost tih postupaka. Sigurnost i trajnost odlaganja su ključna pitanja u razmatranju geološkog skladištenja [1].

## 5 EKONOMSKE I EKOLOŠKE PERSPEKTIVE PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ UGLJENA

Na svjetskoj se razini ulažu znatna sredstva i istraživački napor radi povećanja tehnološke izvodljivosti i ekonomske isplativosti korištenja ugljena za proizvodnju električne energije, pri čemu je pažnja najvećim dijelom usmjerena prema smanjenju CO<sub>2</sub> emisija. U sadašnjem je trenutku tehnologija odvajanja i skladištenja CO<sub>2</sub> nastalog izgaranjem fosilnih goriva skupa, s cijenom 40 – 60 USD/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> [1]. To daje prirast od oko 3,5 – 5,5 USc/kWh na cijenu električne energije, uz prosječni stupanj iskoristivosti elektrane na ugljen od 35 %.

U Danskoj je u Elsamovoj elektrani snage 420 MW od prošle godine (2006.) započeo europski pilot projekt CASTOR (CO<sub>2</sub> from Capture to Storage), koji ima za cilj odvajanje CO<sub>2</sub> iz dimnih plinova. Prolaskom kroz apsorbirer, iz dimnih se plinova izdvaja 90 % CO<sub>2</sub> koji se geološki skladišti. Projekt bi trebao pokazati da je moguće smanjiti troškove odvajanja CO<sub>2</sub> sa 50 – 60 EUR/t CO<sub>2</sub> na 20 – 30

into a reservoir at a depth of approximately a kilometer below the sea bed and permanently stored there. The investment in the sequestering plant of USD 80 million was paid back in 18 months, calculated on the basis of the savings on the carbon tax, which amounted to 50 USD/t CO<sub>2</sub>. It is assumed that it is possible to store a total of 600 billion tons of CO<sub>2</sub> in this sandstone formation (Utsira).

In West Australia, a project involving natural gas is being proposed (the Gorgon project) that starting in the year 2009 will tap natural gas with 14 % CO<sub>2</sub>. The capture of CO<sub>2</sub> and its geosequestration will reduce the emission of the project from 6,7 million to 4 million tons of CO<sub>2</sub> annually.

Another potential use of CO<sub>2</sub> in the strategy of its disposal is injecting it into deep, difficult to access coal seams for the purpose of displacing methane. Currently, the economic side of enhanced coal bed methane extraction from coal beds is not as favorable as enhanced oil recovery but it has great potential.

The need for CO<sub>2</sub> disposal far exceeds today's possibilities for its use but the presented examples demonstrate the practical feasibility of these procedures. The safety and permanence of disposal are key questions in considering geological storage [1].

## 5 ECONOMIC AND ECOLOGICAL PERSPECTIVES ON THE PRODUCTION OF ELECTRICAL ENERGY FROM COAL

On the world level, considerable funding and research are being invested in order to increase the technological feasibility and cost efficiency of using coal for the production of electrical energy, with the most attention focused upon reducing CO<sub>2</sub> emissions. At the moment, the technology for the capturing and storing of CO<sub>2</sub> that occurs with the combustion of fossil fuels is expensive, costing 40 – 60 USD/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, adding approximately 3,5 – 5,5 USc/kWh to the cost of electricity from a coal-fired power plant with 35 % average efficiency [1]

In Denmark, at the Elsam power plant with a power rating of 420 MW, the European pilot project CO<sub>2</sub> from Capture to Storage (CASTOR) began last year (2006), with the goal of capturing CO<sub>2</sub> from flue gases. By passing the flue gases through an absorber, 90 % of the CO<sub>2</sub> is captured, which is sequestered geologically. The project should demonstrate that it is possible to reduce the costs of capturing CO<sub>2</sub> from 50 – 60 EUR/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> to 20 – 30 EUR/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, that geologi-

EUR/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, pokazati da je geološko skladištenje pogodno sa stanovišta kapaciteta, sigurnosti i utjecaja na okoliš te potaknuti razvoj integralne strategije koja će povezati odvajanje, transport i skladištenje CO<sub>2</sub>.

U okviru tehnologija čistog ugljena s velikom perspektivom razvoja u posljednje se vrijeme ističe rasplinjavanje (gasifikacija) ugljena s odvajanjem i geološkim skladištenjem CO<sub>2</sub>. Mnogi smatraju da se ovom tehnologijom moguće približiti proizvodnji električne energije s nultim emisijama u okoliš. Jedna je studija započeta u 2000. godini u SAD procijenila troškove odvajanja CO<sub>2</sub> u IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) postrojenju na 1,7 USc/kWh, uz energetski gubitak od 14,6 %, što odgovara izbjegnutoj trošku od 26 USD/t CO<sub>2</sub>. Do 2010. treba očekivati da se ti troškovi smanje na 1,0 USc/kWh, uz energetski gubitak od 9 %, što odgovara izbjegnutoj trošku od 18 USD/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

Radna grupa IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) je 2005. godine procijenila troškove odvajanja i skladištenja CO<sub>2</sub> za IGCC postrojenje na 1 – 3,2 USc/kWh, što podiže cijenu električne energije za 21 – 78 %, tj. na 5,5 – 9,1 USc/kWh. Energetski gubitak je procijenjen na 14 – 25 % s odgovarajućim izbjegnutoj troškom od 14 – 53 USD/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>. Ti troškovi uključuju do 5 USD/t za transport i do 8,30 USD/t za geološko skladištenje.

Američki Department of Energy (DOE) postavio je za cilj smanjenje troškova odvajanja i skladištenja CO<sub>2</sub> nastalog izgaranjem fosilnih goriva na vrijednost ispod 3 USD/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, odnosno 0,25 USc/kWh, do 2008. godine, dok nakon 2012. godine ti troškovi ne smiju povećati cijenu električne energije za više od 10 %. DOE odnedavno financira projekt FutureGen vrijedan 1,3 milijarde američkih dolara, čiji je cilj projektirati, izgraditi i voditi pogon postrojenja za proizvodnju električne energije i vodika na bazi ugljena s gotovo nultim emisijama štetnih sastojaka u okoliš. Projekt treba pokazati tehnološku izvodljivost i ekonomsku isplativost takvog postrojenja. Postrojenje će se sastojati od dijela za rasplinjavanje ugljena s dodatnim *water-shift* reaktorom za proizvodnju vodika i ugljikovog dioksida iz vode i ugljikovog monoksida. Oko 90 % CO<sub>2</sub> bit će odvojeno korištenjem membranske tehnologije te geološki skladišteno. Vodik će se koristiti za izgaranje u postrojenju električne snage 275 MW i u gorivnim ćelijama. Izgradnja postrojenja prema projektu FutureGen treba započeti 2009. godine, a postrojenje treba ući u pogon 2012. godine. Očekuje se da će ukupni trošak proizvodnje električne energije za samo 10 % premašiti

cal sequestration is appropriate from the standpoint of capacity, safety and environmental impact, and to stimulate the development of an integrated strategy that will connect the capture, transport and sequestration of CO<sub>2</sub>.

Within the framework of clean coal technologies, there has been recent emphasis upon the gasification of coal by the capture and geological sequestration of the CO<sub>2</sub>, with the promise of development. Many are of the opinion that with this technology it is possible to achieve coal-based production of electricity with near-zero emission into the environment. A study that began in the year 2000 in the USA put the costs of capturing CO<sub>2</sub> in an integrated gasification combined cycle (IGCC) plant at 1,7 USc/kWh, with an energy loss of 14,6 %, which corresponds to an avoided expenditure of 26 USD/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>. By the year 2010, it can be expected that these costs will be reduced to 1,0 USc/kWh, with an energy loss of 9 %, corresponding to an avoided expenditure of 18 USD/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>.

In the year 2005, the mitigation working group of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) assessed the costs of the capture and sequestration of CO<sub>2</sub> for an IGCC plant at 1–3,2 USc/kWh, which raises the cost of electricity by 21 – 78 %, i.e. to 5,5 – 9,1 USc/kWh. The energy loss is estimated at 14 – 25 %, with the corresponding avoided expenditure of 14 – 53 USD/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>. These costs include up to 5 USD/t for transport and up to 8,30 USD/t for geological sequestration.

The United States Department of Energy (DOE) set the goal of reducing the CO<sub>2</sub> capture and sequestration costs that arise with the combustion of fossil fuels to a level of below 3 USD/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, i.e. 0,25 USc/kWh by the year 2008, while after the year 2012 these costs should not be permitted to increase the price of electrical energy by more than 10 %. The DOE has recently financed the project FutureGen, valued at USD 1,3 billion, the goal of which is to design, build and operate a plant for the production of electrical energy and hydrogen on the basis of coal, with near-zero emissions of substances that are harmful to the environment. The project should demonstrate the technological feasibility and cost efficiency of such a plant. The plant will consist of a section for coal gasification with an additional water-shift reactor for the production of hydrogen and carbon dioxide from water and carbon monoxide. Approximately 90 % of the CO<sub>2</sub> will be captured by membrane technology and geologically sequestered. Hydrogen will be used for combustion in a plant with a power rating of 275 MW and in fuel cells. According to the FutureGen project, construction of the plant should begin in the year 2009, which should go into operation in the year 2012. It is expected that the total production cost of electricity will only exceed the

troškove proizvodnje konvencionalne elektrane sa stupnjem iskoristivosti od 50 %. Također se očekuje da će projekt pokazati mogućnost proizvodnje vodika s troškom od 3,80 USD/GJ, što odgovara cijeni benzina od 12,7 USc/litri [13].

## 6 TEHNOLOŠKA RAZINA ELEKTRANA NA UGLJEN U SVIJETU I EUROPI

Izgradnja novog proizvodnog parka električne energije u EU-27 predstavlja veliki izazov. Zahtjevi koji se postavljaju na sigurnost opskrbe, štednju resursa i zaštitu klime, uzrokuju visoke investicije u inovativne tehnologije proizvodnje električne energije. U sljedećih 15 – 20 godina zbog starosti elektrana, treba zamijeniti dio postojećeg proizvodnog parka od oko 100 000 MW. K tome treba dodati potrebu za izgradnjom novih elektrana ukupne snage 100 000 MW za pokrivanje rastuće potrošnje električne energije, uglavnom u zemljama koje su pristupile Europskoj uniji [14].

### 6.1 Njemačka

U Njemačkoj je početkom 2006. godine objavljena namjera izgradnje oko 18 000 MW novih elektrana koje bi trebale ući u pogon do 2011. godine. To je polovina planiranih proizvodnih kapaciteta koji se namjeravaju izgraditi do 2020. godine. Planira se ili je već u izgradnji deset većih elektrana na kameni ugljen jediničnih snaga 600 – 1 500 MW i nekoliko velikih blokova na smeđi ugljen na lokacijama Boxberg i Neurath u koje će se uložiti oko 40 milijardi eura [15].

Steag/EVN grade na lokaciji Duisburg-Walsum elektranu na kameni ugljen bruto snage 750 MW s neto stupnjem iskoristivosti od 45 %, koja bi trebala ući u pogon 2010. godine [16]. Drugi je projekt elektrana na kameni ugljen Herne 5, bruto snage 750 MW, s neto stupnjem iskoristivosti većim od 45 %, čiji se početak izgradnje očekuje u jesen 2007. godine na lokaciji postojeće termoelektrane Herne. Kao gorivo će se koristiti uvozni kameni ugljen, koji će se brodovima dopremati na lokaciju. Novi blok će ući u pogon 2011. godine [16].

Prosječna starost konvencionalnog proizvodnog parka koncerna E.ON iznosi oko 30 godina. Od ukupno 40 000 MW, koliko će 2020. godine biti zamijenjeno u SR Njemačkoj, E.ON će morati zamijeniti najmanje 7 000 MW. Pored izgradnje dva kombi bloka jediničnih snaga 800 MW i 550 MW, namjerava se izgraditi prva u nizu konvoj elektrana na kameni ugljen snage 1 100 MW na

costs of production at conventional power plants by 10 %, with 50 % efficiency. Furthermore, it is expected that the project will demonstrate the possibility of producing hydrogen at a cost of 3,80 USD/GJ, which would be equivalent to gasoline at a cost of 12,7 USc/liter [13].

## 6 THE TECHNOLOGICAL LEVEL OF COAL-FIRED ELECTRICAL POWER PLANTS IN THE WORLD AND EUROPE

The construction of the new EU-27 electrical generating park represents a great challenge. The requirements regarding the security of supply, savings of resources and climate protection necessitate large investments in innovative technologies for the production of electrical energy. In the next 15 – 20 years, due to the age of the power plants, it will be necessary to replace part of the existing park with a power rating of approximately 100 000 MW. To this it is necessary to add the need for the construction of new power plants with a combined power rating of 100 000 MW for covering growing electricity consumption, mainly in the countries that have acceded to the European Union [14].

### 6.1 Germany

At the beginning of the year 2006 in Germany, the intention was announced to construct approximately 18 000 MW of new electrical power plants that should go into operation by the year 2011. This is half of the generating capacities planned for construction by the year 2020. Ten large stone coal-fired electrical power plants with unit power ratings of 600 – 1 500 MW and several large brown coal-fired blocks at the Boxberg and Neurath locations, in which approximately 40 billion euros will be invested, are planned or under construction [15].

Steag/EVN is building a stone coal-fired electrical power plant at the location of Duisburg-Walsum of a gross power rating of 750 MW with a net efficiency of 45 %, which should go into operation in the year 2010 [16]. A second project is the stone coal-fired electrical power plant Herne 5, with a gross power rating of 750 MW and a net efficiency of greater than 45 %, on which construction is scheduled to begin in the autumn of 2007 at the location of the existing Herne Thermo Electric Power Plant. It will use imported stone coal for fuel, which will be conveyed by ships to the location. The new block will go into operation in the year 2011 [16].

The average age of the conventional production parks of the concern E.ON is approximately 30 years. Of a total of 40 000 MW, which will be replaced in

lokaciji Datteln. Ukupna investicija iznosi 1,2 milijarde eura, a tehnički podaci novog bloka dati su tablici 9 [17].

Germany in the year 2020, E.ON must replace at least 7 000 MW. In addition to the construction of two combi-blocks with unit power ratings of 800 MW and 550 MW, there are plans for the construction of the first in a series of stone coal-fired convoy electrical power plants with power ratings of 1 100 MW at the Datteln location. The investment totals 1,2 billion euros and the technical data on the new block are presented in the Table 9 [17].

Tablica 9 – Tehnički podaci novog bloka na lokaciji Datteln  
Table 9 – Technical data of the new block at Datteln location

Električna snaga/ Power rating	bruto / gross	1 100 MW
	neto / net	1 055 MW
Daljinsko grijanje / Distance heating		320 MW
Neto stupanj iskoristivosti / Net efficiency		45,2 %
Količina ugljena / Quantity of coal		360 t/h
Proizvodnja (količina) pare / Steam production (quantity)		2 850 t/h
Temperatura pare / Steam temperature		600/620 °C
Tlak pare / Steam pressure		255/55 bar

Energetska politika koncerna RWE oslanja se na uravnoteženi energetska miks na bazi raznih primarnih resursa i različitih tehnologija proizvodnje električne energije. Na lokaciji Weisweiler dograđene su 2006. godine dvije plinske turbine (2x190 MW) na postojeće blokove na smeđi ugljen jedinične snage 600 MW. Ukupna investicija za tu dogradnju iznosila je 150 milijuna eura. Nakon izgradnje bloka BoA1 na smeđi ugljen na lokaciji Niederaussem, započela je izgradnja dvostrukog bloka na smeđi ugljen, BoA2/3, na lokaciji Neurath, ukupne snage 2 200 MW u kojega će se uložiti 2,2 milijarde eura. Komercijalni pogon bloka očekuje se 2009./2010. godine. Na lokaciji Westfalen planira se izgradnja dvostrukog bloka jedinične snage 800 MW (ukupne neto snage 1 560 MW), u čiju izgradnju će se uložiti 1,5 milijardi eura. Početak komercijalnog pogona očekuje se 2011. godine. Planirana je izgradnja šest takvih dvostrukih blokova [18].

The energy policy of the concern RWE relies on a balanced energy mix based upon various primary resources and electricity generation technologies. At the Weisweiler locations, two gas turbines (2x190 MW) were constructed on the existing brown-coal fired blocks with unit power ratings of 600 MW. The total investment for this upgrade amounted to 150 million euros. After the construction of the brown coal-fired BoA1 at the Niederaussem location, construction began of a brown coal-fired double block, BoA2/3, at the Neurath location, with a total power rating of 2 200 MW, in which 2,2 billion euros will be invested. The commercial operation of the block is expected in 2009/2010. At the Westfalen location, construction is planned of a double block with a unit power rating of 800 MW (total net power rating of 1 560 MW), with planned investment in construction of 1,5 billion euros. The beginning of commercial operation is expected in the year 2011. The construction of six such double blocks is planned [18].

Daljnem povećanju iskoristivosti elektrana na smeđi ugljen pridonosi postupak predsušenja ugljena, na čijem razvoju RWE radi već 10 godina. Posljednji korak u komercijalizaciji postupka predsušenja smeđeg ugljena je izgradnja prototipnog postrojenja na lokaciji Niederaussem, koje će proizvoditi 110 t/h suhog ugljena za pogon bloka BoA1. Radovi na izgradnji postrojenja započeli su u srpnju 2006. godine, a probni pogon prototipnog bloka se očekuje krajem 2007. godine. Nakon uspješnog pogona novog

Further increase in the efficiency of brown coal-fired power plants will be contributed to by the procedure for predrying coal, which RWE has been developing for 10 years. The final step in the commercialization of the procedure for the predrying of brown coal is the construction of a prototype plant at the Niederaussem location, which will produce 110 t/h of dry coal for the BoA1 block plant. Work on the plant construction began in July 2006 and the trial operation of the block prototype is anticipated in late 2007. After the successful operation of the new

postrojenja planira se na bazi stečenih iskustava izgraditi prvu elektranu na suhi smeđi ugljen koja bi trebala ući u pogon oko 2015. godine.

Najvažniji razvojni cilj RWE je elektrana 700 °C, s kojom bi se postigao neto stupanj iskoristivosti od oko 50 %. U okviru projekta COMTES700 (*Component Test Facility for a 700 °C Power Plant*), ispituju se na jednom bloku termoelektrane Scholven materijali za buduću generaciju elektrana s parametrima pare 700 °C [18].

RWE planira 2014. godine pustiti u pogon elektranu na ugljen bez CO<sub>2</sub> emisija, jedinične snage oko 450 MW u koju ulaže oko milijardu eura. Paralelno razvija tehnologije za odvajanje CO<sub>2</sub> u postojećim elektranama na ugljen (postupak pranja CO<sub>2</sub>). Također se radi na tehnologiji skladištenja 2,3 milijuna tona CO<sub>2</sub> koja treba biti razvijena do 2014. godine [18].

Tvrtke Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG i Power Generation der Siemens AG su zaključile ugovor o isporuci opreme i izgradnji suvremene elektrane-toplane na kameni ugljen snage 820 MW s električnim stupnjem iskoristivosti od 46 %. Nova će elektrana-toplana emitirati 20 % manje CO<sub>2</sub> u odnosu na klasične elektrane na kameni ugljen te zadovoljavati najstrože zahtjeve zaštite okoliša. Investicijska će ulaganja u novi blok iznositi 940 milijuna eura [19].

Vattenfall raspolaže u Njemačkoj s relativno novim, najsuvremenijim proizvodnim parkom elektrana na smeđi ugljen u svijetu. Za pokrivanje vršnih opterećenja koriste se pumpne hidroelektrane i plinske turbine. Zahvaljujući povoljnim infrastrukturnim uvjetima na lokaciji Boxberg, planira se izgradnja novog bloka na smeđi ugljen snage 675 MW s neto stupnjem iskoristivosti od 43,9 %. Parametri svježe pare su 600 °C i 286 bara s temperaturom međupregrijanja od 610 °C. Komercijalni se pogon očekuje početkom 2011. godine [20].

Vattenfall planira izgradnju novog dvojnog bloka na uvozni kameni ugljen na lokaciji bivše plinske elektrane u luci Hamburg/Moorburg. Primopredaja prvog od dva bloka je planirana za kraj 2011. godine, a drugog bloka do sredine 2012. godine. Blokovi će nakon ulaska u komercijalni pogon opskrbljivati grad Hamburg toplinskom i električnom energijom. Oba bloka raspolagat će pojedinačno električnom snagom od 820 MW i toplinskom snagom od 450 MW. Parametri svježe pare su 600 °C i 276 bara. Blokovi će ostvarivati neto stupanj iskoristivosti od 46,5 % u kondenzacijskom pogonu.

plant, there are plans for the construction of the first brown coal-fired electric power plant, which should go into operation in approximately the year 2015.

The most important developmental goal of RWE is a 700 °C electrical power plant, with which a net efficiency of approximately 50 % would be achieved. Within the framework of the Component Test Facility for a 700 °C Power Plant (COMTES700) project, materials are being tested on one block of the Scholven Thermoelectric Power Plant for the future generation of power plants with steam parameters of 700 °C [18].

In the year 2014, RWE plans to place a coal-fired electrical power plant without CO<sub>2</sub> emissions that would have a unit power rating of approximately 450 MW into operation, in which it is investing approximately a billion euros. It is simultaneously also developing technologies for capturing CO<sub>2</sub> in existing coal-fired electrical power plants (CO<sub>2</sub> scrubbing). It is also working on a technology for the storage of 2,3 million tons of CO<sub>2</sub>, which should be developed by the year 2014 [18].

The firms of Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG and Power Generation der Siemens AG have entered a contract on the delivery of equipment and the construction of a modern stone coal-fired electrical power plant/heating plant with a power rating of 820 MW and electrical efficiency of 46 %. The new power plant/heating plant will emit 20 % less CO<sub>2</sub> than classical stone coal-fired power plants and meet the most stringent environmental protection requirements. Investment in the new block will amount to 940 million euros [19].

In Germany, Vattenfall has the relatively new and most modern coal-fired electrical power production park in the world. For covering peak loads, pumped hydroelectric plants and gas turbines are used. Owing to favorable infrastructure conditions at the Boxberg location, the construction of a new brown coal-fired block with a power rating of 675 MW and net efficiency factor of 43,9 % is planned. The parameters of the fresh steam are 600 °C and 286 bars, with a reheat temperature of 610 °C. Commercial operation is anticipated in early 2011 [20].

Vattenfall is planning to construct a new imported stone coal-fired double block at the location of the former gas power plant in the Hamburg/Moorburg Harbor. The transfer of the first of the two blocks is planned for the end of the year 2011 and the transfer of the second by the middle of the year 2012. After entering commercial operation, the blocks will supply the city of Hamburg with heat and electrical energy. Each block will have a electrical energy capacity of 820 MW and a heat energy capacity of 450 MW. The parameters of the fresh steam are 600 °C

U rujnu 2006. godine započelo je projektiranje kogeneracijskog bloka za istodobnu proizvodnju električne energije i topline za grad Berlin, s istim parametrima pare kao kod novih blokova u Hamburgu/Moorburgu. Početak komercijalnog pogona predviđen je za kolovoz 2012. godine [20].

Vattenfall radi na razvoju elektrane na smeđi ugljen bez CO<sub>2</sub> emisije, na bazi *oxy-fuel* tehnologije. Nakon uspješnog pogona test postrojenja predviđa se izgradnja pilot postrojenja koje će se sastojati od postrojenja za razlaganje zraka, parogeneratorske snage 30 MW te postrojenja za pročišćavanje dimnih plinova i proizvodnju tekućeg CO<sub>2</sub>. Pri nazivnom opterećenju pilot postrojenje će proizvoditi oko 9 t/h tekućeg CO<sub>2</sub>, za što je potrebno osigurati 5,2 tone ugljena i 10 t/h kisika. Probni pogon pilot postrojenja je predviđen za treći kvartal 2008. godine [20].

U Njemačkoj je pored navedenog, najavljena izgradnja sljedećih elektrana na kameni ugljen:

- Bremen (swb Erzeugung), blok snage 800 MW, s ulaskom u komercijalni pogon 2011. godine,
- Ruhr (EWMR), blok snage 1100 MW, s ulaskom u komercijalni pogon 2011. godine,
- Baden-Württemberg (Südweststrom), blok snage 750 MW, vrijeme ulaska bloka u pogon je još nepoznato,
- Mainz (Kraftwerke Mainz-Wiesbaden – KMW), blok snage 750 MW, vrijeme ulaska bloka u pogon je još nepoznato [15].

## 6.2 Poljska, Mađarska i Bugarska

Poljska proizvodi godišnje 100 milijuna tona kamenog i 60 milijuna tona smeđeg ugljena [21]. Instalirana snaga elektrana iznosi 35 406 MW, s bruto proizvodnjom električne energije od 151,8 TWh. Poljska izvozi godišnje oko 15 TWh električne energije [21]. U elektrani Lagisza gradi se prvi i najveći blok na svijetu s nadkritičnim parametrima i kotlom na ugljen s izgaranjem u fluidiziranom sloju (CFB), snage 460 MW, čiji se komercijalni pogon predviđa za 2009. godinu. Krajem 2007. godine tvrtka Elektrownia Patnow pušta u pogon blok nadkritičnih parametara, na smeđi ugljen, snage 460 MW. U elektrani Belchatow se gradi blok s nadkritičnim parametrima, na smeđi ugljen, bruto snage 833 MW i garantiranim stupnjem iskoristivosti od 44,2 % [22].

Na lokaciji Visonta u Mađarskoj, tvrtka Matra Kraftwerk AG, u kojoj je većinski vlasnik njemačko elektroprivredno poduzeće RWE Power, namjerava

and 276 bars. The blocks will achieve a net efficiency factor of 46,5 % in the condenser plant.

The beginning of the design of a cogeneration block for the simultaneous production of electrical energy and heat for the city of Berlin began in September 2006, with the same steam parameters as for the new blocks in Hamburg/Moorburg. The beginning of commercial operation is anticipated in August 2012 [20].

Vattenfall is working on the development of a brown coal-fired electrical power plant without CO<sub>2</sub> emissions, based upon oxy-fuel technology. After the successful operation of the test plant, the construction of a pilot plant is anticipated that will consist of plants for air separation, a 30 MW steam generator, and a plant for scrubbing flue gases and the production of liquid CO<sub>2</sub>. At the rated load, the pilot plant will produce approximately 9 t/h of liquid CO<sub>2</sub>, for which it is necessary to secure 5,2 tons of coal and 10 t/h of oxygen. The test operation of the pilot plant is planned for the third quarter of the year 2008 [20].

In Germany, in addition to the above, the construction of the following stone coal-fired electrical power plants has been announced:

- Bremen (swb Erzeugung), block with a power rating of 800 MW, scheduled to go into commercial operation in the year 2011,
- Ruhr (EWMR), block with a power rating of 1100 MW, scheduled to go into commercial operation in the year 2011,
- Baden-Württemberg (Südweststrom), block with a power rating of 750 MW, for which the date that it will go into commercial operation is still unknown,
- Mainz (Kraftwerke Mainz-Wiesbaden – KMW), block with a power rating of 750 MW, for which the date that it will go into commercial operation is still unknown [15].

## 6.2 Poland, Hungary and Bulgaria

Poland produces 100 million tons of stone coal and 60 million tons of brown coal annually [21]. The installed capacity of the power plants amounts to 35 406 MW, with a gross electricity production of 151,8 TWh. Poland exports approximately 15 TWh of electricity each year [21]. In the Lagisza electric power plant, the first and largest block in the world with supercritical parameters and a coal-fired furnace with combustion in the circulating fluidized bed (CFB) and a power rating of 460 MW is expected to go into commercial operation in the year 2009. In late 2007, the company Elektrownia Patnow is putting a brown coal-fired block with supercritical parameters into operation, with a power rating of 460 MW. At the Belchatow electrical power plant, a brown coal-fired block is being constructed with



izgraditi novi blok na smeđi ugljen i dograditi plinske turbine na postojeće blokove na ugljen [23].

Od ukupno 9 515 MW instaliranih kapaciteta u Bugarskoj, 47 % električne energije se proizvodi korištenjem domaćeg i uvoznog ugljena. Oko 80 % termoelektrana u Bugarskoj je u pogonu više od 20 godina. Utvrđen je razvoj elektroenergetskog sustava, koji predviđa da će se pored ostalog do 2012. godine izgraditi novih elektrana na ugljen ukupne snage 900 MW [24], koje će biti zamjena za ranije obustavljene nuklearne blokove NE Kozloduy. U razdoblju od 2013. do 2020. godine gradit će se kombi jedinice na prirodni plin i dva nuklearna bloka svaki snage po 1 000 MW.

### 6.3 Hrvatska, Bosna i Hercegovina, Srbija, Makedonija i Slovenija

Hrvatski sabor je 19. ožujka 2002. godine donio Strategiju energetskog razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine, u kojoj su pored ostalog analizirani razni scenariji razvitka proizvodnog parka električne energije Republike Hrvatske i predložena struktura proizvodnih objekata [25].

S obzirom da je razdoblje od otvaranja tržišta električne energije u EU do kraja 2006. godine bilo karakterizirano zastojem izgradnje proizvodnih objekata i da je krajem 2006. godine u Europi pokrenut novi investicijski ciklus izgradnje objekata za proizvodnju električne energije, za očekivati je da će se i u Republici Hrvatskoj uskoro objaviti plan izgradnje objekata proizvodnje električne energije do 2020. (2030.) godine, koji će biti utemeljen na korištenju raznorodnih fosilnih goriva, nuklearne energije i obnovljivih izvora energije.

Obnovljive izvore energije treba poticati i graditi koliko je to objektivno moguće, a elektrane na fosilna goriva i nuklearnu energiju koliko se to mora, da bi se jamčila sigurnost opskrbe potrošača električnom energijom.

U Bosni i Hercegovini vlada je pokrenula investicijski ciklus za izgradnju novih proizvodnih objekata. Pored izgradnje triju novih hidroelektrana u Federaciji BiH gradit će se pet novih blokova na bazi domaćeg ugljena:

- blok 370 MW na smeđi ugljen, na lokaciji TE Tuzla,
- blok 350 MW na smeđi ugljen na području Bugojna,
- blok oko 250 MW na smeđi ugljen na lokaciji TE Kakanj,

supercritical parameters, a gross power rating of 833 MW and a guaranteed efficiency of 44,2 % [22].

At the Visonta location in Hungary, the firm of Matra Kraftwerk AG, in which the majority shareholder is the German company RWE Power, intends to build a new brown coal-fired block and add gas turbines to the existing coal-fired blocks [23].

Of the total 9 515 MW of installed capacities in Bulgaria, 47 % of the electrical energy is produced using domestic and imported coal. Approximately 80 % of the thermal power plants in Bulgaria have been in operation for over 20 years. The development of the electrical energy system has been determined. It is anticipated, among other things, that new coal-fired power plants with a total power rating of 900 MW will be constructed by the year 2012 [24] in order to replace the previously shut down blocks of the Kozloduy Nuclear Power Plant. In the period from 2013 to 2020, combined natural gas-fired units and two nuclear blocks with a power rating of 1 000 MW each will be constructed.

### 6.3 Croatia, Bosnia and Herzegovina, Serbia, Macedonia and Slovenia

On March 19, 2002, the Croatian Parliament adopted the Energetics Development Strategy of the Republic of Croatia to the Year 2030, in which, among other things, various scenarios are analyzed for the development of the electricity production park of the Republic of Croatia and the structures of the production facilities are proposed [25].

Since the period from the opening of the electricity markets in the EU until the end of the year 2006 was characterized by a standstill in the construction of production facilities and a new investment cycle was initiated at the end of the year 2006 in Europe for the construction of facilities for the production of electrical energy, it can be expected that a plan will soon be announced in the Republic of Croatia for the construction of facilities for the production of electricity by the year 2020 (2030), which will be based upon the use of various types of fossil fuels, nuclear energy and renewable energy sources.

Renewable energy sources should be promoted and constructed to the extent that this is objectively possible, and fossil fuel power plants and nuclear energy to the extent necessary, in order to guarantee a secure supply to the consumers of electrical energy.

In Bosnia and Herzegovina, the government has initiated an investment cycle for the construction of new production facilities. In addition to the construction of three new hydroelectric power plants in the Federation of Bosnia and Herzegovina, five new blocks will be constructed that use domestic coal:

- blok 2x275 MW na smeđi ugljen na lokaciji Kongora.

U Republici Srpskoj planirana je izgradnja sljedećih proizvodnih objekata [26] i [27]:

- novi blok snage 600 MW u TE Gacko na smeđi ugljen,
- nova elektrana snage 430 MW na smeđi ugljen na lokaciji Stanari kod Doboja,
- novi blok u TE Ugljevik.

U Srbiji se planira završetak izgradnje dvaju blokova termoelektrane Kolubara B, bruto snage 2x350 MW. Elektrana se gradi u neposrednoj blizini površinskog kopa smeđeg ugljena Tamnava - Zapadno polje. Izgradnja je obustavljena 1991. godine. TE Kolubara B je ključni proizvodni kapacitet za pokrivanje rasta potrošnje električne energije u Srbiji [28].

Više od 80 % ukupne proizvodnje od 6,6 TWh električne energije u Makedoniji potječe iz elektrana na ugljen (TE Bitola 3x225 MW i TE Oslomej Kičevo 125 MW). Preostala električna energija se proizvodi u hidroelektranama. Pored ostalih elektrana, razvojnim planom je predviđena izgradnja novog bloka na ugljen u TE Bitola snage 225 MW [29].

Proizvodne kapacitete električne energije u Sloveniji čine hidroelektrane, termoelektrane, toplane i NE Krško. Ukupno instalirana snaga (2001.) iznosila je 2 651 MW, od čega 829 MW u hidroelektranama i 1 131 MW u termoelektranama. Godišnja proizvodnja električne energije iznosi oko 10 TWh. U dvije termoelektrane se koristi smeđi ugljen. Najveći dio električne energije iz smeđeg ugljena proizvodi se u termoelektrani Šoštanj, koja je u razdoblju od 1990. do 1999. godine proizvodila 76 % električne energije termoelektrana. Osnovni tehnički i ekonomski podaci novog bloka 600 MW u TE Šoštanj dati su u tablici 10 [30].

- brown coal-fired 370 MW block, at the location of the Tuzla Thermoelectric Power Plant,
- brown coal-fired 350 MW block, in the region of Bugojno,
- brown coal-fired approximately 250 MW block, at the location of the Kakanj Thermoelectric Power Plant,
- brown coal-fired 2x275 MW block, at the Kongora location.

In the Republika Srpska, the construction of the following production facilities is planned [26] and [27]:

- a new brown coal-fired 600 MW block at the Gacko Thermoelectric Power Plant,
- a new brown coal-fired 430 MW power plant at the location of Stanari near Dobojo,
- a new block at the Ugljevik Thermoelectric Power Plant.

In Serbia, the completion of two blocks of the Kolubar B Thermoelectric Power Plant is planned, with a gross power rating of 2x350 MW. The power plant is being constructed in the immediate vicinity of the Tamnava - Zapadno polje surface coal mine. Construction was stopped in the year 1991. The Kolubar B Thermoelectric Power Plant is a key production facility for covering increased electricity consumption in Serbia [28].

Over 80 % of the total production of 6,6 TWh of electrical energy in Macedonia originates from coal-fired electrical power plants (the Bitola Thermoelectric Power Plant, 3x225 MW, and Oslomej Kičevo Thermoelectric Power Plant, 125 MW). The remaining electrical energy is produced by hydroelectric power plants. In addition to other electrical power plants, the construction of a new coal-fired block is planned at the Bitola Thermoelectric Power Plant, with a power rating of 225 MW [29].

The electricity production capacities in Slovenia consist of hydroelectric power plants, thermoelectric power plants, heating plants and the Krško Nuclear Power Plant. The total installed capacity in the year 2001 amounted to 2 651 MW, of which 829 MW was in hydroelectric power plants and 1 131 MW in thermoelectric power plants. The annual production of electrical energy amounts to approximately 10 TWh. Brown coal is used in two thermoelectric power plants. The majority of the electrical energy from brown coal is produced at the Šoštanj Thermoelectric Power Plant, which during the period from 1990 to 1999 produced 76 % of the electrical energy of the thermoelectric power plants. The basic technical and economic data of the new 600 MW block at the Šoštanj Thermoelectric Power Plant are presented in the Table 10 [30].

Tablica 10 – Tehnički i ekonomski podaci novog bloka u TE Šoštanj  
 Table 10 – Technical and economic data of the new block in Šoštanj Thermoelectric Power Plant

Električna snaga / Electrical power rating	600 MW
Stupanj iskoristivosti (neto) / Efficiency (net)	43,12 %
Specifični utrošak topline / Specific heat consumption	8 349 kJ/kWh
Ugljen Velenje / Velenje coal, H <sub>d</sub>	10 300 kJ/kg
Emisije / Emissions:	
– SO <sub>2</sub>	< 200 mg/Nm <sup>3</sup>
– NO <sub>x</sub>	< 200 mg/Nm <sup>3</sup>
– prašina / particles	< 20 mg/Nm <sup>3</sup>
– CO <sub>2</sub> (100 % snage / power)	493 t/h
– buka / noise	< 45 dB(A) na granici TE / at the boundry of the power plant
Investicijska vrijednost / Investment value	637 milijuna eura / million euros
Cijena električne energije / Price of electricity	34,3 EUR/MWh
Cijena ugljena / Price of coal	2,25 EUR/GJ

#### 6.4 Kina i Indija

Jedna trećina očekivanog rasta svjetske potrošnje energije od 1995. do 2020. godine, ostvarit će se u Kini i Indiji, zahvaljujući njihovoj veličini, rastu stanovništva i perspektivama razvoja njihovog gospodarstva [31]. Već danas su te dvije zemlje najveća pojedinačna tržišta opreme za proizvodnju električne energije. Već od 2005. godine u njima se u velikom opsegu grade moderne elektrane na ugljen s parametrima svježije pare od 580 °C i 260 bar. Predviđa se da će se u Kini od 2010. godine graditi elektrane na ugljen s parametrima svježije pare od 610 °C i 300 bara. Za najveći dio planirane nove izgradnje elektrana na ugljen oprema će se proizvoditi u Kini i Indiji.

U Indiji se potrošnja električne energije znatno povećala u posljednjih 5 – 10 godina. Sve veći zahtjevi i potrebe za električnom energijom nisu bile istodobno popraćene izgradnjom novih proizvodnih jedinica, zbog čega se pojavljuju problemi u opskrbi električnom energijom. Za pokrivanje rastuće potrošnje električne energije potrebno je u idućih 5 – 6 godina izgraditi novi proizvodni park snage 68 000 MW [32]. Tako se očekuje da će do 2012. godine u Indiji biti instalirano 205 000 MW proizvodnih kapaciteta. Primjer izgradnje novih kapaciteta na ugljen predstavljaju jedinice 3x660 MW termoelektrane Sipat s nadkritičnim parametrima, koje gradi National Thermal Power Corporation. Probni pogon se očekuje početkom 2009. godine. Zatim to su šest ultra-mega projekata koje gradi indijska vlada, svaki kapaciteta 4 000 MW s pet jedinica po 800 MW (ukupno 24 000 MW) na bazi tehnologije s nadkritičnim parametrima

#### 6.4 China and India

One third of the expected growth in world energy consumption from 1995 to 2020 will occur in China and India, owing to their size, population growth and the prospects for the development of their economies [31]. Already today, these two countries are the largest individual markets for equipment used in the production of electrical energy. Since the year 2005, various types of modern coal-fired electrical power plants have been under construction, with fresh steam parameters of 580 °C and 260 bars. It is expected that starting in the year 2010, China will be building coal-fired electrical power plants with fresh steam parameters of 610 °C and 300 bars. For the majority of the planned new construction of coal-fired electrical power plants, the equipment will be manufactured in China and India.

In India, the consumption of electrical energy has significantly increased during the past 5 – 10 years. The ever increasing requirements and demands for electrical energy were not simultaneously accompanied by the construction of new production units, due to which problems occur in the electricity supply. For covering the growing consumption of electrical energy, it will be necessary to build a new production park with a power rating of 68 000 MW in the next 5 – 6 years [32]. Thus, it is expected that by the year 2012, 205 000 MW of production capacities will be installed in India. Example of the construction of new coal-fired capacities include the 3x660 MW units of the Sipat Thermoelectric Power Plant with supercritical parameters being constructed by the National Thermal Power Corporation. Test operation is anticipated in early

svježe pare [32]. Svaki ultra-mega projekt stoji 4,3 milijarde američkih dolara. U tijeku su pripreme na izgradnji prvog projekta na lokaciji North Karanpura [22].

U Kini se 80 % proizvodnje električne energije ostvaruje na bazi ugljena. Nagli razvoj kineskog gospodarstva prati povećanje potrošnje električne energije, što je rezultiralo enormnim rastom proizvodnih kapaciteta. U 2003. godini je naručeno preko 100 000 MW elektrana na bazi ugljena. Neki primjeri izgradnje elektrana na ugljen obuhvaćaju:

- termoelektrana Changshu (3x600 MW) na bitumenizirani ugljen je prva jedinica nove generacije elektrana s nadkritičnim parametrima u Kini. Prvi blok je u trajnom pogonu i ostvaruje pogonsku snagu od 670 MW,
- termoelektrana Wai Gao Qiao II, s 2x900 MW s nadkritičnim parametrima pare (542 °C, 279 bara) i neto stupnjem iskoristivosti većim od 42 %,
- treća faza termoelektrane Wai Gao Qiao 2x1 000 MW (u izgradnji) s parametrima pare od 605 °C i 275 bara [33],
- termoelektrana Huaneng Yuhuan je prva kineska proizvodna jedinica s ultra-nadkritičnim parametrima. Izgradit će se četiri jedinice, prve dvije ulaze u pogon 2007., a druge dvije 2008. godine [12],
- treći blok termoelektrane na ugljen Waigaoqiao III s ultra-nadkritičnim parametrima i snagom 2x1 000 MW (u izgradnji).

### 6.5 Australija, Kanada i SAD

Ove godine ulazi u pogon termoelektrana na ugljen Kogan Creek u Queenslandu, Australija, snage 750 MW, s nadkritičnim parametrima. To će biti blok s najvećom jediničnom snagom u Australiji.

Od 2005. godine u Kanadi je u pogonu termoelektrana Genesee III, kao prva elektrana na ugljen u Sjevernoj Americi s nadkritičnim parametrima, snage 500 MW i s neto stupnjem iskoristivosti od 42 %. Bow City Project-Luscar predviđa u južnoj Alberti izgradnju dviju jedinica na ugljen od 1 000 MW s nadkritičnim parametrima. Očekuje se početak izgradnje u 2007. godini, prva faza bit će u pogonu 2010. godine, a druga 2014. godine.

U SAD se nalazi u fazi izgradnje više objekata od kojih će se spomenuti:

- izgradnja treće jedinice u termoelektrani Comanche Station u Coloradu snage 750 MW s nadkritičnim parametrima. Komercijalni pogon te jedinice se očekuje 2008. godine,

2009. There will also be six ultra-mega projects built by the Indian government, each with a capacity of 4 000 MW with five 800 MW units (a total of 24 000 MW), based on technology with supercritical fresh steam parameters [32]. Each of the ultra-mega projects costs USD 4,3 billion. Preparations are underway for the construction of the first project in the North Karanpura location [22].

In China, 80 % of energy production is based on coal. The rapid development of the Chinese economy is accompanied by increased electricity consumption, which has resulted in enormous growth in the production capacities. In the year 2003, coal-fired power plants with over 100 000 MW of rated power were ordered. Some examples of the construction of coal-fired electrical power plants are as follows:

- the Changshu Thermoelectric Power Plant (3x600 MW), fired by bituminous coal, the first unit of the new generation of electrical power plants with supercritical parameters in China. The first block is in permanent operation and has achieved a power rating of 670 MW,
- the Wai Gao Qiao II Thermoelectric Power Plant, with 2x900 MW and supercritical steam parameters (542 °C, 279 bars) and a net efficiency of greater than 42 %,
- the third phase of the Wai Gao Qiao Thermoelectric Power Plant, 2x1 000 MW (under construction), with steam parameters of 605 °C and 275 bars [33],
- the Huaneng Yuhuan Thermoelectric Power Plant, the first Chinese production unit with ultra-supercritical parameters. Four units will be constructed. The first two will go into operation in 2007 and the second two in the year 2008 [12],
- the third block of the coal-fired Waigaoqiao III Thermoelectric Power Plant, with ultra-supercritical parameters and a power rating of 2x1 000 MW (under construction).

### 6.5 Australia, Canada and the USA

This year, the coal-fired power plant at Kogan Creek in Queensland, Australia, with a power rating of 750 MW and supercritical parameters, will go into operation. It will be the block with the highest unit power rating in Australia.

Since the year 2005, the first coal-fired power plant in North America with supercritical parameters has been in operation at the Genesee III Thermoelectric Power Plant in Canada, with a power rating of 500 MW and a net efficiency of 42 %. The Bow City Project-Luscar in southern Alberta anticipates the construction of two coal-fired units with a power

- Mid American Power u Iowa – 790 MW,
- WE Energy u istočnom Wisconsinu – 2x650 MW,
- TXU u Teksasu – 2x860 MW, termoelektrana Oak Grove 1 i 2 na smeđi ugljen,
- Peabody u Illinoisu – 2x750 MW, ulaze u pogon 2010. godine,
- termoelektrana DTE u Kansasu – 600 MW,
- termoelektrana LG&E u Kentuckyju – 732 MW,
- termoelektrana WPSC u Wisconsinu – 520 MW,
- TXU je objavila plan izgradnje 11 novih jedinica s nadkritičnim parametrima na 9 postojećih lokacija, čije bi prve jedinice mogle ući u pogon već 2010. godine [22].

rating of 1 000 MW and supercritical parameters. Construction is expected to begin in the year 2007. The first phase will be in operation in the year 2010 and the second in the year 2014.

In the USA, several facilities are in the construction phase, of which the following will be mentioned:

- the construction of the third unit in the Comanche Station Thermoelectric Power Plant in Colorado, with a power rating of 750 MW and supercritical parameters. The commercial operation of this unit is expected in 2008,
- Mid American Power in Iowa – 790 MW,
- WE Energy in eastern Wisconsin – 2x650 MW,
- TXU in Texas – 2x860 MW, the brown coal-fired Oak Grove Thermoelectric Power Plants 1 and 2,
- Peabody in Illinois – 2x750 MW, going into operation in the year 2010,
- the DTE Thermoelectric Power Plant in Kansas – 600 MW,
- the LG&E Thermoelectric Power Plant in Kentucky – 732 MW,
- the WPSC Thermoelectric Power Plant in Wisconsin – 520 MW,
- TXU has announced the planned construction of 11 new units with supercritical parameters at 9 existing locations, the first of which could go into operation in the year 2010 [22].

## 7 ZAKLJUČAK

Uspriko svim problemima koji prate uporabu ugljena u proizvodnji električne energije, njegovo korištenje u zadovoljavanju svjetskih potreba za električnom energijom bit će i idućih desetljeća neizbježno. Pod pritiskom neodgodivog investiranja u nove proizvodne kapacitete, ali i svijesti o ekološkim i klimatološkim posljedicama korištenja fosilnih goriva, u svijetu se ulažu golemo sredstva u unaprjeđenje tehnologije korištenja ugljena. Neka dostignuća tog razvoja, poput visoke termičke efikasnosti procesa i ostvarive niske razine zagađenja okoliša, sastavni su dio komercijalne ponude energetske opreme na svjetskom tržištu. Tehnologije proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva s nultom emisijom CO<sub>2</sub> u atmosferu još nisu razvijene do razine komercijalne isplativosti, ali realno je očekivati da će se i to ostvariti idućih desetljeća. Dostignuća u razvoju tehnologija čistog ugljena treba uzimati u obzir pri strateškom planiranju izgradnje proizvodnih kapaciteta u hrvatskom elektroenergetskom sustavu, jer se jedino oslanjanjem na raznorodne primarne energente, pa jednim dijelom i na ugljen, može dugoročno osigurati pouzdanost opskrbe električnom energijom.

## 7 CONCLUSION

Despite all the problems that accompany the use of coal in the production of electrical energy, its use in meeting world electricity demand will be unavoidable in the coming decades. Under the pressure of inevitable investment in new production capacities, but also awareness of the ecological and climatic consequences of the use of fossil fuels, enormous funding is being invested around the world in improving the technology for the use of coal. Some of the achievements of this development, such as the high thermal efficiency of the process and the achievement of a low level of environmental pollution, are integral parts of the commercial offer of energy equipment on the world market. The technologies for the production of electrical energy from fossil fuels with zero emission of CO<sub>2</sub> into the atmosphere have still not been developed to the level of commercial cost effectiveness but it is realistic to anticipate their development within the coming decades. The achievement in the development of clean coal technology should be taken into account in the strategic planning of the construction of production capacities in the electrical energy system of the Republic of Croatia because only through reliance upon a variety of primary power sources, including coal, will it be possible to assure the long-term reliability of the electricity supply.

---

## LITERATURA / REFERENCES

- [1] Clean Coal Technologies (2006), Australian Uranium Association, briefing paper #83, Melbourne, <http://www.uic.com.au/nip83.htm>
- [2] VELIĆ, J., SAFTIĆ, B., Petrologija ugljena. Interna skripta. Rudarsko-geološko-naftni fakultet Sveučilišta u Zagrebu, Zagreb, 1997.
- [3] BP, <http://www.bp.com>
- [4] NIKOLIĆ, P., DIMITRIJEVIĆ, D., Ugalj: kvalitativno-kvantitativna svojstva ugljeva i njihova uloga u procesu prerade i upotrebe ugljeva, Beograd, 1980.
- [5] ŠESTIĆ, M., Svojstva ugljena i njihov utjecaj na značajke termoelektrarnog postrojenja, EKONERG, Zagreb, 1998.
- [6] IEA, <http://www.iea.org>
- [7] World Energy, Technology and Climate Policy, Outlook, WETO, EC DG Research, 2003
- [8] Clean coal technology: How it works, BBC news, 2005, <http://news.bbc.co.uk/1/hi/sci/tech/4468076.stm>
- [9] Cleaner Coal, N. 253, Parliamentary Office of Science and Technology, London, 2005
- [10] Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2005, VGB Power Tech, <http://vgb.org>
- [11] Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2004 – CO<sub>2</sub> Reduzierung durch effiziente Kohle und Gaskraftwerke, VGB Power Tech, <http://vgb.org>
- [12] Piñon Pine IGCC Power Project (2001), US National Energy Technology Laboratory, US DOE, Pittsburgh, 2001
- [13] FutureGen project, Integrated Hydrogen, Electric Power Production and Carbon Sequestration Research Initiative, US DOE, Office of Fossil Energy, 2004
- [14] Neue Kraftwerke für Europa – Umweltschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit im Einklang, Presseinformation – Krakau/Essen, 28. September 2005
- [15] 24 neue Kraftwerke geplant, ew AKTUELL Nachrichten, Energiewirtschaft Jg. 105(2006), Heft 4
- [16] SCHOLTHOLT, H., VGB Steag Projects in Germany and Abroad, Power Tech 3/2007
- [17] SCHMITZ, R.M., Neubauprojekte E.ON Energie (A3), VGB Kongress Power Plants, 2005
- [18] KEHR, M., ELSEN, R., RITTERBACH, E., RWE Power AG, Essen, Neue Kraftwerke bei RWE Power, Vortrags Nr. A6, VGB Kongress, 2005
- [19] Kraftwerke Mainz-Wiesbaden, Siemens Generalunternehmer für das neue Kohleheizkraftwerk, VGB Power Tech, 4/2007
- [20] HASS, R., RADEMACHER, A., Neue Vattenfall Projekte in Deutschland, VGB Power Tech, 4/2007
- [21] KLAWE, M., LIPKO K., SOLINSKI, J., Polish WEC MC, Energy Perspectives in the Central and Eastern Europe, A view from Poland, VGB Congress, Power Plants, 2005
- [22] TOPPER, J., AUMÜLLER, A., HENDERSON, C., MEIER, H. J., Clean Coal Technologies, International Activities, VGB Congress, Power Plants, 2006
- [23] KEHR, M., EISEN, R., EWERS, J., RWE Power AG, Essen, Aktuelle Neubauprojekte und Weiterentwicklungen in der Kohlekraftwerkstechnik, Vortrags Nr. B6, VGB Kongress, Kraftwerke, 2004
- [24] NEK - National Electric Company - Electric Power Generation, <http://www.nek.bg/cgi-bin/index.cgi?l=2&d=1007>
- [25] Strategija energetskega razvoja Republike Hrvatske do 2030. godine, <http://www.nn.hr/clanci/sluzbeno/2002/0839.htm>
- [26] Izgradnja novih elektrana na ugljen u Bosni i Hercegovini, ČEZ gradi elektranu u Gackom za 1,5 milijardi eura, 8.02.2007., <http://www.poslovnih.hr/33444.aspx>
- [27] ŠAJINOVIĆ, D., TE Stanari će biti najčistiji energetske objekat u BiH, EFT, [http://www.eft-stanari.net/sr/stanari\\_tpp.htm](http://www.eft-stanari.net/sr/stanari_tpp.htm)
- [28] EPS – Elektroprivreda Srbije, Nove elektrane – Elektranu Kolubara 1 i 2, [http://www.eps.co.yu/razvoj/novi\\_kapaciteti.htm](http://www.eps.co.yu/razvoj/novi_kapaciteti.htm)
- [29] HADŽI-KOSTOVA, B., SCHLABBACH, J., Elektrizitätsversorgung der Republik Mazedonien ew jg 101, Heft 6, 2002
- [30] SUSTERSIC, A., ZLAHTIC, F., JEVSEK, F., Environmental Protection of Thermal Power Plants in the Process of Slovenia's Approaching the European Union, VGB Power Tech, 3/2001
- [31] MÜLLER-KIRCHENBAUER, H., Status and Development of the Power Plant Industry in China and India, VGB Power Tech, 8/2001
- [32] RATRA, Y. S., JAIN, H. M., Perspective and Projekts for a Sustainable Electricity Future in India, VGB Power Tech, 5/2007
- [33] GASTEIGER, G., WERNER KESSEL, W., EPPLE, B., QIAO W. G., Europäische Exporttechnologie für Weltmarkt, VGB Kongress, 2006

---

Uredništvo primilo rukopis:  
2007-07-12

Manuscript received on:  
2007-07-12

Prihvaćeno:  
2007-08-01

Accepted on:  
2007-08-01

# PRIMJENA IZVEDENICA U UPRAVLJANJU CJENOVNIM RIZIKOM U ENERGETSKIM KOMPANIJAMA THE APPLICATION OF DERIVATIVES BY ENERGY COMPANIES IN PRICE RISK MANAGEMENT

Mr. sc. Petar Sprčić, HEP Trgovina d.o.o.,

Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska

Prof. dr. sc. Slavko Krajcar, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska

Proces deregulacije na energetskim tržištima promijenio je prioritete i donio nove obveze u upravljanju rizicima. Porasla je svijest sudionika na tržištu o važnosti i potrebi upravljanja rizikom promjene cijene električne energije. Zbog prirode električne energije postoje značajne razlike u metodama upravljanja cjenovnim rizikom u odnosu na klasične metode korištene na financijskim tržištima. Energetske izvedenice imaju važnu ulogu u davanju cjenovnih signala, dajući prave cijene energije i omogućujući efikasno upravljanje cjenovnim rizikom.

U radu su prikazani rezultati istraživanja provedenog na energetskim kompanijama iz uzorka kojeg čine članovi Europskoga udruženja trgovaca energijom (European Federation of Energy Traders – EFET). Istraživanje je pokazalo da 75 % poduzeća iz uzorka upravlja rizikom promjene cijene električne energije koristeći neku vrstu izvedenica. Najčešće korišteni instrumenti su: unaprijednice (*forwards*) (68,2 %), opcije (*options*) (52,3 %), ročnice (*futures*) (50 %) i zamjene (*swaps*) (43,2 %), poznati pod nazivom *plain vanilla* izvedenice. Također, dokazano je da je veličina poduzeća utjecajan čimbenik pri donošenju odluke o korištenju izvedenica.

The process of deregulation on the energy markets has changed priorities and introduced new responsibilities into risk management. Awareness has increased among market participants regarding the importance and necessity for the risk management of electrical energy prices. Due to the nature of electrical energy, there are significant differences in price risk management in comparison to the classical methods used on financial markets. Energy derivatives have an important role in providing price signals, determining correct energy prices and facilitating effective price risk management.

The article presents the results of an investigation conducted on a sample of energy companies comprised of members of the European Federation of Energy Traders (EFET). The investigation demonstrated that 75 % of the enterprises from the sample manage the risk from the variable prices of electrical energy by using some type of derivative. The most frequently used instruments are as follows: forwards (68,2 %), options (52,3 %), futures (50 %) and swaps (43,2 %), known as plain vanilla derivatives. Furthermore, it has been demonstrated that the size of enterprises is an influential factor in deciding whether to use derivatives.

**Ključne riječi:** cjenovni rizik, energetske izvedenice, energetsko tržište, upravljanje rizicima, živičenje (*hedging*)

**Key words:** energy derivatives, energy market, hedging, price risk, risk management





## 1 UVOD

Visoka nepostojanost cijena na međunarodnim tržištima, te značajni gubici u poslovanju nastali zbog izloženosti poduzeća cjenovnim promjenama potiče da se upravljanju rizicima danas posvećuje sve veća pozornost. Štoviše, uspješno upravljanje rizicima napredovalo je u ključnu konkurentnu prednost poduzeća u gotovo svim industrijskim sektorima. Akademski krugovi već dugi niz godina raspravljaju o doprinosu funkcije upravljanja rizicima tržišnoj vrijednosti poduzeća. Tako financijska teorija sugerira da kompanije, čije je poslovanje u velikoj mjeri izloženo rizicima, mogu povećati svoju tržišnu vrijednost koristeći izvedene vrijednosne papire kako bi smanjile izloženost spomenutim rizicima. Ta teorija temelji se na ulozi izvedenih vrijednosnih papira u smanjivanju varijabilnosti očekivanih novčanih tokova poduzeća te u smanjivanju različitih troškova koji nastaju zbog financijskih poremećaja uvjetovanih nesigurnim novčanim tokovima [1].

U kontekstu povećanja nepostojanosti cijena u energetsom sektoru treba spomenuti da je proces deregulacije na energetskim tržištima promijenio prioritete i donio nove obveze [2]. Došlo je do razdvajanja vertikalno organiziranih elektroenergetskih kompanija na način da su razdvojenije tržišne i netržišne poslovne funkcije. Pri tome se misli na međusobno razdvajanje proizvodnje i opskrbe kao tržišnih djelatnosti od upravljanja elektroenergetskom mrežom koje ostaje netržišna djelatnost. Za razliku od vremena koje je prethodilo deregulaciji kada su kompanije imale regulirane tarife i garantiranu stopu povrata investicija, sada je tržište ono koje na temelju ponude i potražnje daje cjenovne signale za ulaganja u nove proizvodne objekte. Na taj način smanjen je utjecaj netržišnih subjekata na kreiranje cijena. Došlo je do pomaka investicijskog rizika s potrošača na proizvođače na način da potrošači kupuju energiju na tržištu dok proizvođači prodaju, a potaknuti situacijom na tržištu proizvođači preuzimaju rizik investicija na sebe. Dakle, kompanije ne mogu više prebaciti troškove na sve potrošače, jer su zarade određene tržišnim uspjehom, a ne više regulatornom formulom. Sve to ima efekt povećanja nesigurnosti i rizika u elektroprivredi. U takvom okruženju nekontrolirana izloženost riziku može dovesti do neželjenih posljedica za tržišnog sudionika. Da bi učinkovito poslovali, tržišni sudionici upravljanju rizicima kojima su izloženi koristeći financijske izvedenice. Zbog prirode električne energije postoje značajne razlike u metodama upravljanja rizicima u odnosu na klasične metode upravljanja rizicima na financijskim tržištima. Energetske izvedenice su jedinstvene zbog toga što u sebi kriju složenu

## 1 INTRODUCTION

High price volatility on international markets and significant operational losses due to the exposure of enterprises to price fluctuations require increasing attention to be devoted to risk management. Moreover, successful risk management has become a key competitive advantage for enterprises in nearly all the industrial sectors. For many years, academic circles have discussed the contribution of the risk management function to the market value of enterprises. Thus, financial theories suggest that companies whose operations are exposed to considerable risk can increase their market value by using derivative securities in order to reduce exposure to the aforementioned risks. This theory is based upon the role of derivative securities in reducing the variability of the anticipated monetary flows of an enterprise and in the reduction of various costs that occur due to financial disturbances brought about by uncertain monetary flows [1].

Within the context of increased price volatility in the energy sector, it should be mentioned that the deregulation process on energy markets has altered priorities and brought new responsibilities [2]. It has led to the separation of vertically organized electricity companies in such a manner that market and nonmarket operations are separated. This refers to the mutual separation of production and supply as market activities from the management of the electricity network, which remains a nonmarket activity. Unlike the period that preceded deregulation, when companies had regulated tariffs and a guaranteed rate of return on investments, it is now the market that provides price signals for investment in new production facilities, based upon supply and demand. In this manner, the impact of nonmarket subjects upon the creation of prices is reduced. There has been a shift in investment risk from consumers to producers, in such a manner that consumers purchase energy on the market while producers sell. Due to the situation on the market, producers are assuming the investment risk themselves. Companies can no longer transfer costs to all the consumers because earnings are determined by market success and no longer by a regulatory formula. All of this has had the effect of increasing the uncertainty and risk in the energy industry. Under such circumstances, uncontrolled exposure to risk can lead to undesirable consequences for a market participant. In order to operate efficiently, market participants manage the risks they are exposed to through the use of financial derivatives. Due to the nature of electrical energy, there are significant differences in the methods of risk management in comparison to the classical methods of risk management on financial markets. Energy derivatives are unique because

strukturu čija je kompleksnost velika, a uključuje specifičnosti elektroenergetskog sustava kao što su rad elektrana, dinamiku skladištenja plina, upravljanje akumulacijama, potrošnju itd.

## 2 ELEKTRIČNA ENERGIJA KAO ROBA

Jedan od važnih faktora u popularnosti energetske derivata je heterogena struktura energetske robe. Iako su elektroni savršeno homogeni u fizičkom smislu, često se zaboravlja da fizička razmjernost nužno ne znači i razmjernost u ekonomskom smislu. Električna energija u različitim vremenima jednog dana ili na različitim geografskim lokacijama predstavlja bitno različitu robu. U slučaju energetske tržišta manjak ekonomske homogenosti povećan je i zbog specifične prirode električne energije i prijenosa električne energije.

Električna energija je posebna vrsta robe što se tiče upravljanja rizicima zbog činjenice da je modeliranje cijena na tržištu i vrednovanje ugovora vrlo teško zbog same prirode električne energije koja se razlikuje od drugih tradicionalnih roba [3]. Pri tome misli se na sljedeće faktore: visoka promjenljivost cijena električne energije, zagušenja u prijenosu električne energije, neelastičnost potrošnje na cijenu i utjecaj pomoćnih usluga.

### 2.1 Cijena električne energije

Posljedica je deregulacije i povećana promjenljivost cijena električne energije. Dugi niz godina cijene su bile stabilne i predvidljive, stoga je i rizik bio nizak. Kada je električna energija prepuštena tržišnim silama njezina cijena može imati vrlo veliku promjenljivost. Glavni razlozi za to su visoka promjenljivost i nesigurnost koji djeluju na potražnju (potrošnja, tj. vremenski uvjeti i ekonomska aktivnost) i ponudu (raspoloživost proizvodnje i prijenosnih kapaciteta kratkoročno i dotoci vode i novi sudionici na tržištu dugoročno), kombinirani s problemom skladištenja energije na veliko. Zbog posebnosti električne energije kao robe, raspodjela cijena električne energije ima ponore i vrhove koji nisu neovisni i jednako raspoređeni. Cijene su promjenljive i nestabilne, ali su ipak predvidljive. Naime, visoka promjenljivost u kratkom roku nestaje dugoročno. Dugoročno se cijena ipak može odrediti na temelju očekivanja proizvodnje i potrošnje u budućnosti. U kratkom roku slika je drukčija, jer cijena ovisi o trenutnoj ponudi i potražnji. Veliki utjecaj mogu imati velike vremenske neprilike, ratovi, štrajkovi i sl. [4]. Sve to uzrokuje da je življenje (*hedging*) vrlo teško i složeno, posebno za trgovce koji nemaju

they conceal within themselves a highly complex structure and include the specific properties of the electrical energy system such as the operation of power plants, the dynamics of gas storage, the management of reservoirs, consumption etc.

## 2 ELECTRICAL ENERGY AS A COMMODITY

One of the important factors in the popularity of energy derivatives is the heterogeneous structure of energy commodities. Although electrons are perfectly homogeneous in the physical sense, it is frequently forgotten that physical interchangeability does not necessarily signify interchangeability in the economic sense. Electrical energy at various times of a single day or at various geographical locations represents significantly different commodities. In the case of the energy markets, the lack of economic homogeneity is increased due to the specific nature of electrical energy and the transmission of electrical energy.

Electrical energy is a special type of commodity regarding risk management, due to the fact that modeling prices on the market and the valuation of a contract are very difficult owing to the nature of electrical energy, which differs from other traditional commodities [3]. This refers to the following factors: the high volatility of energy prices, congestion in the transmission of electrical energy, the impact of the inelasticity of consumption on price and the effect of auxiliary services.

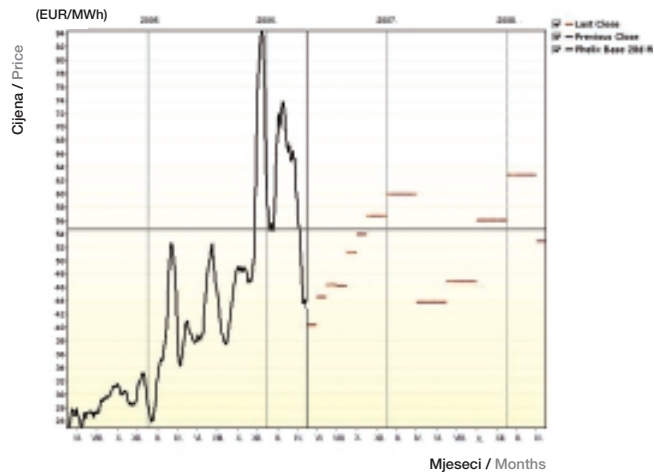
### 2.1 The price of electrical energy

Another consequence of deregulation is the increased volatility of the price of electrical energy. For many years, prices were stable and predictable. Therefore, the risk was low. When electrical energy becomes subject to market forces, its price can have very high volatility. The main reasons for this are the high variability and uncertainty that affect demand (consumption, i.e. weather conditions and economic activities) and supply (the availability of production and transmission capacities in the short term and water flows and new participants on the market in the long term), combined with the problem of the storage of large quantities of energy. Due to the particular properties of electrical energy as a commodity, the distribution of electricity prices has peaks and valleys that are not independent and equally distributed. The prices are volatile and unstable but nonetheless predictable. High short-term volatility dissipates over the long term. The long-term price can be determined on the basis of the anticipated future production and con-

svoje elektrane. Cijene električne energije su vrlo promjenjive s obzirom na vremenska razdoblja koja promatramo (dan, tjedan, mjesec, godina) (slika 1).

sumption. In the short term, the picture is different because the price depends upon the current supply and demand. Major meteorological disturbances, wars, strikes etc. can have a great impact [4]. All of this makes hedging very difficult and complex, especially for traders who do not have their own power plants. Electricity prices are highly variable in respect to the time period observed (day, week, month and year) (Figure 1).

**Slika 1**  
Kretanje cijena električne energije, EEX spot i ročnice [5]  
**Figure 1**  
Trends in electricity prices, EEX spot and futures [5]

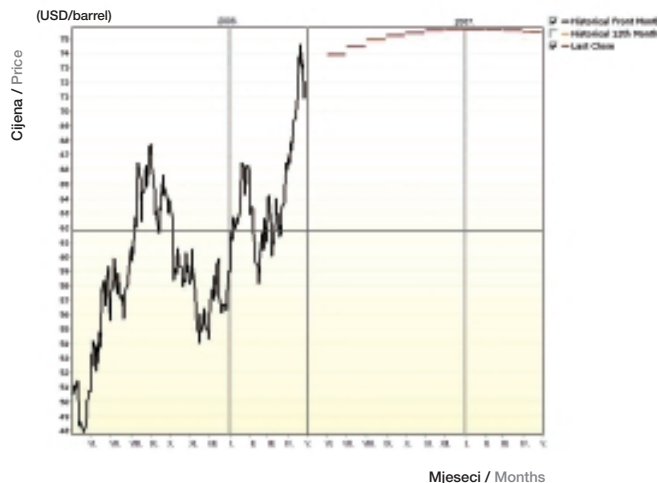


Osim ponuda i potražnja na cijenu ponude električne energije u mnogome utječu cijene goriva, tečajevi valuta, udio hidro proizvodnje, raspoloživost generatora, cijena CO<sub>2</sub> emisija, zagušenja u prijenosu i potrošnja. Cijene na promptnom tržištu određene su marginalnim troškovima. Cijena nuklearnog goriva je stabilna, dok se cijene ugljena, nafte i plina dosta mijenjaju. Uzroci su promjene razni, počesto i politički (primjer ugljena čija je cijena u godinu dana porasla tri puta zbog velike potražnje za ugljenom u Kini, rast cijena nafte zbog rata u Iraku, itd.) (slike 2 i 3).

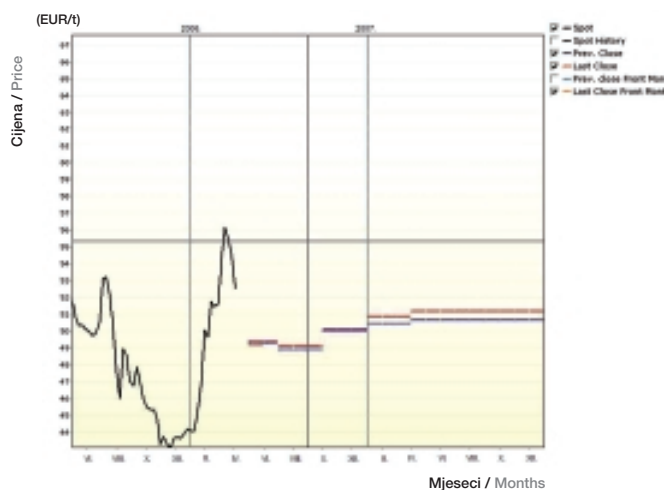
In addition to supply and demand, the asking price of electrical energy can also be affected by fuel prices, currency exchange rates, the percentage of hydro production, the availability of generators, the cost of CO<sub>2</sub> emissions, congestion in transmission and consumption. Prices on the prompt market are determined by marginal costs. The price of nuclear fuel is stable, while the prices of coal, oil and gas vary considerably. The causes are various changes, frequently including political changes (for example, the price of coal has risen three times in one year due to the great demand for coal in China, the price of oil has risen due to the war in Iraq etc.) (Figures 2 and 3).

Budući da su uzroci u promjenama globalni to nameće nužnost i globalnog pristupa u upravljanju portfeljem.

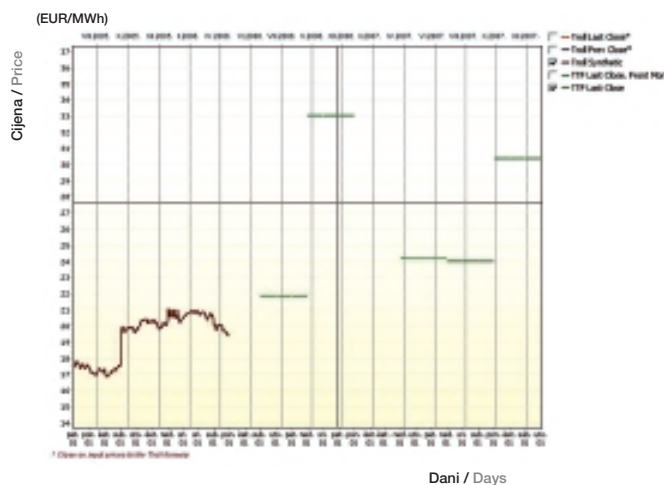
Since the reasons for the changes are global, a global approach to portfolio management is necessary.



**Slika 2**  
Kretanje cijena nafte  
tipa Brent crude [5]  
Figure 2  
Trends in the price of  
Brent crude oil [5]



**Slika 3**  
Kretanje cijena  
ugljena, CIF ARA [5]  
Figure 3  
Trend in coal prices,  
CIF ARA [5]



**Slika 4**  
Kretanje cijena plina  
Troll [5]  
Figure 4  
Trends in Troll gas  
prices [5]

Visoka promjenjivost cijene plina izravno utječe i na visoku promjenjivost cijene električne energije. Naime plinske su elektrane uglavnom vršne te time njihovi marginalni troškovi imaju i veliki utjecaj na promjenjivost cijena električne energije (slika 4). Cijene plina ključni su faktor za određivanje cijene električne energije u Europskoj uniji poglavito na promtnom tržištu [6]. Budući da je cijena plina uglavnom vezana za američki dolar to i tečaj dolara prema lokalnoj valuti utječe na volatilnost cijene.

The great variability in gas prices directly affects the great variability in electricity prices. Gas-fired power plants are mainly peaking power plants and their marginal costs have a great impact on the variability of electricity prices (Figure 4). Gas prices are a crucial factor for the determination of electricity prices in the European Union, especially on the prompt market [6]. Since the price of gas is mainly linked to the American dollar and the rate of exchange with the dollar, the rate of exchange between the dollar and the local currency affects price volatility.

Jedan od vrlo bitnih faktora u cijeni električne energije u Europi je i cijena emisija CO<sub>2</sub>. Slika 5 prikazuje kretanje cijena emisija CO<sub>2</sub>, a slika 6 kretanje ročnica električne energije za 2007. godinu. Ako se usporedi s kretanjem cijene električne energije vidljivo je da je došlo do pada cijena električne energije zbog smanjenja cijena emisija CO<sub>2</sub>.

One of the very important factors in the price of electrical energy in Europe is the price of CO<sub>2</sub> emissions. Figure 5 shows the trends in the price of CO<sub>2</sub> emissions and Figure 6 shows the trends in futures for the year 2007. If compared with the trends in the price of electricity, it is evident that a drop in the price of electrical energy occurred due to the drop in the price of CO<sub>2</sub> emissions.

**Slika 5**  
Kretanje cijena emisija EEX CO<sub>2</sub> [5]  
Figure 5  
Trends in the price of EEX CO<sub>2</sub> emissions [5]



**Slika 6**  
Kretanje cijena električne energije, EEX Cal-07 Base [5]  
Figure 6  
Trends in electricity prices, EEX Cal-07 Base [5]



Trgovanje sa CO<sub>2</sub> certifikatima još je više produbilo vezu između proizvodnje iz plina i cijena električne energije na tržištu, jer proizvodnja iz novih postrojenja zamjenjuje proizvodnju iz ugljena koja postaje skuplja, jer traži više CO<sub>2</sub> certifikata. Energetska tržišta naftom, ugljenom i plinom izravno utječu na tržišta električnom energijom u dva smjera. Dugoročno gledajući, te robe su zamjenske robe za električnu energiju i ako cijene nekima od njih padaju (npr. plin) dio potrošača prijeći će na njih. Kratkoročno gledajući ta tržišta izravno utječu na cijenu električne energije, jer su nafta, ugljen i plin pogonska goriva u termoelektranama. S obzirom da su cijene na savršenom tržištu jednake marginalnim troškovima proizvodnje, jasno je da veći troškovi pogonskog goriva znače i veću cijenu električne energije. Nesigurnost na ostalim energetske tržištima prenosi se na nesigurnost sudionika na tržištima električnom energijom.

## 2.2 Modeliranje cijena električne energije

Kako se vrijednost izvedenica električnom energijom temelji na odgovarajućim cijenama električne energije, modeliranje cijene električne energije ima bitnu ulogu. Zbog jedinstvenih fizičkih i operativnih karakteristika proizvodnje i prijenosa električne energije, cijene električne energije ponašaju se različito od cijena na financijskim tržištima koje se mogu opisati Brownovim procesom. Postoje predvidljive varijacije u potrošnji tijekom dana, tjedna i godine. Sve se to očituje i na cijenama električne energije. Za modeliranje kretanja cijena koriste se razni modeli. Modeli s normalnom raspodjelom nisu dovoljni za svrhu upravljanja rizicima i zato im je dodan dio koji simulira skokove cijena. Model koji kombinira Brownovo gibanje sa skokovima zove se engl. *jump diffusion* proces. Najnovija metoda koja se koristi je teorija ekstremnih vrijednosti (engl. *extreme value theory*). Metoda je primjerena za primjenu upravljanja rizikom jer simulira rijetke događaje koji mogu prouzročiti velike gubitke [7].

Modeli za cijene električne energije suočavaju se s dva suprotna zahtjeva: modeli moraju biti dovoljno detaljni da bi vjerno opisali ponašanje tržišta električnom energijom i u isto vrijeme moraju biti dovoljno jednostavni za određivanje cijena izvedenica. Složeni modeli cijena električne energije uzimaju u obzir Brownovo gibanje, sezonalnost, periodičnost i skokove.

Trading in CO<sub>2</sub> certificates has reinforced the connection between production from gas and the price of electrical energy on the market, because production from new plants replaces production from coal, which is becoming more expensive as it requires more CO<sub>2</sub> certificates. The energy markets for oil, coal and gas directly affect the electricity markets in two directions. Viewed over the long run, these commodities are replacement commodities for electrical energy and if some of them drop in price (for example, gas), some consumers will change to them. Viewed in the short run, these markets directly affect the price of electrical energy because oil, coal and gas are plant fuels in thermoelectric power plants. Since prices on a perfect market are equal to the marginal costs of production, it is clear that higher costs of plant fuel also signify higher electricity prices. Uncertainty on the other energy markets will be transferred to the uncertainty of participants on the electricity markets.

## 2.2 Modeling electrical energy prices

Since the value of electrical energy derivatives is based upon the corresponding prices of electrical energy, modeling the price of electrical energy has an essential role. Due to the unique physical and operative characteristics of the production and transmission of electrical energy, electricity prices behave differently than the prices on the financial markets that can be described by the Brownian process. There are foreseeable variations in consumption during the day, week and year. All of this is also evident in the electricity prices. Various models are used for modeling price trends. Models with normal distribution are not sufficient for the purpose of risk management and therefore a simulation of price jumps is added to them. A model that combines Brownian trends with jumps is called the jump diffusion process. The newest method used is the extreme value theory. This method is suitable for the application of risk management because it simulates rare events that can cause large losses [7].

Models for electricity prices are confronted with two opposite requirements: the models must be sufficiently detailed to describe the behavior of the electricity markets faithfully, while at the same time they must be sufficiently simple for the determination of derivative prices. Complex models of electrical energy prices take Brownian motion, seasonal nature, periodic nature and jumps into account.

### 2.3 Specifičnosti elektroenergetskog sustava i tržište električnom energijom

Jedno od najvažnijih obilježja energetske tržišta koje ih razlikuje od ostalih tržišta je nužnost balansiranja u realnom vremenu između ponude i potražnje. Ovaj zahtjev proizlazi iz tehnoloških karakteristika elektroenergetskog sustava. Budući da se električna energija ne može uskladištiti, to je ravnoteža između ponude i potražnje nuždan uvjet [8]. Jedan od najznačajnijih izazova u upravljanju rizicima na tržištima električnom energijom su ispadi elektrana. Kvar u elektrani u nezgodno vrijeme može imati teške financijske posljedice (ne računajući moguće špekulacije među tržišnim sudionicima). Sve to nameće zahtjevne zadatke za vođenje elektroenergetskog sustava, ali i utječe na vrednovanje električne energije na dereguliranom tržištu i usložnjava modeliranje cijena električne energije na mnogo složeniju razinu nego što je npr. modeliranje cijena dionica. Da bi se reguliralo nepredvidljive razlike između potražnje i ponude te razriješila zagušenja u mreži razvilo se i drugo fizičko tržište, tzv. balansirajuće tržište. Aktivni sudionici na njemu su potrošači i proizvođači koji mogu brzo reagirati na promjene u sustavu mijenjajući svoju potrošnju ili proizvodnju. Balansirajuće tržište može se pojednostavniti kao spot tržište na vrlo kratki rok, npr. 15 minuta, čija svrha je pomoći operatorima sustava u održavanju sigurnog rada elektroenergetskog sustava. Nepredvidljivi ispadi proizvodnih jedinica, stohastičko ponašanje potrošnje u kombinaciji s neelastičnosti potrošnje prema cijenama energije i ograničenja u prijenosu energije, ističu električnu energiju od ostalih roba i tradicionalnih financijskih produkata.

Planiranje rada elektrana je proces kojim se određuje razina proizvodnje s obzirom na cijene na tržištu i proizvodne troškove. Odluke se trebaju donijeti prema optimalnoj strategiji življenja korištenjem financijskih izvedenica za električnu energiju kao izlazne veličine i financijskih izvedenica za goriva kao ulazne veličine [9]. Odluke o optimalnoj razini proizvodnje i optimalnom korištenju financijskih izvedenica uvelike ovise o fleksibilnosti elektrana i prema tome o razini promjenljivosti koja se može pojaviti. Temeljne elektrane proizvode kontinuirano količinu energije, te se življenje financijskog rizika vrši korištenjem dugoročnih unaprijednica ili ročnica. Vršne elektrane proizvode energiju samo u kratkim intervalima velike potrošnje, a življenje financijskog rizika uvelike je ograničeno, jer ne postoji razvijeno financijsko tržište za kratkoročno razdoblje.

Potreba za zaštitom od cjenovnog rizika dovela je i do razvoja tržišta električnom energijom.

### 2.3 Specific properties of electricity system and electricity market

One of the most important attributes of energy markets that differentiates them from other markets is the necessity to balance supply and demand in real time. This requirement ensues from the technological characteristics of an electrical energy system. Since electrical energy cannot be stored, the balance between supply and demand is an essential prerequisite [8]. One of the most significant challenges in risk management on the electricity markets is that power plants have breakdowns. A breakdown at a power plant at an inopportune time can have severe financial repercussions (without counting possible speculation among market participants). All of this imposes demanding tasks for managing the electrical energy system but also affects the valorization of electrical energy on the deregulated market and complicates the modeling of electricity prices on a much more complex level than, for example, modeling stock prices. In order to regulate unforeseeable differences between supply and demand, and to solve congestion on the network, another physical market has developed, the so-called balancing market. The active participants on the balancing market are the consumers and producers, who can rapidly react to changes in the system by changing their consumption or production. Balancing markets can be simplified as spot markets for a very short period of time, for example 15 minutes, with the purpose of helping the system operators provide secure operation of the electrical energy system. Unforeseen breakdowns of production units, the stochastic behavior of consumption in combination with the inelasticity of consumption regarding energy prices and limitations in energy transmission distinguish electrical energy from other commodities and traditional financial products.

Planning the operation of an electrical power plant is a process by which the level of production is determined, taking into account the prices on the market and production costs. Decisions should be made according to the optimal hedging strategy by using financial derivatives for electrical energy as output values and financial derivatives for fuel as input values [9]. Decisions on the optimal level of production and the optimal use of financial derivatives greatly depend upon the flexibility of the power plants and accordingly upon the level of volatility that can occur. Base-load power plants produce a continuous amount of energy and the hedging of financial risk is performed by using long-term forwards or futures. Peaking power plants only produce energy during brief intervals of high consumption and the hedging of financial risk is considerably limited due to the absence of a developed financial market for short periods.



Sudionici na tržištu aktivno trguju između ostaloga zbog življenja te spekulativnih razloga. Za razliku od tradicionalnih tržišta, tržišta električnom energijom su segmentirana kako geografski tako i prema uvjetima isporuke. Geografska segmentiranost nastala je kao rezultat ograničenih prekograničnih prijenosnih mogućnosti i različitih regulatornih okvira. Iza svega toga krije se glavni razlog segmentiranja: nemogućnost uskladištenja. Različiti trgovački mehanizmi i tržišta postoje za različite isporuke električne energije i to od dugoročnih do balansirajućih tržišta. Sve je to utjecalo na povećanje složenosti procesa optimalnog odlučivanja i vrednovanja proizvodnih objekata.

Standardne tehnike diskontiranih novčanih tokova, koje su bile prikladne u reguliranim uvjetima, nisu više dovoljne jer zanemaruju mogućnost reakcije na promjene na tržištu [10]. Kompanije koje u odlučivanju koriste tehnike realnih opcija, mogu stvoriti dodatnu vrijednost i prednost u odnosu na konkurenciju. Realne opcije, kao i financijske opcije, daju vlasniku opcije pravo, ali ne i obvezu izvršenja. Za razliku od financijskih opcija, realne opcije traže vlasništvo nad proizvodnjom. Fleksibilna proizvodnja može biti vrednovana kao opcija na spot tržištu električnom energijom.

### 3 UGOVORI ZA ELEKTRIČNU ENERGIJU

Općenito, bez obzira jesu li fizički ili financijski, razlikuju se dvije vrste ugovora za električnu energiju: standardizirani ugovori trgovani na burzama električnom energijom i bilateralni ugovori ili OTC (*preko tezge* – engl. *over the counter*).

Pored toga, s obzirom na vremenski horizont, postoji trgovanje do nekoliko godina unaprijed, mjesec unaprijed, tjedne unaprijed, dan unaprijed, unutar dana i sat unaprijed. Preko burze trguje se od dana unaprijed pa do par godina, dok je sve ostalo najčešće bilateralna trgovina.

Bilateralno se najčešće trguje sa standardnim produktima (bazni dijagram, vršna i noćna energija), ali i nestandardnim, dok na burzama postoje standardizirani produkti za dan unaprijed i može se trgovati za svaki sat posebno. Preko burze se ipak još uvijek trguje samo manjim dijelom ukupnog volumena trgovine. No, cijena je te trgovine često referentna i za bilateralne ugovore.

The need for price risk protection led to the development of the electrical energy markets. The market participants actively trade due to hedging and speculative reasons, among others. Unlike traditional markets, electrical energy markets are segmented geographically and according to delivery conditions. Geographic segmentation has occurred as the result of limited transborder transmission possibilities and various regulatory frameworks. Behind this is concealed the main reason for segmentation: the impossibility of storage. Various market mechanisms and markets exist for various deliveries of electrical energy, from long-term to balanced markets. All of this has had an impact on increasing the complexity of the optimal decision making process and the valorization of production facilities.

Standard techniques of discounted monetary flows, which were applicable under regulated conditions, are no longer sufficient because they do not take eventual reactions to changes on the market into account [10]. Companies that use real options techniques in decision making can create added value and advantage in relation to the competition. The holder of real options, as with financial options, has the right but not the obligation to exercise them. Unlike financial options, real options require ownership of production. Flexible production can be valorized as an option on the electricity spot market.

### 3 CONTRACTS FOR ELECTRICAL ENERGY

Generally, whether physical or financial, there are two different types of contracts for electrical energy: standardized contracts for trading on electricity exchanges and bilateral or over the counter (OTC) contracts.

Moreover, regarding the time horizon, there are trades of up to several years in advance, months in advance, weeks in advance, a day in advance, within a day and one hour in advance. Via the exchanges, there is trading from one day in advance to a couple of years, while everything else is most often bilateral trading.

Bilateral trading generally involves standard products (base-load, on-peak and off-peak energy), but also nonstandard, while on the exchanges there are standardized products for a day in advance and it is possible to trade every hour separately. Only a small part of the total trade volume is transacted via the exchanges. However, the price of such trading is frequently the reference price for bilateral contracts.

### 3.1 Trgovina preko burze

Glavna prednost burzi električne energije je razvijanje likvidnog tržišta i transparentnije određivanje cijena električne energije. Razvijanjem likvidnog tržišta povećava se volumen, ali i dubina trgovanja, tj. dugoročno trgovanje. Na taj način daju se pravi signali i poticaji cijelom gospodarstvu. Burza trguje izravno sa svim registriranim sudionicima, tj. kupci ili prodavatelji trguju izravno s burzom. Burza, odnosno klirinška kuća, preuzima cijeli rizik druge strane i mora platiti prodavatelju u slučaju da kupac nije platio. To je jedna od prednosti trgovanja preko burze u odnosu na izravno trgovanje *preko tezge*. Druga prednost burze je likvidnost koja omogućuje svakom sudioniku na tržištu zatvaranje svoje pozicije, tj. kupnju ili prodaju energije. U Europi postoji više burzi električnom energijom od kojih su najpoznatije: EEX, Nordpool, Powernext (slika 7, EEX).

### 3.1 Trading via exchange

The main advantages of electrical energy exchanges are the development of a liquid market and more transparent determination of electricity prices. Through the development of the liquid market, the volume is increased but also the depth of trade, i.e. long-term trading. In this manner, the correct signals and incentives are provided to the entire industry. An exchange trades directly with all the registered participants, i.e. buyers or sellers trade directly with the exchange. The exchange or clearing house underwrites the entire risk of the other party and must pay the seller in the event that the buyer does not pay. This is one of the advantages of trading via an exchange in comparison to direct over the counter trading. Another advantage of an exchange is liquidity, which makes it possible for all the market participants to close their positions, i.e. the buying and selling of energy. In Europe, there are several electrical energy exchanges, the best known of which are EEX, Nordpool and Powernext (Figure 7, EEX).

Slika 7  
European Energy  
Exchange – EEX [11]  
Figure 7  
European Energy  
Exchange – EEX [11]



Postoje tri vrste standardiziranih ugovora kojima se trguje na burzama: spot ugovori, ročnice i opcije.

Spot tržište električne energije predstavlja tržište dan unaprijed. Spot ugovor je obično satni ugovor i ima fizičku isporuku energije. Mehanizam određivanja je zatvorena aukcija koja se provodi jednom dnevno. Burze od satnih produkata kombinacijom različitih sati kreiraju različite produkte. Spot ugovor znači za kupca obvezu primanja jedinice snage električne energije u određenom vremenu, a za prodavatelja obvezu isporuke iste količine i istog dijagrama električne energije na određenoj lokaciji.

Kao i kod tradicionalnih financijskih tržišta, ročnice (*futures*) za električnu energiju trguju se u kontinuiranoj trgovini. Ročnice imaju prosječnu spot cijenu i izvršavaju se financijski ili fizički.

There are three types of standardized contracts with which trading is conducted on exchanges: spot contracts, futures and options.

An electricity spot market is actually a day-ahead market. A spot contract is normally an ordinary hourly contract for the physical delivery of energy. The mechanism of determination is a closed auction that is conducted once a day. Exchanges create various products from hourly products by combining various hours. A spot contract means that a buyer undertakes the obligation to receive a unit of electricity at a specified time and the seller undertakes the obligation to deliver the same quantity and the same diagram of electricity at a specified location.

As on traditional financial markets, futures for electrical energy are traded in continuous trade. Futures

Najčešći način izvršavanja je financijski. Ročnice se obično koriste da bi se osigurala fiksna cijena prodaje ili kupnje u budućnosti. Trguju se do jednogodišnjeg prosjeka spot cijena i do tri godine unaprijed. Kod ročnica postoje standardni produkti (bazni dijagram i vršna energija). Fizički izvršene ročnice obvezuju kupca na kupnju određene snage u određenom vremenskom periodu, a prodavatelja na isporuku iste snage u istom vremenskom periodu, za određenu ugovornu cijenu  $K$ . Da bi se financijskim institucijama olakšao pristup burzama i potaknula likvidnost, većina ročnica izvršava se financijski. Dobit ili gubitak u financijskoj poziciji realizira se preko razlike prosječne spot cijene u vremenu isporuke i ugovorne cijene ročnice  $K$ . Istodobno sudionici na burzi koji fizički trebaju energiju kupuju energiju na spot tržištu. Ukupna pozicija pojedinog sudionika je zbroj fizičke i financijske pozicije. Dobit ili gubitak kod financijski izvršene ročnice osigurava da cijena kupnje ili prodaje na spot tržištu u kombinaciji s ročnicom iznosi točno koliko i ugovorna cijena  $K$ .

Ročnice za električnu energiju imaju isti način obračuna dobiti kao i unaprijednice za električnu energiju. Ročnice za električnu energiju su, kao i ostale ročnice, visoko standardizirane u ugovornim uvjetima, mjestu trgovanja, zahtjevima za ispunjenje transakcije i načinu obračuna. Najuočljivija razlika između unaprijednica i ročnica je količina energije kojom se trguje. Količina energije kojom se trguje u ročnicama za električnu energiju znatno je manja nego u unaprijednicama. Ročnicama za električnu energiju trguje se samo na burzama, dok se unaprijednicama obično trguje *preko tezge* u formi bilateralnih transakcija.

Ta činjenica znači da cijene ročnica znatno više odgovaraju stanju na tržištu i njihovo određivanje je transparentnije nego kod unaprijednica. Većina ročnica izvršava se financijski (iako može i fizički), čime se smanjuju troškovi transakcija. Kreditni rizik i nadzor nad troškovima u trgovanju ročnicama mnogo je manji nego kod unaprijednica jer burze primjenjuju stroge zahtjeve za marginama da bi osigurale financijsko poslovanje svih strana.

Transakcije *preko tezge* vrlo su ranjive zbog neispunjavanja financijskih obveza koje nastaju kad druga strana ne izvršava ugovorne obveze. Činjenica da se dobiti i gubici kod ročnica isplaćuju dnevno, za razliku od kumulacije i isplate na kraju ugovora u slučaju unaprijednica, također smanjuje kreditni rizik u trgovanju ročnicama. Kad se usporede s unaprijednicama, prednost ročnica za električnu energiju leži u tržišnom konsenzusu, transparentnosti određivanja cijena, likvidnosti trgovanja i smanjenim transakcijskim troškovima

have an average spot price and are settled financially or physically. The most frequent manner of settlement is financial. Futures are usually used in order to insure fixed buying and selling prices in the future. They are traded at up to a one-year average spot price and up to three years in advance. With futures, there are standard products (base-load diagram and peak energy). The physical settlement of futures obligates the buyer to purchase specified power in a specific time period and the seller to deliver this power during the same period, for a determined contracted price of  $K$ . In order to facilitate access by financial institutions to exchanges and promote liquidity, the majority of futures are settled financially. Profit or loss in a financial position is realized via various average spot prices within the delivery time and the contracted futures price of  $K$ . At the same time, participants in the exchange who need energy purchase energy physically on the spot market. The total position of an individual participant is the sum of the physical and financial positions. Profit or loss in the financial settlement of futures assures that the purchase or sales price on the spot market in combination with the futures will amount to the precise amount of the contract price  $K$ .

Futures for electrical energy employ the same manner for calculating profits as forwards for electrical energy. Futures for electrical energy, like other futures, are highly standardized regarding contractual conditions, the place of trade, requirements for the fulfillment of the transaction and the manner of calculation. The most evident difference between forwards and futures is the amount of energy that is traded. The amount of energy that is traded in futures for electrical energy is significantly less than in forwards. Futures for electrical energy are only traded on exchanges, while forwards are generally traded over the counter in the form of bilateral transactions.

This fact means that the price of futures significantly corresponds more to the situation on the market and their determination is more transparent than for forwards. The majority of futures are settled financially (although physically is also possible), thus reducing transaction costs. The credit risk and supervision over costs in the trading of futures can be less than for forwards because the exchanges apply strict requirements for margins in order to safeguard the financial operations of all the parties.

Over the counter transactions are highly vulnerable due the unfulfilled financial obligations that occur when the other side does not fulfill the contracted obligations. The fact that profits and losses for futures are paid daily, in contrast to accumulation and payment at the end of the contract as in the case of forwards, also reduces the credit risk in

i troškovima nadzora, dok su ograničenja različiti rizici povezani sa specifikacijom ročnica i ograničenim količinama koje se trguju ovim ugovorima [12].

Postoje dvije osnovne vrste opcija: 1) kupovna (engl. *call*) opcija predstavlja mogućnost kupnje određene robe prema unaprijed određenoj fiksnoj cijeni do dospjeća opcije i 2) opcija prodaje (engl. *put*) predstavlja mogućnost prodaje određene robe prema unaprijed određenoj fiksnoj cijeni do dospjeća opcije. Opcije trgovane preko burze izvršavaju se preko ročnica, a one se, ako ih se drži do zrelosti realiziraju fizičkom isporukom. Imaju istu strukturu dobiti kao i klasične financijske kupovne i prodajne opcije. Opcije u trgovanju električnom energijom najefikasniji su alat dostupan proizvođačima za živičenje (*hedging*) rizika, jer se kapaciteti u proizvodnji električne energije mogu vidjeti i kao kupovne opcije na električnu energiju. Opcije su, za razliku od ročnica i unaprijednica, nelinearne. Činjenica da nositelj opcije nije dužan iskoristiti opciju znači da je s obzirom na promjene cijena, gledajući dobitke ili gubitke, dobit nelinearna ili asimetrična.

### 3.2 Bilateralna ili OTC trgovina

Za razliku od jasnih standardiziranih ugovora, bilateralni ugovori *preko tezge* (engl. OTC - *over the counter*) mogu biti vrlo komplicirani. Postoji veliki broj različitih ugovora od spota, unaprijednica preko swing opcija do ugovora s mogućnošću prekida trgovanja na bilateralnoj osnovi. OTC trgovina obavlja se ili izravno s drugom stranom ili preko posrednika (brokera). Primjeri brokerskih platformi su: Spectron, GFI, Prebon, TFS, ICAP (slika 8).

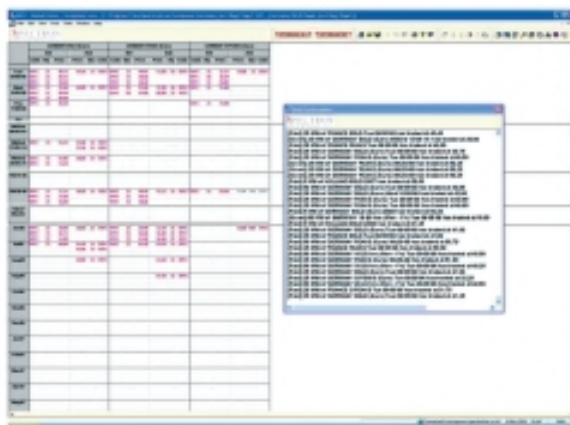
the trade of futures. When compared to forwards, the advantage of futures for electrical energy lies in the market consensus, transparency of price determination, trading liquidity and reduction in the costs of transactions and supervision, while the limitations stem from various risks associated with the futures specifications and the limited transaction quantities stated in the contract [12].

There are two basic types of options: 1) a call option represents the possibility of purchasing specific commodities according to a predetermined fixed price until the expiration of the option and 2) a put option represents the possibility of selling specific commodities according to a predetermined fixed price until the expiration of the option. Option trading via the exchanges is executed via futures. If futures are held until maturity, they are realized with a physical delivery. Futures have the same profit structure as classical call and put options. Options in the trading of electrical energy are the most efficient tool available to producers for hedging risk because the capacities in the production of electrical energy can be seen as call options on electrical energy. Options, unlike futures and forwards, are nonlinear. The fact that a holder of an option is not required to exercise the option means that regarding the changes in price in terms of profit or loss, the profit is nonlinear or asymmetrical.

### 3.2 Bilateral or OTC trading

Unlike clearly standardized contracts, bilateral over the counter (OTC) contracts can be highly complicated. There are a large number of different kinds of contracts, ranging from spot, forward and swing options to contracts with the option of terminating trading on a bilateral basis. OTC trading is performed directly with a party or via a broker. Examples of broker platforms are Spectron, GFI, Prebon, TFS and ICAP (Figure 8).

**Slika 8**  
Brokerska platforma  
Spectron [13]  
Figure 8  
Spectron broker  
platforms [13]



Spot tržište predstavlja tržište dan unaprijed s fizičkom isporukom i analogno je kao kod trgovanja na burzi samo što se dogovara izravno i manji je broj produkata (obično se trguje temeljni, vršni i noćni dijagram).

Unaprijednica (*forwards*) je ugovor koji predstavlja obvezu kupnje ili prodaje fiksne količine električne energije prema unaprijed određenoj ugovornoj cijeni, znanom i kao cijena unaprijednice, u neko vrijeme u budućnosti (znano i kao vrijeme trajanja). Trajanje unaprijednice za električnu energiju je od par sati do par godina, iako se mora reći da tržišta nisu likvidna iznad dvije godine. U pravilu su to ugovori s fizičkom isporukom električne energije (kratkoročni, srednjoročni, dugoročni), iako mogu biti i financijski (srednjoročni, dugoročni), vezani za indeks cijene na nekom tržištu za vrijeme trajanja ugovora. Unaprijednice za električnu energiju su glavni instrument upravljanja rizicima vezanim za cijenu električne energije. Npr. opskrbljivači kombiniraju više mjesečnih ugovora da bi dobili dugoročni profil svojih kupaca.

Postoje dva tipa opcija koje se koriste u Europi: europske opcije koje su povezane s ročnicama i azijske opcije koje su povezane sa spot ugovorima. OTC opcije najčešće se realiziraju financijski.

Razvoj tržišta električnom energijom i razvijanje metoda za vrednovanje opcija dovelo je do stvaranja opcija za električnu energiju temeljenih, ne samo na cijeni električne energije (kao kod *plain vanilla* opcija), nego i na temelju drugih veličina kao što su količina, mjesto i vrijeme isporuke. Obično se takve opcije koriste u upravljanju rizikom u kratkoročnom i srednjoročnom razdoblju, od par mjeseci do par godina. Opcije za električnu energiju starije od tri godine obično su dio dugoročnih ugovora o opskrbi ili kupnji i kao takve dio su složenih transakcija [6]. *Spread* opcija predstavlja *multi-commodity* opciju i temelji se na razlici cijena između dvije robe. Mogu se temeljiti na razlici cijena između: cijena iste robe na dvije različite lokacije (*location spreads*), cijena iste robe u dvije vremenske točke (*calendar spreads*), ulaznih i izlaznih cijena u proizvodnom procesu (*processing spreads*) i cijena iste robe s različitim kvalitetom (*quality spreads*).

Mnoge kompanije u energetici u većoj su mjeri izložene razlici cijena dviju povezanih roba (npr. ugljena i električne energije), nego cijeni jedne robe (npr. samo električne energije). Ova izloženost javlja se kada kompanija koristi jednu robu kao ulaz, a proizvodi drugu robu. Razlika između ulazne i izlazne cijene u tom je slučaju znana kao *crack spread* (kod naftne industrije *crack* znači tehnološki proces kojim se dobivaju

The spot market is actually a day-ahead market with physical delivery and analogously it is like trading on an exchange except that the negotiations are direct and there are a smaller number of products (usually base-load, on-peak and off-peak diagrams are traded).

A forward is a contract that represents the obligation of purchasing or selling fixed amounts of electrical energy according to a predetermined contracted price, known as the forward price, at a time in the future, known as the maturity or expiration time. The maturity time of a forward for electrical energy is from a couple of hours to a couple of years, although it must be said that markets are not liquid for more than two years. As a rule, these are contracts with the physical delivery of electrical energy (short-term, medium-term or long-term), although they can also be financial (medium-term or long-term), and linked to the price index on a market for the time of the contract. Forwards for electrical energy are generally instruments of risk management linked to the price of electrical energy. For example, suppliers combine several monthly contracts in order to obtain a long-term profile of their customers.

There are two types of options that are used in Europe: European options that are connected with futures and Asian options that are connected with spot contracts. OTC options are most often settled financially.

The development of the electrical energy markets and the development methods for the valorization of options have led to the creation of options for electrical energy based not only upon the electricity price (such as a vanilla option), but also upon the basis of other measurements such as the quantity, time and place of the delivery. Such options are usually used in risk management during a short-term or medium-term period, from a couple of months to a couple of years. Options for electrical energy older than three years are generally part of long-term supply contracts or purchase contracts, and as such are part of more complex transactions [6]. A spread option represents a multi-commodity option and is based upon the difference in the prices between two commodities. Spread options can be based upon the differences in the prices of the same commodity at two different locations (location spreads), the price of the same commodity at two points in time (calendar spreads), input and output prices in the production process (processing spreads) and the prices of different qualities of the same commodity (quality spreads).

Many companies in the energy industry are more exposed to price differences for two positions of linked goods (for example, coal and electrical energy)

naftni derivati). Kod električne energije postoje termini *spark spread* (razlika cijene plina i električne energije) i *dark spread* (razlika cijene ugljena i nafte te električne energije). Dok potrošači žele indeksirane ugovore, proizvođači koriste *cross market* ugovore. Troškovi goriva čine najveći dio promjenjivih troškova i značajan dio ukupnih troškova i zato proizvođači žele živčiti.

Kako količina goriva koju treba živčiti nije poznata, jer to ovisi o budućem radu elektrana, nije primjenjivo korištenje unaprijednica ili ročnica. Najpoznatiji način za ovaj problem je korištenje *spark spread* opcija. *Spark spread* opcije su *cross commodity* opcije koje isplaćuju razliku između cijene električne energije koju prodaju elektrane i cijene goriva potrebnog da bi se ta energija proizvela. Količina goriva potrebna da bi se proizvela jedinična količina električne energije ovisi o faktoru korisnosti samog postrojenja.

Dosad opisani OTC ugovori služili su, osim definiranja isporuke električne energije, i za transfer rizika s jednog na drugog sudionika na tržištu. No, kupac električne energije možda i ne zna koliko će trebati električne energije i koliko će živčiti. Može se reći da postoji količinski rizik i postoje OTC ugovori koji imaju fleksibilne količine električne energije. Kupac takvog ugovora ima pravo mijenjati (eng. *swing*) količine i zato se ovi ugovori zovu *swing* opcije. Ugovori o opskrbi između potrošača i opkrbljivača su u biti tipične *swing* opcije. *Swing* opcije su preuzete iz plinskog gospodarstva. Poznate su i kao opcije s fleksibilnom nominacijom [14]. Mogu biti izvršavane dnevno ili do ograničenog broja dana u vremenu u kojem vrijedi opcija. Kod izvršavanja *swing* opcije dnevna količina može varirati između minimalnog i maksimalnog dnevnog volumena. Ukupna količina preuzeta u nekom vremenskom razdoblju ( npr. tjedan ili mjesec ) mora biti unutar određenih granica. Cijena po kojoj se izvršava *swing* opcija može biti ili fiksirana tokom cijelog trajanja ili određena na početku svakog razdoblja po nekoj unaprijed određenoj formuli. U slučaju da kupac ne preuzme minimalnu količinu energije, dužan je platiti penale koji mogu biti unaprijed određeni ili nadoknaditi štetu prodavatelju opcije zbog toga jer je smanjio prihode prodavatelja opcije (tj. uzmi ili plati princip). Većina velikih potrošača električne energije preferira ugovore o opskrbi s fleksibilnim uvjetima isporuke [12].

Zamjena (engl. *swap*) je financijski ugovor koji omogućuju njenom vlasniku plaćanje fiksne cijene za električnu energiju, kroz razdoblje trajanja ugovora, bez obzira na promjenjivu cijenu električne energije na tržištu. Ova izvedenica poznata je i kao engl. *contract for difference*. To

than to the prices of one commodity (for example, only electrical energy). This exposure occurs when a company uses one commodity as an input commodity and produces another commodity. The difference between input and output prices in this case is known as the crack spread (in the oil industry, *crack* means a technological process through which petroleum derivatives are obtained). In electrical energy, there are the terms *spark spread* (the difference between the prices of gas and electrical energy) and *dark spread* (the difference between the price of coal or oil and electrical energy). While consumers want indexed contracts, producers use *cross market* contracts. Fuel costs comprise the majority of the variable costs and a significant percentage of the total costs, which is why producers want to hedge.

Since the quantity of fuel that must be hedged is not known, because it depends upon the future operation of the power plant, the use of forwards or futures is not applicable. The best known approach to this problem is the use of *spark spread* options. *Spark spread* options are *cross commodity* options that pay the difference between the price of electrical energy sold by producers and the price of fuel needed in order to generate this energy. The quantity of fuel necessary in order to produce a unit amount of electrical energy depends upon the efficiency of the plant.

The previously described OTC contracts, besides defining the delivery of electrical energy, also serve for the transfer of risk from one market participant to another. However, perhaps a buyer of electrical energy does not know how much electrical energy will be needed and how much will be hedged. It can be said that there is quantity risk and there are OTC contracts that have flexible amounts of electrical energy. The buyer of such a contract has the right to *swing* the amounts, which is why these contracts are called *swing* options. Supply contracts between customers and suppliers are essentially typical *swing* options. *Swing* options have been taken over from the gas industry. They are known as options with flexible nomination [14]. *Swing* options can be settled daily or up to a limited number of days within the time that the option is valid. In the settlement of *swing* options, the daily quantity may vary between the minimum and maximum daily volume levels. The total quantity taken during a time period (for example, a week or a month) must be within certain determined limits. The price at which a *swing* option is settled may either be fixed during the entire duration or set at the beginning of every period according to a predetermined formula. In the event that a buyer does not take the minimum quantity of energy, the buyer is required to pay a penalty that can be pre-specified or compensate for the detrimental effect upon the option seller for this reason because the revenue of the option seller is reduced (the take-or-pay principle). The majority of

je ugovor koji ne uključuje fizičku razmjenu. Obe strane izvršavaju svoje ugovorne obveze prijenosom novca. U ugovoru se definira količina, trajanje, fiksna cijena i plivajuća cijena. Proizvođači prodaju zamjenu da bi fiksirali prodajnu cijenu. Potrošači energije koriste zamjenu da bi stabilizirali kupovnu cijenu. Zamjene električnom energijom koriste se u vrlo velikoj mjeri od kratkoročnog do dugoročnog osiguranja cijene. Mogu se pojednostavniti kao niz unaprijednica s različitim datumima izvršenja i istim cijenama za sve unaprijednice.

Zamjene su efikasan financijski instrument za živičenje *basis* rizika kod razlike cijena električne energije na dvije fizički različite lokacije. Lokacijske zamjene koriste se da bi zaključili fiksnu cijenu na nekoj lokaciji koja je različita od točke isporuke u ročnici. Osim lokacijske zamjene često se koriste i vremenske zamjene, npr. kada se želi fiksirati cijena energije u nekom razdoblju (npr. kupnja po fiksnoj cijeni na početku i prodaja po istoj cijeni na kraju mjeseca).

Indeksirani ugovori predstavljaju savršene ugovore za industrije koje imaju veliki udio troškova električne energije u ukupnim troškovima i žele se potpuno zaštititi od neželjenih kretanja na tržištu. Istodobno, spomenute industrije prodaju robe čije se cijene stalno mijenjaju i u čijim proračunima veliku stavku čini električna energija. Kako se volumen prodane robe stalno mijenja i mijenja se količina utrošene električne energije, živičenje unaprijednicama ne bi bilo dobro. Problem nesigurnosti količine može se riješiti vezajući cijenu električne energije s cijenom izlaznog proizvoda, tj. koristeći indeksirane ugovore. Cijena se može odrediti na temelju nekog indeksa, npr. cijena aluminijske. Na taj način živičenja je margina, tj. određena je fiksna zarada kao razlika između prihoda i troškova.

Kapice i dna (engl. *caps and floors*) predstavljaju ugovore s plivajućom cijenom, ali s maksimalnom i minimalnom razinom cijena. Ugovor s kapičom može biti podijeljen kao ugovor s plivajućom cijenom i serijom kupovnih opcija s izvršnom cijenom jednakom razini kapice. Zbog toga je ova vrsta ugovora uvijek skuplja od običnog ugovora s plivajućom cijenom. Da bi postigao nižu cijenu, kupac može dogovoriti razinu dna, što u praksi znači da prodaje nazad seriju prodajnih opcija prodavaču osnovnog ugovora.

Neki ugovori imaju klauzulu prekida, što znači, da prodavatelj ima pravo prekinuti isporuku određeni broj puta u zamjenu za nižu cijenu ugovora. To je u biti unaprijednica s ugrađenom *call* opcijom. Opskrbljivači daju poticaj potrošačima da budu fleksibilniji u potrošnji u zamjenu za nižu cijenu.

large consumers of electrical energy prefer supply contracts with flexible delivery terms [12].

A swap is a financial contract that permits its owner to pay a fixed price for electrical energy over the contracted time period, regardless of the variable price of electrical energy on the market. This derivative is also known as a contract for difference. This is a contract that does not include physical swapping. Both parties settle their contractual obligations through monetary transfer. The contract defines the quantity, duration, fixed price and floating price. Producers sell a swap in order to fix the selling price. Energy consumers use a swap in order to stabilize the purchase price. Swaps of electrical energy are used extensively for providing short-term to long-term price security. They can be more simply understood as a series of forwards with various settlement dates and identical forward prices.

Swaps are effective financial instruments for hedging the basis risk of the difference in electricity prices at two physically different locations. Location swaps are used in order to set a fixed price at a location other than the point of delivery in a futures contract. In addition to location swaps, time swaps are also frequently used, for example in order to fix the energy price within a certain period (such as buying at a fixed price at the beginning of the month and selling at the same price at the end of the month).

Indexed contracts are the perfect contracts for industries where energy costs represent a large percentage of total costs, in order to protect themselves from undesirable market trends. At the same time, these industries sell commodities for which the prices constantly change and electrical energy represents a large item in their budgets. Since the volume of sold commodities changes constantly, the quantity of electrical energy consumed also changes, so that hedging with forwards would not be desirable. The problem of the uncertainty of quantities can be solved by linking the price of electrical energy to the price of the output product, i.e. using indexed contracts. Price can be determined on the basis of some index, for example, the price of aluminum. In this manner, margin is hedged, i.e. fixed earnings are set as the difference between revenues and costs.

Caps and floors are contracts with floating prices but maximum and minimum price levels. A contract with a cap can be classified as a contract with a floating price and serial call options with a strike price equal to the cap. Therefore, this type of contract is always more expensive than an ordinary contract with floating prices. In order to achieve a lower price, the buyer can contract the level of the floor, which in practice means selling back a series of put options to the seller of the basic contract.

Alternativa tome je gradnja kapitalno intenzivnih investicija. Popust na cijenu ovisi koliko često se događaju smanjenja isporuke i koliko prije se najavljena. Ranija najava je bezbolnija od kasnije i time manje utječe na cijenu. *Swing* opcije i ugovori s mogućnošću prekida koriste se za živičenje količinskog rizika. Niti jedan ne gleda na realne faktore koji utječu na potrošnju i ponudu. Glavni faktor koji utječe na oba instrumenta je vrijeme. Temperatura utječe na potrošnju, a oborine na ponudu.

### 3.3 Elektrane kao instrument u živičenju

Zlatno pravilo s financijskih tržišta koje vrijedi i na tržištima električnom energijom je da se nikad ne ulazi u ugovore koji se ne mogu cjenovno definirati i čijim rizikom se ne može upravljati. Složene serije ugovora mogu se zamijeniti elektranama. Kada imamo svoje elektrane lako je kreirati veliki broj ugovora i lakše je upravljati rizicima. Mogućnost kreiranja novih ugovora i preuzimanje rizika na sebe kroz proces upravljanja rizicima predstavlja mogućnost dodatne zarade za proizvođače električne energije. Iako je otežano vrednovanje tradicionalnim metodama, moguće je uzimajući u obzir troškove pojedine elektrane vrednovati složene ugovore, npr. *swing* opcije. Općenito, elektrane se mogu predstaviti kao niz ugovora, npr. ročnica i opcija. Dovoljni proizvodni kapaciteti u mnogim slučajevima bolji su instrument živičenja od financijskih. Ako se na taj način promatraju proizvodni objekti vidljivo je da npr. plinska turbina može živičiti spot ugovor s kapićom. Fleksibilnost u proizvodnji kod akumulacijskih hidroelektrana čini ih pogodnim za živičenje, ne samo cjenovnih nego i količinskih rizika, što često nije moguće na tržištu. Fleksibilnost pogona samih elektrana određuje udio opcija u ukupnom nizu ugovora. Fleksibilnost u proizvodnji daje na vrijednosti u tržišnim uvjetima, omogućujući vlasniku iskorištavanje promjenljivosti cijena. Ispadi elektrana, s druge strane, ruše vrijednost. Pravilna kombinacija ugovora i proizvodnje u vlastitim elektranama omogućuje proizvođačima stvaranje novih proizvoda na kojima se, uz preuzimanje određenog rizika, može zaraditi više nego na klasičnim proizvodima [2].

Some contracts have a termination clause, which means that the seller has the right to terminate the delivery of a fixed number of times in exchange for a lower contract price. In essence, this is a forward with a call option. Suppliers provide an incentive for consumers to be flexible in consumption in exchange for a lower price. An alternative to this is the construction of capital-intensive investments. A price discount depends upon how often reduced deliveries occur and how much advance notification is provided. Earlier advance notification is less detrimental than late advance notification, and therefore has less of an impact on price. *Swing* options and contracts with termination clauses are used for hedging quantity risk. Neither is concerned with the real factors that affect supply and demand. The main factor that affects both instruments is weather. Temperature affects consumption and precipitation affects supply.

### 3.3 Power plants as an instrument in hedging

The golden rule from the financial markets that also applies to the electrical energy markets is never to enter a contract for which the price cannot be defined and the risk cannot be managed. A complex series of contracts can be replaced by power plants. When we have our own power plants, it is easy to create a large number of contracts and manage risk more easily. The possibility of creating new contracts and assuming risk through the risk management process represents an opportunity for additional earnings for producers of electrical energy. Although pricing is difficult with traditional methods, it is possible considering the costs of the individual power plants to assess a complex contract, such as a *swing* option. In general, power plants can be presented through a series of contracts, for example futures and options. Sufficient production capacities in many cases are better hedging instruments than financial instruments. If production facilities are considered in this manner, it is evident for example, that a gas turbine can hedge a spot contract with a cap. The flexible nature of the production of hydro storage power plants makes them suitable for hedging, not only price risks but also quantity risks, which is often not possible on the market. The operational flexibility of power plants determines the percentage of options in a total series of contracts. Flexibility in production adds value under market conditions, allowing the owner to take advantage of price volatility. When power plants go out of service, value is slashed. The right combination of contracts and production in producers' own power plants allows producers to create new products on which, with the assumption of a certain risk, it is possible to earn more than on classical products [2].



## 4 KORIŠTENJE IZVEDENICA U ENERGETSKIM KOMPANIJAMA ČLANICAMA EFET-a

### 4.1 Definiranje uzorka

U ovom istraživanju uzorak čine kompanije članice EFET-a. EFET je udruženje koje okuplja sudionike na tržištu električnom energijom, a koji se mogu baviti različitim poslovnim aktivnostima u energetskom lancu kao što su proizvodnja, opskrba, potrošnja i financiranje. EFET promiče stvaranje jedinstvenog, održivog, otvorenog, transparentnog i likvidnog europskog energetskog tržišta.

U rujnu 2006. godine EFET je imao 68 punopravnih i 22 pridružena člana. S obzirom da je EFET udruženje čija svrha je promicanje različitih interesa, tu su učlanjene razne kompanije: od kompanija čija je djelatnost vezana uz proizvodnju električne energije, preko trgovaca električnom energijom, proizvođača električne opreme, opskrbljivača električnom energijom, banaka, konzultanata, do kompanija čija je osnovna djelatnost vezana uz plin. Ako se u uzorak uključe samo kompanije koji su proizvođači električne energije i isključe podružnice pojedinih grupa u slučajevima kad se upravljanje rizicima obavlja na razini grupe, dolazi se do uzorka od 53 kompanije.

Sam način određivanja uzorka sastojao se u određivanju poslovnih aktivnosti pregledavajući web stranice pojedinih kompanija i proučavajući njihova godišnja izvješća kada se podatak o aktivnosti nije mogao pronaći na web stranicama. Nakon što se odredio konačan broj poduzeća u uzorku, sljedeća faza istraživanja bila je pronalazjenje njihovih godišnjih izvješća za 2005. godinu. Pri tome osnovni kriterij bio je godišnje izvješće na engleskom jeziku. Na web stranicama pronađeno je 38 godišnjih izvješća za 2005. godinu na engleskom jeziku, a za ostale poslana je zamolba za njihovo dobivanje. Zamolbe su poslana na elektroničke adrese osoba zaduženih za odnose s javnošću pojedinih kompanija ili na adrese kontakt osoba pojedinih kompanija pri EFET-u. Adrese kontakt osoba pojedinih kompanija pri EFET-u kao i potpuni popis punopravnih i pridruženih članova EFET-a s rujnom 2006. godine dobivene su u Tajništvu EFET-a. Na zamolbe je odgovorilo 12 kompanija, od toga 6 na engleskom, tako da je ukupan broj kompanija u uzorku 44. Dakle, od 53 kompanije, 44 imaju godišnje izvješće za 2005. na engleskom jeziku, 4 na ostalim jezicima, 3 nisu odgovorile na upit i dvije su negativno odgovorile na upit.

## 4 THE USE OF DERIVATIVES BY THE MEMBERS OF THE EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS (EFET)

### 4.1 Definition of sample

In this investigation, the sample was comprised of members of the European Federation of Energy Traders. The EFET is an association of participants on the electrical energy market, which engage in various activities in the energy chain such as production, supply, consumption and financing. The EFET promotes the creation of a single, sustainable, open, transparent and liquid European energy market.

In September 2006, the EFET had 68 regular members and 22 associate members. Since the EFET is an organization with the purpose of promoting various interests, a variety of companies are members, including those involved in activities connected with the production of electrical energy, electrical energy traders, producers of electrical equipment, suppliers of electrical energy, banks, consultants and companies whose basic operations are connected with gas. When only the companies that are producers of electrical energy are included in the sample and the branches of the individual groups are excluded in situations when risk management is performed at the group level, the sample is comprised of 53 companies.

The manner of determining the companies to be included in the sample consisted of identifying the activities of the individual companies by studying their web sites or annual reports, when the necessary data were not available on-line. After the determination of the final number of enterprises in the sample, the next phase of the investigation was to obtain their annual reports for the year 2005. The basic criterion was that the annual reports had to be in the English language. Thirty-eight annual reports for the year 2005 were found in the English language on company web sites, and requests were sent to the other companies for English versions. These requests were sent to the electronic addresses of the persons in charge of public relations for the individual companies or to the addresses of the contact persons of the individual companies at the EFET. The addresses of the contact persons of the individual member companies of the EFET and the full list of regular and associate EFET members were obtained in September 2006 from the secretariat of the EFET. Twelve companies responded to the requests, of which 6 provided reports that were in English, so that the total number of companies in the sample was 44. Thus, out of 53 companies, 44 had annual reports for the year 2005 in the English language, 4 in other languages, 3 did not respond to the request and 2 responded in the negative.

Prikupljena godišnja izvješća predstavljala su izvor podataka za provedbu istraživanja o korištenju izvedenica pri upravljanju cjenovnim rizikom među članicama EFET-a. Prikupljeni podaci analizirani su standardnim metodama deskriptivne statistike kao što su analiza aritmetičke sredine, minimalne i maksimalne vrijednosti, frekvencije, te univarijatnom analizom u kojoj se koristio T-test za dva mala međusobno neovisna uzorka, te Pearsonov test linearne korelacije.

#### 4.2 Analiza rezultata istraživanja

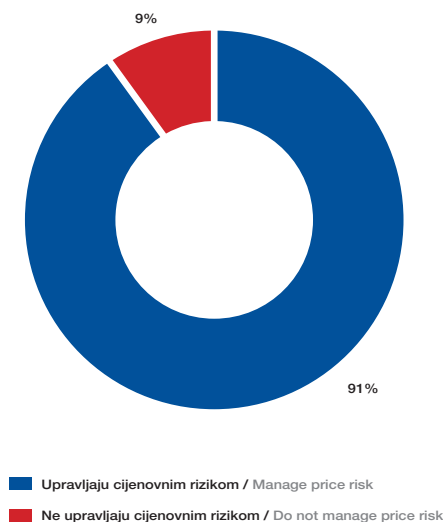
Kao što je vidljivo na slici 9 većina poduzeća iz uzorka upravlja rizikom promjene cijene električne energije koristeći neku vrstu instrumenata zaštite od rizika, dok samo 9 % poduzeća ne upravlja ovom vrstom rizika. Važno je naglasiti da se u ovom radu primarno istražuje korištenje izvedenih vrijednosnih papira pri upravljanju rizikom promjene cijene električne energije. Daljnjom analizom došlo se do podatka da je udio poduzeća koji ne živiči cjenovni rizik koristeći izvedenice manji od udjela poduzeća koji živiči koristeći izvedenice ili neke druge instrumente upravljanja rizicima (slika 10). Ovaj podatak govori da određeni broj analiziranih poduzeća upravlja rizikom promjene cijene električne energije, ali ne koristi izvedene vrijednosne papire. Može se pretpostaviti da ta poduzeća koriste instrumente kao što je prirodno upravljanje cjenovnim rizikom (tzv. *netting*), odnosno usklađivanje rizika promjene cijene električne energije koji proizlazi iz potraživanja i obveza poduzeća u nekom poslovnom razdoblju.

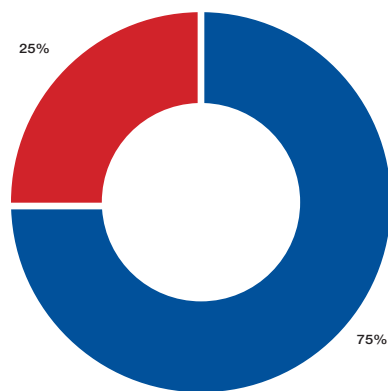
The collected annual reports represented a source of data for conducting an investigation on the use of derivatives in price risk management among the members of the EFET. The assembled data were analyzed using standard descriptive statistical methods, such as analysis of the arithmetic mean, minimum and maximum values, frequencies, and univariable analysis in which the T-test for two small mutually independent samples and the Pearson test of linear correlation were employed.

#### 4.2 Analysis of the investigation results

As evident in Figure 9, the majority of the companies from the sample manage the risk from changes in the price of electrical energy by using some type of risk protection instrument, while only 9 % of the companies do not manage this type of risk. It is necessary to emphasize that in this investigation, the primary emphasis was upon the use of derivative securities in managing the risk from price changes in electrical energy. Through further analysis, it was determined that the percentage of companies that do not hedge price risk by using derivatives is lower than the percentage of companies that hedge using derivatives or some other risk management instruments (Figure 10). This percentage shows that a certain number of analyzed companies manage the risk of changes in the price of electrical energy but do not use derivative securities. It can be assumed that companies use instruments such as natural price risk management, known as *netting*, or the coordination of the risk of changes in electricity prices that issue from the demand and obligations during a business period.

**Slika 9**  
Udio analiziranih poduzeća koja upravljanju cjenovnim rizikom [15]  
**Figure 9**  
Percentage of the analyzed companies that manage price risk [15]



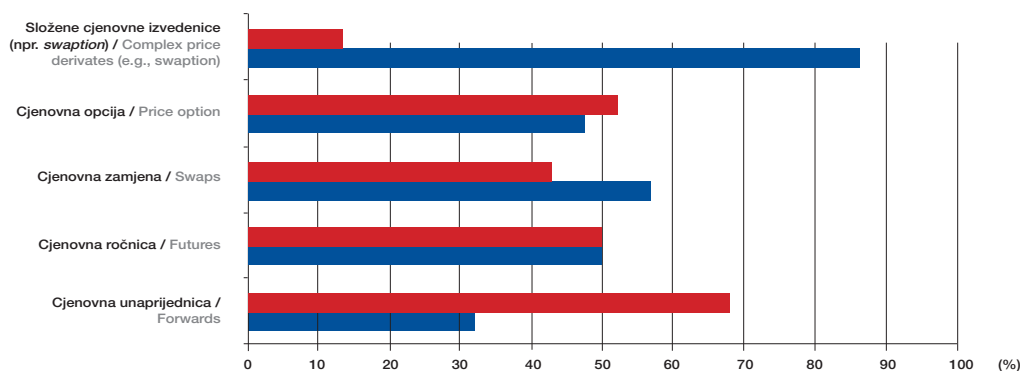


■ Koriste izvedenice pri upravljanju cijenovnim rizikom / Use derivatives in price risk management  
 ■ Ne koriste izvedenice pri upravljanju cijenovnim rizikom / Do not use derivatives in price risk management

**Slika 10**  
 Udio analiziranih poduzeća koja upravljaju cijenovnim rizikom koristeći izvedenice [15]  
**Figure 10**  
 Percentage of analyzed companies that manage price risk by using derivatives [15]

Što se tiče izvedenih vrijednosnih papira koji se koriste u analiziranim poduzećima, pri upravljanju rizikom promjene cijene električne energije, iz slike 11 vidljivo je da je cjenovna unaprijednica najpopularniji instrument koji je prisutan u 68,2 % poduzeća. Cjenovna opcija i cjenovna ročnica zastupljeni su u 50 % i 52,3 % analiziranih poduzeća, dok cjenovnu zamjenu koristi oko 43 % poduzeća. Složene izvedenice, koje predstavljaju inovativne kombinacije osnovnih vrsta izvedenih vrijednosnih papira poput kombinacije zamjene i opcije poznate pod nazivom *swaption*, koristi svega 13,6 % analiziranih poduzeća.

Regarding the derivative securities used in the analyzed companies in the risk management of the changes in price of electrical energy, from Figure 11 it is evident that the price forward is the most popular instrument, which is used by 68,2 % of the companies. Price options and price futures are used by 50 % and 52,3 % of the analyzed companies, respectively, while price swaps are used by approximately 43 % of the companies. Complex derivatives, which represent an innovative combination of the basic types of derivative securities, such as swaps and options known as *swaption*, are only used by 13,6 % of the analyzed companies.



**Slika 11**  
 Zastupljenost pojedinih izvedenica u upravljanju cijenovnim rizikom [15]  
**Figure 11**  
 The use of individual derivatives in price risk management [15]

	Cjenovna unaprijednica / Forwards (%)	Cjenovna ročnica / Futures (%)	Cjenovna zamjena / Swaps (%)	Cjenovna opcija / Price option (%)	Složene cjenovne izvedenice (npr. <i>swaption</i> ) / Complex price derivatives (e.g., <i>swaption</i> ) (%)
■ Koriste / Use	68,2	50	43,2	52,3	13,6
■ Ne koriste / Do not use	31,8	50	56,8	47,7	86,4

Univarijantnom analizom testirana je hipoteza o povezanosti veličine poduzeća i odluke poduzeća da upravlja rizikom cijene električne energije koristeći izvedene vrijednosne papire. Formirana su dva uzorka, prvi u kojem se nalaze poduzeća koja koriste cjenovne izvedenice i drugi u kojima su poduzeća koja ih ne koriste. T-test je pokazao da su poduzeća koja upravljaju cjenovnim rizikom koristeći izvedenice različita od poduzeća koja ih ne koriste prema kriteriju veličine (tablica 1). Na razini statističke značajnosti od  $p = 0,05$  poduzeća koja upravljaju cjenovnim rizikom koristeći izvedene vrijednosne papire veća su od poduzeća koja ih ne koriste mjereno ukupnom vrijednošću imovine kao i vrijednošću prihoda od prodaje ostvarenih u 2005. godini. Srednja vrijednost ukupne imovine korisnika izvedenica iznosi 40 834 836 eura, dok je srednja vrijednost poduzeća koja ne koriste izvedenice daleko manja i iznosi 9 303 573 eura. Dodatno, srednja vrijednost prihoda od prodaje korisnika izvedenica iznosi 29 284 542 eura, dok je srednja vrijednost prihoda od prodaje poduzeća koja ne koriste izvedenice čak šest puta manja i iznosi 4 613 718 eura. Važno je naglasiti da rezultati T-testa nisu potvrđeni korelacijskom analizom, jer Pearsonov koeficijent linearne korelacije nije pokazao statistički značajnu vezu između veličine poduzeća i korištenja izvedenih vrijednosnih papira. Stoga ovaj rezultat treba interpretirati s određenim oprezom.

Nalazima T-testa potvrđena je hipoteza da je veličina poduzeća utjecajan čimbenik na odluku o korištenju izvedenih vrijednosnih papira pri upravljaju cjenovnim rizikom što je potvrda prethodnih nalaza istraživanja. Tako su istraživanja [16], [17] i [18] dokazala da veća poduzeća u većoj mjeri koriste izvedene vrijednosne papire. Razlog tome leži u činjenici da program upravljanja rizicima i upotreba izvedenica zahtijevaju određena ulaganja te da ovi troškovi mogu obeshrabriti mala poduzeća da uđu u poslove upravljanja rizicima. Iz navedenih činjenica proizašla je teza da se mnogim poduzećima upravljanje rizicima ne isplati zbog visokih troškova te da postoji značajna ekonomija razmjera vezana uz troškove korištenja financijskih izvedenica koji uključuju plaće zaposlenika, informatičku opremu, trening i dodatne usluge, kao i različite transakcijske troškove te troškova nadzora življenih pozicija. Za brojna poduzeća, posebno ona manja, marginalna dobit od programa življenja može biti manja od marginalnih troškova. Zbog toga takva poduzeća ne koriste izvedenice iako su izložena tržišnim rizicima jer im to nije ekonomski isplativa aktivnost [18].

Employing univariable analysis, a hypothesis was tested on the connection between the size of a company and the company's decision to manage electrical energy price risk using derivative securities. Two samples were formed, the first consisting of companies that use price derivatives and the second consisting of companies that do not use them. The T-test demonstrated that companies that manage price risk by using derivatives differ from companies that do not use them according to the criterion of size (Table 1). At the statistical significance level of  $p = 0,05$ , companies that manage price risk using derivative securities are larger than companies that do not use them, measured according to the total value of property and sales revenues in the year 2005. The mean value of the total property of the users of derivatives amounts to 40 834 836 euros, while the mean value of companies that do not use derivatives is lower and amounts to 9 303 573 euros. In addition, the mean value of the sales revenues of the users of derivatives amounts to 29 284 542 euros, while the mean value of the revenues from sales of the companies that do not use derivatives is six times lower and amounts to 4 613 718 euros. It is important to emphasize that the results of the T-test are not confirmed by correlation analysis because the Pearson coefficient of linear correlation did not demonstrate a statistically significant connection between the size of a company and the use of derivative securities. Therefore, this result should be interpreted with a certain amount of caution.

According to the T-test findings, the hypothesis is confirmed that the size of a company is an influential factor in the decision to use derivative securities in the management of price risk, which is confirmation of previous study findings. The studies [16], [17] and [18] have demonstrated that larger companies use derivative securities to a greater extent. The reason for this lies in the facts that a risk management program and the use of derivatives require certain investment and that these costs can discourage a small enterprise from engaging in risk management operations. Therefore, it can be assumed that risk management is not cost effective for many enterprises due to the high costs and that there is a significant economy of scale connected with the costs of using financial derivatives that include employee salaries, informatics equipment, training and additional services, as well as various transactional costs and costs for the supervision of hedging positions. For many companies, especially smaller ones, the marginal profit from a hedging program can be lower than the marginal costs. Therefore, such companies do not use derivatives, despite exposure to market risks, because it is not a cost effective activity for them [18].

Tablica 1 – T-test – Korištenje izvedenica pri upravljanju cjenovnim rizikom [15]  
 Table 1 – T-test – The use of derivatives in price risk management [15]

	Korištenje cjenovnih izvedenica pri upravljanju rizicima / Use of price derivatives in risk management	Broj poduzeća / Number of companies	Srednja vrijednost / Mean value	Standardna devijacija / Std. deviation	Srednja vrijednost standardne greške / Std. error mean
Vrijednost ukupne imovine u 2005. godini / Total property value in 2005 (EUR)	Ne koristi / Do not use	11	9 303 573	7 613 767	2 295 637
	Koristi / Use	33	40 834 836	53 074 584	9 239 099
Vrijednost prihoda od prodaje u 2005. godini / Sales revenues in 2005 (EUR)	Ne koristi / Do not use	11	4 613 718	2 861 724	862 842
	Koristi / Use	33	29 284 542	54 237 356	9 441 512

		Levinov test jednakosti varijanci / Levene's test for equality of variances		T-test za jednakost srednjih vrijednosti / T-test for equality of means				
		F	Značajnost / Sig.	T	df	Značajnost (2-repa) / Sig. (2-tailed)	Razlika srednjih vrijednosti / Mean difference	Razlika standardne greške / Std. error difference
Vrijednost ukupne imovine u 2005. godini / Total property value in 2005 (EUR)	Pretpostavljene jednake varijance / Equal variances assumed	11,546	0,001	-1,949	42	0,058	-31 531 264	16 180 874
	Pretpostavljene različite varijance / Equal variances not assumed			-3,312	35,638	0,002	-31 531 264	9 520 026
Vrijednost prihoda od prodaje u 2005. godini / Sales revenues in 2005 (EUR)	Pretpostavljene jednake varijance / Equal variances assumed	6,548	0,014	-1,496	42	0,142	-24 670 824	16 489 622
	Pretpostavljene različite varijance / Equal variances not assumed			-2,602	32,529	0,014	-24 670 824	9 480 857

## 5 ZAKLJUČAK

U ovom se radu primarno istraživalo korištenje izvedenih vrijednosnih papira pri upravljanju rizikom promjene cijene električne energije. Istraživanje je pokazalo da 75 % poduzeća članica EFET-a upravlja rizikom promjene cijene električne energije koristeći neke od izvedenih vrijednosnih papira kao instrumente zaštite od rizika, dok 25 % poduzeća ne upravlja ovom vrstom rizika koristeći izvedenice.

Daljnjom analizom došlo se do podatka da je cjenovna unaprijednica najpopularniji instrument koji je prisutan u čak 68,2 % poduzeća. Taj podatak ne začuđuje ako se uzme u obzir da je unaprijednica vrsta nestandardiziranog terminskog ugovora čije se karakteristike najvećim dijelom određuju bilateralnim dogovorom između kupca i prodavatelja unaprijednice. Na taj način kupcu unaprijednice omogućeno je da prilagodi karakteristike ugovora svojim specifičnim potrebama. Cjenovna opcija i cjenovna ročnica također su instrumenti koji su zastupljeni u 50 ili više posto analiziranih poduzeća. Ta dva instrumenta, posebice ročnica kao druga vrsta terminskog ugovora, primjeri su standardiziranih izvedenih vrijednosnih papira kojima se trguje na burzi. Te izvedenice stoga su manje fleksibilne od unaprijednih terminskih ugovora ili zamjena, no prednost njihovog korištenja ogleda se u povećanoj sigurnosti trgovanja zbog strogih pravila burze te postojanja klirinških kuća koje osiguravaju izvršenje svakog sklopljenog ugovora.

Cjenovne zamjene manje su prisutne kao instrument zaštite od rizika promjene cijene električne energije u usporedbi s gore analiziranim izvedenicama (koristi ih 43,2 % poduzeća), no još uvijek se može reći da nisu zanemarene. Složene izvedenice, koje predstavljaju inovativne kombinacije osnovnih vrsta izvedenih vrijednosnih papira poput kombinacije zamjene i opcije poznate pod nazivom *swaption*, koristi svega 13,6 % analiziranih poduzeća. Razloge male zastupljenosti ovih inovacija s tržišta izvedenih vrijednosnih papira treba tražiti u činjenici da temeljne vrste izvedenica poput terminskih ugovora, zamjena i opcija, u potpunosti zadovoljavaju potrebe poduzeća za zaštitom od rizika promjene cijene električne energije.

Univarijatnom analizom potvrđeno je da je veličina poduzeća utjecajan čimbenik na odluku o korištenju izvedenih vrijednosnih papira pri upravljanju cjenovnim rizikom. Razlog tome je što programi upravljanja rizicima i upotreba izvedenica zahtijevaju određena ulaganja i troškove koji mogu obeshrabriti mala poduzeća da uđu u poslove upravljanja rizicima.

## 5 CONCLUSION

This article is primarily a study of the use of derivative securities in price risk management for electrical energy. Research has demonstrated that 75 % of the member companies of the EFET manage the risk of variable electrical energy prices by using some types of derivative securities as instruments for risk protection, while 25 % of the member companies do not manage this type of risk by using derivatives.

Further analysis demonstrated that the price forward is the most popular instrument, which is used by 62,2 % of the companies. This is not surprising, taking into account that a forward is a type of nonstandardized term contract, the characteristics of which are for the most part determined by bilateral negotiation between the forward buyer and seller. In this manner, the forward buyer is able to adjust the characteristics of the contract to his specific needs. Price options and price futures are also instruments that are used by over 50 % of the companies analyzed. These two instruments, especially futures as another type of term contract, are examples of standardized derivative securities that are traded on an exchange. Therefore, these derivatives are less flexible than forwards or swaps. However, the advantage of using them is reflected in increased trading security due to the strict regulations on the exchanges and the existence of clearing houses that insure the implementation of each contract entered.

Price swaps are less widely used as instruments of protection from the risk of the variable prices of electrical energy in comparison to the above-analyzed derivatives (used by 43,2 % of the companies), but it is still possible to say that their use is not negligible. Complex derivatives, which represent an innovative combination of the basic types of derivative securities such as combination swaps and options, known as *swaption*, are only used by 13,6 % of the companies analyzed. The reasons for the small representation of these innovations in the derivative securities market should be sought in the fact that the basic types of derivatives, such as term contracts, swaps and options, completely meet the needs of the companies for risk protection from the variable prices of electrical energy.

Through univariable analysis, it was confirmed that the size of an enterprise is an influential factor on the decision to use derivative securities in price risk management. The reason for this is that risk management programs and the use of derivatives require certain investments and expenditures that can discourage small companies from entering risk management operations.

---

## LITERATURA / REFERENCES

- [1] BARTRAM, S. M., Corporate Risk Management as a Lever for Shareholder Value Creation, Financial-markets, institutions and instruments, 9(5), Blackwell Publishing, Columbus, Ohio, 2000
- [2] UNGER, G., Hedging Strategy and Electricity Contract Engineering, Swiss Federal Institute of Technology, Doctor Dissertation, Diss ETH No 14727, Zurich, 2002
- [3] CIGRÉ SC 38, Advisory Group 05, Task Force 38-05-12, Portfolio and Risk Management for Power Producers and Traders in an Open Market, 2000
- [4] OJANEN, O. J., Comparative Analysis of Risk Management Strategies for Electricity Retailers, Helsinki University of Technology Master's Thesis, Helsinki, 2002
- [5] [www.pointcarbon.com](http://www.pointcarbon.com)
- [6] KAMINSKI, V. (editor), Managing Energy Price Risk, Risk Books, London, 2004
- [7] WERNER, A., Risk Measurement in the Electricity Market, Master's Thesis, University of Oxford, Oxford, 2002
- [8] EYDELAND, A., WOLYNIEC, K., Energy Risk Management, John Wiley & Sons, Inc, New Jersey, 2003
- [9] DE JONG, C., WALET, K., Managing the Spark Spread, Maycroft Consultancy, Amsterdam, 2003
- [10] RONN, E. I. (editor), Real Options and Energy Management, Risk Books, London, 2002
- [11] [www.eex.de](http://www.eex.de)
- [12] DENG, S. J., OREN, S.S., Electricity Derivatives and Risk Management, Energy Vol. 31, Oxford University Press, 2006
- [13] [www.spectrongroup.com](http://www.spectrongroup.com)
- [14] JAILLIET, P., RONN E. I., TOMPAIDIS, S., Valuation of Commodity-Based Swing Options, Management Science Dec 2003, Evanston/Chicago, 2003
- [15] SPRČIĆ, P., Upravljanje cjenovnim rizicima u energetskim kompanijama, Magistarski rad, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb, 2007.
- [16] NANCE, D.R., SMITH, C.W., SMITHSON, C.W., On the Determinants of Corporate Hedging, Journal of Finance 48, Blackwell Publishing on behalf of the American Finance Association, Columbus, Ohio, 1993
- [17] GECZY, C., MINTON, B.A., SCHRAND, C., Why Firms Hedge: Distinguishing Among Existing Theories, Journal of Finance 52(4), Blackwell Publishing on behalf of the American Finance Association, Columbus, Ohio, 1997
- [18] ALLAYANNIS, G., WESTON, J., The Use of Foreign Currency Derivatives and Firm Market Value, The Review of Financial Studies, 14(1), Oxford University Press, 2001

---

Uredništvo primilo rukopis:  
2007-07-10

Manuscript received on:  
2007-07-10

Prihvaćeno:  
2007-07-24

Accepted on:  
2007-07-24

# PRIMJER PROVEDBE ALGORITMA IZRADE KORISNIČKE POGONSKE KARTE HIDROAGREGATA AN EXAMPLE OF APPLYING ALGORITHM TO CREATE THE APQ OF A HYDROGENERATOR-TURBINE UNIT

Prof. emer. dr. sc. Ivan Ilić, prof. dr. sc. Zlatko Maljković,  
prof. dr. sc. Ivan Gašparac, mr. sc. Milutin Pavlica, mr. sc. Dubravka Ilić-Zubović,  
Vladimir Jarić, dipl.ing., Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i  
računarstva, Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska  
Doc. dr. sc. Alfredo Višković, HEP d.d.,  
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska  
Radivoj Belobrajić, dipl.ing., HEP Proizvodnja d.o.o., PP HE Zapad,  
Eugena Kumičića 13, 51000 Rijeka, Hrvatska

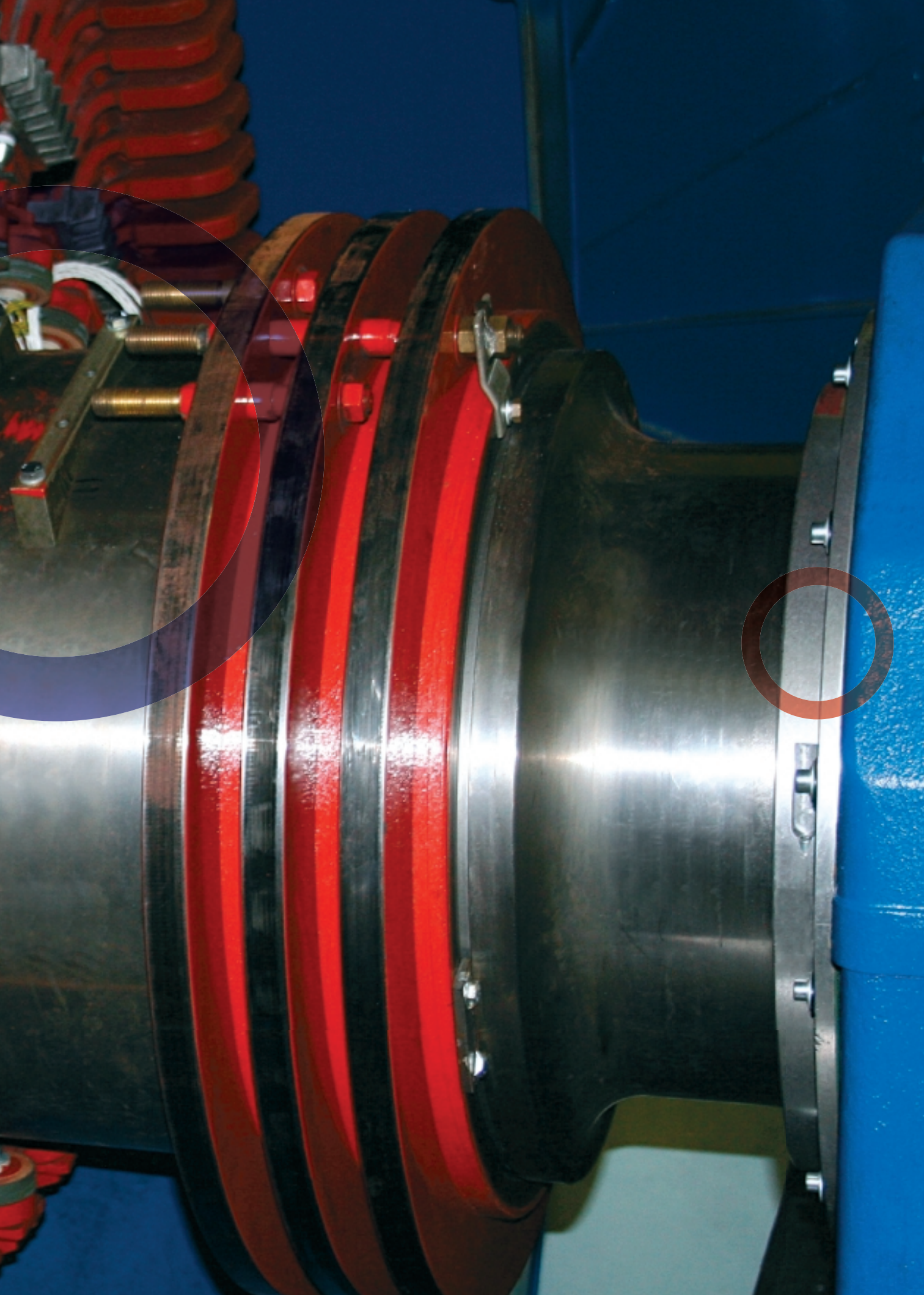
U radu je prikazana provedba metodologije određivanja korisničke pogonske karte (KPK) na primjeru hidroagregata br. 3 u HE Vinodol. Kao predložak sustavnom određivanju granica dopuštenog rada agregata poslužio je blok dijagram koji na pregledan način ocrta tijekom provedbe pojedinih radnji potrebnih za tvorbu KPK. Svi međukoraci su dokumentirani, a dobiveni rezultati prikazani tablično i grafički. Svaka od konačno određenih granica je ucrtana u KPK promatranog agregata. S obzirom na složenost provedbe proračuna graničnih uvjeta koje nameću elektromagnetska i toplinska zbivanja u čeonom prostoru, u radu je na konkretnom primjeru iz prakse prikazana potpuno nova metodologija utvrđivanja graničnih vrijednosti uzdužne komponente magnetske indukcije, temeljeno na rezultatima mjerenja indukcije i pripadne nadtemperature u trajnom kapacitivnom radu generatora.

The work describes the application of the methodology of defining the actual PQ diagram (APQ) on the example of Hydrogenerator-turbine unit No. 3 at Vinodol HPP. Used as a basis for determining the unit's operating tolerances was a block diagram which provides a clear survey of the sequence of steps required to create an APQ. All intermediate steps are documented and the obtained results are shown in tables and graphics. Each of finally defined limits is imported into the APQ of the observed unit. Considering the complexity of calculating the limit conditions imposed by electromagnetic and thermal occurrences in the end region, in a concrete example from practice the present work describes an entirely new methodology of determining the limit values of the longitudinal magnetic induction component, based on the results of measuring induction and pertaining over-temperature in the generator's permanent capacitive operation.

**Ključne riječi:** čeoní prostor, granice dopuštenog rada, hidrogenerator, pogonska karta, sinkroni generator, vibracije, zagrijavanje

**Key words:** end region, heating, hydrogenerator, operating tolerances, PQ diagram, synchronous generator, vibrations





## 1 UVOD

Kako bi primjena teorijskog članka [1] u praksi bila što jednostavnije ostvariva, u ovom članku daje se primjer izrade korisničke pogonske karte (KPK) za hidroagregat br. 3 u HE Vinodol.

Blok dijagram sa slike 15 [1] na vrlo pregledan način ocrta tijekom provedbe pojedinih radnji nužnih za iscrtavanje KPK, pa će zato poslužiti kao vodič u pripremi podloga i sustavnom određivanju granica dopuštenog rada agregata. Stoga se taj dijagram prenosi u ovaj članak kao slika 1, kako bi se s njim ostvarila što jednostavnija komunikacija tijekom razrade pokaznog primjera.

Za potrebe izrade KPK hidroagregata br. 3 u HE Vinodol prikupljeni su podaci o fizikalnim veličinama i parametrima bitnim za tvorbu pogonske karte. Nakon prikupljanja dostupnih podataka, tj. podataka proizvođača sastavnih elemenata agregata: turbina (T) + sinkroni generator (SG) i blok-transformatora (BT), te rezultata prethodnih mjerenja, donose se odluke o provedbi mjerenja koja mogu dati odgovore na pitanja o sposobnostima SG s obzirom na elektromagnetske, mehaničke i toplinske prilike. Blok dijagram sa slike 1, upućuje u desno krilo svog algoritma, prema kojem se donosi odluka za provedbu proračuna i mjerenja za koja je potrebna ugradnja davača.

Kroz pokazni primjer metodologije tvorbe KPK prikazan je detaljni postupak određivanja nužnih parametara, ali i graničnih vrijednosti pojedinih fizikalnih veličina, bitnih za KPK. Kako bi se bitno dogradila postojeća metodologija klasične pogonske karte SG ugrađivanjem ograničenja koja su uvjetovana elektromagnetskim i toplinskim prilikama u čeonom prostoru, te proširenjem ove karte uvođenjem u nju blok-transformatora, obavljene su sve radnje koje konkretna primjena SG zahtijeva. Time je ostvarena mogućnost promatranja i pogonskog praćenja svake pojedine proizvodne jedinice na mjestu priključka na VN mrežu, s jedne strane, ali su ostvarene i mogućnosti za tvorbu Automatskog Programa Pogonske Karte (APPOKA) uz pomoć uobičajenih računalnih tehnologija, s druge strane.

Vibracijama, koje se u KPK ne unose kao ograničavajući činitelj, posvećuje se posebna pažnja kao mogućim mehaničkim čimbenicima koji bi mogli ugroziti nesmetan rad SG. Radi preventive, ukazuje se na način njihova mjerenja i na analizu rezultata mjerenja s naznakama graničnih vrijednosti.

## 1 INTRODUCTION

In order to make the application of the theoretical article [1] in practice as easy as possible, in this article is an example of creating the actual PQ diagram (APQ) for the Hydrogenerator-turbine unit No. 3 at Vinodol HPP.

The block diagram in Figure 15 [1] provides a very clear survey of steps required for APQ plotting, so it will be used as a guide in preparing documents and systematic determination of the unit's operating tolerances. Therefore, this diagram is carried over to this article as Figure 1 in order to achieve the simplest possible communication during the elaboration of the demonstrative example.

For the needs of creating the APQ of Hydrogenerator-turbine unit No.3 at Vinodol HPP data have been collected on the physical quantities and parameters essential for making the PQ diagram. Once the available data, i.e., manufacturer's data on the components of the unit: turbine (T) + synchronous generator (SG) and block transformer (BT) have been obtained, along with the results of previous measurements, decisions are made concerning measurements to be undertaken with a view to receiving answers to questions regarding the SG's capabilities to cope with electromagnetic, mechanical and thermal conditions. The block diagram in Figure 1 refers to the right portion of its algorithm, according to which a decision is taken to perform calculations and measurements for which sensors installation is required.

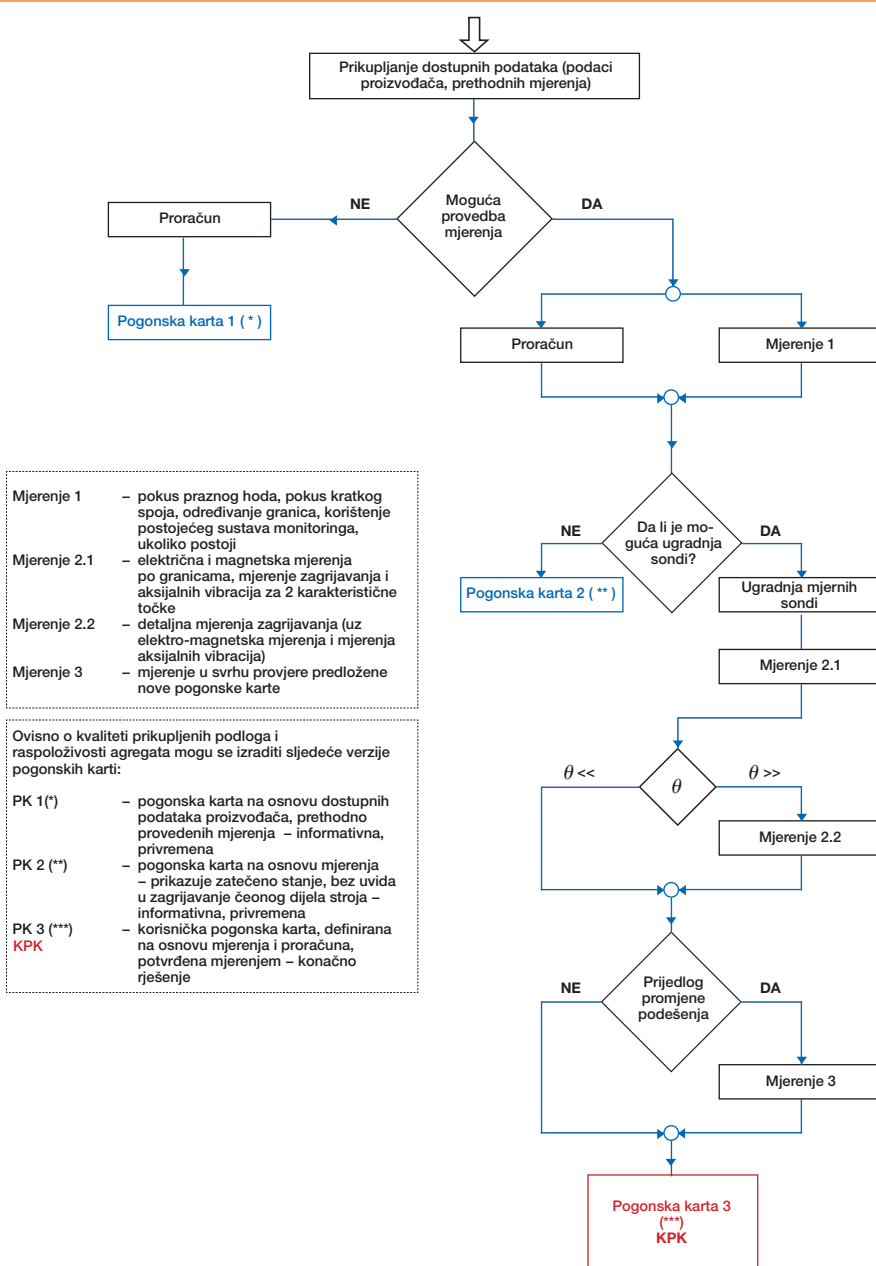
Through a demonstrative example of the APQ formation methodology the detailed process of determining required parameters is shown, as well as that of determining the limit values of individual physical quantities essential for APQ. In order to substantially upgrade the existing methodology of the classical PQ diagram of the SG by installing limitations imposed by electromagnetic and thermal occurrences in the end region and the extension of the diagram as a result of introducing a block transformer into it, all steps have been taken as required by concrete SG application. Thereby a possibility has been created of observation and on-line monitoring of each individual production unit at the place of connection to HV network, on one hand, but, on the other hand, a possibility has also been created to form the automatic PQ diagram program (APPOKA) by means of conventional computer technologies.

Special attention is paid to vibrations, which are not entered in APQ as a limiting factor, and which are potential mechanical agents that may jeopardize SG's unimpeded operation. To prevent this from happening, the method of their measurement is

I, konačno, u radu su date sve podloge za pripremu i provedbu mjerenja ključnih parametara i fizikalnih veličina. Obavljena su i mjerenja za konkretni primjer generatora G3 u HE Vinodol, čime su, za tvorbu KPK, dobiveni bitno pouzdaniji podaci u odnosu na podatke dobivene proračunima temeljenim na pretpostavkama. Time, kako KPK, tako i metodologija njene tvorbe i za sve ostale primjene u praksi, dobivaju na vjerodostojnosti i pouzdanosti.

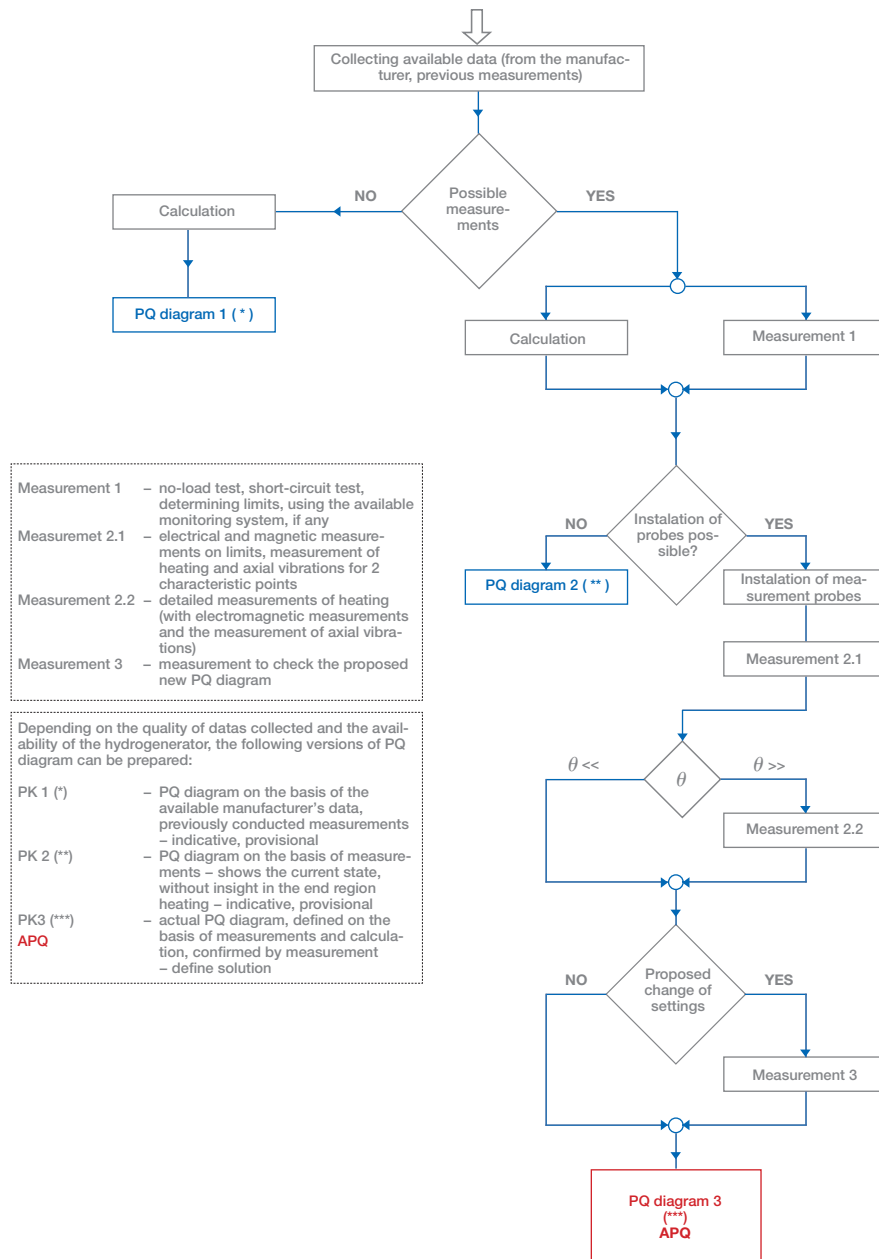
highlighted, and so is the analysis of measurement results, with indications of limit values.

Finally, the work provides a complete basis for preparing and carrying out measurements of key parameters and physical quantities. Measurements have also been performed for the concrete example of G3 generator at Vinodol HPP, to the effect that for APQ formation much more reliable data have been obtained compared with data obtained through calculations based on assumptions. Thus both APQ and the methodology of its formation, as well as for all other applications in practice, gain in credibility and reliability.



**Slika 1**  
Dijagram toka metodologije za određivanje KPK sinkronog agregata, uključivo s blok-transformatorom.  
Figure 1  
Flowchart of the methodology to determine APQ of the synchronous unit, including the block transformer

- Mjerenje 1 – pokus praznog hoda, pokus kratkog spoja, određivanje granica, korištenje postojećeg sustava monitoringa, ukoliko postoji
- Mjerenje 2.1 – električna i magnetska mjerenja po granicama, mjerenje zagrijavanja i aksijalnih vibracija za 2 karakteristične točke
- Mjerenje 2.2 – detaljna mjerenja zagrijavanja (uz elektro-magnetska mjerenja i mjerenja aksijalnih vibracija)
- Mjerenje 3 – mjerenje u svrhu provjere predložene nove pogonske karte
- Ovisno o kvaliteti prikupljenih podloga i raspoloživosti agregata mogu se izraditi sljedeće verzije pogonskih karti:
- PK 1(\*) – pogonska karta na osnovu dostupnih podataka proizvođača, prethodno provedenih mjerenja – informativna, privremena
- PK 2(\*\*) – pogonska karta na osnovu mjerenja – prikazuje zatačeno stanje, bez uvida u zagrijavanje čeonog dijela stroja – informativna, privremena
- PK 3(\*\*\*)  
KPK – korisnička pogonska karta, definirana na osnovu mjerenja i proračuna, potvrđena mjerenjem – konačno rješenje



## 2 PRORAČUNI I MJERENJA BEZ UGRADNJE DAVAČA

Za generator G3 u HE Vinodol. provedeni su analitički i numerički proračuni usmjereni ka dobivanju čvrstih podloga koje zahtijeva KPK. Provedena su i kontrolna mjerenja ključnih fizikalnih veličina, kako bi se njihov realni suodnos u pogonskim prilikama što točnije odslikao.

## 2 CALCULATIONS AND MEASUREMENTS WITHOUT SENSOR INSTALLATION

For G3 generator at Vinodol HPP analytical and numerical calculations have been made with a view to obtaining solid documents as required by APQ. Control measurements of crucial physical quantities have also been made to get a picture as accurate as possible of their real interaction in operating conditions.

## 2.1 Rezultati analitičkih proračuna

Za analitički proračun parametara i karakteristika SG korišten je programski paket tvrtke ANSOFT RMXpert. Nakon unosa potrebnih podataka o dimenzijama SG i njegovih nazivnih podataka snage i napona, te podataka koji će definirati uzбудu, računalo izbacuje listu izlaznih podataka. Iz ove se liste uzimaju podloge (fizikalne veličine i parametri) koje su osnova za crtnju KPK, i upisuju u tablicu 3.

## 2.2 Rezultati numeričkih proračuna

Za provedbu numeričkih proračuna uz pomoć metode konačnih elemenata (MKE) potrebno je što jasnije postaviti zadaće, čijim se rješavanjem dolazi do točnijih rezultata o parametrima i elektromagnetskim svojstvima SG nego što se postiže analitičkim proračunom. Za konkretni primjer korišten je programski paket tvrtke ANSOFT Maxwell. Nakon postavljanja pojedinačnih zadaća vrši se priprema za unos podataka prema zahtjevima programskog paketa, što predstavlja najosjetljiviji i stručno vrlo zahtjevan posao. Računalo izbacuje liste izlaznih podataka i svojstava o očekivanom ponašanju, odnosno elektromagnetskim prilikama u stroju. Na temelju dobivenih rezultata obavlja se analiza, usporedba s poznatim podacima i svojstvima stroja, te se ocjenjuje fizikalna vjernost rezultata numeričkih proračuna. Nakon kritičkog prihvaćanja rezultata prelazi se na njihovo unošenje u podloge za izradu KPK.

Za konkretni primjer, rezultati dobiveni pomoću MKE upisani su u tablicu 3.

## 2.3 Rezultati mjerenja (bez ugradnje davača)

### 2.3.1 Snimanje karakteristika praznog hoda i kratkog spoja

Snimanje karakteristike praznog hoda i kratkog spoja, bez obzira na relativno jednostavne postupke mjerenja, tehnološki predstavlja zahtjevnju zadaću, kako u pripremi, tako i pri provedbi. U pravilu ovu vrstu snimanja treba obavljati kvalificirana i dobro uvježbana ekipa ispitivača prema uobičajenim shemama [1] i odgovarajućim prilagodbama koje uvjetuje objekt na kojem se obavljaju mjerenja.

Rezultati pokusa praznog hoda pri nazivnoj brzini vrtnje, u pravilu, nisu dovoljni jer se, zbog moguće pojave previsokih napona, ili prenisko podešene prenaponske zaštite, uzbudna struja ne smije ili ne može povećavati iznad određene granice koju određuje maksimalno dopušteni napon na stezaljkama generatora. Kako bi se snimio i zasićeni dio karakteristike, što znači da treba doseći barem  $1,25 U_n$  pri nominalnoj brzini,

## 2.1 Results of analytical calculations

ANSOFT RMXpert software package has been used for the analytical calculation of the SG's parameters and characteristics. After importing required data on the SG's dimensions and its rate power and voltage data, as well as data which will define excitation, the computer will turn out a list of output data from which physical quantities and parameters essential for APQ plotting will be taken and entered in Table 3.

## 2.2 Results of numerical calculations

For numerical calculations by means of the finite elements method (FEM) tasks must be set as clearly as possible, the solving of which will lead to results on the SG's parameters and electromagnetic properties more accurate than those obtained by an analytical calculation. For the example in question the ANSOFT Maxwell software package has been used. After individual tasks have been set, preparations are made for importing data as required by the software package, which is actually the most sensitive and technically highly demanding job. The computer turns out lists of output data and properties on the expected behavior or the electromagnetic conditions prevailing in the machine. Based on the results obtained, an analysis is made including a comparison with the machine's known data and properties, and the physical quantity of the results of numerical calculations is evaluated. A critical acceptance of the results is followed by their importing into documents for creating APQ.

In the specific example, results obtained by using FEM are entered in Table 3.

## 2.3 Measurement results (without sensor installation)

### 2.3.1 Screening the no-load and short-circuit characteristics

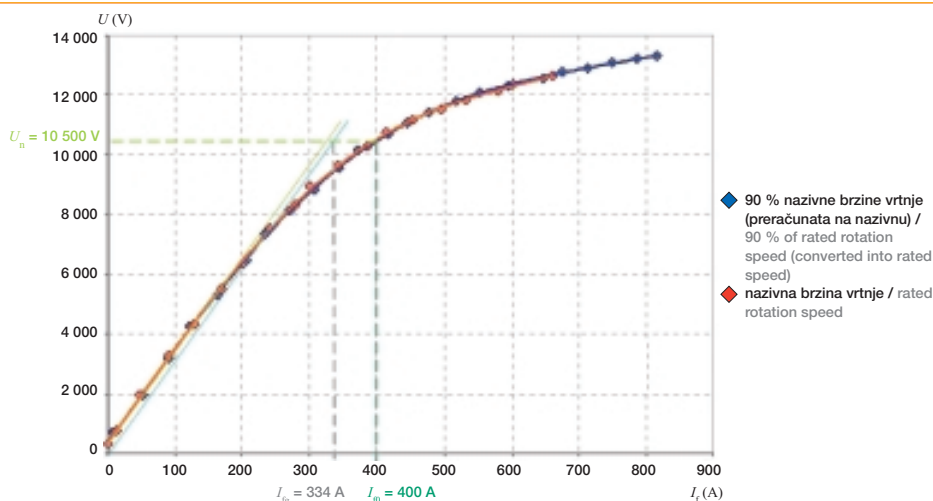
Screening the no-load and short-circuit characteristics, apart from relatively simple measurement procedures, is a technically demanding task, in both the preparatory and the implementing phase. This type of screening should be as a rule performed by a qualified and well-trained team in accordance with established diagrams [1] and appropriate adjustments imposed by the facility where measurements are performed.

The no-load test results at the rated rotation speed are as a rule insufficient because, due to a possible occurrence of over-voltage or over-voltage protection set too low, the excitation current must not or cannot be raised above a certain limit determined by the maximum permissible voltage on the generator terminals. In order to also screen the saturated part

pokus se obavlja i pri sniženoj brzini vrtnje. Pokus praznog hoda pri sniženoj brzini vrtnje obavlja se pri npr. 90 %  $n_n$ , a provodi se kao i pokus praznog hoda pri nazivnoj brzini vrtnje. Na slici 2 je prikazana karakteristika praznog hoda snimljena pri nominalnoj brzini vrtnje (crvena) i pri sniženoj brzini vrtnje i preračunata na nazivnu brzinu vrtnje (plava).

of a characteristic, meaning that at least  $1,25 U_n$  should be reached at rated speed, the test is conducted at a lower rotation speed. The no-load test at a lower rotation speed is conducted at, for example, 90 %  $n_n$ , and in the same way as the no-load test at the rated rotation speed. Figure 2 shows the no-load characteristic screened at the rated rotation speed (red) and a lower rotation speed and converted into the rated rotation speed (blue).

**Slika 2**  
Karakteristika praznog hoda generatora G3 u HE Vinodol  
Figure 2  
No-load characteristic of G3 generator at Vinodol HPP



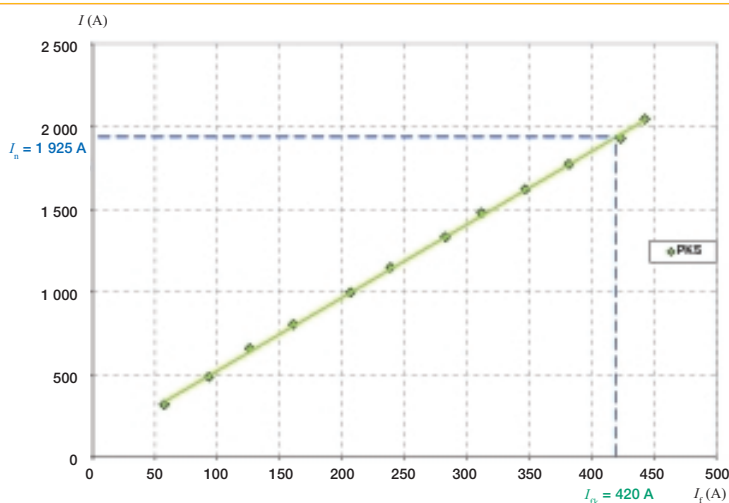
Iz karakteristike praznog hoda (slika 2) treba očitati iznose uzбудnih struja  $I_{f0}$  i  $I_{fg}$ . Očitani su, i pohranjeni u tablicu 3, sljedeći iznosi:  $I_{f0} = 400$  A,  $I_{fg} = 334$  A.

The excitation current values  $I_{f0}$  and  $I_{fg}$  should be read out on the no-load characteristic (Figure 2). The following amounts are read out and stored in Table 3:  $I_{f0} = 400$  A,  $I_{fg} = 334$  A.

Snimanje karakteristike kratkog spoja dalo je rezultate prikazane na slici 3.

The screening of the short-circuit characteristic has yielded the following results, shown in Figure 3.

**Slika 3**  
Karakteristika kratkog spoja generatora G3 u HE Vinodol  
Figure 3  
Short-circuit characteristic of G3 generator at Vinodol HPP



Iz karakteristike kratkog spoja, tj. ovisnosti  $I = f(I_f)$  (slika 3) za nazivnu struju generatora  $I_n$  očitana je uzbudna struja  $I_{fk} = 420$  A, što se kao parametar pohranjuje u tablicu 3.

From the short-circuit characteristic, i.e., function  $I = f(I_f)$  (Figure 3), for the generator's rated current  $I_n$  the excitation current  $I_{fk} = 420$  A has been read out, which as a parameter is stored in Table 3.

### 2.3.2 Mjerenja uz pomoć postojećeg sustava monitoringa

Ukoliko postoji sustav monitoringa, treba provjeriti da li omogućava bilo koju vrstu mjerenja koja bi mogla pomoći u određivanju parametara i fizikalnih veličina za određivanje KPK.

Kako je već u teorijskom članku [1] obrazloženo, za potpunu KPK potrebno je što točnije odrediti ključne parametre, ponašanje ključnih fizikalnih veličina, te toplinska stanja stroja za različite pogonske prilike. Ukoliko postoji izvedbena dokumentacija o ustrojstvu sustava monitoringa i upute o korištenju sustava, ne samo za nadzor, nego i za dodatna mjerenja, treba utvrditi mogućnosti njegovog korištenja i za određivanje bilo kojeg podatka od koristi za KPK. Ukoliko su ugrađeni davači bilo koje vrste, potrebno je provjeriti njihovu funkciju i mogućnost korištenja za potrebe KPK. Ako postoje davači temperature (toplinske sonde), posebno bi bilo od koristi provođenje mjerenja toplinskih stanja u specifičnim pogonskim uvjetima.

## 3 MJERENJA NAKON UGRADNJE DAVAČA

### 3.1 Pripremne radnje na generatoru

Blok dijagram iz slike 1, u svom daljnjem tijeku, nudi ugradnju sonde sa svrhom dobivanja podloga za što točniju i pouzdaniju KPK.

Radi određivanja parametara generatora potrebnih za crtanje pogonske karte, potrebno je na samom stroju obaviti određena mjerenja. Priprema mjerenja sastoji se u umjeravanju (baždarenju), pripremi za ugradnju i ugradnji tri grupe davača:

- magnetske sonde (Hall sonde) kojima se mjeri indukcija na ključnim mjestima u generatoru,
- termosonde (Pt-1000) za mjerenje temperatura određenih dijelova stroja,
- sonde za mjerenje vibracija (akcelerometri) uz pomoć kojih se utvrđuje (ne)ispravnost čeonog dijela statorskog paketa za normalan rad generatora.

### 2.3.2 Measurements by means of the existing monitoring system

If there is a monitoring system in place, it should be checked if it allows any type of measurements that may help determine the parameters and physical quantities required for APQ definition.

As already explained in the theoretical article [1], a complete APQ requires maximum accuracy in determining the key parameters, the behavior of crucial physical quantities, and the machine's thermal conditions in different operating circumstances. Given the existence of as-built design documents on the monitoring system structure and the system utilization instructions not only for supervision but also for additional measurements, a possibility should be explored of using the system also for obtaining any other data which may be useful for APQ. If sensors of any type are installed, their function and usability for the needs of APQ should be checked. If temperature sensors (thermal probes) exist, it would be particularly useful to measure heat conditions under specific operating conditions.

## 3 MEASUREMENTS AFTER SENSOR INSTALLATION

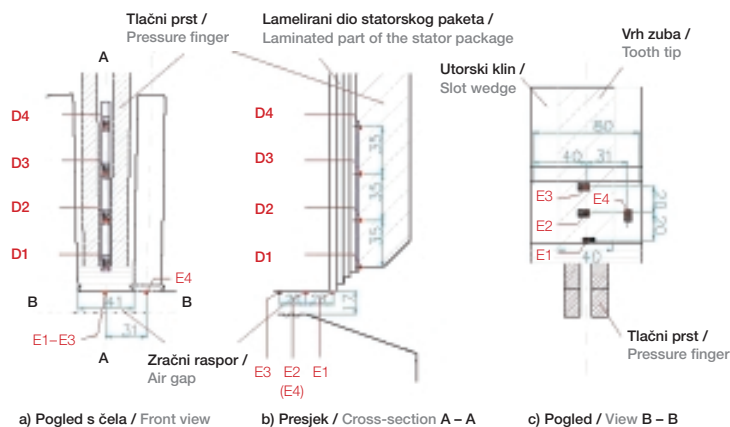
### 3.1 Preparatory steps on the generator

In its continuation the block diagram from Figure 1 offers to install probes for the purpose of getting the basics for a more accurate and reliable APQ.

In order to define the generator's parameters required for plotting the PQ diagram, some measurements must be taken on the machine itself. Preparatory steps for measuring include calibration, installation preparations and installation of the following three groups of sensors:

- magnetic probes (Hall probes) to measure induction at the generator's key points,
- thermal probes (Pt-1000) to measure the temperature of certain parts of the machine,
- vibration probes (accelerometers) to determine the operating ability of the stator package end region for normal operation of the generator.

**Slika 4**  
Smještaj Hall sonde  
u čeonom prostoru  
i zračnom rasporu  
generatora G3 u HE  
Vinodol  
Figure 4  
Arrangement of Hall  
probes in the end  
region and air gap of  
G3 generator at Vinodol  
HPP



a) Pogled s čela / Front view      b) Presjek / Cross-section A – A      c) Pogled / View B – B  
D1–D4 nalaze se u čeonom prostoru, na zubu br. 43 / situated in the end region, on tooth No. 43  
E1–E3 nalaze se u zračnom rasporu, na zubu br. 49 / situated in the air gap, on tooth No. 49  
E4 nalazi se u zračnom rasporu, na utoru br. 48 / situated in the air gap, on slot No. 48

### 3.1.1 Ugradnja Hall sonde za mjerenje indukcije

Preporučena mjesta za ugradnju Hall sonde (slika 4) su:

- Hall sonde za mjerenje aksijalnog polja, na statorskom paketu (D sonde, 4 kom.) – ugrađuju se na površinu paketa između poluprstiju, pomaknute u radijalnom smjeru za 1/3 visine zuba, počevši od njegovog vrha (slike 4a i 4b),
- Hall sonde za mjerenje radijalnog polja u zračnom rasporu (E sonde, 4 kom.) – poželjno je na krajnji statorski paket ugraditi tri sonde u uzdužnoj simetrali zuba (na krajevima i u sredini, te još jednu sondu u sredini utora (slike 4b i 4c).

### 3.1.2 Ugradnja akcelometara za mjerenje vibracija

Preporuku za izbor mjesta postavljanja akcelometara za mjerenje aksijalnih vibracija paketa statora u čeonom prostoru daje slika 5. Izbor mjesta postavljanja je u skladu s namjerama mjerenja vibracija limova paketa statora u mogućim kritičnim radnim točkama, s obzirom na ubrzano starenje izolacije između limova zbog dodatnog zagrijavanja uzrokovanog aksijalnom komponentom magnetske indukcije u čeonom prostoru stroja.

### 3.1.1 Installation of Hall probes for induction measurement

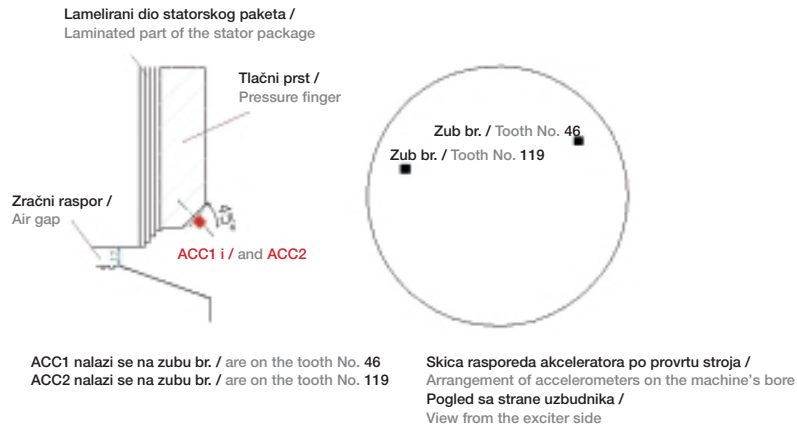
Recommended places for installation of Hall probes (Figure 4):

- Hall probes for axial field measurement, on the stator package (D probes, 4 pcs) – installed on the package surface between the half-fingers, displaced radially by one third of the tooth height, beginning with the tooth tip (Figures 4a and 4b),
- Hall probes for radial field measurement in the air gap (E probes, 4 pcs) – it is desirable to install three probes on the end stator package in the longitudinal centerline of the tooth (at ends and in the middle, plus another probe in the middle of the slot (Figures 4b and 4c).

### 3.1.2 Installation of accelerometers for vibration measurement

Figure 5 gives a recommendation for the choice of places where accelerometers should be installed for measuring the axial vibrations in the stator package end region. The choice of installation places conforms with the intended vibration measurement of the stator package sheet-metal strips in potentially critical operating points, in view of accelerated aging of insulation between sheet-metal strips due to additional heating caused by the axial component of magnetic induction occurring in the end region of the machine.





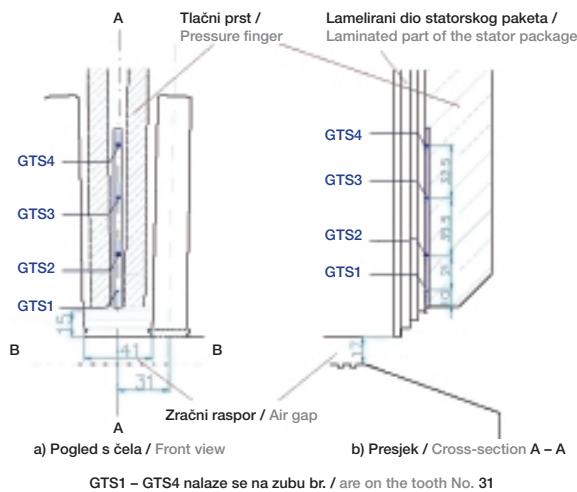
**Slika 5**  
Mjesta ugradnje akcelometara u generator G3 u HE Vinodol  
**Figure 5**  
Places to install accelerometers in G3 generator at Vinodol HPP

**3.1.3 Ugradnja sonde za mjerenje temperature**  
Mjesta na kojima se prati zagrijanje generatora (slika 6) analogna su mjestima na kojima se ugrađuju Hall sonde za mjerenje aksijalnog magnetskog polja u čeonom prostoru, ali na nekom drugom zubu:

- termo sonde (GTS sonde, 4 kom.) – ugrađuju se na površinu paketa statora između poluprstiju, i to na vrh zuba, te još tri sonde pomaknute za 1/3 visine zuba u radialnom smjeru.

**3.1.3 Installation of temperature measurement probes**  
Places where the generator heating is monitored (Figure 6) are analogous to places where the Hall probes are installed for measuring the axial magnetic field in the end region, but on some other tooth:

- thermal probes (GTS, 4 pcs) – are installed on the surface of the stator package between the half-fingers on the tooth tip, plus three probes radially displaced by one third of the tooth height.



**Slika 6**  
Mjesta ugradnje termo sonde između tlačnih prstiju u generatoru G3 u HE Vinodol  
**Figure 6**  
Places to install thermal probes between pressure fingers in G3 generator at Vinodol HPP

### 3.2 Provedba i rezultati mjerenja

#### 3.2.1 Provedba mjerenja

Nakon ugradnje mjernih davača (sondi) treba, prema blok dijagramu, pristupiti mjerenjima 2.1, koja sadrže toplinska, električna i magnetska mjerenja, radi određivanja graničnih pozicija u KPK, te mjerenja aksijalnih vibracija u čeonom prostoru paketa (na krajnjim limovima paketa statora, poželjno i na glavama namota).

### 3.2 Taking measurements and measurement results

#### 3.2.1 Taking measurements

Upon installation of test sensors (probes), measurements 2.1 according to the block diagram should be conducted, which include thermal, electrical and magnetic measurements to define APQ limit positions, and measurements of axial vibrations in the end region of the package (on end sheet-metal strips of the stator package, preferably on the coil heads as well).

Na generatoru G3 provedena su sljedeća mjerenja:

- mjerenje radialne komponente indukcije Hall sondama E1 – E4, postavljenim u zračni raspor (slika 4), u praznom hodu, kratkom spoju i izabranim pogonskim točkama,
- mjerenje aksijalne komponente indukcije Hall sondama D1 – D4 postavljenim u čeonu prostor (slika 4) u praznom hodu, kratkom spoju i u izabranim pogonskim točkama,
- mjerenje aksijalnih vibracija ACC1 i ACC2 postavljenim u čeonu prostor (slika 5), u praznom hodu, kratkom spoju i za izabrane radne točke,
- mjerenja sa svrhom određivanja međusobnih odnosa i iznosa pojedinih fizikalnih veličina za izabrane radne točke pogonske karte,
- mjerenje temperature pomoću mjernih sondi postavljenih u čeonom prostoru (slika 6), a za razna pogonska stanja, u skladu s mjerenjima aksijalne komponente indukcije i mjerenjima zagrijavanja paketa statora u ovisnosti o vrsti i veličini opterećenja armaturnog i uzbudnog namota.

### 3.2.2 Tablični pregled rezultata mjerenja

Tablični pregled rezultata predstavlja podlogu za određivanje onih svojstava hidrogeneratora koja su od važnosti za KPK. U tablici 1 dan je pregledan skup rezultata mjerenja na G3, a što predstavlja podloge za:

- utvrđivanje iznosa i raspodjele aksijalne komponente magnetske indukcije u čeonom prostoru ( $B_A$ ),
- određivanje utjecaja protjecanja uzbudnog namota, a vezano uz to i utjecaj protjecanja namota armature, na magnetske prilike u čeonom prostoru : parametri  $k_A$  i  $\sigma$ ,
- određivanje toplinskog stanja čeonog prostora uz pomoć toplinskih sondi.

Tablica 1 sadrži samo one rezultate mjerenja koji su nužni za prezentaciju u pokaznom primjeru. Na temelju odabranih rezultata mjerenja u 16 točaka (u pravilu se, radi temeljitije statističke obrade, uzimaju rezultati mjerenja dobiveni u 2 do 3 puta više pogonskih točaka od prikazanih 16 u tablici 1), može se dobiti dovoljno pouzdana slika elektromagnetskih zbivanja u čeonom prostoru generatora, a uz to i informacije o toplinskom stanju čeonih limova paketa statora. Poželjna je i kontrola vibracija, kako bi se moglo dati zeleno svjetlo za potpunu primjenu KPK u praksi.

Nakon temeljite popune tablice rezultatima mjerenja u što širem i raznolikijem spektru radnih točaka, može se prijeći na obradu elektromagnetskih i toplinskih prilika, a s tim u vezi i pripadnih ograničenja u KPK generatora.

The following measurements have been conducted on the G3 generator:

- measurement of the radial induction component by means of E1 – E4 Hall probes placed in the air gap (Figure 4), at no-load, short-circuit, and selected operating points,
- measurement of the axial induction component by means of D1 – D4 Hall probes placed in the end region (Figure 4), at no-load, short-circuit and selected operating points,
- measurement of axial vibrations ACC1 and ACC2 placed in the end region (Figure 5), at no-load, short-circuit and selected operating points,
- measurements intended to determine the correlations between and amounts of individual physical quantities for selected PQ diagram operating points,
- temperature measurement by means of probes placed in the end region (Figure 6) for different operating conditions in accordance with the measurement of the axial induction component and the measurement of the stator package heating in dependence on the type and amount of the armature and excitation coil load.

### 3.2.2 Table of measurement results

The table of measurement results is a basis for determining the hydrogenerator properties relevant to APQ. Table 1 summarizes G3 measurement results, which provides a basis for:

- determining the amount and arrangement of the axial magnetic induction component in the end region ( $B_A$ ),
- determining the excitation coil flux impact as well as, in relation to it, the armature coil flux impact on the magnetic conditions in the end region: parameters  $k_A$  and  $\sigma$ ,
- determining the thermal status of the end region by means of thermal probes.

Table 1 contains only those measurement results which are essential for demonstration in the concrete example. Based on selected measurement results in 16 points (normally, for more detailed statistical processing, measurement results are taken which are obtained in operating points twice or thrice as many as 16 points shown in Table 1), a fairly reliable picture can be obtained of electromagnetic developments in the generator's end region, plus information about the thermal status of the stator package end region sheet-metal strips. Also desirable is a vibration control to give green light for a full-scale application of APQ in practice.

After filling the table with measurement results in a broad and diverse range of operating points, the electromagnetic and thermal conditions, as well as the pertaining limitations in the generator APQ, can be processed.

Tablica 1 – Odabir rezultata mjerenja na generatoru G3 u HE Vinodol, pokus Pogonska karta, lipanj 2005.  
Table 1 – Selected measurement results on G3 generator at Vinodol HPP, PQ diagram test, June 2005

Fizikalna veličina / Physical quantity	Snimak / Screening																																		
	sn01	sn03	sn04	sn05	sn16	sn19	sn21	sn22	sn23	sn28	sn29	sn30	sn31	sn33	sn34	sn35																			
$U$ (kV)	10,93	10,66	10,28	9,9	9,78	10,33	10,59	10,91	9,67	10,72	10,87	9,68	9,84	10,36	10,64	10,25																			
$I_a$ (A)	1075	634	30	603	1295	900	988	1295	1677	1403	1515	2199	2031	1769	1793	799																			
$\cos \varphi$	-0,015	-0,018	-0,87	-0,05	0,779	0,996	0,867	0,584	0,83	0,858	0,769	0,905	0,943	0,994	0,938	-0,033																			
$\varphi$ (°)	90,89	91,05	150,4	-92,9	-38,85	5,3	29,92	54,26	-33,95	30,88	39,73	-25,23	-19,4	6,2	20,29	-91,89																			
$I_0$ (A)	434	415	388	364	356	391	410	433	349	420	430	350	360	394	414	386																			
$I_r$ (A)	800,9	619,2	396,4	216,24	262,72	476,03	608,86	825,65	318,34	723,3	823,65	451,72	470,23	621,36	753,82	194,45																			
$\delta_{nj}$ (°el.)	-1,492	-1,045	-1,1	-1,067	33,15	17,59	13,41	8,5728	43,36	16,24	14,025	50,45	44,109	28,574	22,78	-1,2761																			
$\cos \delta$	0,9997	1	1	0,9998	0,837	0,953	0,973	0,9888	0,727	0,96	0,9702	0,6368	0,718	0,8782	0,922	0,9998																			
$P_\Sigma$ (MW)	-0,49	-0,36	-0,46	-0,23	17,38	16,1	15,76	14,27	23,58	22,49	22,01	33,58	32,88	31,73	31,11	-0,16																			
$Q_\Sigma$ (Mvar)	20,48	11,87	0,23	-10,33	-13,51	1,9	9,32	20,2	-15,36	13,48	18,47	-15,37	-11,06	3,74	11,71	-14,21																			
$B_{ind1}$ (T)	0,383	0,386	0,38	0,381	0,541	0,501	0,486	0,46	0,568	0,503	0,492	0,586	0,579	0,549	0,531	0,396																			
$B_{td1}$ (T)	0,404	0,425	0,438	0,437	0,476	0,444	0,434	0,41	0,494	0,428	0,417	0,504	0,491	0,452	0,434	0,453																			
$\vartheta_{GTS3}$ (K)	-	-	25	-	-	-	-	-	43	-	42	-	47	47	49	26																			
$\vartheta_{paket}$ (K)	-	-	22,14	-	-	-	-	-	25,38	-	30,4	-	29,02	30,16	33,22	19,7																			
$\vartheta_{namot}$ (K)	-	-	19,05	-	-	-	-	-	34,73	-	37,73	-	40,69	41,63	44,43	19,6																			

$\vartheta_{GTS3}$  (K) – nadtemperatura najtoplijeg mjesta u čeonom limu paketa statora (termo sonda GTS3) / over-temperature of the hottest place in the stator package end region sheet metal (thermal probe GTS3)  
 $\vartheta_{paket}$  (K) – nadtemperatura jarma paketa statora (termo sonda) / over-temperature of the stator package yoke (thermal probe)  
 $\vartheta_{namot}$  (K) – nadtemperatura namota statora (termo sonda između dva sloja armaturnog namota) / over-temperature of the stator coil (thermal probe between two armature coil layers)

## 4 ODREĐIVANJE PARAMETARA POMOĆU REZULTATA PROVEDENIH MJERENJA

Provedbom analitičkih i numeričkih proračuna računskim putem su određeni gotovo svi parametri, nužni za izradu korisničke pogonske karte. U provedbi proračuna nužna su određena zanemarenja, pa je točnost dobivenih rezultata upitna. Ova činjenica upućuje na zaključak, da parametre treba odrediti iz rezultata ciljano provedenih mjerenja na pripadnom stroju, ako to dozvoljavaju pogonske prilike. U tablici 1 su prikazani rezultati provedenih mjerenja, koji mogu biti podloga za izračun parametara i za ocjenu njihove ovisnosti o magnetskim prilikama u stroju.

### 4.1 Određivanje uzdužne reaktancije

Karakteristike pokusa praznog hoda (slika 2) i kratkog spoja (slika 3) daju podloge za određivanje nezasićene reaktancije generatora  $X_d$  kao i kratkospojnog omjera  $k_c$ :

$$X_d = \frac{I_{nk}}{I_{fb}} = \frac{420}{334} = 1,26 \text{ (p.u.)}, \quad (1)$$

$$k_c = \frac{I_{fo}}{I_{nk}} = \frac{400}{420} = 0,9524. \quad (2)$$

Kratkospojni omjer se može uzeti kao mjera promjene nezasićene sinkrone reaktancije u zasićenu, što daje rezultat:

$$X_{d_{zas}} = \frac{1}{k_c} = 1,05 \text{ (p.u.)}. \quad (3)$$

Razlika između nezasićene i zasićene sinkrone reaktancije iznosi 16,7 %.

### 4.2 Određivanje poprečne reaktancije

Uz pomoć izraza, dobivenog iz fazorskog dijagrama SG s izraženim polovima (slika 7) dobiva se izraz za poprečnu sinkronu reaktanciju:

$$X_q = \frac{U \cdot \sin \delta}{I \cdot \sin(90^\circ - \varphi - \delta)}. \quad (4)$$

## 4 DETERMINING PARAMETERS BY MEANS OF MEASUREMENT RESULTS

Once the analytical and numerical calculations are finished, nearly all parameters required for the creation of the APQ are defined. The calculations require certain omissions, so that the accuracy of obtained results is questionable. This fact suggests that parameters should be defined from the results of targeted measurements conducted on the respective machine, operating conditions permitting. Table 1 shows the measurement results which may serve as a basis for the computation of parameters and an evaluation of their dependence on magnetic conditions prevailing in the machine.

### 4.1 Determining the longitudinal reactance

The characteristics of the no-load (Figure 2) and short-circuit (Figure 3) test provide the basic elements for determining the unsaturated reactance of generator  $X_d$  and the short-circuit ratio  $k_c$ :

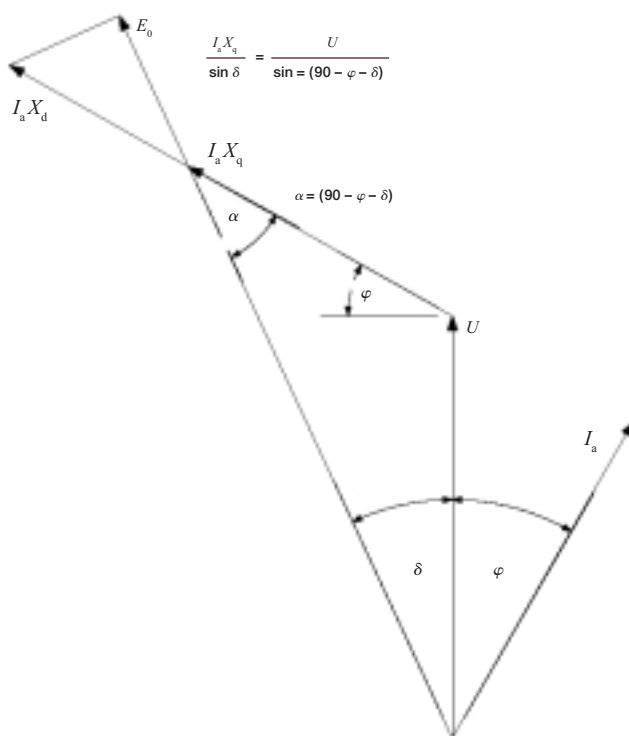
The short-circuit ratio can be taken as a measure of change of an unsaturated synchronous reactance into a saturated one, which gives:

### 4.2 Determining the transverse reactance

The expression for the transverse synchronous reactance is obtained by means of an expression obtained from the phasor diagram of SG with projecting poles. (Figure 7):

Korištenjem rezultata mjerenja iz tablice 1, ali samo za kuteve opterećenja bitno veće od nule (zbog bitno veće relativne pogreške pri mjerenju malih kuteva  $\delta$ ), dobivaju se dvije grupe rezultata za  $X_q$ . Jasno se očituje razlika između poprečne sinkrone reaktancije pri radu s induktivnim u odnosu na rad s kapacitivnim opterećenjem. U kapacitivnim radnim točkama je generator manje magnetski zasićen zbog manjeg inducirano napona u odnosu na induktivne radne točke, pa je za magnetski zasićeni generator poprečna (zasićena) sinkrona reaktancija ( $X_{qmin} = 0,5$ ) čak, u ovom konkretnom slučaju, i do 34 % niža od nezasićene ( $X_{qmax} = 0,76$ ). Sva ova tumačenja različito dobivenih sinkronih reaktancija u poprečnoj osi za razna pogonska stanja zasnivaju se na klasičnom fazorskom dijagramu. Ako se ne želi prihvatiti da su tako velike razlike u iznosima reaktancija za poduzbudni i naduzbudni rad dovoljno fizikalne, tada valja tražiti nove načine prikaza fazorskog dijagrama, jer po svemu sudeći klasični fazorski dijagram za hidrogeneratore nije potpuno korektan. Ova se tvrdnja temelji na iskustvu autora na sličnim proračunima na temelju mjerenja za nekoliko postojećih hidrogeneratorskih elektranama HEP-a.

By using the measurement results from Table 1, but only for load angles essentially greater than zero (due to a much greater relative error occurred in the measurement of small angles  $\delta$ ), two groups of results are obtained for  $X_q$ . A clear difference is shown between the transverse synchronous reactance in operation with inductive load and in operation with capacitive load. In the capacitive operating points the generator is magnetically less saturated due to a lower induced voltage in relation to the inductive operating points, so that for a magnetically saturated generator the transverse (saturated) synchronous reactance ( $X_{qmin} = 0,5$ ) is, in this specific case, as much as up to 34 % lower than the unsaturated reactance ( $X_{qmax} = 0,76$ ). All these interpretations of different obtained synchronous reactances in the transverse axis for different operating conditions are based on the classical phasor diagram. In case of refusal to accept the notion that such great differences in reactance amounts for under-excitation and over-excitation operation are sufficiently physical, then new ways of presenting the phasor diagram should be sought, because all indications are that the classical phasor diagram for hydrogenerators is not entirely correct. This argument is based on the author's experience with similar calculations based on measurements for several existing hydrogenerators in HEP power plants.



**Slika 7**  
Fazorski dijagram SG s istaknutim polovima  
**Figure 7**  
Phasor diagram of a SG with projecting poles

Tablica 2 – Izračun poprečne sinkrone reaktancije na temelju rezultata mjerenja, prema tablici 1  
 Table 2 – Estimate of transverse synchronous reactance based on measurement results, according to Table 1

$U$ (kV)	$U$ (p.u.)	$\delta$ (°)	$I_a$ (A)	$I_a$ (p.u.)	$\varphi$ (°)	$\alpha$ (°)	$X_{\text{qind}}$ (p.u.)	$X_{\text{qkap}}$ (p.u.)	$P$ (MW)	$Q$ (Mvar)
9,78	0,931	33,15	1295,0	0,673	-38,9	95,70	-	0,76	17,38	-13,51
10,33	0,984	17,59	899,7	0,467	5,3	67,11	0,69	-	16,10	1,90
10,59	1,009	13,41	987,9	0,513	29,9	46,67	0,63	-	15,76	9,32
10,91	1,039	8,573	1295,0	0,673	54,3	27,16	0,50	-	14,27	20,20
9,67	0,921	43,36	1677,0	0,871	-34,0	80,59	-	0,74	23,58	-15,36
10,72	1,021	16,24	1403,0	0,729	30,9	42,88	0,58	-	22,49	13,48
10,87	1,035	14,03	1515,0	0,787	39,7	36,24	0,54	-	22,01	18,47
9,68	0,922	50,45	2199,0	1,142	-25,2	64,78	-	0,69	33,58	-15,37
9,84	0,937	44,11	2031,0	1,055	-19,4	65,29	-	0,68	32,88	-11,06
10,36	0,987	28,57	1769,0	0,919	6,2	55,22	0,63	-	31,73	3,74
10,64	1,013	22,78	1793,0	0,931	20,3	46,92	0,58	-	31,11	11,71

Na osnovi opisanih analiza može se napisati da su za promatrani stroj karakteristične vrijednosti poprečne sinkrone reaktancije za induktivna opterećenja stroja  $X_{\text{qind}} = 0,59$ , a za pretežno kapacitivna  $X_{\text{qkap}} = 0,72$  (tablica 2).

#### 4.3 Određivanje parametara $k_A$ i $\sigma$

U [1] dana je uputa o načinu utvrđivanja parametara  $k_A$  i  $\sigma$ . U svrhu određivanja tih parametara odabrano je 16 radnih točaka, za koje su rezultati provedenih snimanja prikazani u tablici 1. Proračun je proveden samo za jednu točku čeonog dijela paketa statora, za točku na kojoj se nalazi Hall sonda D1 (slika 4), koja je mjerila najveće iznose aksijalne komponente indukcije  $B_{\text{Amax}}$ .

Prema spomenutoj uputi, u prvom koraku proračuna treba, uz pomoć koeficijenta  $k_2$ , odrediti parametar  $\sigma$  koji najbolje oslikava utjecaj rasipnog polja struje armature na stvaranje uzdužne komponente  $B_A$  u odnosu na utjecaj uzbuđenog protjecanja što ga izražava parametar  $k_A$ . Koeficijent  $k_2$ , prema (41) [1], određen je kao:

$$k_2 = \frac{\sqrt{(\sigma I_f)^2 + I_{f0}^2 - 2\sigma I_f I_{f0} \cos \delta}}{B} \quad (5)$$

Za svaku radnu točku iz tablice 1 se pretpostavi iznos parametra  $\sigma$  između 0 i 1 u odgovarajuće malim koracima, te se za svaki pretpostavljeni  $\sigma$  računa odstupanje  $a_{\text{rel}}$  parametra  $k_2$  od njegove srednje vrijednosti metodom najmanjih kvadrata. Odabire se onaj  $\sigma$  (kao  $\sigma_{\text{opt}}$ ) za koji je odstupanje  $a_{\text{rel}}$  parametra  $k_2$  od njegove srednje vrijednosti najmanje (slika 8).

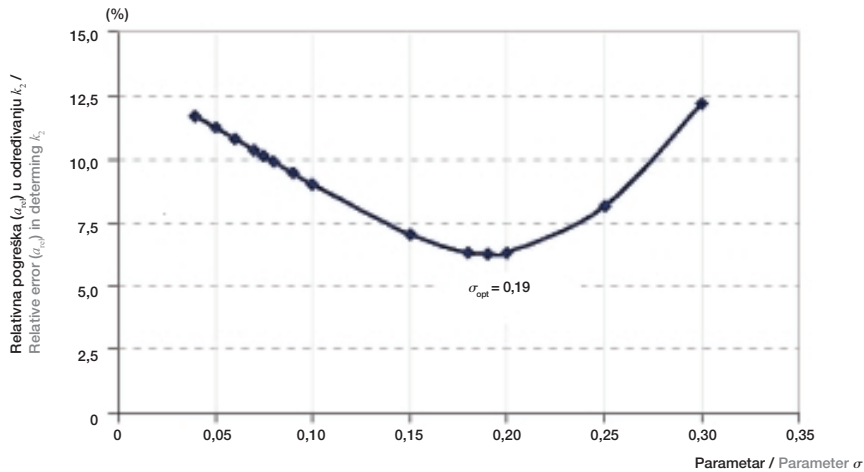
Based on the described analyses, it can be written that for the observed machine the characteristic values of transverse synchronous reactance for inductive loads are  $X_{\text{qind}} = 0,59$ , for largely capacitive loads  $X_{\text{qkap}} = 0,72$  (Table 2).

#### 4.3 Determining the parameters $k_A$ and $\sigma$

In [1] contains an instruction about how to determine the parameters  $k_A$  and  $\sigma$ . For the purpose of determining these parameters, 16 operating points were selected, for which the results of screening are shown in Table 1. Calculation has been made only for one point of the stator package end region, for the point where a Hall probe D1 is placed (Figure 4), which has measured the highest axial component induction amounts  $B_{\text{Amax}}$ .

According to the mentioned instruction, the first step, by means of coefficient  $k_2$ , is to define the parameter  $\sigma$  which best describes the influence of the armature current stray field on the formation of the longitudinal component  $B_A$  in relation to the influence of excitation flux expressed by parameter  $k_A$ . Coefficient  $k_2$ , according to (41) [1], is defined as:

For each operating point from Table 1 a parameter amount  $\sigma$  is assumed between 0 and 1 in appropriately small steps, and for each assumed  $\sigma$  a deviation  $a_{\text{rel}}$  of parameter  $k_2$  from its mean value is calculated by the method of least squares. That  $\sigma$  is selected (like  $\sigma_{\text{opt}}$ ) for which deviation  $a_{\text{rel}}$  of parameter  $k_2$  from its mean value is the least, Figure 8.



**Slika 8**  
 Odabir parametra  $\sigma_{opt}$  uz pomoć utvrđivanja najmanje relativne pogreške koeficijenta  $k_2$   
**Figure 8**  
 Selection of parameter  $\sigma_{opt}$  by means of determining the least relative error of coefficient  $k_2$

Provedena računica daje sljedeće rezultate za parametre:

The calculation gives the following results for parameters:

$$\sigma_{opt} = 0,19 \quad (6)$$

$$k_A = 1 - \sigma_{opt} = 0,81 \quad (7)$$

**4.4 Tablični prikaz veličina potrebnih za izradu KPK**  
 Tablica 3 sadrži popis i karakteristične vrijednosti svih veličina potrebnih za izradu KPK sinkronog hidroagregata.

**4.4 Table of values required for making the APQ**  
 Table 3 contains a list and characteristic values of all parameters required for making the APQ of the synchronous hydrogenerator-turbine unit.

Tablica 3 – Popis veličina potrebnih za izradu KPK  
Table 3 – List of quantities required for making APQ

Komponenta / Component	Oznaka i veličina parametra ili fizikalne veličine / Symbol & value of parameter or physical quantity	p.u.	Naziv parametra ili fizikalne veličine / Designation of parameter or physical quantity	Parameter određen / Parameter determined:
<b>SNAGA / POWER, KORISNOST / EFFICIENCY</b>				
Turbina / Turbine	$P_T = 32$ MW	0,914	maksimalna snaga turbine / maximum turbine power	iz dokumentacije / from documentation
	$P_{min} = 0$ MW	0	minimalna snaga turbine / minimum turbine power	iz dokumentacije / from documentation
SG / SG	$\eta_G = 0,9809$	0,981	korisnost generatora / efficiency of generator	anal. proračunom / by anal. estimate
	$P_{max} = P_T \cdot \eta_G = 31,5$ MW	0,9	maksimalna djelatna snaga generatora / maximum real power of generator	ogl. 4.2 / section 4.2 [1]
	$S_n = 35$ MVA	1	nazivna prividna snaga / rated apparent power	iz dokumentacije / from documentation
	$\cos \varphi_n = 0,9$	0,9	faktor snage / power factor	iz dokumentacije / from documentation
	$P_n = 31,5$ MW	0,9	nazivna djelatna snaga / rated real power	iz dokumentacije / from documentation
	$S_1 = I_{max} \cdot U_1 = S_n$	1	snaga generatora uz maksimalnu struju i sniženi napon / generator power with maximum current and lowered voltage	ogl. 4.2 / section 4.2 [1]
	$S_2 = I_{max} \cdot U_n = 1,053 \cdot 1$	1,053	snaga generatora uz maksimalnu struju i nazivni napon / generator power with maximum current and rated voltage	ogl. 4.2 / section 4.2 [1]
	$S_3 = I_n \cdot U_3 = 1 \cdot 1,05$	1,05	snaga generatora uz nazivnu struju i povišeni napon / generator power with rated current and heightened voltage	ogl. 4.2 / section 4.2 [1]
	$S_i = S_{max} = S_2 = 1,053$	1,053	$S_i = \max \{S_1, S_2, S_3\}$	ogl. 4.2 / section 4.2 [1]
<b>NAPONI I STRUJE ARMATURE / ARMATURE VOLTAGES AND CURRENTS</b>				
SG / SG	$U_n = U_2 = 10,5$ kV	1	nazivni napon generatora (linijski) / generator rated voltage (line)	iz dokumentacije / from documentation
	$n_s = 0,95$	0,95	koeficijent sniženja napona / voltage decrease coefficient	iz dokumentacije / from documentation
	$U_1 = 0,95 \cdot U_n = 9,975$ kV	0,95	$U_1 = v_s \cdot U_n = 0,95$ (p.u.) minimalni nazivni napon / minimum rated voltage	iz dokumentacije / from documentation
	$n_p = 1,05$	1,05	koeficijent povišenja napona / voltage increase coefficient	iz dokumentacije / from documentation
	$U_3 = 1,05 \cdot U_n = 11,025$ kV	1,05	$U_3 = v_p \cdot U_n = 1,05$ (p.u.) maksimalni nazivni napon / maximum rated voltage	iz dokumentacije / from documentation
	$I_{an} = 1$ 925 A	1	struja armature za nazivno opterećenje uz nazivni napon / armature current for rated load with rated voltage	iz dokumentacije / from documentation
	$I_1 = S_n / U_1$	1,053	struja armature za nazivno opterećenje uz sniženi napon / armature current for rated load with lowered voltage	ogl. 4.2 / section 4.2 [1]
	$I_n = S_n / U_2$	1	struja armature za nazivno opterećenje uz nazivni napon / armature current for rated load with rated voltage	ogl. 4.2 / section 4.2 [1]
	$I_3 = S_n / U_3$	0,952	struja armature za nazivno opterećenje uz povišeni napon / armature current for rated load with increased voltage	ogl. 4.2 / section 4.2 [1]
	$I_{max} = I_1$	1,053	$I_{max} = \max \{I_1, I_2, I_3\} = I_1$	ogl. 4.2 / section 4.2 [1]
	$\delta_n = 26,3^\circ$		nazivni kut opterećenja / rated load angle	mjerenjem / by measurement
	$A_n = 61$ 903,6 A/m		strujni oblog za nazivno opterećenje / current shield for rated load	anal. proračunom / by anal. estimate
<b>NAPONI I STRUJE UZBUDE / EXCITATION VOLTAGES AND CURRENTS</b>				
SG / SG	$U_t = 95,8$ V		napon uzbuđe pri nominalnom opterećenju / excitation voltage with normal load	anal. proračunom / by anal. estimate
	$I_t = 684,4$ A		struja uzbuđe za nominalni teret / rated load excitation current	anal. proračunom / by anal. estimate
	$I_{t0} = 400$ A		struja uzbuđe praznog hoda / no-load excitation current	mjerenjem / by measurement
	$I_{tE} = 334$ A		struja uzbuđe praznog hoda za nezasićeno stanje / no-load excitation current for unsaturated state	mjerenjem / by measurement
	$I_{tk} = 420$ A		struja uzbuđe kratkog spoja / short-circuit excitation current	mjerenjem / by measurement
	$I_{t\cos\varphi=0} = 883$ A		struja uzbuđe kod $\cos \varphi = 0$ induktivno / excitation current at $\cos \varphi = 0$ inductive	anal. proračunom / by anal. estimate
	$I_{tmin} = 70$ A		minimalna uzbuđa, cca 10 % $I_t$ / minimum excitation, about 10 % $I_t$	iz dokumentacije / from documentation
	$R = 0,2976$	0,298	polumjer kružnice za / circle radius for $E = 0$ : $R = U^2 \cdot (X_d - X_q) / 2 \cdot X_d \cdot X_q$	ogl. 4.3 / section 4.3 [1]
	{-1,09127; 0}		pomak središta za / center shift for $E = 0$ : $\{- U^2 \cdot (X_d + X_q) / 2 \cdot X_d \cdot X_q ; 0\}$	ogl. 4.3 / section 4.3 [1]
<b>REAKTANCije / REACTANCES</b>				
SG / SG	$X_{dmsj} = 1,26$	1,26	sinkrona reaktancija u uzdužnoj osi (nezasićena) / synchronous reactance in the longitudinal axis (unsaturated)	mjerenjem ZESA / by ZESA measurement
	$X_{qkap} = 0,72$	0,72	sinkrona reaktancija u poprečnoj osi (pretežno kap. opterećenja) / synchronous reactance in the transverse axis (largely capacitive loads)	mjerenjem ZESA / by ZESA measurement
	$X_{dms} = 1,05$	1,05	sinkrona reaktancija u uzdužnoj osi (zasićena) / synchronous reactance in the longitudinal axis (saturated)	mjerenjem ZESA / by ZESA measurement



	$X_{qind} = 0,59$	0,59	sinkrona reaktancija u poprečnoj osi (pretežno ind. opterećenja) / synchronous reactance in the transverse axis (largely inductive loads)	mjerenjem ZESA / by ZESA measurement
	$X_{\sigma} = 0,0955$	0,096	rasipna reaktancija armature / armature stray reactance	anal. proračunom / by anal. estimate
	$X_{da} = 1,182$	1,182	uzdužna reaktancija reakcije armature / longitudinal armature reaction reactance	anal. proračunom / by anal. estimate
	$X_{qa} = 0,694$	0,694	poprečna reaktancija reakcije armature / transverse armature reaction reactance	anal. proračunom / by anal. estimate
	$X_d = 1,277$	1,277	sinkrona reaktancija u uzdužnoj osi / synchronous reactance in the longitudinal axis	anal. proračunom / by anal. estimate
	$X_q = 0,789$	0,789	sinkrona reaktancija u poprečnoj osi / synchronous reactance in the transverse axis	anal. proračunom / by anal. estimate
	$k_c = 0,894$	0,894	kratkospojni omjer / short-circuit ratio ( $I_0 / I_N$ )	iz dokumentacije / from documentation
	$k_s = 0,903$	0,903	kratkospojni omjer / short-circuit ratio ( $I_0 / I_N$ )	anal. proračunom / by anal. estimate
	$k_e = 0,95$	0,95	kratkospojni omjer / short-circuit ratio ( $I_0 / I_N$ )	mjerenjem ZESA / by ZESA measurement
<b>ČEONI PROSTOR / END REGION</b>				
SG / SG	$B_{Amax} = 0,568T; B_{A1} = 0,494T$ za OP sn23		$B_A$ – uzdužna komponenta indukcije u čeonom prostoru / longitudinal induction component in the end region	mjerenjem ZESA / by ZESA measurement
	$k_A = 0,89$ za točku / for point D1	0,89	$k_A$ – parameter utjecaja uzbuđnog protjecanja na / parameter of excitation flux impact on $B_A / k_A$	mjerenjem ZESA+račun / by ZESA measurement + calculation
	$\sigma = 0,19$ za točku / for point D1	0,19	$s = 1 - k_A$ , parameter utjecaja protjecanja namota armature na / parameter of armature coil flux impact on $B_A$	mjerenjem ZESA+račun / by ZESA measurement + calculation
	$k_2$		$k_2$ – pomoćna varijabla pri određivanju parametara $\sigma$ i $k_A / k_2$ – auxiliary variable in defining parameters $\sigma$ and $k_A$	računom, prema (5) / by calculation, acc. to (5)
	$R_1 = 5,24$		radijus kružnice dopuštenog zagrijavanja čela paketa statora / circle radius of permissible heating of the stator package end region	mjerenjem ZESA+račun / by ZESA measurement + calculation
	$k_{top1} = 6,52$		koeficijent zagrijavanja / heating coefficient	računom / by calculation
	$q_0 = 3,43$		pomak središta kružnice po osi Q u KPK / circle center shift along the Q-axis in APQ	računom / by calculation
<b>ZAGRIJAVANJE / HEATING</b>				
Stator / Stator	Klasa / Class $F \rightarrow \theta_{a,dop} = 155 \text{ }^\circ\text{C}$		klasa izolacije namota armature / armature coil insulation class	iz propisa / from regulation
	$J_{a,dop} = 100 \text{ K}$		dopuštena nadtemperatura namota armature / permissible over-temperature of armature coil, $J_{aop.st.}$	iz propisa / from regulation
	$J_{a,sn23} = 35 \text{ K}$		nadtemperatura namota armature u kapacitivnom radu u RT sn23 $\theta_{a,kap.}$ / armature coil over-temperature in capacitive operation at WP sn23 $\theta_{a,kap.}$	mjerenjem u RT sn23 / measurement in OP sn23
	$J_{Fe,dop} = 100 \text{ K}$		dopuštena nadtemperatura željeza paketa statora $\theta_{dop.Fe}$ , uključivo čeonu prostor / permissible over-temperature of stator package iron, $\theta_{dop.Fe}$ , including the end region	
	$J_{Fe,sn23} = 25,4 \text{ K}$		ostvarena nadtemperatura željeza u jarmu paketa statora, $\theta_{Fe,sn23}$ , $\theta_{Fe,kap.}$ / realized over-temperature of iron in the stator package yoke, $\theta_{Fe,sn23}$ , $\theta_{Fe,kap.}$	mjerenje sondom / probe measurement
	$J_{Fe,op,sn23} = 43,0 \text{ K}$		ostvarena nadtemperatura željeza paketa statora, čeonu prostor, u RT sn23 $\theta_{Fe,kap.}$ / realized over-temperature of stator package iron, end region, at OP sn23 $\theta_{Fe,kap.}$	mjerenje sondom GTS3 / GTS3 probe measurement
	$\theta_{GTS1} = 70,4 \text{ }^\circ\text{C}$		temperatura krajnjeg lima na mjestu najbližem rasporu (GTS1) / end sheet-metal stripe temperature at the place closest to the gap (GTS1)	mjerenje sondom GTS1/ GTS1 probe measurement
Rotor / Rotor	Class $F \rightarrow \theta_{f,dop} = 155 \text{ }^\circ\text{C}$		klasa izolacije namota uzbude / excitation coil insulation class	iz propisa / from regulation
	$J_{f,dop} = 100 \text{ K}$		dopuštena nadtemperatura namota uzbude $\theta_{dop.uzb.n.}$ / permissible over-temperature of excitation coil, $\theta_{dop.uzb.n.}$	iz propisa / from regulation
<b>MAGNETSKA INDUKCIJA U KARAKTERISTIČNIM TOČKAMA / MAGNETIC INTRODUCTION AT CHARACTERISTIC POINTS</b>				
Zračni raspor i čeonu prostor / Air gap and end region	$B_{\phi 0} = 0,9468 \text{ T}$		indukcija u zračnom rasporu u PH / induction in the air gap in PH	anal. proračun / anal. estimate
	$B_{\phi 0} = 0,9586 \text{ T}$		indukcija u zračnom rasporu u PH / induction in the air gap in PH	mjerenje na mjestu E1 / measured at E1
	$B_{\phi KS} = 0,0840 \text{ T}$		indukcija u zračnom rasporu u kratkom spoju kod $I_{an}$ / induction in the air gap in short-circuit at $I_{an}$	mjerenje na mjestu E1 / measured at E1
	$B_{\phi PHD1} = 0,3875 \text{ T}$		aksijalna indukcija u čeonom prostoru u PH na poziciji D1 / axial induction in the end region in PH in position D1	mjerenje na mjestu D1 / measured at D1
	$B_{\phi PHmax} = 0,4 \text{ T}$		maksimalni iznos aksijalne indukcije u čeonom prostoru u PH / maximum amount of axial induction in the end region in PH	num. pror. MKE / FEM numer. estimate
	$B_{Amax} = 0,05 \text{ T}$		maksimalni iznos aksijalne indukcije rasipnog polja armature pri $I_{an}$ / maximum amount of axial induction of the armature stray field at $I_{an}$	num. pror. MKE / FEM numer. estimate
<b>VIBRACIJE / VIBRATIONS</b>				
Radna točka 5 ( $P = 11 \text{ MW}$ , $Q = -14 \text{ Mvar}$ ), pokus zagrijavanja, lipanj 2005.* / working point 5 ( $P = 11 \text{ MW}$ , $Q = -14 \text{ MVar}$ ), heating test, June 2005*				
Paket statora / Stator package	$v_{sr,max} = 4,21 \text{ mm/s}$		srednja vrijednost maksimalnih brzina / mean value of maximum speeds	mjerenjem (vib1) / by measurements (vib1)
	$v_{sr,ef} = 2,98 \text{ mm/s}$		srednja vrijednost efektivnih brzina [dopušteno 4 mm/s **] / mean value of effective speeds [permitted 4 mm/s **]	mjerenjem (vib1) / by measurements (vib1)
	$a_{sr,max} = 6,7 \text{ mm}$		srednja vrijednost maksimalnih amplituda / mean value of maximum amplitudes	mjerenjem (vib1) / by measurements (vib1)
	$a_{sr,ef} = 6,7 \text{ mm}$		efektivna vrijednost amplituda [dopušteno 50 mm **] / effective value of amplitudes [permitted 50 mm **]	mjerenjem (vib1) / by measurements (vib1)
Radna točka 7 ( $P = 22 \text{ MW}$ , $Q = -15 \text{ Mvar}$ ), pokus zagrijavanja, lipanj 2005.* / working point 7 ( $P = 22 \text{ MW}$ , $Q = -15 \text{ Mvar}$ ), heating test, June 2005*				
Paket statora / Stator package	$v_{sr,max} = 5,15 \text{ mm/s}$		srednja vrijednost maksimalnih brzina / mean value of maximum speeds	mjerenjem (vib1) / by measurements (vib1)
	$v_{sr,ef} = 3,64 \text{ mm/s}$		srednja vrijednost efektivnih brzina [dopušteno 4 mm/s **] / mean value of effective speeds [permitted 4 mm/s **]	mjerenjem (vib1) / by measurements (vib1)
	$a_{sr,max} = 8,2 \text{ mm}$		srednja vrijednost maksimalnih amplituda / mean value of maximum amplitudes	mjerenjem (vib1) / by measurements (vib1)
	$a_{sr,ef} = 5,8 \text{ mm}$		efektivna vrijednost amplituda [dopušteno 50 mm **] / effective value of amplitudes [permitted 50 mm **]	mjerenjem (vib1) / by measurements (vib1)

TRANSFORMACIJA / TRANSFORMATION				
Blok- transformator / Block transformer	$S_n = 35$ MVA	1	nazivna snaga / rated power	iz dokumentacije / from documentation
	$U_n = 115,5/10,5$ kV	1,05/1	nazivni napon / rated voltage	iz dokumentacije / from documentation
	$I_n = 175/1924,5$ A	1/1	nazivna struja / rated current	iz dokumentacije / from documentation
	$u_k = 9,16$ %	0.0916	napon kratkog spoja / short-circuit voltage	iz dokumentacije / from documentation
	Ynd5		spoj / connection	iz dokumentacije / from documentation

ZESA – Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb, Zavod za elektrostrojarstvo i automatiku / Faculty of Electrical Engineering and Computing, Zagreb, Department of Electric Machines, Drives and Automation

\* odabrane su radne točke 5 i 7, jer parametri vibracija u radnoj točki 5 odgovaraju prosječnim vrijednosti svih radnih točaka, dok su u radnoj točki 7 izmjerene najveće vrijednosti / working points 5 and 7 have been selected, because the vibration parameters in working point 5 correspond to average values of all working points, whereas in working point 7 max. values have been measured

\*\* dopuštene vrijednosti parametara vibracija su prema standardu ISO 10 816-5/2000-04-01/ permissible vibration parameter value comply with ISO 10 816-5/2000-04-01 standard

## 5 TVORBA KPK

Koristeći teorijske podloge [1] i podatke o parametrima i relevantnim fizikalnim veličinama u točki 4.4 moguće je nacrtati KPK. Radi davanja što instruktivnijeg tijeka tvorbe pogonske karte, prikazuje se postupak izrade KPK za konkretni hidroagregat.

Slika 9 prikazuje početak crtanja KPK na način da su u nju ucrtane infrastrukturne veličine:

- $P$  i  $Q$  osi,
- granice maksimalne i minimalne radne snage  $P_{\max}$ ,  $P_{\min}$ ,
- polukružnica kao toplinska granica zagrijavanja armaturnog namota,
- konstrukcija Pascalove krivulje minimalne i maksimalne uzbudne struje, te
- položaj nominalne radne točke  $U_n$ ,  $I_n$ ,  $S_n$ ,  $\varphi_n$ .

Slika 10 proširuje sliku 9 konstrukcijom teorijske i praktične granice stabilnosti uz pomoć pripadnih Pascalovih krivulja.

### 5.1 Granica maksimalne i minimalne radne snage

Maksimalna i minimalna snaga turbine, te djelatna nazivna snaga generatora prema tvorničkim podacima (točka 4.4.) iznose:

- maksimalna snaga turbine  $P_{T\max} = 32$  MW,
- minimalna snaga turbine  $P_{T\min} = 0$ ,
- djelatna snaga generatora  $P_n = 31,5$  MW, tj. u per unit sustavu  $p_n = 31,5/35 = 0,9$ .

Kako je  $P_n < P_{T\max}$ , maksimalnu snagu pogonskog stroja prema [1] crta se kao pravac  $P_{\max} = P_n$  (slika 9).

## 5 FORMING THE APQ

APQ can be plotted by using theoretical bases of [1] and data on parameters and relevant physical quantities in section 4.4. The process of creating APQ is demonstrated for a concrete hydrogenerator-turbine unit in order to make the demonstration as instructive as possible.

Figure 9 shows the start of plotting APQ by entering in it the infrastructure values:

- $P$  and  $Q$  axes,
- limits of maximum and minimum active power  $P_{\max}$ ,  $P_{\min}$ ,
- a semi-circle as a thermal limit of armature coil heating,
- the construction of Pascal's curve of minimum and maximum excitation current, and
- the position of nominal operating points  $U_n$ ,  $I_n$ ,  $S_n$ ,  $\varphi_n$ .

Figure 10 extends Figure 9 by the construction of a theoretical and practical stability limits by means of appurtenant Pascal's curves.

### 5.1 Maximum and minimum active power limits

The maximum and minimum power of the turbine and the real rated power of the generator according to manufacturer's data (section 4.4) are as follows:

- maximum turbine power  $P_{T\max} = 32$  MW,
- minimum turbine power  $P_{T\min} = 0$ ,
- the generator's real power  $P_n = 31,5$  MW, or in the per unit system  $p_n = 31,5/35 = 0,9$ .

As  $P_n < P_{T\max}$ , the maximum power of the power-generating machine according to [1] is plotted as a line  $P_{\max} = P_n$  (Figure 9).

Granicu u pogonskoj karti određenu minimalnom snagom pogonske turbine ucrtava se kao pravac  $P = P_{Tmin}$  (slika 9). Za turbinu generatora G3 vrijedi da je  $P_{Tmin} = 0$  MW.

The limit in the PQ diagram, determined by the minimum power of the driving turbine, is plotted as a line  $P = P_{Tmin}$  (Figure 9). For the turbine of G3 generator it holds that  $P_{Tmin} = 0$  MW.

### 5.2 Granica zbog zagrijavanja namota statora

Granicu dopuštenog zagrijavanja statorskog paketa treba odrediti sukladno uputama iz [1]. Prema podacima generatora iz točke 4.4 koeficijenti povišenja i sniženja napona iznose:

### 5.2 Limit due to stator coil heating

The limit of permissible stator package heating ought to be defined as instructed in [1]. According to generator data in section 4.4, the voltage increase/ decrease coefficients are as follows:

---


$$v_s = 0,95, \tag{8}$$

$$v_p = 1,05, \tag{9}$$


---

što daje:

which gives:

$$U_1 = v_s \cdot U_n = 0,95, \tag{10}$$

$$U_3 = v_p \cdot U_n = 1,05. \tag{11}$$


---

Iz tih podataka određuje se maksimalna struja generatora kao:

Based on these data, the maximum generator current is defined as:

$$I_{max} = I_1 = \frac{S_n}{U_1} = \frac{1}{0,95} = 1,053. \tag{12}$$


---

Prema [1], radijus polukružnice određuje:

According to [1], the semi-circle radius defines:

$$S_2 = I_{max} \cdot U_n = \frac{S_n}{v_s} = 1,053 \cdot S_n = S_{max}, \tag{13}$$


---

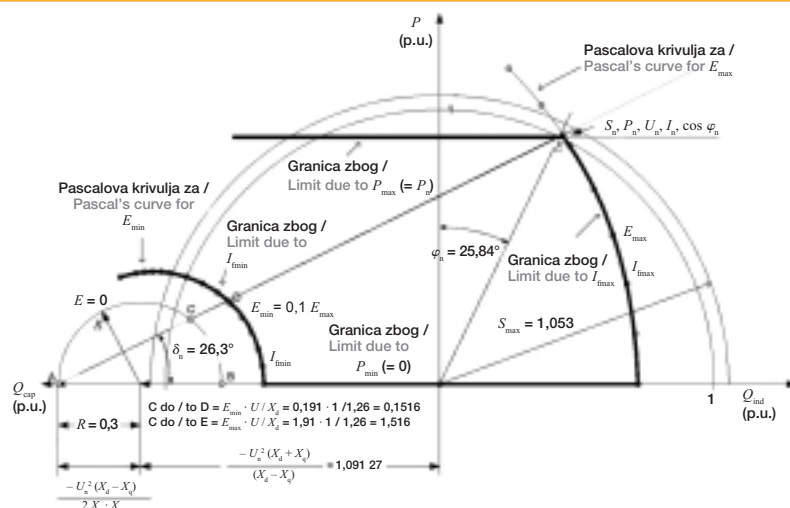
što se crta kao polukružnica polumjera  $S_{max}$  s centrom u ishodištu pogonske karte (slika 9).

which is plotted as a semicircle of  $S_{max}$  radius having its center in the originating point of the PQ diagram (Figure 9).

**Slika 9**

Postupak određivanja granica KPK hidroagregata (T+ G3) u HE Vinodol (bez granica stabilnosti i zagrijavanja čeonog prostora)

Figure 9 Determining the limits of the APQ of hydrogenerator-turbine unit (T+ G3) at Vinodol HPP (without stability and heating limits of the end region)



### 5.3 Ograničenja zbog maksimalne i minimalne uzbude

Granicu dopuštenog zagrijavanja uzbuđenog namota kao i ograničenje rada generatora zbog minimalne uzbude treba odrediti sukladno uputi iz [1].

Maksimalnu uzbuđnu struju uvjetuje  $E_{max}$  iskazan u (18) [1].

Minimalnu uzbuđnu struju uvjetuju ograničene mogućnosti uzbuđenog sustava, što se iskazuje kroz  $E_{min}$  iskazan u (19) [1].

Za konkretan slučaj se (17) [1] svodi na:

$$E_{max} = \frac{1,26}{v_i} \cdot \left\{ \frac{0,9}{\sin \delta_i} - 0,595 \cdot v_i^2 \cdot \cos \delta_i \right\}. \quad (14)$$

U određivanju pripadnog kuta opterećenja  $\delta_i$  se (16) [1] svodi na:

$$\text{tg } \delta_i = \frac{0,9}{1,3889 \cdot v_i^2 + 0,436}. \quad (15)$$

Tablica 4 prikazuje primjer određivanja  $E_{max}$  i  $E_{min}$  za promatrani generator.  $E_{max}$  se odabire kao najveća od tri izračunate vrijednosti, a  $E_{min}$  se uobičajeno uzima kao 10 % te vrijednosti.

### 5.3 Limitations due to maximum and minimum excitation

The limit of permissible heating of the excitation coil and the generator operation limitation due to minimum excitation is to be defined as instructed in [1].

Maximum excitation current is determined by  $E_{max}$ , expressed in (18) [1].

Minimum excitation current is caused by limited possibilities of the excitation system, expressed through  $E_{min}$ , stated in (19) [1].

In the concrete case, (17) [1] amounts to:

In determining the pertaining load angle  $\delta_i$  (16) [1] amounts to:

Table 4 gives an example of how  $E_{max}$  and  $E_{min}$  are defined for the observed generator.  $E_{max}$  is chosen as the greatest of three computed values, whereas  $E_{min}$  is usually taken as 10% of that value.

Tablica 4 – Rezultati proračuna  $E_i$  za nazivno opterećenje  
 Table 4 – Results of  $E_i$  estimate for rated load

$v_i$	$U_i$ (p.u.)	$I_i$ (p.u.)	$S_i$ (p.u.)	$\text{tg } \delta_i$	$\delta_i$ (°cl.)	$E_i$ (p.u.)	$E_{\max}$ (p.u.)	$E_{\min}$ (p.u.)
0,95	0,95	1,0526	1,0000	0,53271	28,0	1,91	1,91	0,19
1,00	1,00	1,0526	1,0526	0,49318	26,3	1,89		
1,05	1,05	1,0000	1,0500	0,45749	24,6	1,88		

Nakon određivanja  $E_{\max}$  i  $E_{\min}$  treba odrediti granicu koju uvjetuje dopuštena maksimalna struja uzbude. U tu svrhu se mora konstruirati Pascalova krivulja prema opisu u 4.3 [1]. Da bismo dobili krivulju konstantne uzbude za  $E = E_{\max}$ , odnosno  $I_f = I_{f\max}$  potrebno je prethodno ucrtati kružnicu za  $E = 0$  sa

središtem na apscisi u točki  $\left(-\frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d + X_q}{X_d \cdot X_q}, 0\right)$   
 polumjera  $R = \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q}$  (slika 9). Daljnji tijek

crtanja Pascalovih krivulja za  $E_{\max}$  i  $E_{\min}$  prikazan je na slici 9.

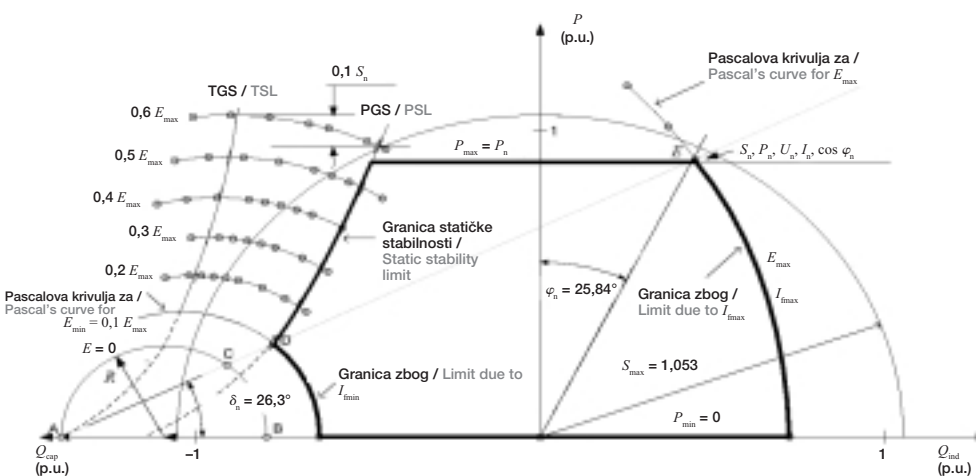
After defining  $E_{\max}$  and  $E_{\min}$  it is necessary to define the limit determined by the maximum permissible excitation current. For this purpose, Pascal's curve ought to be constructed as described in 4.3 [1]. In order to obtain the constant excitation curve for  $E = E_{\max}$ , or  $I_f = I_{f\max}$  we must first draw a circle for  $E = 0$  with the center on the abscissa in the point  $\left(-\frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d + X_q}{X_d \cdot X_q}, 0\right)$  of radius  $R = \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q}$  (Figure 9). Further plotting of Pascal's curves for  $E_{\max}$  and  $E_{\min}$  is shown in Figure 9.

#### 5.4 Ograničenja zbog praktične granice statičke stabilnosti

Za postavljanje praktične granice stabilnosti (PGS) potrebno je konstruirati krivulje konstantne uzbude (počevši npr. s  $0,1 E_{\max}$ , a zatim u koracima po  $0,1$  do  $0,6 E_{\max}$ ). Tangenta na tjemena ovih krivulja (tj. paralela s osi  $Q$ ) daje točke teorijske granice stabilnosti (TGS). Povežu li se ove točke glatkom krivuljom, dobiva se TGS, kao što je prikazano na slici 10. Prema uputi iz točke 4.5 [1], spuštanjem svake točke TGS na pojedinoj krivulji konstantne uzbude, tj. spuštanjem od svakog tjemena po pojedinoj krivulji konstantne uzbude za  $0,1 S_n$ , dobivamo nova sjecišta koja predstavljaju točke PGS, kao što je prikazano na slici 10.

#### 5.4 Limitations due to the practical static stability limit

Setting the practical stability limit (PSL) requires the construction of the constant excitation curve (beginning, for example, with  $0,1 E_{\max}$ , and then in steps by  $0,1$  to  $0,6 E_{\max}$ ). The tangent to the vertexes of these curves (i.e., the parallel with the  $Q$ -axis) gives the points of the theoretical stability limit (TSL). TSL is obtained if these points are linked by a smooth curve, as shown in Figure 10. As instructed in section 4.5 [1], lowering each TSL point on a constant excitation curve, i.e., lowering each vertex on a constant excitation curve by  $0,1 S_n$ , will yield new intersections which represent PSL points, as shown in Figure 10.



Slika 10  
 KPK hidroagregata (T+ G3) u HE Vinodol, (postavljanje granica stabilnosti TGS i PGS)  
 Figure 10  
 APQ of hydrogenerator-turbine unit (T+ G3) at Vinodol HPP, (setting TSL and PSL)

### 5.5 Granica dozvoljenog zagrijavanja čeonog prostora

Odnos parametara  $k_A$  i  $\sigma$  (točka 4.3) ukazuje na minoran utjecaj protjecanja namota armature na magnetske prilike u čeonom prostoru u odnosu na dominaciju utjecaja uzbuđenog protjecanja. Ovaj rezultat potvrđuju i numerički 2D proračuni (slike 7a i 7b [1]). Ujedno se može zaključiti da je nepotrebno određivati parametre  $k_A$  i  $\sigma$  za ostale točke čeonog dijela paketa statora, jer su rezultati mjerenja indukcije u njima bitno manji u odnosu na točku D1, jer položaj D1 odgovara poziciji oko maksimalnog iznosa  $B_A$ .

### 5.5 Permissible end region heating limit

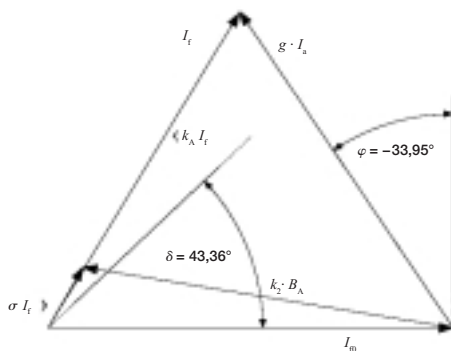
The relation between parameters  $k_A$  and  $\sigma$  (section 4.3) indicates a minor influence of the armature coil flux on the magnetic conditions in the end region relative to the dominant influence of excitation flux. This result is also confirmed by numerical 2D calculations (Figures 7a and 7b [1]). It can also be inferred that it is unnecessary to define parameters  $k_A$  and  $\sigma$  for the other points of the stator package end region, because the induction measured there is significantly smaller in relation to point D1, since the position of D1 corresponds to the position around a maximal amount  $B_A$ .

Slika 11

Fazorski dijagram  
čeonog prostora za  
poduzbuđeno stanje  
generatora G3 u HE  
Vinodol

Figure 11

Phasor diagram of the  
end region for under-  
excited state of G3  
generator at Vinodol  
HPP



Fazorski dijagram za poduzbuđeno stanje u kojem prikazani koeficijenti  $\sigma$  i  $k_A$  ukazuju na utjecaj uzbuđenog i armaturnog protjecanja na magnetske prilike u čeonom prostoru za RT sn23 /

Phasor diagram for under-excited state in which the shown coefficients  $\sigma$  and  $k_A$  indicate the influence of excitation and armature flux on magnetic condition in the end region for OP sn23

$$I_a = 1667 \text{ A}, g \cdot I_a = 94,5 \text{ jedinica / unit},$$

$$I_b = 349 \text{ A} = 100 \text{ jedinica / unit}$$

$$I_f = 318 \text{ A} = 91,2 \text{ jedinica / unit}$$

$$\sigma = 0,19, \sigma \cdot I_f = 17,33 \text{ jedinica / unit}$$

$$k_A = 0,81$$

$$\varphi = -33,95^\circ$$

$$\delta = 43,36^\circ$$

$$B_{A1} = 0,494 \text{ T}, k_2 \cdot B_A = 92,56 \text{ jedinica / unit}$$

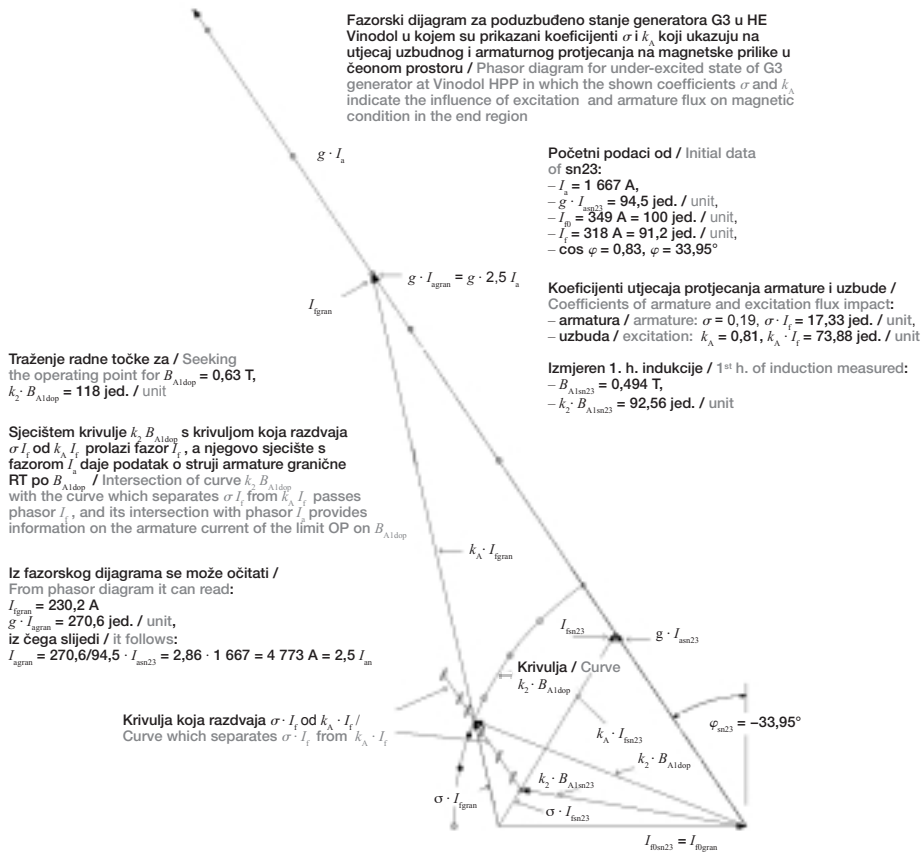
Fazorski dijagram za poduzbuđeno stanje, koje odgovara radnoj točki (RT) sn23 iz tablice 1, prikazan je na slici 11, a temeljen je na istovrsnom dijagramu u slici 11 [1].

Phasor diagram for the under-excited state, which corresponds to the operating point (OP) sn23 in Table 1, shown in Figure 11, is based on the diagram of the same type in Figure 11 [1].

Nakon određivanja parametara  $k_A$  i  $\sigma$  moguće je izračunati pomak središta kružnice radijusa  $R_T = k_{\text{topl}} \cdot U^2 \cdot k_c$ , (39) [1] po osi  $x$  od ishodišta, što određuje (40) [1] za slučaj RT sn23 iz tablice 1:

After defining parameters  $k_A$  and  $\sigma$  it is possible to calculate the shift of the center of the circle of radius  $R_T = k_{\text{topl}} \cdot U^2 \cdot k_c$ , (39) [1] along the  $x$ -axis from the originating point, which is determined by (40) [1] for a case OP sn23 in Table 1:

$$q_0 = \frac{U^2 \cdot k_A \cdot k_c}{1 - k_A} = \frac{0,848 \cdot 0,81 \cdot 0,95}{1 - 0,81} = 3,43. \quad (16)$$



**Slika 12**  
 Određivanje radne točke u fazorskom dijagramu čeonog prostora u kojoj bi se postigla indukcija  $B_{A1dop}$   
**Figure 12**  
 Determining the operating point in the phasor diagram of the end region, where induction  $B_{A1dop}$  would be achieved

Da bi se odredio radijus  $R_T$  potrebno je utvrditi toplinsko ponašanje stroja u onim radnim točkama koje su relevantne za ocjenu zagrijanosti čeonog prostora. U tablici 1 RT sn23 predstavlja reprezentanta najvećeg kapacitivnog opterećenja s obzirom na zagrijanost čeonih limova paketa statora. Nadtemperatura za ovu radnu točku, na mjestu postavljene termo sonde GTS3, iznosi 43 K. Budući da je izmjerena nadtemperatura paketa statora bitno manja od dopuštene, to bi trebalo, barem približno, odrediti povećanje kapacitivnog opterećenja koje bi dalo uzdužnu komponentu indukcije do  $B_{Adop}$ . Pretpostavi li se dopuštena nadtemperatura statorskog paketa iznosi 70 K, dakle bitno ispod dopuštene nadtemperature statorskog namota za klasu F, moguće je odrediti položaj radne točke istog faktora djelatne snage ( $\cos \varphi$ ) kao kod sn23. U tu svrhu može poslužiti slika12, s tim da se povećavanjem  $I_a$  ostvari  $B_{Adop}$ .

Pripadna točka dopuštenog zagrijavanja prema slici 12 [1] se može pomaknuti u PQ dijagramu za ono opterećenje koje bi izmjerenu nadtemperaturu

In order to define radius  $R_T$  it is necessary to establish the thermal behavior of the machine in those operating points which are relevant for evaluating the amount of heat in the end region. In Table 1 OP sn23 represents the highest capacitive load regarding the temperature of the stator package end region sheet-metal strips. Over-temperature for this operating point, where GTS3 thermal probe is placed, amounts to 43 K. Since the measured over-temperature of the stator package is significantly lower than permissible, it would be required to determine, at least approximately, the capacitive load increase which would provide the longitudinal induction component up to  $B_{Adop}$ . Presuming that the permissible stator package over-temperature is 70 K, i.e., significantly below the permissible stator package coil over-temperature for class F, it is possible to determine the position of the operating point of the same  $\cos \varphi$  as with sn23. Figure 12 may serve for this purpose, provided that  $B_{Adop}$  is achieved by  $I_a$  increase.

The pertaining point of permissible heating according to Figure 12 [1] can be shifted in the PQ diagram

od 43 K povećalo do dopuštene granice zagrijanja. Računa li se povećanje zagrijanja krajnjeg lima proporcionalno s kvadratom promjene uzdužne komponente indukcije, potrebno je najprije ocijeniti povećanje ove komponente uzrokovano povećanjem struje armature, odnosno povećanjem rasipnog polja u čeonom prostoru. U RT sn23 osnovni harmonik  $B_{A1}$  iznosi 0,494 T, a na slikama 11 i 12 prikazan je fazorski dijagram odnosa relevantnih veličina vezanih uz  $B_A$  i tu radnu točku.

Što se tiče dopuštenog povećanja  $B_A$ , ono bi smjelo iznositi:

$$\frac{B_{A1dop}}{B_{A1sn23}} = \sqrt{\frac{70}{43}} = 1,28, \quad (17)$$

što daje:

$$B_{Adop} = 1,28 \cdot 0,494 = 0,63 \text{ T}. \quad (18)$$

Radna točka za  $B_{A1dop}$  bila bi (slika12), uz pretpostavku da se krajnji lim zagrijava dominantno od gubitaka uzrokovanih samo uzdužnom komponentom indukcije:

$$I_{aB_{Adop}} = 2,5 \cdot I_{an}. \quad (19)$$

Unese li se u pogonsku kartu radna točka koja odgovara  $I_{aB_{Adop}}$ , dobit će se podloga za određivanje granice koju uvjetuje lokalno zagrijavanje čeonih limova paketa statora po uputi iz točke 4.6.3 [1]. Položaj pretpostavljene RT sa strujom  $2,5 \cdot I_{an}$ , odnosno pripadajućom snagom  $S_{B_{Adop}}$  prikazan je na slici 13. Korištenjem središta kružnice s pomakom  $q_0$  od ishodišta pogonskog dijagrama i  $S_{B_{Adop}}$  kao jedne od točaka te kružnice, lako se nacrtá granična krivulja (kružni luk od  $S_{B_{Adop}}$  do osi  $Q_{kap}$ ) koju uvjetuje dopušteno zagrijavanje čeonog prostora uzrokovano lokalnim gubicima od uzdužne komponente magnetske indukcije  $B_{Adop}$ . Opisanim postupkom je određen i radijus  $R_T = 5,24$ , što omogućava određivanje koeficijenta  $k_{topl}$  korištenjem (39) [1]:

$$k_{topl} = \frac{R_T}{U^2 \cdot k_c} = \frac{5,24}{0,92^2 \cdot 0,95} = 6,52. \quad (20)$$

by the amount of load which would increase the measured over-temperature of 43 K up to the permissible heating limit. If the heating of end sheet-metal strip is taken proportional to the square of the change in the longitudinal induction component, it is necessary to first evaluate the increase in this component caused by the armature current increase, or by the stray field increase in the end region. In the OP sn23 the basic harmonic  $B_{A1}$  amounts to 0,494 T, whereas Figures 11 and 12 show a phasor diagram of correlations between relevant values associated with  $B_A$  and that operating point.

As for the permissible increase in  $B_A$ , it may amount to:

which gives:

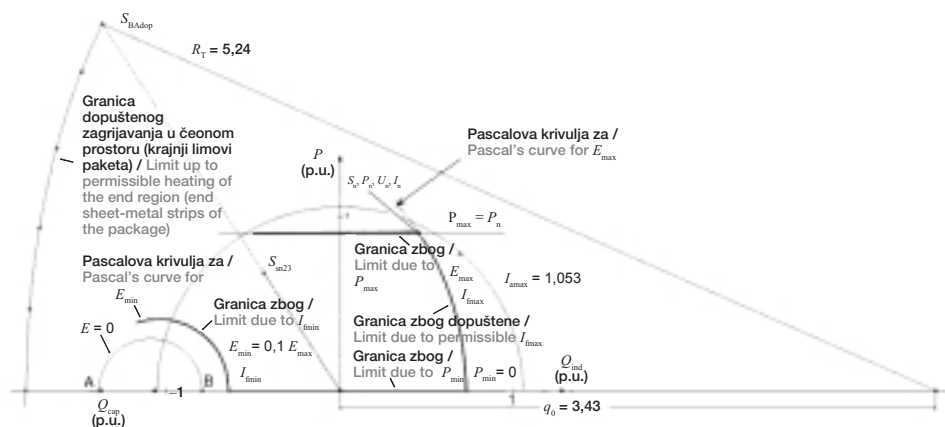
Provided that the end sheet-metal strip is dominantly heated as a result of losses caused only by the longitudinal induction component, the operating point for  $B_{A1dop}$  would be (Figure 12):

If an operating point corresponding to  $I_{aB_{Adop}}$  is entered in the PQ diagram, a base will be obtained for defining the limit dependent on local heating of the stator package end region sheet-metal strips, as instructed in section 4.6.3 [1]. The position of the assumed OP with power  $2,5 \cdot I_{an}$ , or the pertaining power  $S_{B_{Adop}}$ , is shown in Figure 13. By using the center of the circle with a shift  $q_0$  from the originating point of the operating diagram and  $S_{B_{Adop}}$  as one of the points of that circle, it is easy to draw the limit curve (circular arc from  $S_{B_{Adop}}$  to the axis  $Q_{kap}$ ) dependent on the permissible heating of the end region caused by local losses from the longitudinal component of magnetic induction  $B_{Adop}$ . Also defined by the described procedure is radius  $R_T = 5,24$ , by which coefficient  $k_{topl}$  can be defined by using (39) [1]:



Provedenim postupcima određene su sve potrebne fizikalne veličine i parametri koji opisuju toplinsko stanje i dopuštene granice zagrijavanja čeonog prostora. U konkretnom slučaju, za koji je proračun proveden (generator G3 u HE Vinodol), očit je pomak granice dopuštenog zagrijavanja, uzrokovanog gubicima od uzdužne komponente magnetske indukcije  $B_A$ , izvan zone pogonskog korištenja KPK, što navodi na zaključak o neugroženosti čeonog prostora tog generatora za rad u bilo kojoj radnoj točki pogona, uključujući i rad duboko u kapacitivnom području.

By means of the procedures carried out, all the required physical quantities and parameters describing the thermal state and the permissible limits of the end region heating have been defined. In the concrete case, for which the calculation has been made (G3 generator at Vinodol HPP), what is obvious is a shift of the permissible heating limit caused by losses from the longitudinal component of magnetic induction  $B_A$ , outside the zone of the operating use of APQ, which suggests that the end region of that generator is not endangered for operation in any operating point, including operation deep inside the capacitive area.



**Slika 13**  
 Određivanje granice uvjetovane dopuštenim zagrijavanjem čeonog prostora  
**Figure 13**  
 Defining the limit depending on the permissible heating of the end region

### 5.6 KPK generatora G3 u HE Vinodol

Nakon određivanja svih ograničenja koja se postavljaju generatoru određenih i poznatih svojstava pri njegovom radu u EES-u, što je za generator G3 u HE Vinodol proračunima i ispitivanjima utvrđeno i u slikama 7 do 12 iskazano i obrazloženo, moguće je iscrtati KPK sa svim ili samo dijelom detalja, prema pogonskim potrebama korisnika pogonske karte. Slika 14 daje prikaz KPK generatora G3 na način da su jasno uočljive sve granice u okviru kojih se dopušta njegova eksploatacija u pogonu. Ukoliko postoji potreba za bilo kojim detaljem, taj se može pronaći u jednoj ili više spomenutih slika, kojima treba dodati još i slike karakteristika praznog hoda i kratkog spoja (slike 2 i 3).

Očito je da je granica dopuštenog zagrijavanja čeonog prostora na temelju zagrijavanja samo zbog aksijalnog polja kod ispitivanog generatora daleko izvan bilo koje moguće pogonske radne točke, što znači da je konstrukcija generatora suvremenog tipa sa zahvatima u čeonom prostoru kojima se smanjuje djelovanje aksijalnog polja, te da su ugrađeni materijali (lim paketa statora) povoljnih svojstava s obzirom na gubitke od

### 5.6 APQ of G3 generator at Vinodol HPP

After defining all limitations set for a generator of specific and known properties in its network operation, which for the G3 generator at Vinodol HPP has been defined through calculations and tests expressed and explicated in Figures 7 to 12, it is possible to plot APQ with all or only some details, depending on the workshop needs of the user of the PQ diagram. Figure 14 shows the APQ of G3 generator by clearly marking all the limits within which its exploitation in operation is allowed. Should there be a need for any detail, this can be found in one or more mentioned Figures, to which those should be added (Figures 2 and 3) which show the no-load and short-circuit characteristics.

It is obvious that the permissible end region heating limit based on the heating due only to the axial field is with the tested generator far beyond any possible operating point, meaning that the generator design is of an advanced type with interventions in the end region intended to reduce the action of the axial field and that materials (stator package sheet-metal strip) are installed with favorable properties considering the eddy currents formed by the longitudinal component of magnetic induction. The

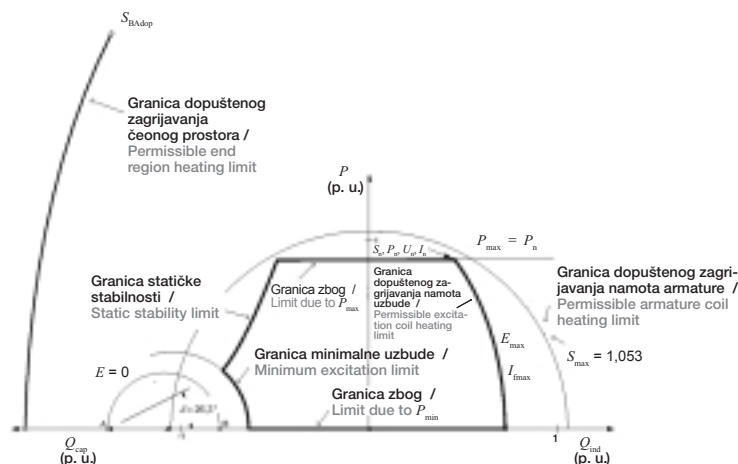
vrtložnih struja što ih stvara uzdužna komponenta magnetske indukcije. Zato je realno smatrati granicu zbog zagrijavanja statorskog namota (kružnica u II. kvadrantu) kao granicu dopuštenog trajnog zagrijavanja i čeonog prostora, jer se radi o statorskim dijelovima paketa i konstruktivnim elementima statora.

Pokazni primjer je došao u fazu Mjerenje 3 po dijagramu toka, slika 1. Na temelju detaljno određene KPK generatora G3 u HE Vinodol, može se izvršiti analiza njegovih fizikalnih (elektromagnetskih, mehaničkih i toplinskih) svojstava sa svrhom optimiranja korištenja u EES-u HEP-a.

limit due to the heating of the stator coil (circle in quadrant II) is hence realistic to consider a permissible permanent heating limit of also the end region, because it is a matter of stator parts of the package and the stator's structural elements.

The demonstrative example has reached the Measurement 3 stage according to the flowchart, Figure 1. Based on a precisely defined APQ of G3 generator, an analysis can be made of its physical (electromagnetic, mechanical and thermal) properties with a view to optimizing its use within HEP's power supply system.

**Slika 14**  
KPK hidroagregata (T+ G3) u HE Vinodol s ucrtanim svim granicama dopuštenog rada  
**Figure 14**  
APQ of hydrogenerator-turbine unit (T+ G3) at Vinodol HPP with all entered operating tolerances



Da bi se dobio potpuni uvid u ulogu generatora u EES-u, potrebno je njegovu KPK dopuniti uključivanjem blok-transformatora, što rezultira KPK proizvodne grupe.

In order to gain a complete insight into the role of the generator within the network, its APQ should be replenished by the inclusion of the block transformer, which will result in the production unit's APQ.

### 5.7 KPK hidroagregata s blok-transformatorom

Pogonska karta hidroagregata s blok-transformatorom (T+G3) i BT određuje se na sličan način kao pogonska karta generatora. Jedinu promjenu u oblikovanju KPK (T+G3) i BT unosi reaktancija blok-transformatora (BT), izražena njegovim naponom kratkog spoja  $u_k$ . Za konkretni primjer ukupna reaktancija za G3 i BT u HE Vinodol iznosi (točka 4.4):

### 5.7 APQ of the hydrogenerator-turbine unit with the block transformer

The APQ of the hydrogenerator-turbine unit with the block transformer (T+G3) and BT is plotted according to instructions given for plotting the generator's PQ diagram. The only change in forming the APQ (T+G3) and BT is brought by the reactance of the block transformer (BT), expressed by its short-circuit voltage  $u_k$ . In the concrete example, the total reactance for G3 and BT at Vinodol HPP is (section 4.4):

$$X_{dak} = X_{dgm} + X_{BT} = 1,26 + 0,0916 = 1,3516, \quad (21)$$

$$X_{qak} = X_{qgm} + X_{BT} = 0,72 + 0,0916 = 0,8116. \quad (22)$$

Slika 9 pokazuje određivanje sastavnica KPK za (T+G3). Unesu li se novi parametri  $X_{duk}$  i  $X_{quk}$ , dobit će se odgovarajuća konstrukcija KPK za (T+G3) i BT, što prikazuje slika 15. S obzirom da je promjena reaktancija relativno malena ( $X_{duk}$  se povećao za 7,3 % a  $X_{quk}$  za 12,7 %, što se odrazilo na odgovarajući pomak i smanjenje polukružnice  $E = 0$ ), to se slike 9 i 15 bitno ne razlikuju.

Na sličan način treba preoblikovati sliku 10 u sliku 16. Usporede li se te dvije slike, očito je da se granica statičke stabilnosti PGS pomaknula udesno, što ukazuje na smanjenje područja stabilnog rada u kapacitivnom dijelu pogonske karte.

Da bi KPK za (T+G3) i BT bila cjelovita, potrebno je unijeti ograničenja koja uvjetuje dopušteno povišenje napona statorskog namota, o čemu su u [1] dana obrazloženja i osnovne upute za obradu pogonske karte.

Udaljenost središta kružnice, kojom se u KPK za (T+G3) i BT ucrtavaju naponska ograničenja zbog minimalno i maksimalno dopuštenog napona namota armature, prema slici 14 [1], iznosi  $u_m^2/x_{BT}$ , što u konkretnom primjeru iznosi:

$$\frac{u_m^2}{x_{BT}} = \frac{1^2}{0,0916} = 10,92, \quad (23)$$

gdje je:

$u_m$  – napon mreže (pu),  
 $x_{BT}$  – kratkospojna reaktancija blok-transformatora (pu).

Budući da su ispunjeni uvjeti za primjenu (45) i (46) [1], može se za duljinu radijusa (slika 14 [1]) pisati:

$$\frac{u_{gmax} \cdot u_m}{x_{BT}} = \frac{1,0977 \cdot 1}{0,0916} = 11,98, \quad (24)$$

$$\frac{u_{gmin} \cdot u_m}{x_{BT}} = \frac{0,993 \cdot 1}{0,0916} = 10,84. \quad (25)$$

U slici 17 prikazana su ograničenja s obzirom na dopušteni minimalni i maksimalni napon armaturnog namota. Granica dopuštenog maksimalnog napona se nalazi izvan zone ostalih ograničenja, dok se granica dopuštenog minimalnog napona nalazi

Figure 9 shows how APQ components for (T+G3) are defined. If new parameters  $X_{duk}$  and  $X_{quk}$  are entered, an appropriate APQ structure for (T+G3) and BT will be obtained, as shown in Figure 15. As the reactance change is relatively small ( $X_{duk}$  has risen by 7,3 % and  $X_{quk}$  by 12,7 %, which is reflected on a corresponding shift and decrease in semi-circle  $E = 0$ ), Figures 9 and 15 will not greatly differ.

Figure 10 should be similarly transformed into Figure 16. A comparison between these two figures clearly shows that the static stability limit has shifted to the right, which indicates a reduction in the stable operation area in the capacitive part of the PQ diagram.

In order to make APQ for (T+G3) and BT comprehensive, it will be necessary to enter limitations resulting from the permissible stator coil voltage increase, about which explications and basic instructions for the creation of the PQ diagram are given in [1].

The distance of the center of the circle, with which voltage limitations are entered in the APQ of (T+G3) and BT due to minimum and maximum permissible armature coil voltage, is according to Figure 14 [1]  $u_m^2/x_{BT}$ , which in the concrete example amounts to:

where:

$u_m$  – network voltage (pu),  
 $x_{BT}$  – short-circuit reactance of the block transformer (pu).

Since requirements have been met for the application of (45) and (46) [1], for the length of the radius (Figure 14 [1]) it can be written:

Figure 17 shows limitations due to the minimum and maximum permissible armature coil voltage. The maximum permissible voltage limit lies beyond the zone of other limitations, whereas the minimum permissible voltage limit lies in the APQ's ca-

u kapacitivnom kvadrantu KPK, što znači da je kapacitivni pogon pri ovom naponu ograničen do linije označene kao granica zbog dopuštenog minimalnog napona namota armature. Međutim, generator, u pravilu, nikada ne radi kapacitivno opterećen, ako je napon mreže snižen, odnosno, generator nikada ne radi izrazito induktivno opterećen, ako je napon mreže povišen.

pacitive quadrant, which means that the capacitive operation at this voltage is limited up to the line marked as a limit due to the minimum permissible armature coil voltage. However, the generator, as a rule, never operates under a capacitive load if the network voltage is decreased, or, the generator never operates under a markedly inductive load if the network voltage is increased.

Na kraju pokaznog primjera se daje slika 18, koja predstavlja integralni prikaz svih ograničenja u KPK hidroagregata (T+G3) i BT, osim ograničenja zbog zagrijavanja čeonog prostora, jer je ono, u ovom slučaju (slika 14), potpuno izvan aktivnog dijela KPK.

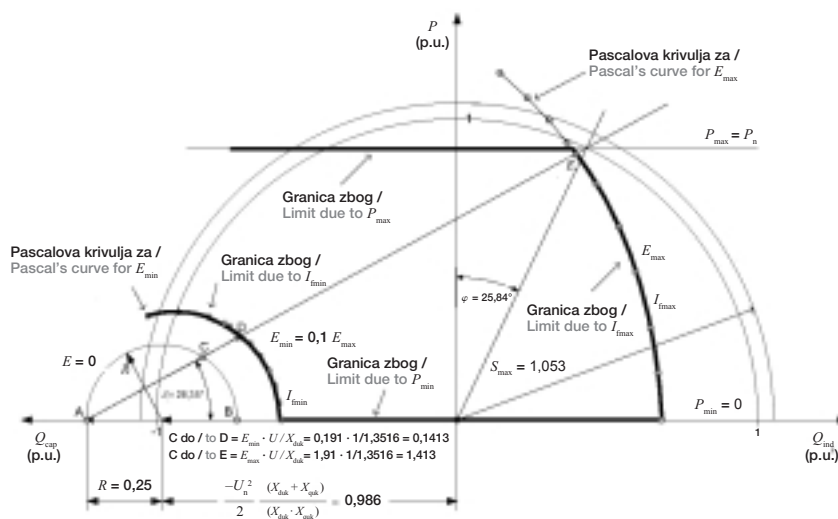
At the end of the demonstrative example Figure 18 is given, which represents an integrated account of all limitations in the APQ of hydrogenerator-turbine unit (T+G3) and BT except for the limitations due to the end region heating, because in this case (Figure 14) that is entirely outside the active part of APQ.

**Slika 15**

Postupak određivanja granica KPK hidroagregata (T+G3) i BT u HE Vinodol (bez granica stabilnosti i zagrijavanja čeonog prostora)

**Figure 15**

Defining the limits of the APQ of hydrogenerator-turbine unit (T+G3) and BT at Vinodol HPP (without stability and heating limits in the end region)

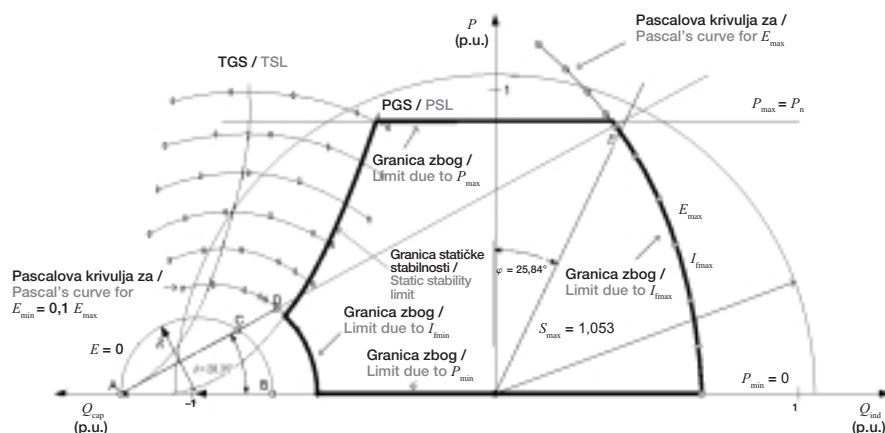


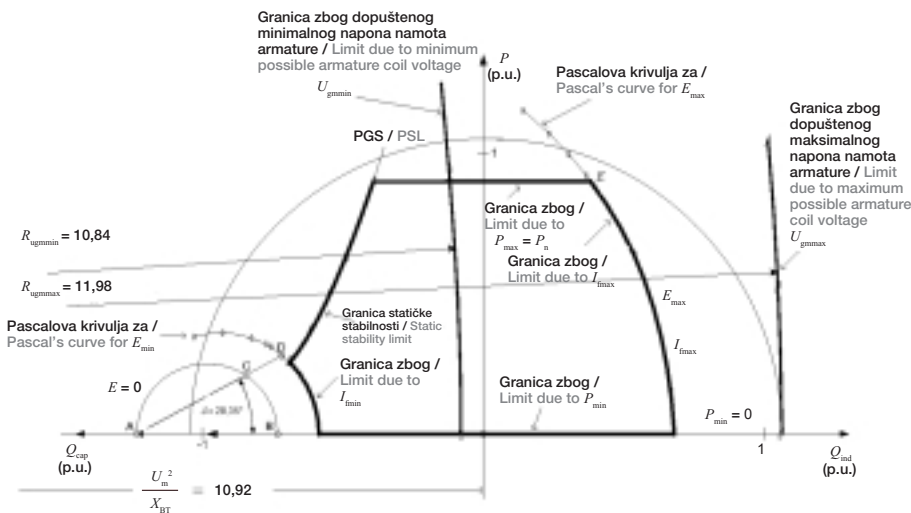
**Slika 16**

KPK hidroagregata (T+G3) i BT u HE Vinodol, (postavljanje granica stabilnosti TGS i PGS)

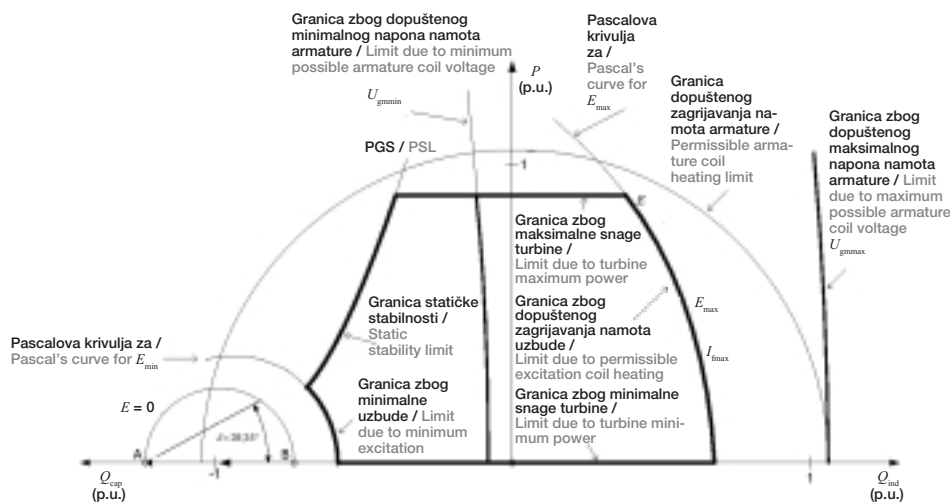
**Figure 16**

APQ of the hydrogenerator-turbine unit (T+G3) and BT at Vinodol HPP, (setting TSL and PSL stability limits)





**Slika 17**  
KPK hidroagregata (T+G3) i BT u HE Vinodol (postavljanje granica zbog dopuštenog minimalnog i maksimalnog napona namota armature)  
**Figure 17**  
APQ of hydrogenerator-turbine unit (T+G3) and BT at Vinodol HPP (setting the limits due to minimum and maximum permissible armature coil voltage)



**Slika 18**  
KPK hidroagregata (T+G3) i BT u HE Vinodol s ucrtanim svim granicama dopuštenog rada, osim granice koju uvjetuje dopušteno zagrijavanje čeonog prostora generatora  
**Figure 18**  
APQ of hydrogenerator-turbine unit (T+G3) and BT at Vinodol HPP with all entered operating tolerances, except for the limit dependent on the permissible heating of the generator's end region

## 5.8 Kontrola vibracija

Nakon prikaza položaja pojedinih ograničenja u pogonskoj karti, potrebno je, ne unoseći podatke i ograničenja u KPK, provjeriti mehaničko stanje generatora s obzirom na veličinu i karakter vibracija, posebno u čeonom prostoru hidrogenatora. Iskustvo je pokazalo da na krajevima paketa ponekad, nakon dužeg vremena eksploatacije, dolazi do oštećenja i lomova zuba. Pojava se pripisuje posljedicama prekomjernog zagrijavanja paketa i periodičkim silama u aksijalnom smjeru. Uslijed prekomjernog zagrijavanja iznad dopuštenih vrijednosti za klasu izolacije dolazi do omekšanja izolacije među zubima, a uslijed aksijalnih sila i do istiskivanja omekšane izolacije između limova. Na taj način oslobađa se prostor među zubima, što omogućava pojavu prisilnih vibracija krajnjih razdvojenih zuba paketa. Posljedica je visokociklički zamor (*high cyclic fatigue*) materijala, koji nakon dužeg vremena može izazvati lomove zubi. S obzirom na prekratko rapoloživo vrijeme za ispitivanje

## 5.8 Vibration control

After showing the position of particular limitations in the PQ diagram, it is necessary, without entering data and limitations in the APQ, to check the generator's mechanical state relative to the amount and nature of vibrations, especially those in the hydrogenerator's end region. Experience has shown that at the package ends sometimes, after a longer period of exploitation, damage and teeth fractures occur. This is attributed to the effects of overheating of the package and to periodic forces in axial direction. Due to excessive heating above permissible values for the respective insulation class, insulation between the teeth is softened, whereas due to axial forces the softened insulation is extruded between the sheet-metal strips. That is how space between the teeth is freed, which gives rise to forced vibrations of the detached extreme package teeth. The result is high cyclic fatigue, which after a longer period of time may lead to teeth fracture. In view of the short available time for testing the cyclic fatigue of the teeth, it was

zamora zuba, odlučeno je da se na dva mjesta mjere aksijalne vibracije na tlačnim prstima, kako bi se ocijenila opasnost od pojave zamora. Rezultati mjerenja su pokazali da je ta vjerojatnost relativno velika u slučaju pojave pregrijanja paketa u čeonom prostoru.

Aksijalne vibracije mjerene su na dva mjesta (slika 5) na tlačnim prstima na koje se direktno prenose vibracije zuba statorskog paketa. Vibracije su mjerene pri ispitivanju zagrijavanja statorskog paketa u deset pogonskih ciklusa (deset točaka, gdje svakom pogonskom ciklusu odgovara jedna točka), a svaki pogonski ciklus definiran je s djelatnom snagom i jalovom snagom u poduzbuđenom i naduzbuđenom stanju. Za pokazni primjer izabrana su dva pogonska ciklusa (točka 4.4, vibracije): radna točka 5 (tablica 3). kod koje parametri vibracija imaju prosječne vrijednosti i radna točka 7 (tablica 3). kod koje su parametri vibracija najintenzivniji (slika 19). Na osnovi provedenih mjerenja može se zaključiti da nisu dostignute veličine parametara vibracija, koje bi mogle ograničiti rad po aktualnoj KPK.

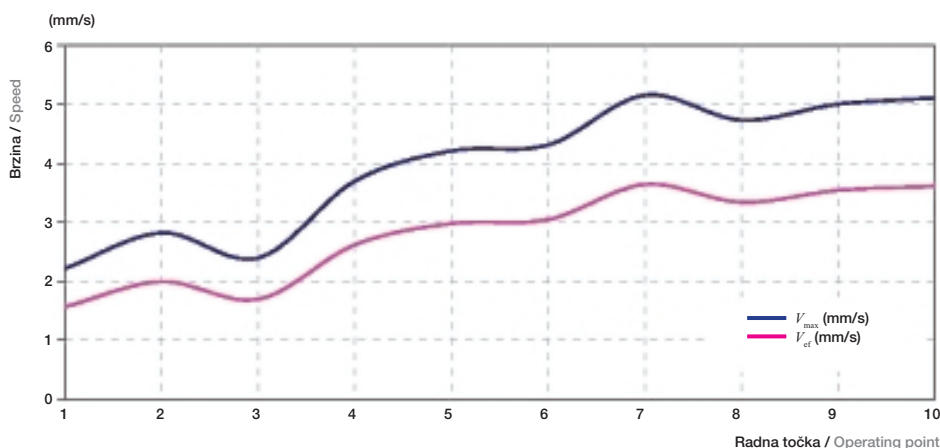
Prosječne temperature čeonog prostora nisu bile dovoljno visoke da bi izazvale mehanizme proklizavanja među limovima zubi paketa i dovele do mogućnosti oštećenja zubi. To je moguće očekivati na mjestima eventualnih lokalnih pregrijanja (topla mjesta). Kada efektivne brzine aksijalnih vibracija tlačnih prsti prijeđu 6 mm/s, za očekivati je moguća oštećenja zubi uz temperature veće od 100 °C. To je na temelju ovih mjerenja pokazatelj za ograničenje djelatne snage generatora i ograničenja u pogonskoj karti (slika 20).

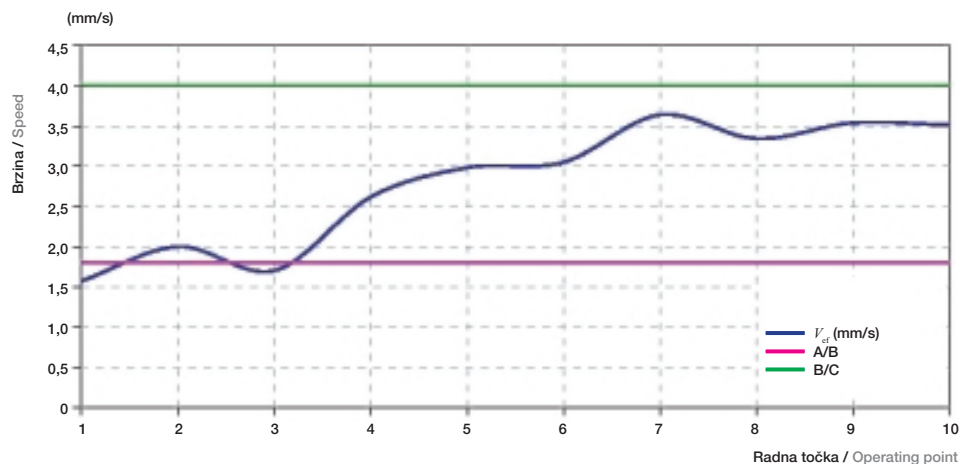
decided to measure axial vibrations on the pressure fingers on two places, in order to evaluate the fatigue risk. The measurement results have shown that such probability is relatively high in the case of package overheating in the end region.

Axial vibrations have been measured at two places (Figure 5) on pressure fingers to which the vibrations of the stator package tooth are directly transmitted. Vibrations were measured while testing the stator package heating in ten operating cycles (ten points where one point matches each operating cycle), and each operating cycle was defined by active and inductive power in under-excited and over-excited states. For the demonstrative example two operating cycles were selected (section 4.4, vibrations): operating point 5 (Table 3), where the vibration parameters have average values, and operating point 7 (Table 3), where the vibration parameters are the most intense (Figure 19). Based on performed measurements, it can be concluded that vibration parameter values have not been attained which may impose operating limitations under the existing APQ.

Average temperatures of the end region were not high enough to trigger the slip mechanisms between the package teeth sheet-metal strips and thus pose a risk of teeth damage. It can be expected at places of possible local overheating (hot spots). When the effective speeds of axial vibrations exceed 6 mm/s, possible teeth damage can be expected at temperatures higher than 100 °C. Based on these measurements, this is an indicator for a limitation of the generator's active power and for limitations in the PQ diagram (Figure 20).

**Slika 19**  
Vrijednosti maksimalnih i efektivnih brzina u ovisnosti o radnim točkama  
**Figure 19**  
The values of maximum and effective speeds in dependence on the operating point





**Slika 20**  
Vrijednosti efektivnih brzina u ovisnosti o radnim točkama unutar granica prihvatljivosti prema ISO 10 816-5/2000-04-01

**Figure 20**  
The values of effective speeds in dependence on the operating points within acceptability limits according to ISO 10816-5/2000-04-01

Na slici 20, kod  $v_{ef} = 4$  mm/s (zeleni pravac) gornja je granica prihvatljivosti, a kod svih efektivnih brzina koje su veće postoji opasnost oštećenja zbog vibracija. Crvenom crtom ograničeno je područje mirnog rada strojeva kroz dugi period, a  $v_{ef} = 1,6$  mm/s. U području:  $1,6$  mm/s  $< v_{ef} < 4$  mm/s moguća su oštećenja zubi uz pregrijanje na granici klase izolacije paketa.

In Figure 20, the upper acceptability limit stands at  $v_{ef} = 4$  mm/s (green line), whereas at all effective speeds higher than that there is a risk of damage due to vibrations. The red line marks the boundary of a neutral operation of the machines, where  $v_{ef} = 1,6$  mm/s. Within the range  $1,6$  mm/s  $< v_{ef} < 4$  mm/s there is a possibility of teeth damage combined with overheating at the limit of the package insulation class.

## 6 ZAKLJUČNA RAZMATRANJA

U članku [1] date su teorijske podloge za tvorbu klasične pogonske karte sinkronog generatora (SG), temeljene na iskazanoj literaturi. Budući da klasična pogonska karta ne uključuje ograničenja koja mogu nastupiti uslijed djelovanja uzdužnog izmjeničnog magnetiziranja čeonog prostora, to se prešlo na razradu elektromagnetskih i toplinskih zbivanja u čeonom prostoru s ciljem davanja konkretnih podloga i metodologije primjene ovih podloga u tvorbi KPK koja obuhvaća i moguća ograničenja uzrokovana zbivanjima u čeonim dijelovima stroja.

Bitan doprinos u nadgradnji klasične verzije pogonske karte ugrađen je, kako u članku [1], tako i u ovom članku, originalnom obradom elektromagnetskih zbivanja u čeonom prostoru. Osim fizikalnog prikaza raspodjele uzdužne komponente magnetske indukcije po čeonj plohi paketa statora, dobivenog uz pomoć numeričkog proračuna MKE, razrađeni su i utjecaji uzbuda što ih stvaraju protjecanja uzbudnog i statorskog namota. Provedbom mjerenja uzdužne komponente magnetske indukcije u čeonom prostoru, potvrđeni su rezultati istraživanja dobiveni numeričkim proračunima.

## 6 CONCLUDING NOTES

The article [1] provides a theoretical background for plotting the classical PQ diagram of the synchronous generator (SG), based on presented literature. As the classical PQ diagram does not include limitations that may appear due to the action of longitudinal alternate magnetization of the end region, it was decided to elaborate the electromagnetic and thermal developments in the end region with a view to providing concrete premises and a methodology of applying these premises in forming APQ which also comprises possible limitations caused by developments in the machine's end parts.

A major contribution to the upgrade of the classical PQ diagram is incorporated into both the article [1] and this article, by an original approach to the electromagnetic occurrences in the end region. Apart from a physical presentation of the distribution of the longitudinal magnetic induction component along the end stator package surface, obtained by means of the FEM numerical calculation, also treated is the influences of the excitation and stator coil flux. Measurements of the longitudinal magnetic induction component in the end region have confirmed the research results obtained by numerical calculations.

Provedeni postupci za tvorbu KPK generatora G3 u HE Vinodol, uključujući ne samo turbinu, nego i blok-transformator, obavljani su, u prvom redu, radi davanja konkretnih uputa uz pomoć kojih je moguća provedba teorijskih podloga metodologije postavljanja KPK za konkretnu proizvodnu jedinicu. Radi veće jasnoće u provedbi postupaka određivanja parametara i fizikalnih veličina, kao i postupaka crtanja KPK, nije se uvijek ulazilo u moguće varijante, koje bi mogle dati detaljniju sliku KPK u kapacitivnom ili induktivnom području rada, i/ili detaljnije podatke za neku radnu točku od posebnog interesa za konkretni pogon. Tako npr. pri crtanju induktivnog dijela KPK nije se mijenjao parametar nezasićene sinkrone reaktancije (koji gotovo u potpunosti zadovoljava crtnju u kapacitivnom području rada) u zasićenu sinkronu reaktanciju, što bi više odgovaralo stvarnim zbivanjima u ovom dijelu KPK, premda je iz teorije poznato da je, zbog uzimanja u obzir zasićenja, korekcija ograničenja po maksimalnoj uzbudbi u 1. kvadrantu (naduzbuda) mnogo manja nego korekcija ograničenja zbog granice stabilnosti u 2. kvadrantu (poduzbuda).

Kako bi se, ipak, prikaz KPK ostvario u što detaljnijem obliku, treba prikazanu metodologiju, uzimajući u obzir svaki mogući i korisni detalj, pripremiti i ostvariti uz pomoć računalnih programa kao Automatski Program POgonske KARte (APPOKA).

Bitan doprinos kvaliteti KPK je ostvaren kroz davanje konkretnih uputa, kako za pripremu, tako i za postavljanje odgovarajućih magnetskih, toplinskih i mehaničkih davača. Provedbom mjerenja ključnih fizikalnih veličina u praznom hodu i kratkom spoju, kao i u pogonskim prilikama, dobivaju se potpuno pouzdane podloge za tvorbu KPK šireg spektra u odnosu na klasičnu pogonsku kartu SG.

U pokaznom primjeru je posebna pažnja posvećena obradi toplinskih i elektromagnetskih prilika u čeonom prostoru stroja, što predstavlja potpuni novum u tvorbi pogonske karte SG. S obzirom da se u normalnim pogonskim uvjetima u kapacitivnom radu nije postigla kritična zagrijanost čeonih dijelova statorskog paketa, postavljena je, i razvijena grafičko-analitička metoda za utvrđivanje graničnog iznosa uzdužne komponente magnetske indukcije. Ova originalna metoda je primjenjiva za bilo koju vrstu SG u slučajevima u kojima u normalnom pogonu nije moguće mjerenjem odrediti granična stanja indukcije i zagrijavanja čeonih dijelova paketa statora.

Na temelju provedenih mjerenja uzdužne komponente magnetske indukcije i pripadne zagrijanosti

The procedures for plotting the APQ of G3 generator at Vinodol HPP, including not only the turbine but also the block transformer, have been conducted first of all with a view to providing concrete instructions, by means of which it is possible to apply the theoretical premises of the APQ formation methodology for a concrete production unit. For the sake of clarity, in applying the procedures of determining the parameters and physical quantities, as well as the procedures of APQ plotting, reference was not always made to alternative versions which may provide a more detailed APQ picture in the capacitive or inductive operation mode, and/or more detailed data for a working point of special interest to a concrete facility. Thus, for example, in plotting the inductive part of APQ the parameter of unsaturated synchronous reactance (which almost wholly meets the plotting requirements in the capacitive mode) was not changing into a saturated synchronous reactance, which would be more in line with the actual developments in this part of APQ, although, theoretically, due to making allowance for saturation, the correction of limitation upon maximal excitation in the first quadrant (over-excitation) is much smaller than the correction of limitation due to the stability limit in the second quadrant (under-excitation).

Nevertheless, in order to ensure APQ display in maximum detail, the presented methodology should be, by taking into account every possible and useful detail, prepared and implemented by means of computer programs as an automatic PQ diagram program (APPOKA).

A major contribution to the quality of APQ is made through concrete instructions given for both the preparations and the placing of appropriate magnetic, thermal and mechanical sensors. By measuring crucial physical quantities in no-load and short-circuit mode, as well as under operating conditions, completely reliable basic data are obtained for plotting APQ of a broader spectrum compared with the classical PQ diagram of the SG.

In the demonstrative example, special attention is paid to dealing with thermal and electromagnetic conditions in the machine's end region, which is a complete novelty in SG APQ formation. Since under normal operating conditions in the capacitive operation the critical heating of the stator package end parts has not been reached, a graphic-analytical method has been laid down and developed to determine the limit value of the longitudinal magnetic induction component. This original method is applicable to any type of SG where in normal operation it is not possible to determine by measurement the limit states of induction and heating of the stator package end parts.



aktivnih dijelova stroja u čeonom prostoru može se zaključiti da su konstrukcija i upotrijebljeni materijali u zoni čeonog prostora za generator G3 u HE Vinodol dobro odabrani. Izmjereni iznosi indukcije i pripadne nadtemperature aktivnih dijelova statora u kapacitivnom radu su daleko izvan teorijske i praktične granice stabilnosti za ovu vrstu konstrukcije hidrogeneratora.

Kao važan zaključak treba istaknuti izvanredno dobro podudaranje numeričkim proračunom i mjerenjem dobivene raspodjele uzdužne komponente magnetske indukcije u čeonom prostoru, što daje veću vjerodostojnost rezultatima numeričkih proračuna.

Pri kraju pokaznog primjera dana je ocjena mehaničkih vibracija statorskog paketa, posebno krajnjih limova, kao kontrolna točka provjere moguće zabrane ili postavljanja ograničenja rada po KPK za slučaj da vibracije prelaze dopuštenu granicu.

Za korisnike u pogonu i/ili vođenju EES-a bila bi još povoljnija varijanta u kojoj bi se svela vizualizacija KPK uz *on-line* prikaz trenutnog položaja radne točke. Ovakvim pristupom bi se ostvarilo korištenje KPK u realnom vremenu, što zahtijeva analogno-digitalnu obradu ključnih fizikalnih veličina i parametara uzetih iz živog pogona. Time bi se na ekranu, pred očima korisnika, mijenjala slika ne samo položaja radne točke nego i prikaz granica KPK u ovisnosti o aktualnim naponskim prilikama. Provedena metodologija tvorbe KPK predstavlja idealnu podlogu za ostvarenje projekta vizualizacije KPK u realnom vremenu.

Based on the performed measurements of the longitudinal magnetic induction component and the pertaining heating of the active parts of the machine in the end region, it can be concluded that the design and used materials in the end region zone for G3 generator at Vinodol HPP have been well chosen. The measured values of induction and pertaining over-temperature of the active parts of stator in capacitive operation are far outside the theoretical and practical stability limit for this type of hydrogenerator design.

An important conclusion worth noting is an exceptionally good congruence of the distribution of the longitudinal magnetic induction component in the end region obtained by numerical calculation and measurement, which makes the results of numerical calculations more credible.

At the end of the demonstrative example an evaluation has been given of the mechanical stator package vibrations, especially of end sheet-metal strips, as a control point to check possible prohibitions or set limitations on APQ-guided operation, should vibrations exceed the permissible limit.

For users in field operation and/or network management, an even more favorable option would be to provide APQ visualization with on-line display of the instantaneous position of the operating point. With such an approach a real-time use of APQ would be made possible, which requires analog/digital processing of key physical quantities and parameters taken from live operation. In that case, on the screen, before the very eyes of the user, the picture would be changing not only of the position of the operating point, but also of the APQ limits in dependence on the actual voltage conditions. The implemented APQ formation methodology makes a perfect basis for the realization of the APQ visualization project in real time.

---

## LITERATURA / REFERENCES

- [1] Ilić, I., et al., Metodologija određivanja korisničke pogonske karte hidroagregata, *Energija*, god. 56(2007), br. 2. / Ilić, I., et al., Methodology for Determining the Actual PQ Diagram of a Hydrogenerator, *Energija*, vol. 56(2007), No. 2

---

Uredništvo primilo rukopis:  
2007-06-25

Prihvaćeno:  
2007-07-11

Manuscript received on:  
2007-06-25

Accepted on:  
2007-07-11

# MODELIRANJE PROJEKTNIH RIZIKA U RAZVOJU PROJEKTA VJETROELEKTRANE

## MODELING PROJECT RISKS IN THE DEVELOPMENT OF A WIND POWER PLANT PROJECT

Mr. sc. Filip Mužinić, Končar-KET,  
Fallerovo šetalište 22, 10000 Zagreb, Hrvatska  
Prof. dr. sc. Davor Škrlec, Sveučilište u Zagrebu,  
Fakultet elektrotehnike i računarstva,  
Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska

Projekt izgradnje vjetroelektrane je višegodišnji složeni projekt, tijekom kojega su sve zainteresirane strane izložene brojnim rizicima od kojih su neki dovoljno značajni da mogu upropastiti projekt. U radu je predložena metodologija modeliranja projektnih rizika u razvoju projekta vjetroelektrane uvažavajući specifične okolnosti u Republici Hrvatskoj. Primijenjena metoda analize rizika pripada skupini probablističkih metoda koje koriste Monte Carlo simulacijsku analizu. Detaljno su opisani identificirani rizici i način provođenja kvalitativne i kvantitativne analize rizika. Na primjeru analize rizika projekata vjetroelektrane 20x1 MW objašnjeni su i ugrađeni u model ekonomski kriteriji za donošenje odluka. Model za analizu rizika projekata vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj izrađen je u Microsoft Excelu i namijenjen je donositeljima odluka i voditeljima projekata. Iako je referentni slučaj u modelu projekt vjetroelektrane u hrvatskim uvjetima, moguće ga je prilagoditi za bilo koje tržište.

The construction of a wind power plant is a complex project that requires many years, during which time all the interested parties are exposed to numerous risks, including some with potentially devastating consequences. In this article, a methodology for modeling project risks in the development of a wind power plant project is presented, taking into account the specific circumstances in the Republic of Croatia. The applied method of risk analysis belongs to the group of probability methods that use Monte Carlo simulation analysis. The identified risks and manner of conducting qualitative and quantitative risk analysis are described in detail. Using the example of the risk analysis of a project for a 20x1 MW wind power plant, the economic criteria for decision making are explained and incorporated in a model. This risk analysis model for the wind power plant projects in the Republic of Croatia is constructed in Microsoft Excel and intended for decision makers and project developers. Although the reference case in the model is wind power plant project in Croatia, it can be adapted to any market whatsoever.

**Ključne riječi:** Monte Carlo analiza, projektni rizici, vjetroelektrana  
**Key words:** Monte Carlo analysis, project risks, wind power plant



## 1 UVOD

Hrvatska ima znatne prirodne potencijale za razvoj projekata vjetroelektrana, a neke procjene govore o minimalno 400 MW komercijalno isplativih vjetroelektrana [1]. Hrvatska je u procesu pridruživanja Europskoj uniji, i prilagođavanje se događa na svim razinama pa tako i u elektroenergetici. Povećanje udjela obnovljivih izvora energije u hrvatskom elektroenergetskom sustavu određeno je kvotom od 5,8 % potrošnje do 2010. godine. Prema izračunu Ministarstva gospodarstva, rada i poduzetništva taj bi udio 2010. godine iznosio 1 139 GWh. Radi se samo o prvoj fazi izgradnje nakon koje će se planirati daljnje povećanje. Budući da trenutačno u Hrvatskoj gotovo da i nema obnovljivih izvora energije, pitanje je hoće li se tako kratak rok dostići, ali se zasigurno može očekivati intenziviranje aktivnosti u idućih 5 – 10 godina. Tehnologija korištenja energije vjetra kao najrazvijenija iz ovog spektra već sada preuzima vodeće mjesto u Hrvatskoj, što se očituje u velikom interesu za izgradnju vjetroelektrana u posljednjih tri do četiri godine. Potencijalni investitori su pokrenuli veliki broj mjerenja vjetrovskih prilika na mogućim lokacijama, a prema nadležnim tijelima su upućeni brojni zahtjevi za priključkom vjetroelektrana. U 2007. godini u Hrvatskoj je stupila na snagu zakonska regulativa (potrebni zakonski podakti) koji omogućuju funkcioniranje tržišta obnovljivih izvora energije.

Projekt izgradnje vjetroelektrane je višegodišnji složeni projekt tijekom kojega su sve zainteresirane strane izložene brojnim rizicima od kojih su neki dovoljno značajni da mogu upropastiti projekt. Procjenjivati vrijeme trajanja faza projekta i troškove na temelju osjećaja nije samo neprofesionalno, već i opasno. Analiza rizika je potrebna da bi investitor i voditelj projekta što bolje predvidjeli i izbjegli buduće probleme.

## 1 INTRODUCTION

Croatia has significant natural potentials for the development of wind power plant projects. Some estimates speak of a minimum of 400 MW of commercially profitable wind power plants [1]. Croatia is in the process of accession to the European Union and adjustments are occurring at all levels, including the electrical energy supply. The quota that has been established for increasing the percentage of renewable energy sources in the Croatian electrical energy system is 5,8 % of total consumption by the year 2010. According to the calculations of the Ministry of the Economy, Labor and Entrepreneurship, this percentage would amount to 1 139 GWh in the year 2010. This concerns only the first phase of construction, after which further increases are planned. Since currently there are practically no renewable energy sources in Croatia, it is a question whether this goal will be achieved during such a short period. Nonetheless, intensification of activities can certainly be anticipated during the next five to ten years. The technology for using wind energy as the most developed of this spectrum has already assumed the lead in Croatia, as evident from the great interest in constructing wind power plants during the past three to four years. Potential investors have instigated large numbers of measurements of the wind conditions in potential locations and have submitted numerous applications to the authorized agencies for the connection of wind power plants. In the year 2007, legal regulations went into effect in Croatia (energy bylaws) that make it possible for the renewable energy sources market to function.

The construction of a wind power plant is a complex project that requires many years during which time all the interested parties are exposed to numerous risks, including some with potentially devastating consequences. Estimating the duration of the project phases and costs on a subjective basis is not only unprofessional but also dangerous. Risk analysis is necessary in order for the investor and project developer to anticipate and avoid future problems to the greatest possible extent.

## 2 INTERESNE STRANE I ODNOSI NA TRŽIŠTU VJETROENERGETIKE

S aspekta projekata vjetroelektrana postoje tri ključne kategorije aktivnosti. Interesne strane u projektu vjetroelektrane ponekad su specijalizirane za pojedinu djelatnost, a ponekad objedinjuju nekoliko njih:

- voditelj projekta (*developer*) – ima glavnu ulogu u projektu. To je poduzeće koje razvija projekte. Njihova aktivnost obuhvaća organiziranje projekta od traženja i odabira lokacije te mjerenja do puštanja u pogon i održavanja. Budući da je tržište vjetroenergetike relativno novo (ne samo za Hrvatske pojmove), voditelji projekta se najčešće bave i traženjem te privlačenjem investitora, organiziranjem investicije (u smislu pokretanja kredita i sl.), a rjeđe i eksploatacijom. Na njima ujedno leži i odluka o odabiru opreme (proizvođača). Voditelja projekta u Europi i svijetu ima mnogo, a većina europskih poduzeća je prisutna na hrvatskom tržištu kroz agente ili poduzeća kćeri,
- proizvođači opreme – uglavnom su uključeni u projekte posredno, budući da se najčešće specijaliziraju za proizvodnju. Ponekad se bave i djelatnostima voditelja projekta, iako je to većinom vezano uz testiranje opreme (prototipa koje nitko neće kupiti prije negoli se dokažu u praksi). Ako se proizvodno poduzeće odluči za bavljenje projektima, najčešće uspostavlja partnerski odnos sa zasebnim poduzećem – voditeljem projekta,
- investitori – vjetroenergetika većinom privlači privatni kapital, što znači da su investitori različiti i ne moraju biti vezani za energetiku. Uobičajeni vidovi financiranja, kao što su krediti poslovnih banaka, funkcioniraju i u projektima vjetroelektrana, ali banke nisu uvijek spremne pratiti ove projekte na odgovarajući način. U zemljama u kojima vjetroenergetika nije nova djelatnost postoje poduzeća koja su se specijalizirala upravo za financiranje projekata u vjetroenergetici i nude vrlo specifične financijske proizvode prilagođene toj djelatnosti. Većina projekata se barem parcijalno financira kreditima financijskih institucija pa su one nezaobilazne kada se govori o investitorima. Budući da se radi o projektima od političkog i javnog interesa (posebno u Europi), a koji ne bi zaživjeli bez poticaja, različite državne i međunarodne institucije su u velikoj mjeri uključene u financiranje (Europska banka za obnovu i razvitak – EBRD, Europska investicijska banka – EIB, Fond za globalnu zaštitu okoliša – GEF).

## 2 INTERESTED PARTIES AND RELATIONSHIPS ON THE WIND ENERGY MARKET

From the aspect of wind power plant projects, there are three key areas of activities. The interested parties in a wind power plant project are sometimes specialized in individual activities and may encompass several of them:

- the project developer – has the main role. This is the enterprise that develops the project. The developer's activity includes the organization of the project from the search for and selection of a location and measurement to placing the plant in operation and maintenance. Since the wind energy market is relatively new, not only in Croatian terms, developers most often are also engaged in seeking and attracting investors, the organization of investment (in the sense of initiating loans etc.), and less frequently in exploitation. They also have the responsibility of deciding upon the choice of equipment (manufacturers). There are many developers in Europe and the world, and the majority of European enterprises are present on the Croatian market through agents or subsidiaries,
- equipment manufacturers – mainly have indirect involvement in projects, since they are most often specialized in production. Sometimes they are also engaged in the activities of project developer, although in the majority of cases this is connected with the testing of equipment (prototypes that no one will buy before they are demonstrated in practice). If a manufacturing enterprise decides to become engaged in projects, it most often establishes a partnership with a special enterprise – a project developer,
- investors – can be varied and need not be connected with energetics, since wind power plants mostly attract private capital. The customary aspects of financing, such as loans from commercial banks, also function in wind power plant projects but banks are not always prepared to follow such projects in a suitable manner. In countries where wind energy is not a new activity, there are enterprises that are specialized precisely in financing wind energy plant projects and offer very specific financial products that are adapted to this activity. The majority of projects are at least partially financed by loans from finance institutions, which are unavoidable when speaking of investors. Since these are projects of political and public interest, especially in Europe, that would not exist without incentives, various countries and international institutions are involved in financing them to a great extent (the European Bank for Research and Development – EBRD, the European Investment Bank – EIB, the Global Environmental Facility – GEF).

Osim navedenih kategorija, postoji velik broj poduzeća koja se bave djelatnostima koje nisu izravno vezane za projekt izgradnje vjetroelektrane kao što su proizvodnja mjerne opreme, mjerenje vjetro potencijala, konzultantske aktivnosti, stručne analize itd.

### 3 ANALIZA RIZIKA

U posljednjih nekoliko desetljeća na tržištu je porasla potreba za upravljanjem rizicima (*risk management*). Za razliku od teorije odlučivanja, upravljanje rizicima usredotočeno je na proučavanje rizika kao ulaznih podataka za proces donošenja odluke. Upravljanje rizicima je dio upravljanja projektom (*project management*).

Postoje brojne definicije upravljanja rizicima od kojih je za potrebe ovog rada najprihvatljivija sljedeća: Upravljanje rizicima je korporativni i sistematski proces za procjenu i utjecanje na rizike i njihove posljedice na ekonomski najprihvatljiviji način, što uključuje adekvatno obrazovane uposlenike [2].

Određena vrsta upravljanja rizicima odvija se u svakoj organizaciji, bez obzira na njezinu veličinu ili djelokrug. Rizici su sastavni dio svakog poslovanja i projekta pa ih je nemoguće zanemariti, ali u većini slučajeva s njima se ne postupa organizirano. Navedena definicija podrazumijeva metodično upravljanje rizicima, nasuprot nasumičnom rješavanju problema i upravljanju rizicima kada se oni već manifestiraju. Organizirano upravljanje rizicima obično se sastoji od sljedećih koraka [1] i [3]:

- identifikacija rizika,
- analiza rizika,
- određivanje reakcija na rizike,
- promatranje rizika,
- izvješćivanje.

Navedeni popis nije konačan i pojedini se dijelovi manje ili više razlažu, ovisno o kvaliteti upravljanja rizicima i potrebama organizacije. Ovaj se rad primarno bavi analizom rizika pa su ostali dijelovi procesa zanemareni.

Analiza rizika može biti više ili manje složen postupak. Načelno ju je moguće podijeliti na kvalitativnu i kvantitativnu analizu, iako navedene etape variraju u detaljima, ovisno o odabranoj metodi analize rizika.

In addition to the above categories, there are a large number of enterprises engaged in activities that are not directly connected with a project of constructing a wind power plant, such as the manufacture of measuring devices, the measurement of wind potentials, consulting activities, professional analyses etc.

### 3 RISK ANALYSIS

In the past several decades, the need for risk management has grown on the market. Unlike the theory of decision making, risk management is focused on studying risks as input data for the decision making process. Risk management is a part of project management.

There are numerous definitions of risk management, of which the following is the most suitable for this article: Risk management is a corporate and systematic process for assessing and addressing the impact of risks in a cost-effective way and having staff with the appropriate skills to identify and assess the potential for risks to arise [2].

A specific type of risk management occurs in every organization, regardless of its magnitude and scope. Risks are an integral part of every operation and project, which are impossible to ignore, but in the majority of cases are not approached in an organized manner. The cited definition implies methodical risk management, the opposite of random problem solving and risk management when the risks are already manifested. Organized risk management generally consists of the following steps, [1] and [3]:

- risk identification,
- risk analysis,
- risk response,
- risk monitoring, and
- reporting.

This list is not final and individual parts more or less vary, depending upon the quality of the risk management and the organizational requirements. This article is primarily concerned with risk analysis, so that other parts of the process are neglected.

Risk analysis can be a more or less complex procedure. In principle, it can be divided into qualitative and quantitative analyses, although these stages vary in the details, depending upon the selected method of risk analysis.

### 3.1 Odabrana metoda analize rizika

Analiza rizika je složen proces koji je, ovisno o potrebama, moguće organizirati na različite načine. Postoje brojne institucije koje se bave standardizacijom upravljanja i analize rizika. Najraširenije metode analize rizika su [3] i [4]:

- 1) testiranje ekstremnih događaja (*stress testing*),
- 2) testiranje scenarija,
- 3) metoda srednji-optimistični-pesimistični slučaj,
- 4) analiza osjetljivosti,
- 5) *Value at Risk* (VaR metoda),
- 6) standard AS/NZS 4360 (Australija i Novi Zeland),
- 7) metoda PMBOK (*Project Management Body of Knowledge*, Project Management Institute – PMI, SAD).

Navedene metode rangirane su od jednostavnih od 1) do 4) prema složenijima od 5) do 7). Složene metode mogu sadržavati i neke jednostavne, kao fazu postupka analize rizika.

Cilj moderne analize rizika jest dati donositelju odluke preciznu informaciju sadržanu u gustoći razdiobe vjerojatnosti kriterijske varijable. Ovaj pristup je suprotan tradicionalnim metodama kod kojih se odluka donosi na temelju pojedinačne procjene, kao što je srednji-pesimistični-optimistični slučaj. Nadalje, metoda analize rizika mora omogućiti proces rigoroznog i logičkog računalnog modeliranja procesa kako bi se dobila razdioba vjerojatnosti kriterijske varijable.

Osnovni koraci odabranog procesa su:

- 1) identificirati kriterijsku varijablu i relevantne varijable koje na nju utječu,
- 2) opisati određivanje razdiobe vjerojatnosti za relevantne varijable,
- 3) ispitati i ustanoviti veze (potencijalne zavisnosti) između pojedinih varijabli,
- 4) ocijeniti razdiobe vjerojatnosti za sve relevantne varijable koje utječu na kriterijsku varijablu,
- 5) odrediti razdiobu vjerojatnosti kriterijske varijable koristeći Monte Carlo tehniku,
- 6) evaluirati projekt koristeći informacije sadržane u razdiobi vjerojatnosti kriterijske varijable.

Prema podjeli analize rizika na kvalitativnu i kvantitativnu analizu, koraci od 1) do 3) predstavljaju kvalitativnu analizu rizika, a 4) i 5) kvantitativnu.

Slika 1 daje shematski prikaz metode odabrane za analizu rizika projekata vjetroelektrana u Hrvatskoj.

### 3.1 The selected method of risk analysis

Risk analysis is a complex process that, depending upon the requirements, can be organized in various ways. There are numerous institutions that are engaged in standardization of risk management and analysis. The most widespread risk analysis methods are [3] and [4]:

- 1) stress testing (the testing of extreme events),
- 2) scenario analysis,
- 3) the mean-optimistic-pessimistic case method,
- 4) sensitivity analysis,
- 5) the Value at Risk (VaR method),
- 6) the AS/NZS 4360 standard (Australia and New Zealand),
- 7) Project Management Body of Knowledge – PMBOK, Project Management Institute – PMI, USA.

The above methods are ranked from the simplest, 1) to 4), to the more complex, 5) to 7). The complex methods may also contain some simple ones, as a phase in the risk analysis procedure.

The goal of modern risk analysis is to provide the decision maker with precise information contained in the density of the probability distribution of the criterion variable. This approach is contrary to the traditional methods, with which decisions are made on the basis of individual assessments, such as the mean-pessimistic-optimistic case method. Furthermore, the risk analysis method must facilitate a rigorous and logical computer modeling process in order to obtain the probability distribution of the criterion variable.

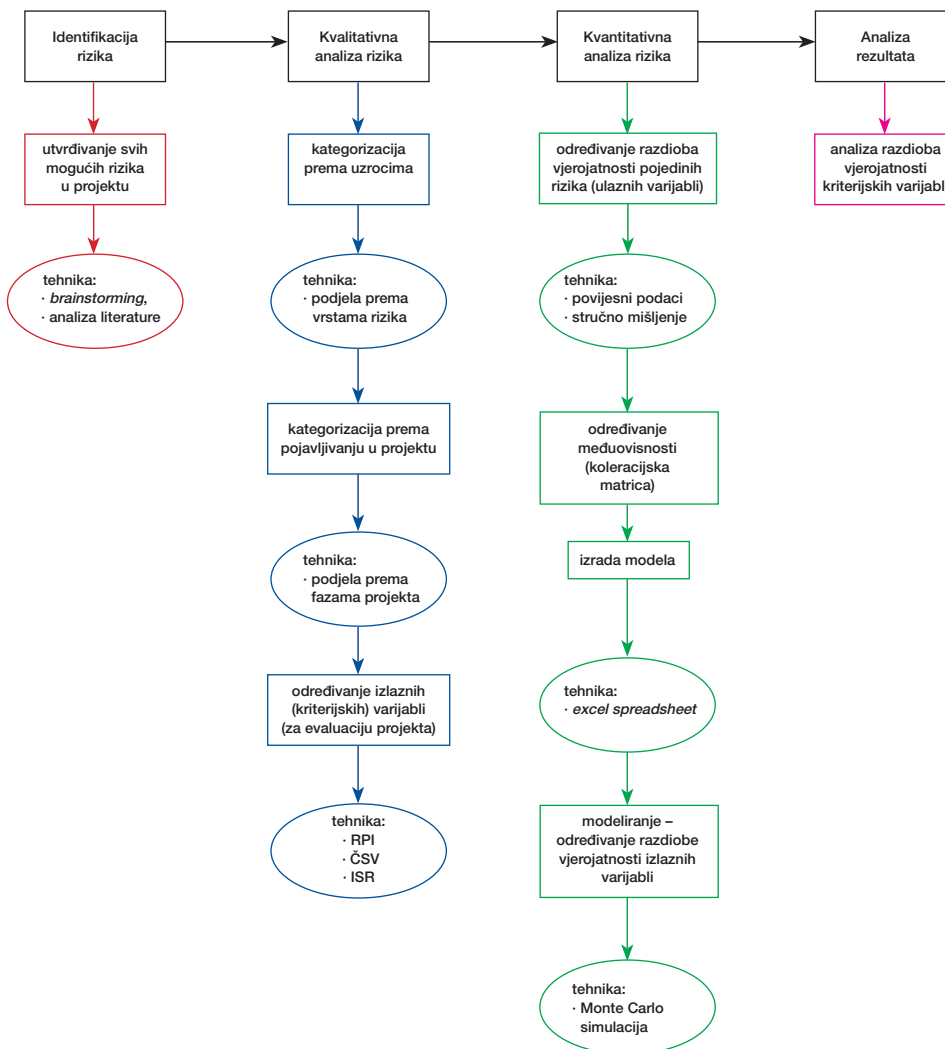
The basic steps in the selected process are as follows:

- 1) to identify the criterion variable and relevant variables that affects it,
- 2) to describe the determination of the probability distribution of the relevant variables,
- 3) to investigate and determine the connection (potential dependence) among individual variables,
- 4) to assess the probability distributions for all the relevant variables that affect the criterion variable,
- 5) to determine the probability distribution of the criterion variable, using the Monte Carlo technique,
- 6) to evaluate a project using information contained in the probability distribution of the criterion variable.

According to the division of risk analyses into qualitative and quantitative analyses, steps 1) to 3) represent qualitative risk analysis and steps 4) and 5) represent quantitative.

Figure 1 provides a schematic presentation of the method chosen for the risk analysis of the wind power plant projects in Croatia.

**Slika 1**  
 Prikaz odabrane metode za analizu rizika  
 Figure 1  
 Presentation of the method chosen for the risk analysis



### 3.2 Kvalitativna analiza rizika

Kvalitativna analiza rizika uključuje različite metode određivanja važnosti identificiranih rizika i predstavlja pripremu za daljnju analizu, koliko god detaljna ona bila. Sastavni dijelovi kvalitativne analize su procjena utjecaja rizika na projekt i procjena vjerojatnosti pojavljivanja rizika, ali i tolerancija na rizik, troškovi itd.

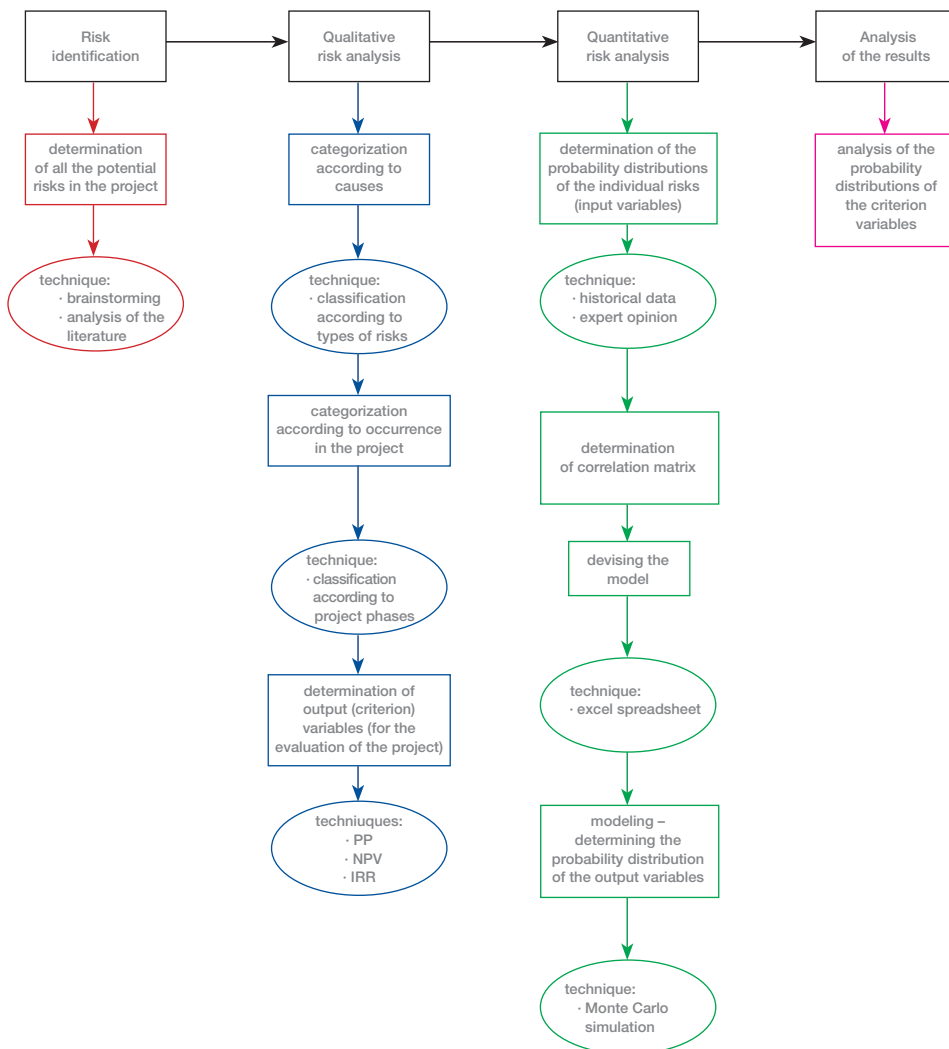
Kvalitativna analiza može uključivati intervjuiranje stručnjaka i procjenu kvalitete dostupnih informacija o pojedinom riziku. Rezultate kvalitativne analize rizika potrebno je revidirati s vremenom, budući da se oni mijenjaju kako projekt odmiče.

### 3.2 Qualitative risk analysis

Qualitative risk analysis includes various methods for determining the importance of identified risks and represents preparation for further analyses, however complicated they may be. Assessments of the risk impact upon a project and the probability of risk occurrence, risk tolerance, costs etc. are integral parts of qualitative analysis.

Qualitative risk analysis can include the interviewing of experts and assessment of the quality of available information on an individual risk. The results of qualitative risk analysis must be revised with time, since they change as a project progresses.





Rezultati kvalitativne analize rizika mogu uključivati:

- ljestvicu rizika poredanih po utjecaju i vjerojatnosti pojavljivanja,
- grupiranje rizika prema kategorijama, bilo da se radi o njihovim uzrocima ili mogućim reakcijama na rizike,
- listu rizika koji zahtijevaju hitnu reakciju,
- praćenje promjena pojedinih rizika s vremenom.

Načini klasifikacije rizika su uistinu različiti i mnogobrojni. Podjele u prvom redu ovise o gledištu s kojeg se vrši analiza. Tako će se razvrstavanje i procijenjeni utjecaj rizika razlikovati za financijske

The results of qualitative risk analysis can include the following:

- a risk scale according to the impact and probability of occurrence,
- grouping risks according to categories, either their causes or potential reactions to risks,
- a list of risks that require an urgent reaction, and
- monitoring changes in individual risks over time.

The ways of classifying risk are indeed varied and numerous. Classifications primarily depend upon the viewpoint from which the analysis is conducted. Thus, the classification and assessment of risks will differ for financial institutions, developers or, for

institucije, voditelje projekata ili npr. državnu administraciju. U ovom je radu prednost dana gledištu koje se u literaturi obično pridjeljuje voditelju projekta, ali se pojedini komercijalni (investitorski) utjecaji ne mogu zanemariti pa su uključeni.

Osnovna podjela rizika u projektima vjetroelektrana je [5]:

- projektni,
- tržišni,
- tehnički,
- politički,
- administrativni.

Utjecaj većine navedenih rizika ovisi o specifičnostima projekta pa je ovdje dana dovoljno općenita analiza. Ipak treba napomenuti da su projektni i tehnički rizici većinom zajednički svim projektima vjetroenergije, budući da ne ovise o političkoj situaciji ili uređenju tržišta. S druge strane, tržišni i politički rizici se bitno razlikuju za pojedine zemlje.

Način podjele nije toliko važan koliko pravilno razmještanje rizika s obzirom na njihovo pojavljivanje u projektu. Projekt vjetroelektrane može se podijeliti u četiri faze [6]:

- pripremna faza,
- faza građenja,
- faza eksploatacije,
- faza razgradnje (*de-commissioning*).

Prihod nastaje samo u fazi eksploatacije. Ostale faze ne donose prihod, već naprotiv, samo troškove i rizike.

### 3.2.1 Rizici u pripreмноj fazi projekta

Planiranje, izrada investicijskog plana, financijska analiza, mjerenje vjetro potencijala je vjerojatno najkompleksniji dio projekta i također dio u kojem se pojavljuje najveći broj rizika. To je logično budući da se radi o prvoj fazi projekta, a rizike je moguće izbjeći samo ako ih se od početka uzme u obzir i analizira.

Rizici u pripreмноj fazi projekta prikazani su u tablici 1.

example, the state administration. In this article, preference is given to the viewpoint which in the literature is generally attributed to the project developer. However, individual commercial (investor) influences cannot be neglected and are therefore included.

The basic risk classifications in wind power plant projects are as follows [5]:

- project,
- market,
- technical,
- political, and
- administrative.

The impact of the majority of the cited risks depends upon the specific characteristics of a project, so that a fairly general analysis is provided here. Nonetheless, it is necessary to mention that project and technical risks are for the most part common to all wind energy projects, since they do not depend upon the political situation or market organization. From the other side, market and political risks vary considerably for individual countries.

The manner of classification is not as important as the correct allocation of risks, taking their occurrence in the project into account. A wind power plant project can be divided into four phases [6]:

- preparatory phase,
- construction phase,
- exploitation phase, and
- decommissioning phase.

Revenue only occurs during the exploitation phase. The other phases do not provide revenue but, on the contrary, only costs and risks.

### 3.2.1 Risks in the preparatory phase of a project

Planning, the devising of an investment plan, financial analysis and the measurement of wind potential probably represent the most complex part of the project and also the part in which the largest number of risks occur. This is logical, since it concerns the first phase of a project, and risks can only be avoided if they are taken into account and analyzed at the beginning.

The risks in the preparatory phase of a project are presented in Table 1.

Tablica 1 – Rizici u pripremnoj fazi projekta  
Table 1 – Risks in the preparatory phase of a project

Etapa / Stage	Aktivnosti / Activities	Uzroci rizika / Causes of risk
Odabir lokacija za mjerenje / Selection of a location for measurement	Procjena vjetroprilika za potrebe odabira lokacija na kojima će se vršiti mjerenja / Assessment of the wind conditions for the purposes of selecting locations at which measurements will be performed	– kvaliteta i reference stručnjaka / quality and references of experts
	Prostorno-planska dokumentacija / Physical planning documentation	– zaštićenost zemljišta (često u Republici Hrvatskoj) / land protection (frequently in the Republic of Croatia) – nemogućnost promjene prostornih planova (VE vjerojatno nije predviđena) / impossibility of changing physical plans (wind energy plant is probably not anticipated)
	Imovinsko-pravni odnosi / Property-legal relations	– negativan stav vlasnika prema planiranom projektu / negative attitude of the owners toward the planned project – nerazumni zahtjevi za naknadom / unreasonable demands for compensation – neriješena imovinska situacija / unresolved property situation
	Procjena elektroenergetskih prilika u mreži / Assessment of electrical energy conditions in the network	– loše stanje mreže / poor network condition – udaljeno mjesto priključka / distant connection point – potreba za nadogradnjom mreže / necessity for upgrading the network
	Uspostavljanje odnosa sa lokalnom zajednicom / Establishment of relations with the local community	– protivljenje lokalne zajednice / opposition from the local community – troškovi zbog dobivanja suglasnosti / costs due to obtaining approvals
	Ekološka pitanja / Ecological question	– postojanje zaštićene flore i faune / the existence of protected flora and fauna – posebni uvjeti pri gradnji na lokaciji / special conditions for building on the location
	Utvrđivanje pristupačnosti lokacije / Determination of the accessibility of the location	– nepostojanje putova koji bi zadovoljili potrebe izgradnje VE / the absence of routes that would meet the requirements for the construction of a wind power plant
Mjerenje vjetro potencijala / Measurement of wind potential	Mjerenje vjetro potencijala / Measurement of the wind potential	– nekvalitetno mjerenje / poor quality measurements
	Analiza mjernih podataka / Analysis of the measured data	– nekvalitetna obrada podataka / poor quality data processing
Aktivnosti nakon odabira lokacije, a paralelno s mjerenjem vjetro potencijala / Activity after the selection of the location, parallel with the measurement of the wind potential	Monitoring flore i faune / Monitoring flora and fauna	– može ustanoviti negativan utjecaj vjetroelektrane na floru i faunu / possibility of establishing the negative impact of the wind power plant on flora and fauna
	Izmjena prostornih planova / Amendments to physical plans	– nepredvidivo trajanje (minimalno 6 mjeseci) / unpredictable duration (a minimum of 6 months) – troškove snosi investitor / investor bears the costs – loši odnosi s lokalnom samoupravom mogu rezultirati produžavanjem postupka / poor relations with the local self-management can result in the prolongation of the procedure – greške tijekom izmjene / errors during amendment
	Istraživanje mogućnosti priključka / Investigation of potential connections	– zahtjevi za financiranjem nadogradnje mreže od strane operatora / requirements for financing the upgrading of the network by the operator
	Izrada SUO / Preparation of an environmental impact study	– može ustanoviti negativan utjecaj na okoliš / possibility of determining a negative impact upon the environment

Odabir vjetroagregata (opreme) / Selection of a wind turbine (equipment)	Određivanje parametara vjetroagregata [7] / Determination of the wind turbine parameters [7]	– krivi odabir bilo kojeg od parametara vjetroagregata može upropastiti projekt / incorrect choice of any of the parameters of the wind turbine can devastate the project
	Odabir dobavljača / Selection of supplier	– odabir nekvalitetnog dobavljača / the selection of a poor quality supplier
Ishođenje lokacijske dozvole / Obtaining a location permit	Izrada idejnog projekta / Preparation of the preliminary design	– uz kvalitetnog projektanta, rizici su minimalni / with a quality project designer, risks are minimal – nužna suradnja idejnog projektanta s izrađivačem SUO / necessary cooperation between the project designer and the author of the environmental impact study
	Procjena utjecaja na okoliš / Assessment of environmental impact	– izmjena rasporeda vjetroagregata zbog vizualnog utjecaja na okoliš (uzrokuje izmjene idejnog projekta) / change in the placement of the wind turbines due to the visual impact on the environment (requires changes in the preliminary design) – zahtjevi za dopunjavanjem SUO (dugotrajno) / requirements for amendments to the environmental impact study (long-term)
	Rješavanje imovinsko-pravnih pitanja / Resolution of property-legal questions	– nemogućnost dobivanja prava građenja / the impossibility of obtaining building rights – zahtjevi za nerazumnim naknadama / requirements for unreasonable compensations
	Podnošenje zahtjeva za izdavanjem lokacijske dozvole / Submitting application for obtaining a location permit	– dugo trajanje postupka (minimalno 2 mjeseca) / long procedure (minimum of 2 months) – zahtjevi za izmjenama idejnog projekta / requirements for amending the preliminary design – odbijanje izdavanja lokacijske dozvole / refusal to grant a location permit
Ishođenje građevinske dozvole / Obtaining a building permit	Izrada glavnog projekta / Preparation of the main project	– izmjene projekta ovisno o posebnim uvjetima (HEP, MUP, Hrvatske vode, Hrvatske šume, itd.) / amendments to the project, depending on special conditions (HEP, the Ministry of the Interior, Croatian Waters, Croatian Forests etc.)

### 3.2.2 Rizici u fazi izgradnje

Ako je pripremna faza napravljena dobro, ovdje ne treba očekivati nikakve posebne rizike u odnosu na bilo koji građevinski projekt. Statistike za EU govore da se vrijeme građenja kopnene vjetroelektrane kreće između pola godine i godinu dana.

Tablica 2 daje rizike projekta u fazi izgradnje.

### 3.2.2 Risks in the construction phase

If the preparatory phase is executed well, no special risks need to be anticipated here in relation to any construction project whatsoever. Statistics for the EU show that the time required for the construction of a wind power plant on land ranges from between a half a year to a year.

Table 2 presents the project risks during the construction phase.

Tablica 2 – Rizici u fazi izgradnje  
Table 2 – Risks during the construction phase.

Etapa / Stage	Aktivnosti / Activities	Uzroci rizika / Causes of risk
Građevinski radovi / Construction work	Izrada putova i cesta / Construction of routes and roads	– nepredviđeni problemi s terenom / unforeseen problems from the terrain
	Izrada temelja / Foundation construction	– greške u izradi temelja mogu biti fatalne / errors in the construction of the foundation can be fatal
Montaža agregata / Turbine installation	Doprema opreme / Equipment delivery	– oprema mora dolaziti po JIT ( <i>just in time</i> ) načelu jer inače dolazi do troškova držanja dizalica i ekipe na terenu / equipment must come according to the just in time (JIT) principle because otherwise there are costs for maintaining the cranes and team on the terrain
	Montaža / Installation	– montažu radi dobavljač pa on preuzima sve rizike / installation is performed by the supplier, who assumes all the risks

### 3.2.3 Rizici u fazi eksploatacije

U fazi rada vjetroelektrane javljaju se većinom tehnički i tržišni rizici. Svi rizici u ovoj fazi vezani su za rizike u proizvodnji i isporuci električne energije. Problemi nastaju kada vjetroelektrana ne radi ili kada proizvodnja energije ne ostvaruje zaradu.

Tablica 3 prikazuje rizike vezane uz eksploataciju.

### 3.2.3 Risks in the exploitation phase

In the phase of the operation of a wind power plant, mostly technical and market risks occur. All the risks in this phase are connected with risks in the production and delivery of electrical energy. Problems occur when a wind power plant is not operating or when the production of energy does not create earnings.

Table 3 presents risks connected with exploitation.

Tablica 3 – Rizici u fazi eksploatacije vjetroelektrane  
Table 3 – Risks in the exploitation phase of a wind power plant

Etapa / Stage	Aktivnosti / Activities	Uzroci rizika / Causes of risk
Eksploatacija / Exploitation	Proizvodnja energije / Energy production	– loše vjetroprilike / poor wind conditions – kvarovi opreme / equipment breakdowns
	Sudjelovanje na energetskom tržištu / Participation on the energy market	– smanjenje poticaja (cijene energije) ispod prihvatljive razine / reduction in incentive (energy price) below an acceptable level

### 3.3 Kvantitativna analiza rizika

Kvantitativna analiza rizika se vrši na rizicima koji su odabrani kvalitativnom analizom kao najznačajniji za projekt. U ovom dijelu postupka detaljno se analiziraju ti rizici i svakom se dodjeljuju numeričke vrijednosti. Kvantitativna analiza koristi tehnike poput Monte Carlo analize ili analize stabla događaja [3].

U matematičkim proračunima, nesigurnosti su predstavljene slučajnim varijablama (varijablama koje poprimaju nepredvidive vrijednosti). Slučajne varijable je moguće odrediti samo vjerojatnostima kojima one poprimaju neku vrijednost. Rizici se

### 3.3 Quantitative risk analysis

Quantitative risk analysis is performed for risks that are selected by qualitative analysis as the most significant for the project. In this part of the procedure, these risks are analyzed in detail and each is assigned a numerical value. Quantitative analysis uses techniques such as Monte Carlo analysis or event tree analysis [3].

In mathematical calculations, uncertainties are represented by random variables (variables that assume unpredictable values). Random variables can only be determined by the probabilities according to which they assume a value. Risks occur precisely

pojavljaju upravo zbog nesigurnosti pa je zbog toga veličina nekog rizika povezana s nekoliko slučajnih varijabli. Koristeći tehnike iz teorije vjerojatnosti, moguće je odrediti razdiobu vjerojatnosti nekog rizika, pod uvjetom da su poznate razdiobe vjerojatnosti nesigurnih varijabli koje taj rizik uzrokuju. Eventualne međuodnose spomenutih nesigurnosti također treba uzeti u obzir [8].

Razdiobe vjerojatnosti neke varijable mogu biti različite, ali se u analizi rizika koristi tek ograničen broj najpoznatijih. Naravno, na tržištu se mogu naći skupi i kompleksni modeli koji nude korisniku izbor iz gotovo neograničenog spektra funkcija, no za razumljivu i preglednu analizu dovoljno je poznavati nekoliko osnovnih (Poissonova, eksponencijalna, Gaussova, itd.).

Rizik koji postoji u nekom projektu mjeri se vjerojatnošću pojave neželjenog događaja. Dakle, potrebno je odabrati neželjeni događaj koji će u analizi biti kriterij za procjenu rizičnosti projekta. Matematički gledano, radi se o jednoj varijabli koja će u konačnici predstavljati mjeru rizičnosti. Ta ključna varijabla (kriterijska varijabla) funkcija je pojedinih rizika (relevantnih varijabli) koji su u matematičkom modelu predstavljeni svojim razdiobama vjerojatnosti [9].

Potrebno je izvršiti sumiranje ili agregaciju funkcija vjerojatnosti rizičnih varijabli. Taj postupak je jednostavan ako su funkcije jednake i ako imaju osobinu reproduktivnosti, to jest ako je zbroj dviju ili više funkcija nekog tipa opet funkcija tog istog tipa. To svojstvo imaju normalna, binomna i poissonova razdioba, ali npr. eksponencijalna nema. Budući da je mala vjerojatnost da sve varijable u modelu budu istog tipa, za agregaciju funkcija se koriste kompleksne računalne metode od kojih je najmodernija i u zadnje vrijeme najviše korištena Monte Carlo metoda [9].

Slika 2 prikazuje kvantitativnu analizu rizika kako ju definira standard AS/NZS 4360 u točki 3 [3].

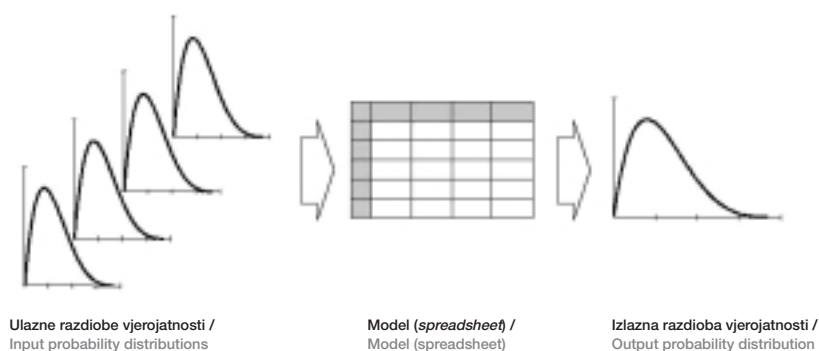
due to uncertainty and therefore the magnitude of a risk is connected with several random variables. Using techniques from the theory of probability, it is possible to determine the probability distribution of a given risk, provided that the probability distributions are known of the uncertain variables that cause this risk. The eventual relationships among these uncertainties should also be taken into consideration [8].

The probability distributions of a variable can vary but only a limited number of the best known are used in risk analysis. Naturally, on the market it is possible to find expensive and complex models that offer the user a selection from nearly an unlimited spectrum of functions. However, for a comprehensible and clear analysis, it is sufficient to be acquainted with several basic ones (Poisson, exponential, Gauss etc.).

The risk that exists in a project is measured by the probability of the occurrence of an undesired event. Thus, it is necessary to select the undesired event that will be the criterion for the assessment of the project risk in the analysis. Viewed mathematically, this concerns one variable that will represent the measure of risk. This key variable (criterion variable) is a function of individual risks (relevant variables) that in a mathematical model are represented by their probability distributions [9].

It is necessary to perform a summation or aggregation of the probability functions of the risk variables. This procedure is simple if the functions are equal and if they have the property of reproducibility, i.e. if the sum of two or more functions of a type is a function of the same type. Normal, binomial and Poisson distributions have this property but, for example, exponential distribution does not. Since there is little likelihood that all the variables in a model would be of the same type, complex computer methods are used for an aggregation, of which the most modern and in recent times the most popular is the Monte Carlo method [9].

Figure 2 presents the quantitative risk analysis as defined by standard AS/NZS 4360 in Item 3 of [3].



### 3.4 Evaluacija rizika

Procjena rizika i predviđanje njihove razdiobe vjerojatnosti nije dovoljna za modeliranje. Rizike je potrebno vrednovati prema nekom kriteriju. Za slučaj projekata kao što su projekti u vjetroenergetici, najčešće se primjenjuje ekonomski kriterij. Dakle, odluke se donose na temelju ekonomske isplativosti predviđenih rezultata. Utjecaj pojedinog rizika potrebno je izraziti preko utjecaja na neku od veličina ekonomskog vrednovanja projekta i zatim analizirati njihovu ovisnost.

Razvojem menadžerskog pristupa financiranju i projektima razvio se cijeli niz metoda financijskog odlučivanja [10] i [11]. Pri odabiru metode za evaluaciju projekta s gledišta analize rizika treba voditi računa o potencijalnim korisnicima modela. Donositelji odluka ne moraju biti i vrlo često nisu stručnjaci za ekonomsku znanost. Tako su u ovom radu odabrane tri temeljne metode financijskog odlučivanja.

Bit ocjene rentabilnosti (ekonomska ocjena za investitora) jest u procjeni povećava li se materijalna osnova projekta ili smanjuje kada se uzme u obzir cijeli vijek projekta. U dinamičkom pristupu ocjeni ekonomskog doprinosa projekta korištene su sljedeće metode [10] i [11]:

- metoda razdoblja povrata investicijskih ulaganja,
- metode diskontiranih tokova novca, i to nakon opozivanja:
  - interna stopa povrata i
  - čista sadašnja vrijednost.

### 3.4 Risk evaluation

The assessment of risks and the prediction of their probability distribution are not sufficient for modeling. Risks must be assessed according to some criterion. In the case of projects such as wind energy plants, economic criteria are most commonly used. Decisions are made on the basis of the profitability of the forecast results. The impact of an individual risk must be expressed through the impact upon some of the values of the economic assessment of the project and then their dependence should be analyzed.

Through the development of a managerial approach to financing and projects, an entire series of methods of financial decision making have been developed [10] and [11]. In selecting methods for the evaluation of a project from the viewpoint of risk analysis, it is necessary to take account of the potential users of the model. Decision makers do not have to be and very often are not experts in economic science. Therefore, three fundamental methods have been selected in this article for financial decision making.

The essence of profitability assessment (economic assessment for the investor) is to assess whether there is an increase or decrease in the material basis of a project when the entire lifetime of the project is taken into account. In the dynamic approach to the assessment of the economic contribution of a project, the following methods are used [10] and [11]:

- the payback period method,
- the discounted cash flows method, after taxation:
  - the internal rate of return, and
  - the net present value.

## 4 MODEL ZA KVANTITATIVNU ANALIZU RIZIKA

Model za analizu rizika projekata vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj izrađen je u Microsoft Excelu. Odabir programskog paketa uvjetovan je njegovom rasprostranjenosti. Model je namijenjen donositeljima odluka i voditeljima projekata te je stoga ključno da bude što jednostavniji za korištenje. Excel je vrlo raširen i korišten programski alat i većina je ljudi dobro upoznata s njegovim osnovnim funkcijama i mogućnostima. Korištenje ovog modela ne zahtijeva napredno korištenje Excela, iako je preporučljivo upoznati se s elementima programskog alata koji su opisani u daljnjem tekstu. Za detaljno prilagođavanje i mijenjanje modela ipak je nužno minimalno obrazovanje u vidu nekog od dostupnih tečajeva za napredno korištenje Excela u trajanju od nekoliko tjedana.

### 4.1 Programski dodaci korišteni pri razvoju modela

Pri izradi modela korišteni su programski dodaci (*add-in*) koji su dio potpune instalacije programskog paketa Excel. Također je izvršena nadogradnja pomoću *shareware* programskih dodataka i jednog *emailware*. Svi navedeni programski dodatci dostupni su na Internet stranicama vezanim uz Excel.

*Add-in* je program koji dodaje proizvoljne funkcije i proširuje mogućnosti Excela. *Add-in* sadrži set funkcija i oruđa koji omogućuju skraćivanje koraka pri razvoju kompleksnih analiza. Excel podržava tri tipa dodataka: Excel *add-in*, COM (*Component Object Model*) *add-in* i automatski *add-in*. Model razvijen u ovom radu podrazumijeva ugradnju Excel i COM dodataka. Excel *add-in* ima ekstenziju *\*.xla*, COM *add-in* ima ekstenziju *\*.dll* ili *\*.exe*. Za ispravno funkcioniranje predmetnog modela potrebno je instalaciju Excel programa upotpuniti sljedećim dodacima:

- *Analysis ToolPak add-in* je paket financijskih, statističkih i inženjerskih funkcija koji je dio potpune instalacije Excela,
- VBA *add-in* omogućuje izradu vlastitih *macro* potprograma u *Visual Basic* programskom jeziku koji se ponašaju kao obične Excel funkcije. Ovaj dodatak nije dio standardne instalacije Excela pa ga je potrebno dodati,
- *Solver add-in* računa rješenja u što-ako analizi. Također nije dio standardne instalacije Excela pa ga je potrebno dodati,
- *Microsoft Office Web Components* (OWC) je kolekcija COM *add-in* dodataka koji omogućuju objavljivanje Excel stranica i tablica na internetu [12],

## 4 MODEL FOR QUANTITATIVE RISK ASSESSMENT

A model for the analysis of the risk of a wind power plant projects in the Republic of Croatia has been prepared in Microsoft Excel. The selection of the program package was determined by its popularity. The model is intended for decision makers and project developers. Therefore, it is crucial for it to be as simple as possible to use. Excel is a very popular software tool and the majority of people are well acquainted with its basic functions and possibilities. The use of this model does not require the use of advanced Excel functions, although becoming acquainted with the elements of the software tool that are described later in the text is recommended. For the detailed adaptation and modification of the model, minimum training is required such as that available from courses in the advanced use of Excel, which last for several weeks.

### 4.1 Software add-ins used in the development of the model

In developing the model, software add-ins were used that are part of the complete Excel package. Furthermore, upgrading was performed using shareware software add-ins and one emailware. All the cited software add-ins are available on the Web pages connected with Excel.

An add-in is a program that adds arbitrary functions and expands the possibilities of Excel. An add-in contains a set of functions and tools that makes shortcuts possible in the development of complex analyses. Excel supports three types of add-ins: Excel add-in, the Component Object Model (COM) add-in and the automatic add-in. The model referred to in this article presumes the installation of Excel and the COM add-ins. Excel add-ins have the extension *\*.xla*, COM add-ins have the extension *\*.dll* or *\*.exe*. For the correct function of this model, it is necessary to install the Excel program with the following add-ins:

- The Analysis ToolPak add-in is a package of financial, statistical and engineering functions that is a part of full Excel installation,
- The VBA add-in makes it possible to devise your own macro subprograms in the Visual Basic programming language, which behave like ordinary Excel functions. This add-in is not part of the standard Excel installation and must be added,
- The Solver add-in calculates solutions in what-if analysis. It is also not part of the standard Excel installation and must be added,
- Microsoft Office Web Components (OWC) are a collection of Component Object Model (COM) add-ins that facilitates the publication of Excel pages and tables on the Internet [12],



- *SimulAr add-in* je dodatak koji omogućuje Monte Carlo analizu [13].

#### 4.2 Opis modela

Model analize rizika za projekte vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj koristi Monte Carlo analizu kao temeljni postupak pri proračunu gustoće vjerojatnosti pojedinih varijabli. Ova metoda podrazumijeva dodjeljivanje razdioba vjerojatnosti varijablama modela koje predstavljaju rizike te zatim generiranje slučajnih brojeva u okviru odabranih razdioba vjerojatnosti kako bi se simulirali budući događaji.

Koraci pri simuliranju su sljedeći:

- definiranje ulaznih varijabli,
- definiranje izlaznih (promatranih) varijabli,
- unošenje korelacijskih koeficijenata (proizvođan korak),
- simuliranje,
- prikaz rezultata.

Model je testiran na primjeru 20 vjetroagregata jedinične snage 1 MW sa životnim vijekom od 25 godina.

#### 4.3 Definiranje ulaznih varijabli

Ulazne varijable modela su rizici za koje se vjeruje da će u budućnosti imati utjecaj na projekt. Svi rizici su pretvoreni u novčane jedinice kako bi se njihov utjecaj mogao prikazati promjenama financijskih pokazatelja projekta. Svakom od navedenih rizika pridružena je razdioba vjerojatnosti. Model nudi mogućnost za unošenje 500 ulaznih varijabli i pridruživanje 20 različitih razdioba vjerojatnosti.

Raspoložive razdiobe vjerojatnosti su: normalna, trokutasta, uniformna, beta, kvadratna, log-normalna, lognormalna kvadratna, gama, logistička, eksponencijalna, studentova, usporedna, weibullova, rayleigheva, binomna, negativna binomna, geometrijska, poissonova, diskretna i diskretno uniformna.

Ulazne varijable modela su kako slijedi:

- godišnja proizvodnja,
- mjerenje vjetropotencijala,
- promjena prostornog plana,
- geodetska snimka,
- lokacijska dozvola,
- građevinski radovi,
- priključak na mrežu,
- priključna TS.

- The *SimulAr add-in* is for Monte Carlo analysis [13].

#### 4.2 Model description

The risk analysis model for the wind power plant projects in the Republic of Croatia uses Monte Carlo analysis as the basic procedure in the calculation of the probability density of individual variables. This method implies assigning probability distributions to the model variables, which represent risks, followed by the generation of random numbers within the framework of the selected probability distributions in order to simulate future events.

The steps in simulation are as follows:

- the definition of the input variables,
- the definition of the output (observed) variables,
- the entry of correlation coefficients (arbitrary step),
- simulation, and
- the presentation of the results.

The model has been tested on a sample of 20 wind turbines, each with a 1 MW power rating and a lifetime of 25 years.

#### 4.3 Definition of input variables

The input variables of the model are risks that are believed to have a future impact on the project. All risks are transformed into monetary units in order for their impact to be presented as changes in the financial indices of the project. Each of the cited risks is associated with probability distribution. The model offers the option of entering 500 input variables and 20 different associated probability distributions.

The available probability distributions are as follows: normal, triangular, uniform, beta, square, log-normal, log-normal square, gamma, logistical, exponential, student, comparative, Weibull, Rayleigh, binomial, negative binomial, geometric, Poisson, discrete and discrete uniform.

The input variables of the model are as follows:

- annual production,
- measured wind potential,
- change in the physical plan,
- geodetic image,
- location permit,
- construction work,
- connection to the network, and
- connection substation.

Kao primjer matematičkog prikazivanja rizika poslužit će varijabla godišnja proizvodnja po jedinici (MWh) koja se kasnije množi s cijenom MWh i brojem instaliranih agregata kako bi u proračunu bila izražena kroz novčane jedinice. Ostale ulazne varijable modelirane su na isti način.

Za godišnju proizvodnju odabrani su sljedeći parametri: normalna razdioba, s intervalom od 1 900 MWh do 2 600 MWh, srednja vrijednost  $\mu = 2\,250$ , standardna devijacija  $\sigma = 250$ .

Pretpostavljena je godišnja proizvodnja između 1 900 MWh i 2 600 MWh, što su odlike prilično dobre lokacije. Svjetska praksa računa lokaciju s iznad 2 000 sati nazivnog rada kao vrlo dobru, ali ovdje treba uzeti u obzir povoljne i sigurne uvjete otkupa energije koji u inozemstvu omogućavaju isplativost i lošijih lokacija. Za hrvatske prilike ovakva lokacija je prosjek ispod kojega vjerojatno nije isplativo investirati.

Slika 3 prikazuje razdiobu vjerojatnosti varijable godišnja proizvodnja prema primijenjenom modelu na temelju 10 000 pokušaja. Ovdje je bitno napomenuti da su na apscisi prikazane ključne frekventne točke oko kojih se grupiraju rezultati, a ne stvarne vrijednosti iteracijskih koraka. Stoga vrijednost prikazana na apscisi možda u stvarnosti nije niti jednom bila dobivena.

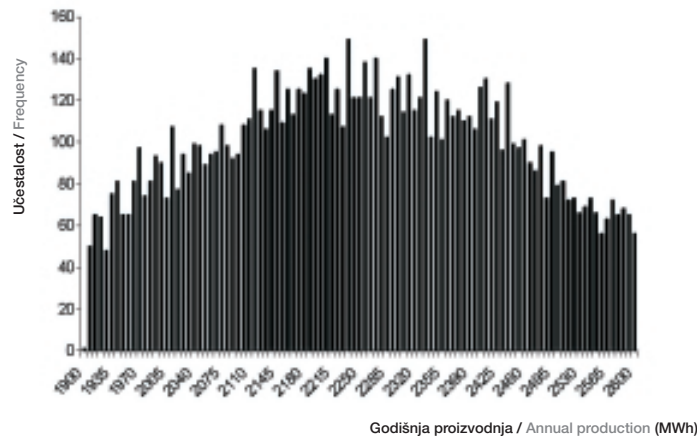
The annual production per unit (MWh) variable will serve as an example of a mathematical demonstration of risk, which will later be multiplied by the price per MWh and the number of installed wind turbines, so that the calculation will be expressed through monetary units. The remaining input variables are modeled in the same manner.

For annual production, the following parameters have been selected: the normal distribution, period with an interval of 1 900 MWh to 2 600 MWh, mean value  $\mu = 2\,250$ , standard deviation  $\sigma = 250$ .

Annual production of between 1 900 MWh and 2 600 MWh is assumed, which characterizes a fairly good location. In world practice, a location with over 2 000 hours of nominal operation is considered to be very good. However, it is necessary to take favorable and secure conditions into account in the buying up of energy in other countries, although even poorer locations may be profitable. For the Croatian situation, such a location is the average, below which investment is probably not worthwhile.

Figure 3 presents the probability distribution of annual production variable according to the applied model on the basis of 10 000 iterations. It is necessary to mention here that the key frequency points are shown on the abscissa, around which the results are grouped, and not the actual values of the iterative steps. Therefore, the value shown on the abscissa may never have been obtained in reality.

**Slika 3**  
Razdioba vjerojatnosti  
varijable godišnja  
proizvodnja  
Figure 3  
Probability distribution  
of annual production  
variable



#### 4.4 Definiranje izlaznih varijabli

Izlazne varijable su rezultat simulacije u kojoj se 10 000 puta odabiru slučajne vrijednosti ulaznih varijabli te se prema modelu proračunavaju izlazne varijable. Rezultati simulacija služe da bi se Monte Carlo metodom odredile razdiobe vjerojatnosti izlaznih varijabli. Odabrane su sljedeće izlazne varijable:

- ukupna investicija (*UI*),
- razdoblje povrata investicije (*RPI*),
- čista sadašnja vrijednost (*ČSV*),
- interna stopa rentabilnosti (*ISR*).

Ukupna investicija dobiva se zbrajanjem svih troškova. Ovo zapravo nije kriterijska varijabla koja bi služila za evaluaciju projekta, ali je u svakom slučaju interesantna pa je zbog toga i razmotrena.

Čista sadašnja vrijednost (*ČSV*) se računa pomoću Excel ugrađene funkcije *npv*, a na temelju novčanih tokova nakon 25 godina rada elektrane. Pretpostavljena diskontna stopa *d* je 10 %. Korištena formula je:

$$\text{ČSV} = \sum_{t=1}^{nt} \frac{m}{(1+d)^t}$$

gdje su:

- ČSV* – čista sadašnja vrijednost,
- nt* – novčani tokovi za period efektuiranja,
- d* – diskontna stopa (u modelu 10 %).

Interna stopa rentabilnosti (*ISR*) računa se pomoću Excel ugrađene funkcije *irr*. Excel računa *ISR* iterativnim postupkom traženja stope povrata za nultu vrijednost čiste sadašnje vrijednosti. Proračun se vrši sve dok odstupanje nije unutar 0,000 01 %, što je svakako dovoljno precizno za potrebe ovog modela.

Razdoblje povrata investicije (*RPI*) računa se kombinacijom ugrađenih funkcija *lookup* i *if*. Model dopušta proglašavanje bilo koje varijable izlaznom varijablom.

#### 4.5 Određivanje korelacija

Ponekad su ulazne varijable međusobno ovisne pa je te ovisnosti potrebno unijeti u model, potrebno je odrediti matricu korelacija. Predmetni model dopušta određivanje korelacijskog koeficijenta između  $-1$  i  $1$  za bilo koje dvije varijable. Ako je korelacijski koeficijent  $1$  (savršeno pozitivan odnos), dvije se varijable kreću zajedno, što znači

#### 4.4 The definition of output variables

Output variables are the result of simulation in which the random values of input variables are selected 10 000 times and the output variables are calculated according to the model. Simulation results serve for the determination of the probability distributions of output variables using the Monte Carlo method. The following output variables have been chosen:

- total investment (*TI*),
- payback period (*PP*),
- net present value (*NPV*),
- internal rate of return (*IRR*).

Total investment is obtained from the sum of all the costs. This is actually not a criterion variable for the eventual project but in any case is interesting and therefore it is considered.

The net present value (*NPV*) is calculated using the Excel *npv* function, on the basis of cash flows after the power plant has been in operation for 25 years. The assumed discount rate, *d*, is 10 %. The formula used is as follows:

$$\text{NPV} = \sum_{t=1}^{nt} \frac{cf}{(1+d)^t} \quad (1)$$

where:

- NPV* – net present value,
- cf* – cash flows for the period of effectuation,
- d* – discount rate (10 % in the model).

The internal rate of return (*IRR*) is calculated using the Excel *irr* function. Excel calculates the *IRR* using an iterative procedure for seeking the rate of return for the zero value of the net present value. Calculation is performed until the deviation is within 0,000 01 %, which is certainly sufficiently precise for the purposes of this model.

The payback period (*PP*) is calculated through a combination of the lookup functions and *if* functions. The model permits the designation of any variable as the output variable.

#### 4.5 Determination of correlations

Sometimes input variables are mutually dependent and this dependence must be entered into the model. It is necessary to determine the correlation matrix. This model permits the determination of the correlation coefficient between  $-1$  and  $1$  for any two variables. If the correlation coefficient is  $1$  (perfect positive correlation), the two variables move togeth-

da ako se jedna poveća za 10 %, isto će učiniti i druga. Ako je korelacijski koeficijent  $-1$  (savršeno negativan odnos), varijable se kreću suprotno, što znači da ako se jedna poveća za 10 %, druga će se smanjiti za isti postotak. Svi koeficijenti koji su između  $-1$  i  $1$  daju adekvatne korelacije.

U modelu su korelirana dva para varijabli:

- godišnja proizvodnja i mjerenje vjetropotencijala stavljani su u korelaciju s koeficijentom 0,8. Dakle, matematički gledano, ako se troškovi mjerenja vjetropotencijala povećaju 10 %, godišnja proizvodnja će porasti 8 %. Naravno, ovdje se radi o varijablama, a ne o stvarnoj situaciji. U stvarnosti će veće ulaganje u mjerenje vjetropotencijala rezultirati točnijim određivanjem najpovoljnijeg broja i veličine vjetroagregata, što znači manjom vjerojatnošću krive procjene proizvodnje,
- geodetska snimka i građevinski radovi korelirani su s koeficijentom 0,5. Do veze između ovih rizika dolazi zbog terenskih radova. Ako je geodetska snimka skupa, lokacija je velika ili nepristupačna, što znači da se mogu očekivati povećani troškovi izgradnje.

er, which means that if one is increased by 10 %, the other will be also. If the correlation coefficient is  $-1$  (perfect negative correlation), the variables move in the opposite directions, which means that if one is increased by 10 %, the other will be decreased by 10 %. All the coefficients that are between  $-1$  and  $1$  yield adequate correlations.

Two pairs of variables are correlated in the model, as follows:

- annual production and wind potential measurement are correlated with the coefficient 0,8. Thus, mathematically speaking, if the costs of measuring wind potential increase by 10 %, the annual production will increase by 8 %. Naturally, this concerns variables and not the actual situation. In reality, greater investments in the measurement of wind potential will result in the more precise determination of the most suitable number and size of wind turbines, which means a lower likelihood of an incorrect production estimate,
- the geodetic image and construction work are correlated with the coefficient of 0,5. The connection between these risks occurs due to field work. If a geodetic image is expensive, the location is large or inaccessible, which means that increased construction costs can be expected.

## 5 REZULTATI (IZVJEŠĆE O ANALIZI RIZIKA)

### 5.1 Ukupna investicija

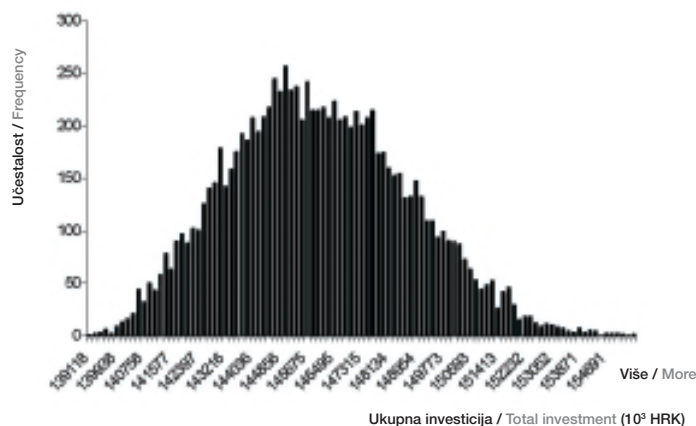
Slika 4 prikazuje razdiobu vjerojatnosti varijable ukupna investicija.

## 5 RESULTS (RISK ANALYSIS REPORT)

### 5.1 Total investment

Figure 4 presents the probability distribution of the total investment variable.

**Slika 4**  
Razdioba vjerojatnosti  
varijable ukupna  
investicija  
Figure 4  
Probability distribution  
of the total investment  
variable



Iz razdiobe vjerojatnosti moguće je očitati sljedeće podatke (tablica 4):

The following data can be read from the probability distribution (Table 4):

Tablica 4 – Ključni podaci razdiobe vjerojatnosti varijable ukupna investicija  
Table 4 – Key data of the probability distribution of the total investment variable

Podatak / Data	Vrijednost / Value (10 <sup>3</sup> HRK)
Minimum / Minimum	139 118
Srednja vrijednost / Mean value	145 944
Maksimum / Maximum	155 510
Standardna devijacija / Standard deviation	2 694
Raspon / Range	16 392

Ukupna investicija je varijabla s normalnom razdiobom vjerojatnosti i parametrima: srednja vrijednost  $\mu = 145,94$  milijuna kuna, standardna devijacija  $\sigma = 2,69$  milijuna kuna. Rasipanje ove varijable je malo, a uzrok tome je pretežiti udio troška opreme koji je fiksni u ukupnoj investiciji.

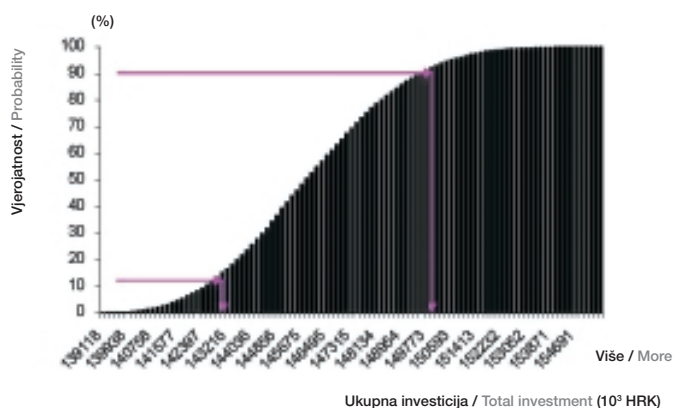
The total investment is the variable with the normal probability distribution and is parameterized: mean value  $\mu = 145,94$  million kunas, standard deviation is  $\sigma = 2,69$  million kunas. The variable dispersion is low, due to the predominant share of equipment costs, which is fixed in total investment.

Vjerojatnost se računa integriranjem po funkciji gustoće vjerojatnosti, to jest integral za bilo koju vrijednost daje vjerojatnost da konačna vrijednost projekta bude manja od zadane. Ovaj je podatak ključan za analizu rizika. Rezultirajuća funkcija je kumulativna funkcija vjerojatnosti varijable (u ovom slučaju vrijednosti projekta) [14].

Probability is calculated by the integration of the probability density function, i.e. the integral for any value yields the probability that the finite value of the project will be lower than the given value. This fact is crucial for risk analysis. The resulting function is the cumulative function of the variable probability (in this case the project value) [14].

Slika 5 prikazuje kumulativnu razdiobu vjerojatnosti varijable ukupna investicija.

Figure 5 presents the cumulative probability distribution of the of the total investment variable.



**Slika 5**  
Kumulativna razdioba vjerojatnosti varijable ukupna investicija  
Figure 5  
Cumulative probability distribution of the total investment variable

Uobičajeni podatak koji za analizu rizika daje kumulativna razdioba vjerojatnosti je 80 %-tna granica pouzdanosti [14] koja je u ovom slučaju: 142 560 000 kuna < ukupna investicija < 149 609 000 kuna.

The customary value yielded by cumulative probability distribution in risk analysis is the 80% confidence limit [14] which in this case is: 142 560 000 kunas < total investment < 149 609 000 kunas.

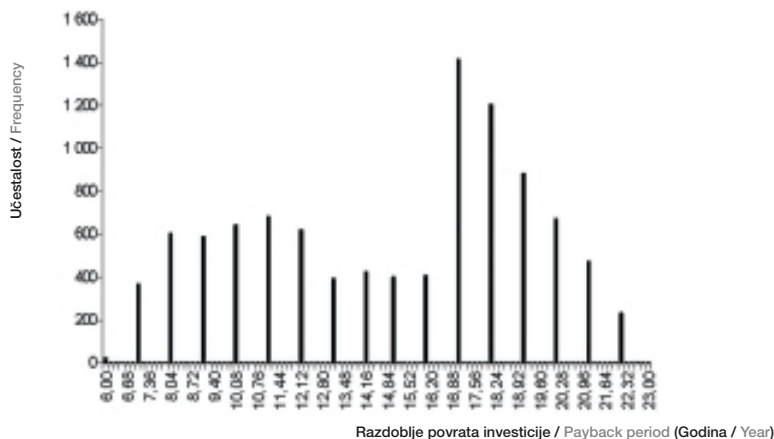
## 5.2 Razdoblje povrata investicije

Slika 6 prikazuje razdiobu vjerojatnosti varijable razdoblje povrata investicije.

## 5.2 The payback period

Figure 6 presents the probability distribution of the payback period variable.

**Slika 6**  
Razdioba vjerojatnosti varijable razdoblje povrata investicije  
Figure 6  
Probability distribution of the payback period variable



Iz razdiobe vjerojatnosti moguće je očitati sljedeće podatke (tablica 5):

From the probability distribution, it is possible to obtain the following data (Table 5):

Tablica 5 – Ključni podaci razdiobe vjerojatnosti varijable razdoblje povrata investicije  
Table 5 – Key data of the probability distribution of the payback period variable

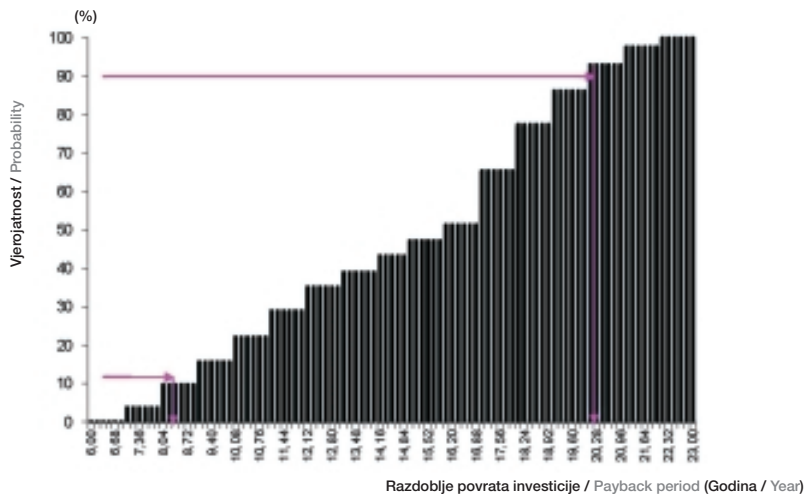
Podatak / Data	Vrijednost / Value (Godina/Year)
Minimum / Minimum	6
Srednja vrijednost / Mean value	14,83
Maksimum / Maximum	23
Standardna devijacija / Standard deviation	4,31
Raspon / Range	17

Razdioba vjerojatnosti razdoblja povrata investicije ne odgovara nekoj poznatoj funkciji. Štoviše, razdoblje povrata investicije je diskretna varijabla koja poprima 18 vrijednosti u periodu od 17 godina. To je logično budući da je model postavljen tako da period povrata investicije uvijek bude cjelobrojna varijabla izražena u godinama. Iz numeričkih podataka može se vidjeti da je vrijednost 23 godine u 10 000 pokušaja dobivena samo 2 puta (0,02 %), što se ne vidi iz grafičkog prikaza.

Slika 7 prikazuje kumulativnu razdiobu vjerojatnosti varijable razdoblje povrata investicije.

The probability distribution of payback period does not correspond to some known function. Moreover, the payback period is a discrete variable that acquires 18 values within a period of 17 years. This is logical, since the model is set up in such a manner that the payback period is always a integer variable expressed in years. From the numerical data, it can be seen that the value at 23 years in 10 000 iterations is obtained only two times (0,02 %), which is not seen from the graphic presentation.

Figure 7 presents the cumulative probability distribution of the payback period variable.



**Slika 7**  
Kumulativna razdioba vjerojatnosti varijable razdoblje povrata investicije  
**Figure 7**  
Cumulative probability distribution of the payback period variable

80 %-tna granica pouzdanosti je: 8 godina < razdoblje povrata investicije < 20 godina. Dakle, s 80 %-tnom pouzdanošću se može utvrditi da će se period povrata investicije kretati u tom intervalu. To i nije loše ako se uzme u obzir srednja vrijednost razdiobe vjerojatnosti koja je oko 15 godina, ali ne predstavlja mamac za ulagače.

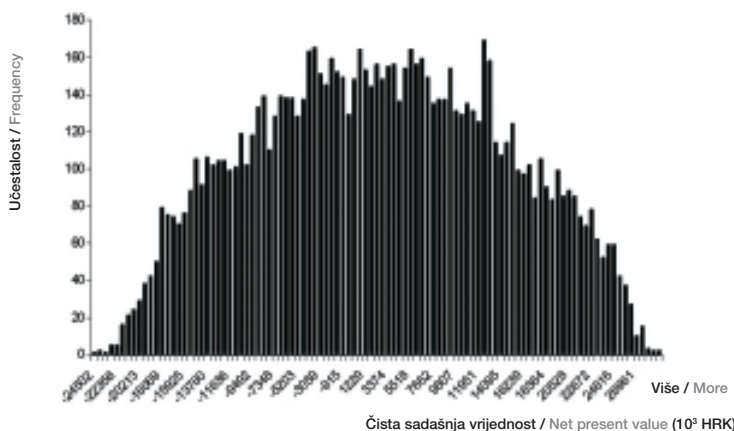
The 80 % confidence limit is: 8 years < payback period < 20 years. Thus, with 80 % confidence, it is possible to determine that the payback period will be within that interval. This is not bad if the mean value of the probability distribution is taken into account, which is approximately 15 years and does not represent a lure to investors.

### 5.3 Čista sadašnja vrijednost

Slika 8 prikazuje razdiobu vjerojatnosti varijable čista sadašnja vrijednost.

### 5.3 Net present value

Figure 8 presents the probability distribution of the net present value variable.



**Slika 8**  
Razdioba vjerojatnosti varijable čista sadašnja vrijednost  
**Figure 8**  
Probability distribution of the net present value variable

Iz razdiobe vjerojatnosti moguće je očitati sljedeće podatke (tablica 6):

From the probability distribution, it is possible to obtain the following data (Table 6):

Tablica 6 – Ključni podaci razdiobe vjerojatnosti varijable čista sadašnja vrijednost  
 Table 6 – Key data for the probability distribution of the net present value variable

Podatak / Data	Vrijednost / Value (10 <sup>3</sup> HRK)
Minimum / Minimum	- 24 501
Srednja vrijednost / Mean value	2 324
Maksimum / Maximum	29 105
Standardna devijacija / Standard deviation	11 744
Raspon / Range	53 606

Čista sadašnja vrijednost je varijabla s normalnom razdiobom vjerojatnosti i parametrima srednja vrijednost  $\mu = 2,32$  milijuna kuna, standardna devijacija  $\sigma = 11,74$  milijuna kuna. Rasipanje je znatno veće nego kod npr. ukupne investicije, što je vidljivo i iz grafova.

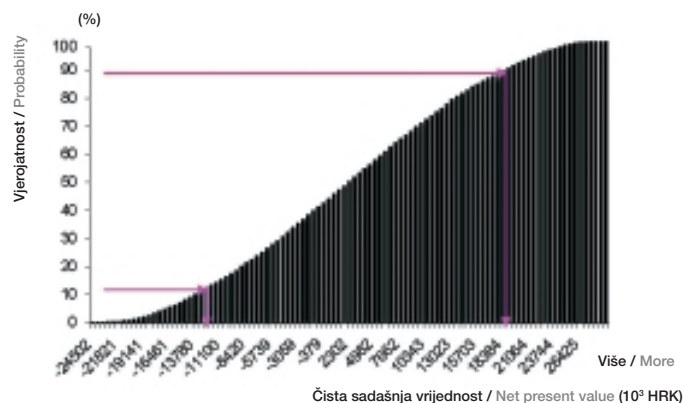
The net present value is a variable with normal probability distribution and parameters with a mean value of  $\mu = 2,32$  million kunas, standard deviation  $\sigma = 11,74$  million kunas. Dispersion is significantly greater than in, for example, total investment, which is also evident from the graphs.

Slika 9 prikazuje kumulativnu razdiobu vjerojatnosti varijable čista sadašnja vrijednost.

Figure 9 presents the cumulative probability distribution of the net present value variable.

**Slika 9**

Kumulativna razdioba vjerojatnosti varijable čista sadašnja vrijednost  
 Figure 9  
 Cumulative probability distribution of the net present value variable



80 %-tna granica pouzdanosti je: -13 780 460 kuna < čista sadašnja vrijednost < 18 919 730 kuna. Dakle, s 80 %-tnom pouzdanošću se ne može utvrditi da će čista sadašnja vrijednost biti pozitivna. Kriterij procjene projekta na temelju čiste sadašnje vrijednosti traži da ona bude pozitivna, što se po kumulativnoj krivulji dešava na iznosu vjerojatnosti od 43 %. To znači da je vjerojatnost uspješnog projekta 57 %.

The 80 % confidence limit is: -13 780 460 kunas < net present value < 18 919 730 kunas. Thus, it is not possible to determine whether the net present value will be positive with 80 % confidence. The criterion for the assessment of the project based upon net present value requires it to be positive, which according to the cumulative curve occurs at a probability of 43 %. This means that the probability of the success of the project is 57 %.

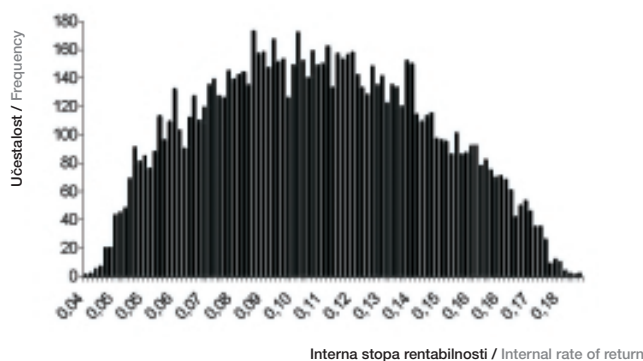


## 5.4 Interna stopa rentabilnosti

Slika 10 prikazuje razdiobu vjerojatnosti varijable interna stopa rentabilnosti.

## 5.4 Internal rate of return

Figure 10 presents the probability distribution of the internal rate of return variable



**Slika 10**

Razdioba vjerojatnosti varijable interna stopa rentabilnosti

**Figure 10**

Probability distribution of the internal rate of return variable

Iz razdiobe vjerojatnosti moguće je očitati sljedeće podatke (tablica 7):

From the probability distribution, it is possible to obtain the following data (Table 7):

Tablica 7 – Ključni podaci razdiobe vjerojatnosti varijable interna stopa rentabilnosti  
Table 7 – Key data on the probability distribution of the internal rate of return variable

Podatak / Data	Vrijednost / Value
Minimum / Minimum	0,036 122 265
Srednja vrijednost / Mean value	0,107 410 979
Maksimum / Maximum	0,189 512 628
Standardna devijacija / Standard deviation	0,033 570 573
Raspon / Range	0,153 390 363

Interna stopa rentabilnosti je varijabla s normalnom razdiobom vjerojatnosti i parametrima srednja vrijednost  $\mu = 10,7 \%$ , standardna devijacija  $\sigma = 3,35 \%$ .

The internal rate of return is a variable with normal probability distribution and parameters with a mean value of  $\mu = 10,7 \%$ , standard deviation of  $\sigma = 3,35 \%$ .

Kumulativna razdioba vjerojatnosti interne stope rentabilnosti prikazana je na slici 11.

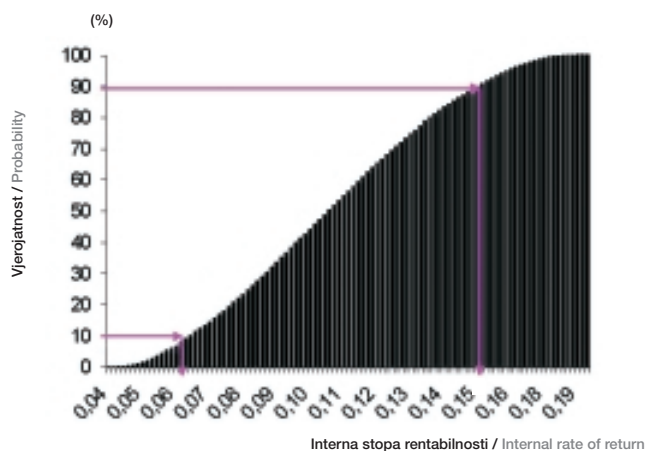
The cumulative probability distribution of the internal rate of return variable is presented in Figure 11.

**Slika 11**

Kumulativna razdioba  
vjerojatnosti varijable  
interna stope  
rentabilnosti

**Figure 11**

Cumulative probability  
distribution of the  
internal rate of return  
variable



80 %-tna granica pouzdanosti je:  $0,06 < \text{interna stopa rentabilnosti} < 0,15$ . Kriterij procjene projekta temeljem interne stope rentabilnosti zahtijeva da interna stopa rentabilnosti bude veća ili jednaka zadanoj diskontnoj stopi (10 %). Taj je kriterij zadovoljen vjerojatnošću od 49 %, što je blizu vrijednosti dobivene za čistu sadašnju vrijednost (43 %).

The 80 % confidence limit is:  $0,06 < \text{internal rate of return} < 0,15$ . The criterion for the assessment of the project based upon the internal rate of return requires that the internal rate of return is greater than or equal to the given discount rate (10 %). This criterion is met with a probability of 49 %, which is close to the value obtained for the net present value (43 %).

## 6 ZAKLJUČAK

Projekt izgradnje vjetroelektrane, od traženja lokacije do proizvodnje je višegodišnji, složeni projekt tijekom kojega su sve zainteresirane strane izložene brojnim rizicima od kojih su neki dovoljno značajni da mogu upropastiti projekt. Analiza rizika je potrebna da bi investitor i voditelj projekta što bolje predvidjeli i izbjegli buduće probleme. S druge strane, institucije koje daju kredite za projekte vjetroelektrana i same vrše analizu rizika prema modernim načelima pa dobra priprema može značiti razliku između dobivanja i nedobivanja kredita.

U radu su uspoređene različite metode analize rizika i navedeni nedostaci svake pojedine. Numeričko modeliranje rizika je suvremena metoda analize rizika koja daje lako mjerljive i usporedive podatke, budući da svaki rizik pretvara u funkciju razdiobe vjerojatnosti mogućih ishoda. Rezultat analize je graf koji predstavlja egzaktnu informaciju o rizičnosti projekta. Najosjetljiviji dio modela je određivanje razdioba vjerojatnosti ulaznih varijabli. U ovom radu je to učinjeno uz korištenje postojećih (svjetskih i hrvatskih) iskustava u projektima vjetroenergetike.

Na temelju provedene analize rizika može se zaključiti sljedeće:

- projekti vjetroelektrana u Hrvatskoj su isplativi, ali uz umjerene financijske pokazatelje. Radi se o relativno sigurnoj investiciji koja se isplaćuje nakon 12 do 15 godina,
- najutjecajniji rizici su vezani uz mjerenje vjetropotencijala, budući da o tome ovisi proizvodnja (zarada) vjetroelektrane. Mjerenje vjetropotencijala je osnovni pokazatelj isplativosti projekta pa ga i financijske institucije vrlo ozbiljno shvaćaju, tako da o kvaliteti mjerenja ovisi dobivanje kredita za izgradnju vjetroelektrane,
- u Hrvatskoj su prilike još uvijek nesigurne s aspekta administrativnih rizika (dozvole, suglasnosti), što može znatno povećati vrijeme potrebno za pripreme radove (prije početka gradnje). Ova situacija će se u budućnosti poboljšavati, ali to nažalost neće biti dovoljno brzo za projekte koji su danas u fazi mjerenja.

Iako je referentni slučaj u modelu projekt vjetroelektrane u hrvatskim uvjetima, moguće ga je prilagoditi za bilo koje tržište. Glavne razlike između Hrvatske i zemalja Europske unije očituju se u rizicima vezanim uz administrativne procedure, model poticanja obnovljivih izvora energije i imovinsko-pravna pitanja. Promjene u izgledu funkcija razdioba vjerojatnosti pojedinih

## 6 CONCLUSION

The construction of a wind power plant is a complex project that requires many years, from the seeking of the location to production, during which time all the interested parties are exposed to numerous risks, including some with potentially devastating consequences. Risk analysis is necessary in order for the investor and developer to anticipate and avoid future problems to the greatest possible extent. On the other side, institutions that provide loans for wind power plant projects perform risk analysis according to modern principles, so that good preparation can signify the difference between obtaining and not obtaining a loan.

In the article, various methods of risk analysis are compared and the shortcomings of each are presented. Numerical risk modeling is a modern method of risk analysis that provides easily measurable and comparable data, since each risk is transformed into a function of the probability distribution of the potential results. The result of analysis is a graph that presents exact project risk information. The most sensitive part of the model is determining the probability distribution of input variables. In this article, this is performed with the use of extant (world and Croatian) experiences in wind energetics projects.

On the basis of the risk analysis conducted, it is possible to conclude the following:

- wind power plant projects in Croatia are cost effective but with moderate financial indices. This concerns a relatively safe investment that is returned after 12 to 15 years,
- the greatest risks are in connection with the measurement of wind potential, since the production and earnings of a wind power plant depend on it. Measurement of the wind potential is the basic index of the cost effectiveness of a project, and taken very seriously by financial institutions. Therefore, obtaining credit for the construction of a wind power plant depends upon the quality of the measurement,
- in Croatia, the situation is still uncertain from the aspect of administrative risks (permits, approvals), which can significantly increase the time necessary for the preliminary work (prior to beginning construction). This situation will improve in the future but, unfortunately, not soon enough for the projects that are currently in the measurement phase.

Although conditions in Croatia apply to the reference case in the wind power plant project model, the model can be adapted to any market whatsoever. The main differences between Croatia and the

rizika mogu se lako unijeti u model, a moguće je dodati i nove varijable. U uvjetima uređenog tržišta rezultati analize rizika bili bi pouzdaniji (manje rasipanje), budući da bi npr. ulazna varijabla Priključna TS bila određena za pojedinu lokaciju, dok je trenutno u Hrvatskoj potrebno predviđati ishod pregovora s HEP-om.

Štoviše, model je moguće primijeniti i na projekte drugih obnovljivih izvora energije, kao što su male hidroelektrane ili solarne elektrane. Budući da se model temelji na numeričkoj analizi rizika, može se, uz proširenja, primijeniti na gotovo svaki investicijski projekt. Monte Carlo metoda ima najrazličitije primjene, od financijskog tržišta, do socioloških analiza.

countries of the European Union are evident in the risks connected with administrative procedures, the model of incentives for renewable energy sources and property-legal questions. Changes with regard to the function of the probability distribution of individual risks can easily be entered into the model. It is also possible to add new variables. Under the conditions of an orderly market, the results of risk analysis will be more reliable (less dispersed). For example, the input connection substation variable should be determined for an individual location, while currently in Croatia it is necessary to anticipate the outcome of the negotiations with HEP.

Moreover, the model can also be applied for projects involving other renewable energy sources, such as small hydroelectric power plants or solar energy. Since the model is based upon numerical risk analysis, with expansion it can be applied to nearly every investment project. The Monte Carlo method has the most varied applications, from the financial market to social analyses.

---

## LITERATURA / REFERENCES

- [1] Energetski Institut Hrvoje Požar, Strategija energetskeg razvitka, u okviru projekta Strategija razvitka Republike Hrvatske – Hrvatska u 21 stoljeću, 2002.
- [2] Department for Environment, Food and Rural Affairs (DEFRA), Risk Management Strategy, DEFRA, Great Britain, April, 2004
- [3] COOPER, D. F., GREY, S., RAYMOND, G., WALKER, P., (Broadleaf Capital International), Project Risk Management Guidelines Managing Risk in Large Projects and Complex Procurements, John Wiley & Sons Ltd, May, 2005
- [4] MARRISON, C., The Fundamentals of Risk Measurement, New York, McGraw Hill, 2002
- [5] RETScreen International Clean Energy Decision Support Centre, Wind Energy Project Analysis, CANMET Energy Technology Centre in corporation with NASA, UNEP and GEF, 2003
- [6] HOWATSON, A., CHURCHILL, J. L., International Experience With Implementing Wind Energy, The Conference Board of Canada, February, 2006
- [7] Wind Turbines IEC 61400-1, IEC, Geneva, Switzerland, 2005
- [8] Marsh-Mercer Human Resource Consulting – Mercer Delta Organisational Consulting, Scoping Study on Financial Risk Management Instruments for Renewable Energy Projects, United Nation Division of Technology, Industry and Economics, 2002
- [9] ČUPIĆ, M. E., TUMMALA, V.M.R., Savremeno odlučivanje: metoda i primena, Naučna knjiga, Beograd, 1991.
- [10] URAN, V., Isplativost ulaganja vlastitog kapitala u projekt za zajedničku proizvodnju toplinske i električne energije, Energija, god. 54(2005), br. 3, Zagreb
- [11] ŽIKOVIĆ, S., Formiranje optimalnog portfelja hrvatskih dionica i mjerenje tržišnog rizika primjenom VaR metode, magistarski rad, Sveučilište u Ljubljani, Ekonomski fakultet, Ljubljana, 2005.
- [12] <http://office.microsoft.com>
- [13] <http://www.simularsoft.com.ar>
- [14] BERNASCONI, J., (ABB Switzerland Ltd., Corporate Research), Risk Tutorial, ABB Review, April, 2004

---

Uredništvo primilo rukopis:  
2007-07-09

Manuscript received on:  
2007-07-09

Prihvaćeno:  
2007-07-15

Accepted on:  
2007-07-15

# 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/teze

[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 I

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.

# INSTRUCTIONS TO AUTHORS

