

ENERGIA

**JOURNAL
OF ENERGY**

IZDAVAČ

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

SUIZDAVAČI

Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i računarstva
Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva

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. Igor Dekanić, Zagreb – prof. dr. sc. Danilo Feretić, Zagreb – mr. sc. Nikica Grubišić, Zagreb – prof. dr. sc. Slavko Krajcar, Zagreb – doc. dr. sc. Željko Tomšić, Zagreb – doc. dr. sc. Mladen Zeljko, Zagreb

UREĐIVAČKI ODBOR

Glavni urednik – Mr. sc. Goran Slipac, Zagreb
Glavni tajnik – Mr. sc. Slavica Barta-Koštrun, Zagreb
Lektor – Simun 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
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Telefoni: +385 (1) 6171291 i 6322641
Telefaks: +385 (1) 6322143
e-mail: goran.slipac@hep.hr; slavica.barta@hep.hr
www.hep.hrGodišnje 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:
2360000-1400129978Godišnja pretplata za inozemstvo iznosi USD 95.
Devizni račun:
Zagrebačka banka broj: 2000006299Grafičko uređenje omota – mr. sc. Kažimir Vrankić, Zagreb
Grafičko uređivanje – Bestias dizajn d.o.o., Zagreb
Tisak – intergrafika d.o.o., ZagrebNaklada – 1 500 primjeraka
Godište 57(2008)
Zagreb, 2008
Broj 2., str. 119–248

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

PUBLISHED BY

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

CO-PUBLISHED BY

University of Zagreb, Faculty of Electrical Engineering and Computing
Ministry of Economy, Labour and Entrepreneurship

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 Igor Dekanić, PhD, Zagreb – Prof Danilo Feretić, PhD, Zagreb – Nikica Grubišić, MSc, Zagreb – Prof Slavko Krajcar, PhD, Zagreb – Assistant Prof Željko Tomšić, PhD, Zagreb – Assistant Prof Mladen Zeljko, PhD, Zagreb

EDITORIAL BOARD

Editor-in-chief – Goran Slipac, MSc, Zagreb
Secretary – Slavica Barta-Koštrun, MSc, Zagreb
Language Editor – Simun 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
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Telephone: +385 (1) 6171291 i 6322641
Fax: +385 (1) 6322143
e-mail: goran.slipac@hep.hr; slavica.barta@hep.hr
www.hep.hrAppears 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 fyro account whit Zagrebačka Banka:
2360000 – 1400129978Annual subscription fee for the overseas: USD 95.
Number of foreign currency account whit Zagrebačka Banka:
2000006299Cover design – Kažimir Vrankić, MSc, Zagreb
Graphic layout – Bestias Dizajn d.o.o., Zagreb
Printed by – Intergrafika d.o.o., ZagrebCirculation – 1 500 copies
Volume 57(2008)
Zagreb, 2008
No. 2., p. p. 119–248

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

SADRŽAJ

*Bajs, D., Majstrovic, G.*MOGUĆNOST PRIHVATA PROIZVODNJE VJETROELEKTRANA U EES REPUBLIKE HRVATSKE
(izvorni znanstveni članak)*Jakaša, T., Osmanagić Bedenik, N., Iliopoulos, F.,*
SUSTAVI UPRAVLJANJA RIZICIMA U PODUZECIMA ELEKTROPRIVREDE
(pregledni članak)*Ognjan, D., Stanić, Z., Tomšić, Ž.*
ISPLATIVOST POTICAJNE OTKUPNE CIJENE ZA PROJEKTE VJETROELEKTRANA U REPUBLICI HRVATSKOJ
(pregledni članak)*Kuzmanović, B., Baus, Z., Ferković, L.*
PRORAČUN MREŽA S NESINUSNIM PERIODIČKIM VALNIM OBLICIMA
(pregledni članak)*Barić, T., Haznadar, Z., Berberović, Š.*
UTJECAJNE VELIČINE NA DINAMIČKI ODZIV VERTIKALNOG CJEVASTOG UZEMLJIVAČA PRI IMPULSNOJ POBUDI
(izvorni znanstveni članak)

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

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

CONTENTS

*Bajs, D., Majstrovic, G.*THE FEASIBILITY OF THE INTEGRATION OF WIND POWER PLANTS INTO THE ELECTRIC POWER SYSTEM OF THE REPUBLIC OF CROATIA
(original scientific article)*Jakaša, T., Osmanagić Bedenik, N., Iliopoulos, F.,*
DETERMINATION OF THE EFFECTIVENESS OF RISK MANAGEMENT SYSTEMS IN THE ELECTRICITY INDUSTRY
(review article)*Ognjan, D., Stanić, Z., Tomšić, Ž.*
PROFITABILITY OF INCENTIVE PURCHASE PRICES FOR WIND FARM PROJECTS IN CROATIA
(review article)*Kuzmanović, B., Baus, Z., Ferković, L.*
COMPUTATION OF ELECTRIC NETWORKS WITH NONSINUSOIDAL PERIODIC WAVEFORMS
(review article)*Barić, T., Haznadar, Z., Berberović, Š.*
PARAMETERS AFFECTING THE TRANSIENT RESPONSE OF VERTICAL PIPE ELECTRODES TO IMPULSE EXCITATION
(original scientific article)

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

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

124-155

156-177

178-199

200-225

226-245



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 Energy 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 Energy publishes original scientific and professional articles with a wide area of interests, from specific technical problems to global analyses of processes in the energy sector.

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

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

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

UVOD

INTRODUCTION

Dragi čitatelji,

pred sobom imate drugi broj časopisa Energija u 2008. godini. Ovo je 57. godina postojanja časopisa Energija, a treća godina kao međunarodnog časopisa.

Ova, 2008. godina obilovat će temama vezanim uz različite aspekte energetske sustava koji interesiraju, kako znanstvene i stručne krugove, tako i svekoliku javnost u Hrvatskoj, ali i u regiji. Tek je nekoliko dodirnih točaka između znanosti i struke te javnosti. To se prije svega odnosi na cijene energije, odnosno cijene energetske oblike, kako na tržištu energenata na veleprodajnoj razini, tako i na tržištu energenata na maloprodajnoj razini. Isto tako, ne manje važne su i lokacije za nove energetske objekte kao i tehnologije koje se trebaju primijeniti, odnosno svi problemi tehničke, ekološke ili političke prirode koji iz toga proizlaze. Nema sumnje da će sljedeće razdoblje biti obilježeno značajnim stručnim i javnim raspravama o mogućnostima i prihvatljivosti primjene različitih tehnologija te mehanizmima određivanja cijena različitih oblika energije, odnosno uvođenjem mjera socijalne politike i zaštitom određene kategorije kupaca energije.

U ovom broju časopisa Energija, objavljujemo članke koji su na određeni način vezani uz teme uklapanja obnovljivih izvora energije u elektroenergetski sustav te sustav upravljanja rizicima u elektroprivrednim tvrtkama, uz članke iz pojedinih specijalističkih područja elektrotehnike:

- Mogućnost prihvata proizvodnje vjetroelektrana u EES Republike Hrvatske
- Sustavi upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede
- Isplativost poticajne otkupne cijene za projekte vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj
- Proračun električnih mreža s nesinusnim periodičkim valnim oblicima
- Utjecajne veličine na dinamički odziv vertikalnog cjevastog uzemljivača pri impulsnoj pobudi.

Prvi članak razmatra problem plasmana električne energije, odnosno snage iz vjetroelektrana u elektroenergetski sustav i to na primjeru elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske. Polazeći od analiza mogućnosti evakuacije proizvodnje iz vjetroelektrana, dijagrama opterećenja elektroenergetskog sustava te od regulacijskih sposobnosti postojećih elektrana u dijelu sekundarne i tercijarne regulacije,

Dear Readers,

Before you is the second issue of Energija for the year 2008, our fifty—seventh year of publication and our third year as an international journal.

This year, there will be an abundance of topics in connection with the various aspects of energy systems that are of interest to scientific and professional circles, as well as the general public in Croatia and the region. Some topics are of interest to both professionals and laypersons. These primarily refer to energy prices or the prices of energy forms on both the wholesale and retail levels. Of no less importance are the locations for new energy facilities and the technologies that must be applied, i.e. all the concomitant technical, ecological or political problems. Undoubtedly, the coming period will be marked by significant professional and public discussions on the possibility and acceptability of applying various technologies and the mechanisms for determining the prices of various energy forms, i.e. the introduction of measures of social policy or the protection of certain categories of energy consumers.

In this issue of the journal Energija, we are presenting articles that in a certain manner are connected with the topic of integrating renewable energy sources into electrical energy systems and the risk management systems in electrical power companies, in addition to articles concerning individual specialized areas of electrical engineering:

- The Feasibility of the Integration of Wind Power Plants into the Electric Power System of the Republic of Croatia,
- Risk Management Systems in Electric Power Companies,
- The Profitability of Incentive Purchase Prices for Wind Farm Projects in Croatia,
- Computation of Electric Networks with Nonsinusoidal Periodic Waveforms,
- Parameters Affecting the Transient Response of Vertical Pipe Electrodes to Impulse Excitation.

The first article discusses the problem of the integration of electrical energy or power from wind power plants into the electric power system, using the example of the electric power system of the Republic of Croatia. Starting from analyses of the production capacity of wind power plants, load diagram of the electric power system and the secondary and tertiary control reserves, the article proposes the maximum permitted installed capacity of wind power plants that can be integrated

u članku se sugerira maksimalna dopuštena instalirana snaga vjetrogeneratora koju je moguće evakuirati, odnosno regulirati, a da bi se elektroenergetski sustav održao stabilnim i to u smislu Mrežnih pravila elektroenergetskog sustava.

Upravljanje rizicima je tema od interesa u različitim poduzećima, a u zadnje vrijeme i u elektroprivrednim poduzećima u kojima se ovoj temi posvećuje doista velika pozornost. Primjera za ovakvu praksu danas ima dovoljno, i u časopisu *Energija* objavljuvana su različita istraživanja kao i prakse uvođenja ovakvih sustava u različite djelatnosti vezane uz električnu energiju. U ovom članku daje se pregled prakse koja analizira učinkovitost sustava upravljanja rizicima u elektroprivrednim poduzećima i to kroz Risk management index – RMI. Na kraju se daje i usporedba pokazatelja za različite zemlje u okruženju te zemlje članice Europske unije.

U trećem članku opisuje se analiza jednog generičkog projekta vjetroelektrane u kojoj su prikazane različite utjecajne veličine koje određuju isplativost projekta. Modelom RETScreen analiziran je rizik svake promatrane varijable i temeljem rezultata analize odnosno analize osjetljivosti, određena je nesigurnost isplativosti ovog projekta. U članku se na kraju daju zaključci u vidu pitanja i odgovora univerzalnog karaktera koji sasvim sigurno mogu pomoći u definiranju isplativosti projekata vjetroelektrana.

Četvrti članak obrađuje temu vezanu uz proračun električnih mreža s nesinusnim periodičkim veličinama. Naime poznato je kako se u trofaznim mrežama poradi različitih uzroka javljaju izobličenja sinusnih veličina koja uzrokuju dodatne nepotrebne gubitke odnosno koje mijenjaju karakteristike mreže. U članku se daju i europske norme koje opisuju više harmonike, a kao podloga za izradu članka autori su koristili rezultate mjerenja na realnoj 10 kV mreži s nesinusnim opterećenjem.

Zadnji članak u ovom broju časopisa *Energija* obrađuje usko specijalističko područje analize uzemljivača primjenom teorije prijenosnih vodova. Naime, utjecaj geometrije vodiča iznad tla nije zanemariv jer se njenim zanemarivanjem mogu dobiti i do dva puta povoljniji rezultati proračuna. Upravo zato je i analiziran utjecaj nadzemne geometrije vodiča na odziv uzemljivača koji se, kako je u zaključku i navedeno, pri proračunu mora uzeti u obzir.

Članke u ovom broju časopisa *Energija* potpisuju autori iz sveučilišne zajednice, ali i iz prakse, a imamo i autore iz inozemstva što je, sasvim sigurno, rezultiralo i kvalitetnim člancima pa se nadam kako će Vam ovi članci biti nadasve zanimljivi.

Glavni urednik
Mr. sc. Goran Slipac

into the electric power system in order for it to remain stable, in compliance with the Grid Code.

Risk management is a topic of interest to various enterprises in recent times and also in electric power companies in which this topic has attracted considerable attention. We have sufficient examples of such practice in the journal *Energija*, in which various studies have been published as well as various practices for introducing such systems in activities connected with electric power. In this article, a review of the practice is presented which analyzes the effectiveness of risk management systems in electric power companies using the Risk Management Index – RMI. Indices are compared for various neighbor countries of Croatia and member countries of the European Union.

In the third article, a description is provided of the analysis of a generic project of a wind power plant in which various parameters that determine the profitability of the project are presented. Using the RETScreen model, the risk of each variable considered is analyzed. Based upon analysis or sensitivity analysis, the risk to the profitability of the project is determined. At the end of the article, conclusions are provided as questions and answers of a general character that can certainly be of assistance in defining the profitability of wind power plant projects.

The fourth article discusses a topic in connection with the computation of electric networks with nonsinusoidal periodic waveforms. It is known that in three-phase networks there are various reasons for the occurrence of distorted sinusoidal waveforms, resulting in unnecessary additional losses which alter the network characteristics. The article also presents the European standards describing higher harmonics. As the basis for preparing this article, the authors used the results of measurements on an actual 10 kV network subject to nonsinusoidal load currents.

The last article in this issue of the journal *Energija* discusses a narrowly specialized area in the analysis of ground electrodes through the application of the transmission line theory. The impact of the overhead geometry of the grounding conductor is not inconsiderable because if not taken into account, it is possible to arrive at results that are twice as favorable as the results obtained by calculation. It is precisely for this reason that the impact of the overhead geometry of the grounding conductor upon the response of the ground electrode is analyzed, which, as stated in the conclusion, must be taken into account in the calculation.

The articles in this issue of the journal *Energija* are signed by authors from academia as well as the field, including contributors from foreign countries. We hope and believe that you will find their contents to be of considerable interest.

Editor-in-Chief
Goran Slipac, MSc

MOGUĆNOST PRIHVATA PROIZVODNJE VJETROELEK- TRANA U EES REPUBLIKE HRVATSKE

THE FEASIBILITY OF THE INTEGRATION OF WIND POWER PLANTS INTO THE ELECTRIC POWER SYSTEM OF THE REPUBLIC OF CROATIA

Davor Bajs - Goran Majstrović, Zagreb, Hrvatska

U članku se prezentiraju rezultati analiza provedenih radi određivanja mogućnosti prihvata proizvodnje vjetroelektrana u elektroenergetski sustav Republike Hrvatske i njihovog priključka na postojeću prijenosnu mrežu, koje su poslužile kao podloge HEP Operatoru prijenosnog sustava d.o.o. za postavljanje gornje veličine izgradnje vjetroelektrana u iznosu od 360 MW koje sustav u ovom trenutku može prihvatiti.

This article presents the results of an analysis performed in order to determine the feasibility of integrating the generation of wind power plants into the electric power system of the Republic of Croatia and their connection to the existing transmission network, for the purpose of providing a basis for the HEP Transmission System Operator (HEP Operator prijenosnog sustava d.o.o.) to establish the upper limits for the construction of wind power plants of 360 MW, which the system is currently capable of integrating.

Ključne riječi: mogućnost prihvata, prijenosna mreža, vjetroelektrane
Key words: feasibility of integration, transmission network, wind power plants



1 UVOD

Svijest o globalnim klimatskim promjenama koje se događaju u posljednje vrijeme generirala je sve veću zabrinutost koja se ponajviše očituje povećanim interesom za obnovljivim izvorima energije. Energija vjetra je na taj način postala tehnologija koja se najbrže razvija i u kojoj je došlo do najvećeg napretka u elektroenergetskom sektoru. Velikom interesu za iskorištavanje vjetro potencijala svjedočimo i u našoj zemlji. Iako su trenutačno u pogonu svega dvije manje vjetroelektrane (VE) ukupne snage oko 17 MW, ukupan interes potencijalnih investitora u Hrvatskoj premašuje iznos od 1 500 MW instalirane snage u mogućim vjetroelektranama (VE) [1]. Zbog karakteristika proizvodnje VE, prvenstveno često spominjane promjenljivosti i njene stohastičke prirode, elektroenergetski sustav nije u mogućnosti prihvatiti sve planirane i moguće VE. Ograničenja u prihvatu VE proizlaze iz ograničene prijenosne moći elektroenergetske mreže na koju se priključuju, te iz ograničenih mogućnosti pružanja pomoćnih usluga sustava, prvenstveno P/f i Q/U regulacije koju pružaju postojeći konvencionalni izvori.

U članku se razmatra problematika plasmana proizvodnje VE u prijenosnu mrežu na području Hrvatske s obzirom na njenu današnju izgrađenost, te zahtjevi za regulacijskim uslugama unutar sustava (P/f , Q/U regulacija) koje izaziva povećani udio VE u proizvodnji električne energije, što je detaljno analizirano u [2]. Problematika plasmana proizvodnje VE analizira se sa statičkog aspekta (tokovi snaga, $n - 1$ sigurnost) kako bi se provjerile mogućnosti prijenosne mreže da prenese njihovu proizvodnju s obzirom na dopuštena opterećenja vodova i naponske prilike, uz zadovoljavajuću sigurnost pogona definiranu Mrežnim pravilima [3].

Dinamičke analize nisu provedene zbog nepoznatih izvedbi vjetroturbina koje će se koristiti, no pri svakom pojedinačnom zahtjevu za priključak nove VE, HEP Operator prijenosnog sustava (HEP OPS) mora imati analizu dinamičkog utjecaja rada VE na elektroenergetski sustav, osobito s obzirom na njihovo ponašanje u slučajevima kratkih spojeva te oscilacije i regulaciju frekvencije i napona [4]. Regulacijske usluge na razini sustava s aspekta regulacije djelatna snaga-frekvencija (P/f) te jalova snaga-napon (Q/U) promatrane su na temelju zabilježenih satnih opterećenja hrvatskog elektroenergetskog sustava (EES) 2005. godine, satnog angažmana svih elektrana i razmjena sa susjednim elektroenergetskim sustavima, procjenama angažiranih snaga VE s obzirom na oscilacije u brzinama vjetra mjeren-

1 INTRODUCTION

Awareness of recent global climate changes has raised increasing concerns, which are most evident in the growing interest in renewable energy sources. Wind energy has become the most quickly developing technology in which the greatest progress has been made in the power sector. We are also witnessing great interest in the exploitation of wind power potential in Croatia. Although only two small wind power plants (WPPs) are in operation in our country at the present time, with a total installed capacity of approximately 17 MW, the overall interest by potential investors exceeds 1 500 MW of the installed capacity of potential wind power plants [1]. Due to the generation characteristics of wind power plants, first of all their frequently mentioned variability and stochastic nature, the electric power system is not capable of integrating all the planned and potential wind power plants. The limited integration of wind power plants is due to the limited transmission capacity of the power network to which they are connected and the limited possibilities for providing ancillary services, especially the P/f and Q/U control that the existing conventional sources provide.

The problem of integrating wind power plant generation into the transmission network in the territory of Croatia is discussed in this article, taking into account the present status and requirements for ancillary services within the system (P/f , Q/U control), which necessitate an increased percentage of wind power plants in electricity generation, as analyzed in greater detail in Ref. [2]. The problem of integrating wind power plant generation is analyzed from the static aspect (power flows, $n - 1$ security) in order to determine the capability of the transmission network for the transmission of their generation output, regarding the maximum line loading and voltage conditions, with satisfactory security as defined by the Grid Code [3].

Dynamic analyses have not been performed because the specific models of the wind turbines to be used are still not known. However, for each individual application for the connection of a new wind power plant, the HEP Transmission System Operator must have an analysis of the dynamic impact of the WPP operation on the electric power system, particularly regarding its behavior in the event of short circuits, fluctuations and the control of frequency and voltage. Ancillary services on the system level from the aspect of the control of the active power-frequency (P/f) and the reactive power-voltage (Q/U) are considered on the basis of the recorded hourly loads of the Croatian electric power system (EPS) in the year 2005, the hourly operation of all the power plants and the exchanges with neighboring electric power systems, estimates of the dispatched power of the wind power plants regarding fluctuation in wind

im na različitim lokacijama duž Hrvatske, te postojećih mogućnosti pružanja regulacijskih usluga unutar hrvatskog EES-a baziranih prvenstveno na karakteristikama postojećih sinkronih generatora HEP Proizvodnje d.o.o (HEP Proizvodnja).

2 MODEL ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA

Elektroenergetski sustav Hrvatske modeliran je u PSS/E formatu. Model se temelji na situaciji u sustavu 2005. godine, a obuhvaća sve vodove naponskih razina 400 kV, 220 kV i 110 kV, mrežne transformatore 400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV, blok transformatore u elektranama, sve generatore prikazane na generatorskom naponu, te terete modelirane na 110 kV sabirnicama trafostanica. Model također uključuje susjedne elektroenergetske sustave unutar jugoistočne Europe (BiH, Srbija, Crna Gora, Rumunjska, Bugarska, Grčka, Albanija, Makedonija), srednje i istočne Europe (Mađarska, dio Ukrajine), te jednog dijela ostale mreže UCTE (Slovenija, Austrija, Italija).

Promatrana su sljedeća karakteristična pogonska stanja unutar hrvatskog EES-a 2005. godine:

- vršno opterećenje,
- minimalno zimsko opterećenje,
- maksimalno ljetno opterećenje,
- minimalno ljetno opterećenje.

Zabilježena opterećenja hrvatskog EES-a (preuzeta iz programskog sustava DAM korištenog u Nacionalnom dispečerskom centru u Zagrebu), kao i vremena njihova nastanka, u razmatranim pogonskim stanjima prikazuje tablica 1.

velocity measured at various locations throughout Croatia, and existing possibilities for providing ancillary services within the Croatian electric power system, based primarily on the characteristics of the existing synchronous generators of HEP Generation (HEP Proizvodnja d.o.o).

2 THE ELECTRIC POWER SYSTEM MODEL

The Croatian electric power system model is provided in PSS/E format. This model is based upon the system status during the year 2005 and encompasses all the 400 kV, 220 kV and 110 kV power lines; the 400/220 kV, 400/110 kV and 220/110 kV network transformers; the unit transformers in the power plants, all the generators at generator voltage, and the model of the load connected to the 110 kV substation busbars. The model also includes the neighboring electric power systems within South Eastern Europe (Bosnia and Herzegovina, Serbia, Montenegro, Rumania, Bulgaria, Greece, Albania and Macedonia), Central and Eastern Europe (Hungary and part of the Ukraine), and one part of the other Union for the Coordination of the Transmission of Electricity - UCTE network (Slovenia, Austria and Italy).

The following operating conditions within the Croatian electric power system in 2005 were considered:

- peak load,
- minimum winter load,
- maximum summer load,
- minimum summer load.

The recorded loads of the Croatian electric power system (taken from the DAM program system used at the National Dispatch Center in Zagreb), as well as the times of their occurrence under the operating conditions considered, are shown in Table 1.

Tablica 1 — Karakteristična opterećenja EES—a Hrvatske 2005. godine
Table 1 — Characteristic loads of the electric power system in Croatia during the year 2005

Godišnje doba / Season	Opterećenje / Load [MW]			
	Maksimalno / Maximum	Dan i sat / Date and time	Minimalno / Minimum	Dan i sat / Date and time
Zima / Winter	2 900	02. 03. / 20 h	1 264	20. 03. / 05 h
Ljeto / Summer	2 382	29. 07. / 22 h	1 109	16. 08. / 04 h

Na temelju prikupljenih podataka postavljeni su modeli EES RH u PSS/E formatu koji odgov-

On the basis of the data collected, models of the electric power system of the Republic of Croatia

araju prethodno spomenutim karakterističnim pogonskim stanjima, a koji su poslužili za daljnja razmatranja mogućnosti priključka vjetroelektrana na prijenosnu mrežu.

were established in PSS/E format, which correspond to the previously mentioned characteristic operating conditions and which served for the further consideration of the possibility of integrating wind power plants into the transmission network.

3 ANALIZA MOGUĆNOSTI PRIKLJUČKA VJETROELEKTRANA NA PRIJENOSNU MREŽU S ASPEKTA NJENE PRIJENOSNE MOĆI

3 ANALYSIS OF THE POSSIBILITIES OF THE INTEGRATION OF WIND POWER PLANTS INTO THE TRANSMISSION NETWORK FROM THE ASPECT OF TRANSMISSION CAPACITY

3.1 Analiza pojedinačnih makrolokacija vjetroelektrana

Na temelju podataka prikupljenih od potencijalnih investitora i ranije provedenih analiza u Energetskom institutu Hrvoje Požar (EIHP) određene su najvjerojatnije lokacije budućih VE u Republici Hrvatskoj kako je prikazano u tablici 2.

3.1 Analysis of individual macro locations for wind power plants

Based upon the data collected from potential investors and previous analysis performed by the Energy Institute Hrvoje Požar (EIHP), the most likely locations were determined for future wind power plants in the Republic of Croatia, as presented in Table 2.

Tablica 2 – Potencijalna instalirana snaga vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj prema vjerojatnostima izgradnje
Table 2 – Potential installed capacity of the wind power plants in the Republic of Croatia according to the likelihood of construction

Vjerojatnost izgradnje / Construction probability	Ukupna instalirana snaga / Total installed capacity [MW]	
	Ukupno / Total	Kumulativno / Cumulative
Izgrađeno / Constructed	17,2	17,2
Vjerojatno / Likely (sc1)	1 560,5	1 577,7
Razmatranje / Considered (sc2)	896	2 473,7
Preliminarno razmatranje / Preliminary consideration (sc3)	700	3 173,7
Malo vjerojatno / Unlikely (sc4)	165	3 338,7
Vrlo malo vjerojatno / Very unlikely (sc5) /	60	3 398,7

Budući da je očito kako elektroenergetski sustav ne može prihvatiti sve navedene VE, analize opisane u ovom članku ograničavaju se samo na prvi scenarij izgradnje (sc1) koji obuhvaća moguću izgradnju novih VE ukupne instalirane snage 1 560,5 MW. Na slikama 1 i 2 prikazana je regionalna distribucija snaga VE u razmatranom scenariju izgradnje, odnosno distribucija snaga po pojedinim čvorištima mreže 110 kV, određene na temelju poznatih mikrolokacija i instaliranih snaga VE u razmatranju. U najvjerojatnijem scenariju izgradnje sve VE izgradile bi se na području Dalmacije, Kvarnera i Istre. Njihova ukupna instalirana snaga po pojedinim područjima iznosila bi:

Since it is evident that the electric power system cannot accept all the above wind power plants, the analyses described in this article are limited to the first construction scenario (sc1), which includes the possibility of constructing new WPPs with a total installed capacity of 1 560,5 MW. In Figures 1 and 2, the regional distribution of the installed capacity of the WPPs in the construction scenario considered, i.e. power distribution according to the individual nodes of a network 110 kV, is presented, determined on the basis of the known micro locations and installed capacity of the WPPs under consideration. In the most likely scenario for the construction of all the WPPs, construction would occur in the territory of Dalmatia, Kvarner and Istria. Their total installed capacity according to individual regions would be as follows:

- šire dubrovačko područje 115 MW,
- šire splitsko područje 461 MW,
- šire šibensko područje 119,2 MW,

- Dubrovnik and vicinity 115 MW,
- Split and vicinity 461 MW,

— šire zadarsko područje	186 MW,	— Šibenik and vicinity	119,2 MW,
— šire kninsko područje	123 MW,	— Zadar and vicinity	186 MW,
— područje Like	256,5 MW,	— Knin and vicinity	123 MW,
— šire senjsko područje	142 MW,	— the Lika region	256,5 MW,
— područje Istre	175 MW.	— Senj and vicinity	142 MW,
		— the Istrian region	175 MW.

Velika većina razmatranih VE u najvjerojatnijem scenariju izgradnje priključila bi se na prijenosnu mrežu, budući da se radi o vjetroparkovima snaga od 15 MW do 120 MW. Na temelju dosadašnjih istraživanja izgradnja vjetroparkova većih snaga ne ocjenjuje se realnim, iako su pojedini investitori deklarirali moguću izgradnju vjetroparkova većih od 120 MW. Prosječna snaga VE analiziranih unutar scenarija 1 (sc1) iznosi 41 MW.

Izvan je opsega ovog rada dubinsko ispitivanje pojedinih lokacija ili projekata, odnosno investitorskih odluka, te su lokacije na kojima postoje ispitivanja vjetra za potrebe ove studije uzete u obzir kao relevantne bez daljnjeg kritičkog osvrt. Naime, cilj odabira lokacija nije arbitraža koji od nositelja projekata ima prednost, već identifikacija i izrada baze potencijalnih lokacija VE prihvatljivih s tehničkog i prostornog stanovišta.

Ne ulazeći dublje u izvedbe priključka pojedinih VE na prijenosnu mrežu (spoj na postojeću TS 110/x kV, uvod/izvod voda 110 kV), analize koje slijede izvršene su uz pretpostavku da će sve razmatrane VE biti priključene direktnim vodom na neku od postojećih TS 110/x kV unutar mreže 110 kV. Time se ne prejudicira konačan zahtjev koji će HEP OPS postavljati pred investitore u pogledu priključka VE na prijenosnu mrežu. Veći broj razmatranih VE znatnije je udaljen od nekog od postojećih čvorišta mreže 110 kV pa bi direktni spoj na to čvorište rezultirao visokim troškovima za investitora, a istodobno se jedan broj VE nalazi u blizini trase nekog od postojećih vodova 110 kV pa bi u tom slučaju priključak uvodom/izvodom postojećeg voda na trafostanicu (TS) sagrađenu u krugu vjetroparka bio prihvatljivije rješenje. O prihvatljivosti T spoja VE na mrežu 110 kV ovom se prilikom neće govoriti, budući da nema utjecaja na konačno rješenje ove analize. Ukoliko se pojedine mikrolokacije pridruže najbližim čvorištima mreže 110 kV ili 35 kV dobiva se ukupna instalirana snaga VE u najvjerojatnijem scenariju izgradnje kako je prikazano tablicom 3.

The great majority of the WPPs considered in the most likely construction scenario would be connected to the transmission network, since this concerns wind farms with installed capacity from 15 MW to 120 MW. Based upon the investigations to date, the construction of wind farms with higher installed capacity is not deemed realistic, although individual investors have announced the possible construction of wind farms with installed capacity greater than 120 MW. The average installed capacity of the wind power plants analyzed within Scenario 1 is 41 MW.

In-depth investigation of individual locations or projects is outside the scope of this paper, i.e. investor decisions. The locations where the wind profiles have been determined for the purpose of this study are taken into account as relevant, without further critical review. The goal of choosing locations is not arbitrage or to provide an advantage to some of the project parties, but the identification and construction of a database of potential wind power plant locations which would be acceptable from the technical and physical planning standpoints.

Without entering further into the types of the connections of the individual WPPs to the transmission network (connection to the existing 110/x kV substations and connection to a 110 kV power line), the following analyses were performed under the assumption that all the WPPs considered would be connected by a direct line to one of the existing 110/x kV substations within the network 110 kV. Thereby, the final requirements that the HEP Transmission System Operator (HEP TSO) would place on investors in regard to the connection of WPPs to the existing network would not be prejudiced. A large number of the WPPs considered are located at significant distances from some of the existing network nodes 110 kV. Therefore, direct connection to those nodes would incur high expenses for investors. At the same time, a number of WPPs are located in the vicinity of the routes of some of the existing lines 110 kV, so that in this case the connection of the existing line to a substation constructed within the existing wind power farm would be a more acceptable solution. The acceptability of a T connection of the WPPs to the network 110 kV will not be discussed on this occasion because it has no bearing upon the final solution of this analysis. If we assign individual micro locations to the closest nodes of the network 110 kV or 35 kV, we obtain the total installed capacity of the WPPs in the most likely construction scenario, as presented in Table 3.

Tablica 3 — Čvorišta naponske razine 110 kV (35 kV, 10 kV) za priključak vjetroelektrana u najvjerojatnijem scenariju izgradnje
 Table 3 — Nodes of voltage level 110 kV (35 kV, 10 kV) for the connection of wind power plants in the most likely construction scenario

Čvorište / Node 110 (35) kV	Ukupna snaga / Total power [MW]
Pag	16
Gračac	256,5
Obrovac	120
Knin	123
Peruća	75
Konjsko	56
Bilice	119,2
Benkovac	50
Vrboran	30
Kraljevac	45
Ston	115
Zakučac	30
Sinj	115
Kaštela	25
Trogir	85
Crikvenica	30
Senj	112
Plomin	15
Raša	50
Buzet	110
UKUPNO / TOTAL	1 577,7

U nastavku se statički obrađuje pojedinačan priključak VE na pojedina čvorišta mreže 110 kV, te se na osnovi $n - 1$ kriterija određuje maksimalna snaga koju je moguće priključiti na određeno čvorište 110 kV. Pri tome se razmatraju pogonska stanja unutar kojih je angažman svake pojedinačne VE jednak njenoj instaliranoj snazi što će biti rijedak slučaj, no mjerodavan prema Mrežnim pravilima za dimenzioniranje prijenosne mreže, odnosno odobranje priključka proizvodnim postrojenjima na mrežu. Pri tom se ne komentira niti razmatra opravdanost ili mogućnost izgradnje VE većih instaliranih snaga od onih uz koje je $n - 1$ kriterij zadovoljen, no treba voditi računa o činjenici da je deterministički $n - 1$ kriterij vrlo restriktivan prema novim proizvodnim postrojenjima, jer ne uključuje probabilistički aspekt problema, odnosno vjerojatnost pojedinih ispada i događaja u mreži koji ograničavaju instaliranu snagu proizvodnih postrojenja koja se na nju priključuju.

Osim toga, proizvodnju VE je za vrijeme kritičnih događaja ili ispada moguće ograničiti i tako unutar određenog vremenskog razdoblja

In this article, an individual connection of the WPPs to an individual 110 kV node is statically processed and, based upon the $n - 1$ security criterion, the maximum power that can be connected to a specific 110 kV node is determined. It is necessary to consider the operating conditions of the plants where the output of each individual WPP is equal to its installed capacity, which will be a rare instance but relevant according to the stipulations of the Grid Code for dimensioning (designing) the transmission network, i.e. approving the connection of power plants to the network. No commentary or consideration is provided in this article regarding the justification or the possibility of constructing WPPs of greater installed capacities than those in which the $n - 1$ security criterion is met, but it is necessary to take into account that the deterministic $n - 1$ security criterion is highly restrictive toward new power generating plants because it does not include probabilistic reliability assessment, i.e. the probability of individual failures and events in the network which limit the installed capacity of the power plants connected to it.

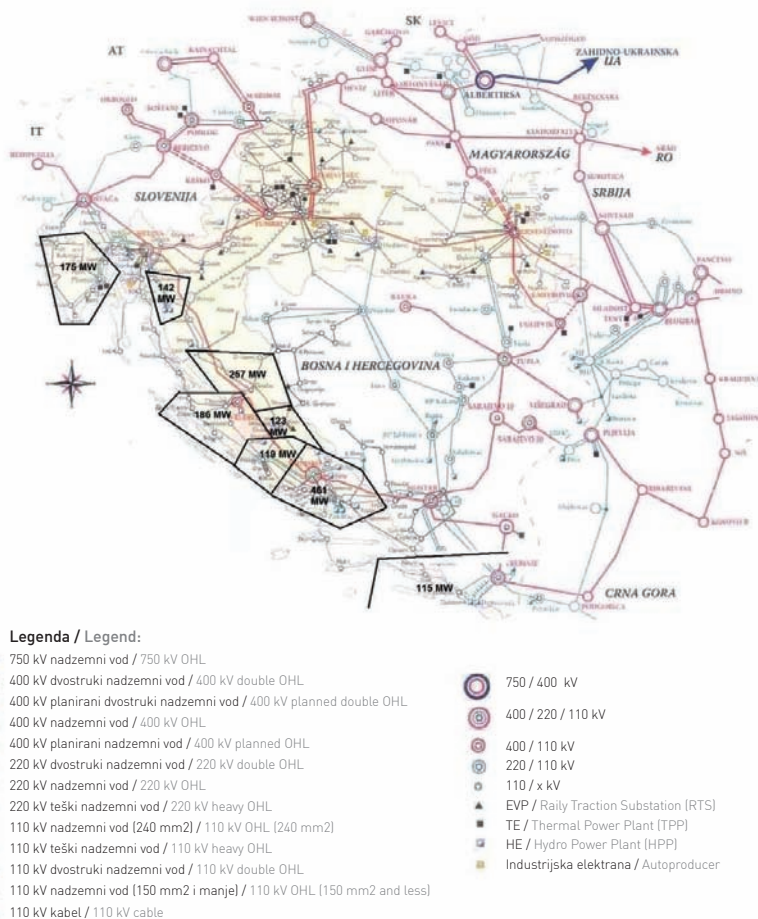
Moreover, WPP generation at times of critical events or failures can be limited within a specific time period to preserve the security of system operation. Analysis

očuvati sigurnost pogona sustava. Analize za svako pojedinačno čvorište priključenja VE izvršene su za četiri promatrana karakteristična pogonska stanja 2005. godine ovisno o opterećenju EES.

S obzirom na zgusnute lokacije promatranih potencijalnih VE u nastavku će se razmatrati i istodobni angažman svih promatranih u najvjerojatnijem scenariju.

for each individual node to which a WPP is connected has been performed for four characteristic operating conditions in the year 2005, depending on the system load.

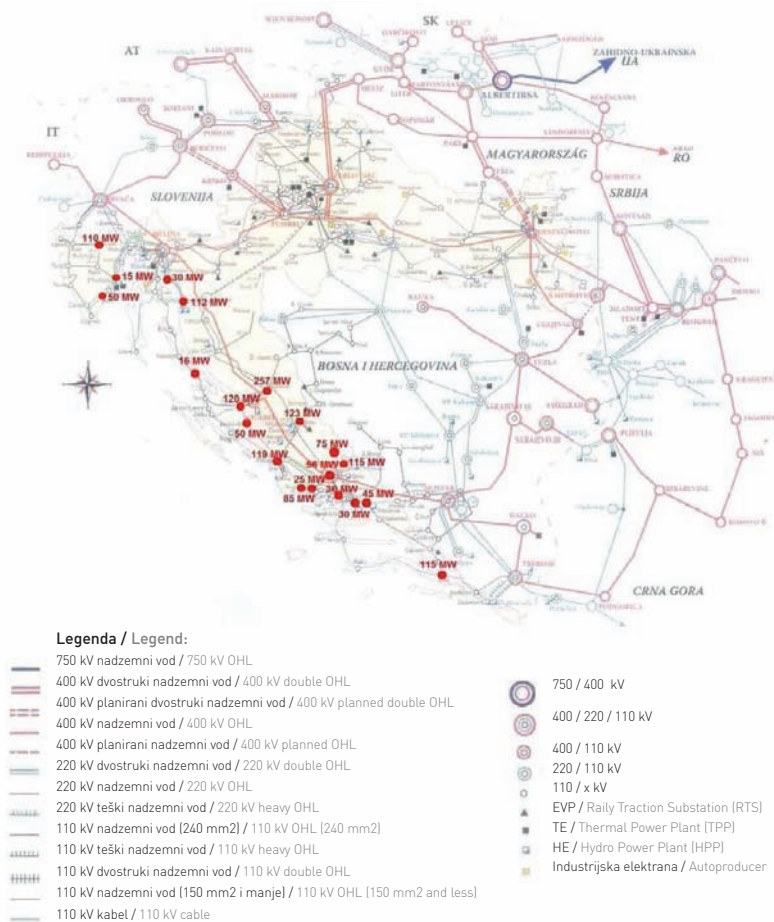
Due to the density of the locations of the potential WPPs under consideration, there will be a discussion of the coherent operation of all the WPPs studied in the most likely scenario.



Slika 1 – Regionalna distribucija snaga vjetroelektrana u najvjerojatnijem scenariju moguće izgradnje
Figure 1 – Regional wind power plant capacities in the most likely construction scenario

Time će se uočiti eventualna ograničenja koja bi se pojavila u slučaju istodobne realizacije svih razmatranih projekata. Time će se odrediti maksimalna apsorpcijska moć prijenosne mreže uz jednaku vjerojatnost realizacije svih projekata u najvjerojatnijem scenariju izgradnje. HEP OPS neće svim kandidatima istodobno odobriti priključak na mrežu, već će formirati određene kriterije redosljeda dodjele priključka.

In this manner, the eventual limitations will be noted that could occur in the case of the simultaneous implementation of all the projects being studied. Thus, the maximum absorption capacity of the transmission network for the equal likelihood of the implementation of all the projects in the most likely construction scenario will be determined. The transmission system operator will not approve connection to the network for all the candidates at the same time but will determine specific criteria for the sequence of the assignment of connections.



Slika 2 — Distribucija snaga vjetroelektrana u najvjerojatnijem scenariju moguće izgradnje po čvorištima mreže 110 kV
Figure 2 — Wind power plant capacities in the most likely construction scenario according to the nodes of the 110 kV Network

Tablica 4 prikazuje analizirane instalirane snage VE po pojedinim čvorištima mreže 110 kV u najvjerojatnijem scenariju izgradnje, te maksimalno dozvoljene snage pojedinačnih VE priključenih na pojedina čvorišta mreže na temelju $n - 1$ kriterija i evakuacijskih sposobnosti prijenosne mreže (određene na način da se promatraju opterećenja mreže uz samo jednu grupu VE pojedinačno u pogonu priključenih na isto čvorište mreže). Pri tom treba spomenuti da je za pojedina čvorišta moguć priključak i većih instaliranih snaga VE.

U tablici 4 navedeni su također kritični događaji i preopterećeni vodovi koji ograničavaju maksimalnu snagu pojedinačnih VE koje je moguće priključiti na pojedina čvorišta mreže 110 kV. Na temelju tih događaja moguće je dalje promatrati potrebnu izgradnju mreže kako bi se povećala njena evakuacijska sposobnost za prihvatanje veće instalirane snage VE u pojedinim čvorištima.

Table 4 presents the analyzed installed capacities of the WPPs at individual network nodes 110 kV in the most likely construction scenario and the maximum allowed power of the individual WPPs connected to individual network nodes on the basis of $n - 1$ security criterion and the transmission network capacities (determined in such a manner that the network loading is studied when only one group of WPPs is in operation individually and connected to the same network node). It is necessary to mention that it is possible to connect a greater installed capacity of WPPs to an individual node.

Table 4 also includes critical events and the overloaded lines that limit the maximum power of individual WPPs that could be connected to an individual network node 110 kV. On the basis of these events, it is also possible to study the network strengthening necessary in order to increase its capacity for accepting greater installed capacities of WPPs in individual nodes.

Na temelju izvršenih proračuna može se preliminarno zaključiti da evakuacijske sposobnosti mreže 110 kV za prihvatanje većeg broja VE značajno povećavaju sljedeće investicije u mreži:

- uvod/izvod jedne trojke DV 2x110 kV Zakučac – Meterize u TS Vrboran,
- zamjena postojećeg DV 110 kV Melina – Vinodol novim DV 2x110 kV Melina – Vinodol,
- izgradnja DV 110 kV Knin (Drniš) – Konjsko (vezano za izgradnju EVP Žitnić),
- formiranje RP 110 kV Vodnjan i izgradnja DV 2x220(110) kV Plomin – Vodnjan.

On the basis of the calculations performed, we can draw a preliminary conclusion that the capacity of a network 110 kV for accepting a large number of WPPs significantly increases the following investments in the network:

- connection of the 2x110 kV Zakučac – Meterize OHL circuit in the Vrboran Substation,
- replacement of the existing 110 kV Melina – Vinodol OHL with the new 2x110 kV Melina – Vinodol OHL,
- construction of the 110 kV Knin (Drniš) – Konjsko OHL (in connection with the construction of the Žitnić Railway Substation),
- construction of the 110 kV Vodnjan Switchyard and construction of the 2x220 (110) kV Plomin – Vodnjan OHL.

Tablica 4 — Maksimalno dozvoljene snage pojedinačnih vjetroelektrana priključenih na pojedina čvorišta mreže 110 kV
Table 4 — Maximum allowed power of individual wind power plants connected to individual nodes of the network 110 kV

Priključak VE na čvorište / Connection of the WPP to nodes 110 kV	Ukupna instalirana snaga VE / Total installed capacity of a WPP [MW]		Kritični događaj (ispad) / Critical event (fault)	Preopterećenje / Overloading
	Početno* / Initial	Početno* / Initial		
Pag	16	16	—	—
Gračac	256,5	16	DV / OHL*** 110 kV Gračac — L.Osik	DV / OHL 110 kV Gračac — Obrovac
Obrovac	120	120	—	—
Knin	123	70	DV / OHL 110 kV Bilice — Knin	DV / OHL 110 kV Strmica — B. Grahovo
Peruća	75	0	DV / OHL 2x110 kV Meterize — Vrboran	DV / OHL 2x110 kV Meterize — Vrboran**
Konjsko	56	56	—	—
Bilice	119,2	119,2	—	—
Benkovac	50	50	—	—
Vrboran	30	30	—	—
Kraljevac	45	0	DV / OHL 2x110 kV Meterize — Vrboran	DV / OHL 2x110 kV Meterize — Vrboran *
Ston	115	40	DV / OHL 110 kV Neum — Ston TL	DV / OHL 110 kV Komolac — Trebinje TL
Zakučac	30	0	DV / OHL 2x110 kV Meterize — Vrboran	DV / OHL 2x110 kV Meterize — Vrboran **
Sinj	115	0	DV / OHL 2x110 kV Meterize — Vrboran	DV / OHL 2x110 kV Meterize — Vrboran **
Kaštela	25	25	—	—
Trogir	85	85	—	—
Crikvenica	30	0	DV / OHL 110 kV Melina — Vinodol	DV—KB / OHL—Cable 110 kV Crikvenica — Krk
Senj	112	42	DV / OHL 110 kV Melina — Vinodol	DV—KB / OHL—Cable 110 kV Crikvenica — Krk
Plomin	15	0	DV / OHL 110 kV Raša — Dubrova	DV / OHL 110 kV Plomin — Šijana
Raša	50	0	DV / OHL 110 kV Plomin — Šijana	DV / OHL 110 kV Raša — Dolinka
Buzet	110	110	—	—
UKUPNO / TOTAL	1 577,7	933,2		

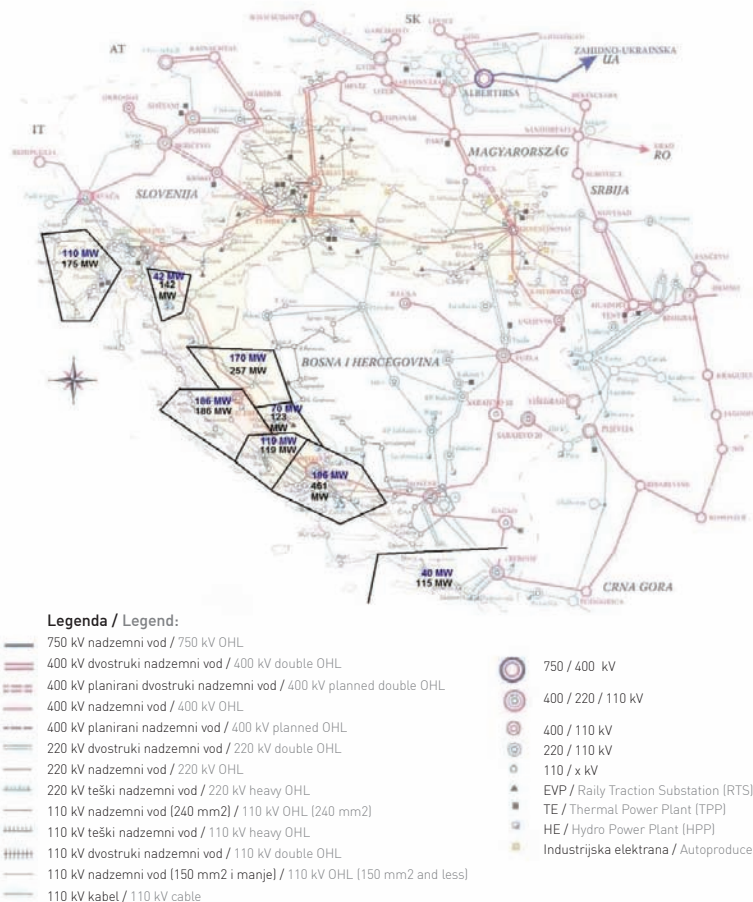
* Moguća izgradnja vjetroelektrana u najvjerojatnijem scenariju izgradnje / Possible construction of wind power plants in the most likely construction scenario

** Ispad jedne trojke i preopterećenje preostale trojke / Loss of one circuit and overloading of the remaining circuit

*** Dalekovod / Overhead

Slike 3 i 4 prikazuju regionalnu distribuciju maksimalno dozvoljenih snaga pojedinačnih VE, te distribuciju maksimalno dozvoljenih snaga pojedinačnih VE po čvorištima mreže 110 kV za najvjerojatniji scenarij izgradnje VE, a s obzirom na postojeće evakuacijske sposobnosti prijenosne mreže. Maksimalno dozvoljene snage VE prikazane su na slikama plavom bojom. Od ukupno 1 577,7 MW instalirane snage vjetroelektrana u najvjerojatnijem scenariju izgradnje, s aspekta evakuacijskih sposobnosti mreže pri pojedinačnom plasmanu snage VE, moguće je prihvatiti 933 MW, a da sigurnost pogona ne bude ugrožena.

Figures 3 and 4 present the regional distribution of the maximum allowed power of individual WPPs and the distribution of the maximum allowed power of individual WPPs according to network nodes 110 kV for the most likely construction scenario of WPPs, taking into account the existing network capacities of the transmission network. The maximum allowed power of the WPPs are presented in blue. Out of a total of 1 577,7 MW installed capacity of WPPs in the most likely construction scenario, from the aspect of the network capacity and individual WPP outputs, it is possible to accept 933 MW, so that the security of the supply will not be jeopardized.



Slika 3 — Regionalna distribucija maksimalno dozvoljenih snaga pojedinačnih vjetroelektrana u najvjerojatnijem scenariju moguće izgradnje

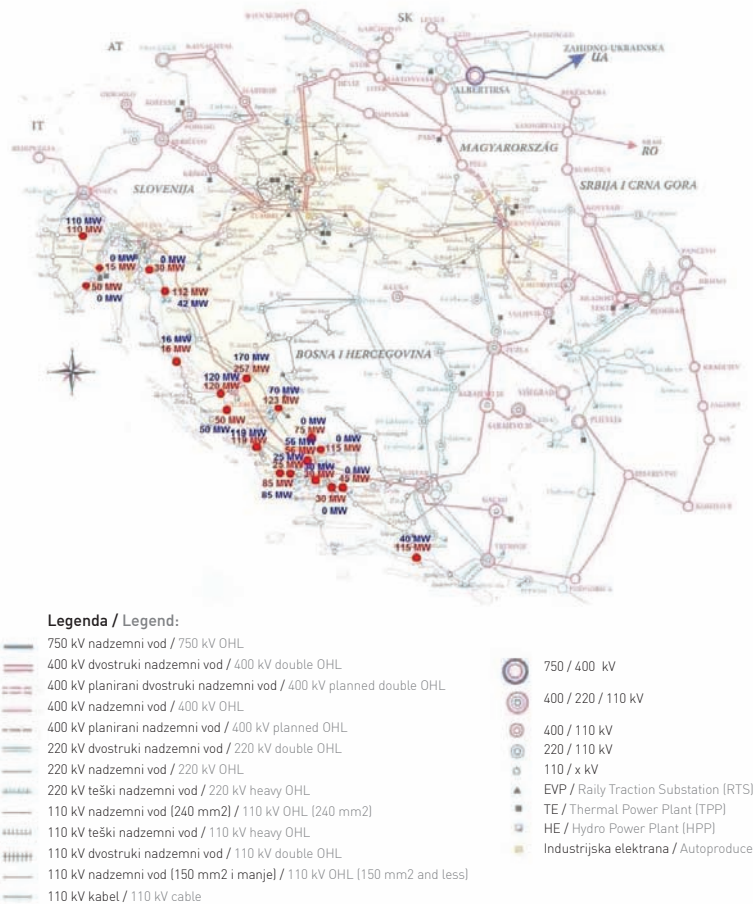
Figure 3 — Regional distribution of the maximum allowed power of individual wind power plants in the most likely construction scenario

Ukupna dozvoljena snaga pojedinačnih VE ovisi naravno o priključnom čvorištu mreže 110 kV pa uz drugačiju prostornu raspodjelu VE suma ukupnih pojedinačnih snaga može značajno varirati na više ili niže. Također u pojedinim čvorištima mreže 110 kV poput Paga, Obrovca, Konjskog, Bilica, Benkovca, Vrborana, Kaštela, Trogira,

The total allowed power of individual WPPs depends, naturally, on the network 110 kV connection nodes. With a different spatial distribution of the WPPs, the sum of the total individual powers can significantly vary, either higher or lower. Furthermore, on the individual nodes of the network 110 kV such as Pag, Obrovac, Konjsko, Bilica,

te Buzeta moguće je priključiti i veću instaliranu snagu VE od onih analiziranih u ovom poglavlju. Daljnja ograničenja s aspekta evakuacijskih sposobnosti mreže proizlaze iz istodobnog plasmana proizvodnje VE što se razmatra u idućem poglavlju.

Benkovac, Vrboran, Kaštela, Trogir and Buzet, it is possible to connect greater installed capacities of WPPs than those analyzed in this chapter. Further limitation from the aspect of the network capacity results from the coherent power generation of WPPs, as discussed in the next chapter.



Slika 4 – Distribucija maksimalno dozvoljenih snaga pojedinačnih vjetroelektrana u najvjerojatnijem scenariju moguće izgradnje po čvorištima mreže 110 kV

Figure 4 – Distribution of the maximum allowed power of individual wind power plants in the most likely construction scenario according to the nodes of the 110 kV Network

3.2 Analiza svih makrolokacija vjetroelektrana

Na temelju analiza iz prethodnog poglavlja i proračuna maksimalno dozvoljenih snaga pojedinačnih grupa VE s aspekta evakuacijskih sposobnosti prijenosne mreže, u nastavku se analizira scenarij kada su sve VE u pogonu pri izrazito povoljnim vremenskim prilikama (vjetar) koje rezultiraju visokim angažmanom svih VE. Promatra se ukupan angažman u iznosu od 80 % instalirane snage svih VE, što je određeno na temelju europskih iskustava prema kojima u dugogodišnjem vremenskom razdoblju ukupna proizvodnja VE nije prelazila 80 % njihove ukupne instalirane snage [5] do [13].

3.2 Analysis of all the macro locations of wind power plants

Based upon analysis from the previous chapter and the calculation of the maximum allowed power of individual groups of WPPs from the aspect of the transmission network capacity, in this paper scenarios are analyzed when all the WPPs are in operation under particularly favorable meteorological conditions (wind), resulting in high power generation of all the WPPs. The total output is considered as 80 % of the installed capacity of all the WPPs, determined on the basis of European experiences, where the total output has not exceeded 80 % of the total installed capacity during the many years of wind power plant operation.

Ova razina istodobnosti u literaturi se uzima kao gornja, konzervativna granica, što će rezultirati većom razinom sigurnosti. Hoće li će to biti slučaj i u Hrvatskoj moguće je provjeriti tek detaljnim analizama istodobnih brzina vjetra u sekundnom i minutnom području na svim potencijalnim lokacijama za izgradnju VE, što je podatak koji autori u ovom trenutku ne posjeduju. Maksimalan angažman svih VE se ne razmatra budući da se takav scenarij ocjenjuje nevjerojatnim.

U analizama se promatraju četiri karakteristična pogonska stanja iz 2005. godine:

- vršno opterećenje,
- minimalno zimsko opterećenje,
- maksimalno ljetno opterećenje,
- te minimalno ljetno opterećenje.

Analize su izvršene na način da se na modelima za ukupan angažman VE u iznosu od 80 % njihove ukupne instalirane snage najprije smanjuje uvoz snage, a zatim i angažman termoelektrana s najvećom cijenom proizvodnje poput PTE Osijek, KTE Jertovec, TE Sisak i TE Rijeka.

U tablici 5 prikazane su analizirane dozvoljene pojedinačne instalirane snage VE po pojedinim čvorištima mreže 110 kV, određene na temelju pojedinačnih maksimalnih angažmana VE u najvjerojatnijem scenariju izgradnje, te procijenjene maksimalno dozvoljene snage VE priključenih na pojedina čvorišta mreže na temelju $n - 1$ kriterija i evakuacijskih sposobnosti prijenosne mreže pri istodobnom visokom angažmanu svih VE, određenom na temelju pretpostavke da visok angažman odgovara 80 %-noj instaliranoj snazi svih VE. U tablici su također navedeni kritični događaji i preopterećeni vodovi koji ograničavaju maksimalnu snagu pojedinačnih VE koje je moguće priključiti na pojedina čvorišta mreže 110 kV.

This level of coherent operation in the literature is taken as the upper conservative limit, providing a greater level of security. Whether this will be the case in Croatia can only be confirmed by detailed analysis of the simultaneous wind speeds at one-second and one-minute intervals at all the potential locations for the construction of WPPs, data which the authors do not have at the present. The maximum output of all the WPPs has not been considered because such a scenario is considered to be unlikely.

In the analyses, four characteristic operating conditions from 2005 were considered:

- peak load,
- minimum winter load,
- maximum summer load, and
- minimum summer load.

The analyses were performed in such a manner that the power exchange is first reduced in the models in which the total output of the WPPs is set to 80 % of their total installed capacity, and then the power output of the thermal power plant with the highest generation price such as the Osijek Combined Cycle Gas Unit, the Jertovec Combined Cycle Gas Unit, the Sisak Thermal Power Plant and the Rijeka Thermal Power Plant.

Table 5 presents the analyzed allowed individual installed capacities of the WPPs according to the individual nodes of the network 110 kV, determined on the basis of individual maximum outputs of the WPPs in the most likely construction scenario and the maximum allowed power of the WPPs connected to the network nodes on the basis of $n - 1$ security criterion and the network capacities of the transmission network during coherent high power output from all the WPPs, determined on the basis of the assumptions that high power output corresponds to 80 % of the installed capacities of all the WPPs. The table also presents the cited critical events and overloaded lines that limit the maximum power of the individual WPPs that can be connected to the individual network nodes 110 kV.

Tablica 5 — Maksimalno dozvoljene snage vjetroelektrana u najvjerojatnijem scenariju njihove izgradnje, priključenih na pojedina čvorišta mreže 110 kV
 Table 5 — Maximum allowed power of the wind power plants in the most likely scenario for their construction, connected to individual network nodes 110 kV

Priključak VE na čvorište / Connection of the WPPs to nodes 110 kV	Ukupna instalirana snaga VE / Total installed capacity of the WPPs [MW]			Kritični događaj (ispad) / Critical event fault	Preopterećenje / Overloading
	Početno* / Initial	Dozvoljeno pri pojedinačnom angažmanu / Allowed for individual operation	Dozvoljeno pri istodobnom angažmanu / Allowed for coherent operation		
Pag	16	16	6,3	DV / OHL 400 kV Melina — Obrovac	DV—KB / OHL — Cable 110 kV Novalja — Rab
Gračac	256,5	170	170	—	—
Obrovac	120	120	120	—	—
Knin	123	70	70	—	—
Peruća	75	0	0	—	—
Konjsko	56	56	56	—	—
Bilice	119,2	119,2	119,2	—	—
Benkovac	50	50	50	—	—
Vrboran	30	30	30	—	—
Kraljevac	45	0	0	—	—
Ston	115	40	40	—	—
Zakučac	30	0	0	—	—
Sinj	115	0	0	—	—
Kaštela	25	25	25	—	—
Trogir	85	85	85	—	—
Crikvenica	30	0	0	—	—
Senj	112	42	42	—	—
Plomin	15	0	0	—	—
Raša	50	0	0	—	—
Buzet	110	110	110	—	—
UKUPNO / TOTAL	1 577,7	933,2	923,5		

* Moguća izgradnja vjetroelektrana u najvjerojatnijem scenariju izgradnje / The possibility of constructing wind power plants in the most likely construction scenario

Od ukupno 1 577,7 MW instalirane snage VE u najvjerojatnijem scenariju izgradnje, s aspekta evakuacijskih sposobnosti mreže pri pojedinačnom plasmanu snage VE moguće je prihvatiti 923,5 MW, a da sigurnost pogona ne bude ugrožena. Izgradnjom svih VE unutar najvjerojatnijeg scenarija izgradnje dodatno se smanjuje mogućnost priključka VE na trafostanicu Pag (sa 16 MW na 6,3 MW), tako da ukupna procijenjena instalirana snaga VE koja se može priključiti na mrežu iznosi 923,5 MW.

Nužno je spomenuti da navedena ukupna snaga VE ovisi o priključnom čvorištu mreže 110 kV, pa stoga uz drugačiju prostornu raspodjelu VE, tj. dinamiku izgradnje suma ukupnih pojedinačnih snaga može značajno varirati na više ili niže. Analogno, drugačiji raspored izgradnje rezultirao bi drugačijom istodobnošću proizvodnje, što također ima značajnog utjecaja na ograničenja navedena u ovom poglavlju.

Of the total 1 577,7 MW of the installed capacities of the WPPs in the most likely construction scenario, from the aspect of the network capacities and individual WPP output it is possible to accept 923,5 MW without jeopardizing operating security. With the construction of all the WPPs within the most likely construction scenario, the possibility of connecting a WPP to the Pag Substation (from 16 MW to 6,3 MW) is reduced, so that the total estimated installed capacity of the WPPs that can be connected to the network is 923,5 MW.

It is necessary to mention that the cited total power of the WPPs depends on the network connection nodes 110 kV. Therefore, with a different spatial distribution of the WPPs, i.e. construction schedule, the sum of the total individual power can vary significantly, either higher or lower. Analogously, a different construction schedule would result in different simultaneity of generation, which also has a significant impact on the limitations described in this chapter.

4 PROČJENA ISTODOBNOSTI ANGAŽMANA VJETROELEKTRANA

4.1 Raspoloživost podataka o brzinama vjetra

Mjerenja brzine vjetra na različitim lokacijama duž jadranske obale prikupljena su očitanjima s mjernih stanica u vlasništvu EIHP-a, ustupanjem od strane potencijalnih investitora u vjetroelektrane, te na temelju podataka Državnog hidrometeorološkog zavoda (DHMZ). Za analize prikazane u ovom poglavlju promatrano je razdoblje od 14.06.2005. do 31.07.2006. godine, a mjerenja brzine vjetra i kretanje snaga VE iz najvjerojatnijeg scenarija izgradnje (sc1) prikupljene su za većinu razmatranih VE smještenih na području četiri dalmatinske županije (Dubrovačko-netervanska, Splitsko-dalmatinska, Šibensko-kninska, Zadarska županija), te Ličko-senjske županije. Podaci nažalost nisu prikupljeni za potencijalne VE na području Istarske županije.

Podaci o brzinama vjetra prikupljeni su sa sedam mjernih stanica smještenih unutar pet županija. Posebnom analizom određene su angažirane snage VE koje odgovaraju pripadnim brzinama vjetra na pojedinim lokacijama. Istodobnost podataka o brzinama vjetra najveća je za razdoblje od 1.10.2005. do 31.12.2005. godine, pa se opisane analize uglavnom temelje na podacima iz tog razdoblja. Promatranjem mogućeg rada većeg broja VE smještenih na udaljenim lokacijama opaža se efekt ublažavanja varijacija ukupne proizvodnje VE, u odnosu na situaciju kad bi sve VE bile smještene unutar manjeg područja, pa je vrlo važno analizirati podatke koji se odnose na isti vremenski period. Podaci o kretanju snage VE odnose se na razdoblje od jednog sata [MWh/h], što znači da su snage VE procijenjene na temelju prosječnih satnih vrijednosti brzina vjetra na različitim lokacijama. Finiji podaci za minutna ili sekundna područja autorima nisu bili dostupni.

To znači da se svi rezultati i zaključci prikazani u ovom poglavlju temelje na usporedbama satnih vrijednosti promatranih veličina, što svakako unosi određenu pogrešku zbog promjena brzine vjetra unutar sekundnog i minutnog razdoblja. Inozemna iskustva govore da vjetar vrlo malo mijenja brzinu unutar sekundnog i minutnog područja, a oscilacije su izraženije unutar 15 minutnog područja i dulje, što znači da je promatranje satnog područja restriktivnije po zahtjeve koje VE unose u elektroenergetski sustav pa su rezultati na strani sigurnosti.

4 ASSESSMENT OF THE COHERENT GENERATION OF THE WIND POWER PLANTS

4.1 Availability of data on wind velocities

Wind velocity measurements at various locations along the Adriatic coast were collected from readings at metering stations owned by the EIHP and by potential investors in WPPs, as well as on the basis of data from the Croatian Meteorological and Hydrological Service (DHMZ). For the analyses presented in this chapter, the period from June 14, 2005 to July 31, 2006 was considered, and the measured wind velocities and power fluctuation of the WPPs from the most likely construction scenario (Sc1) were collected from the majority of the WPPs studied in the territories of four Dalmatian counties (Dubrovnik-Neretva, Split-Dalmatia, Šibenik-Knin and Zadar Counties), and Lika — Senj County. Unfortunately, data were not collected for the potential WPPs in the territory of Istria County.

Data on wind velocities were collected from seven metering stations located in five counties. Through separate analysis, the wind power plant capacities that correspond to the wind velocities at individual locations were determined. The simultaneity of the data on wind velocities was greater for the period from October 1, 2005 to December 31, 2005, so the described analyses are primarily based upon the data from this period. By studying the potential operations of a large number of WPPs located at distant locations, the decrease in the fluctuations in the total generation of the WPPs is noted, in comparison to the situation that would occur if all the WPPs were located within a smaller area. Therefore, it is very important to analyze the data that refer to the same period of time. The power fluctuation data of WPPs refer to a one—hour period [MWh/h], which means that the generating capacities of the WPPs were assessed on the basis of the average hourly values of the wind velocities at various locations. More precise data for minutes or seconds were not available to the authors.

This means that all the results and conclusions presented in this chapter are based upon comparisons of the hourly values of the observed parameters, which introduces a certain level of error due to the changes in wind velocity within the period of a second or minute. Experience in other countries indicates that changes in wind velocity are very small within the one—second and one—minute intervals and fluctuations are expressed within the 15—minute interval or longer, which means that the hourly period considered is more restrictive regarding the requirements that the wind power plants impose upon the electric power system and, therefore, the results are on the side of security.

4.2 Kretanje snage vjetroelektrana na pojedinačnim lokacijama

Analizom podataka o istodobnim brzinama vjetra određene su neke važne karakteristike budućih VE priključenih na pojedina čvorišta mreže. Iste su prikazane u tablici 6.

4.2 Fluctuation in the power output of wind power plants at individual locations

Through analysis of the data on the simultaneous wind velocities, several significant characteristics of the future WPPs connected to individual network nodes were determined, as presented in Table 6.

Tablica 6 — Karakteristične neistodobne promjene snage proizvodnje vjetroelektrana po pojedinim priključnim čvorištima u razdoblju od 1.01.2005. do 31.12.2005.
Table 6 — Characteristic non-coherent changes in the power generation of wind power plants according to individual connection nodes during the period from October 1 to December 31, 2005.

Čvorište / Nodes	Maksimalne satne promjene snage proizvodnje / Maximum hourly changes in generation [MWh/h]	Prosječne satne promjene snage proizvodnje / Average hourly changes in generation [MWh/h]	Ukupan broj sati s promjenom snage proizvodnje većom od 50 % planirane instalirane snage / Total number of hours with changes in generation over 50 % of the planned installed capacity [h]	Maksimalne satne promjene snage proizvodnje / Maximum hourly changes in generation [MWh/h]	Prosječne satne promjene snage proizvodnje za ograničenu veličinu izgradnje / Average hourly changes in generation for limited construction [MWh/h]	Ukupan broj sati s promjenom snage proizvodnje većom od 50 % ograničene instalirane snage / Total number of hours with changes in generation greater than 50 % of the limited installed capacity [h]
Pag	16,30	1,42	61	6,42	0,56	77
Gračac	130,19	12,30	2	107,77	10,18	3
Obrovac	103,39	7,13	15	103,39	7,13	15
Knin	170,85	12,89	10	62,23	4,29	17
Konjsko	41,13	3,39	20	41,13	3,39	20
Bilice	93,44	8,87	19	93,44	8,87	19
Benkovac	42,74	2,95	15	42,74	2,95	15
Vrboran	21,91	1,81	19	21,91	1,81	19
Ston	114,98	7,78	27	40,24	2,72	30
Kaštela	19,57	1,86	17	19,57	1,86	17
Trogir	67,05	6,36	19	67,05	6,36	19
Senj	108,07	9,43	34	40,56	3,59	55
Peruća	55,12	5,23	15	55,12	5,23	15
Kraljevac	33,16	2,73	19	33,16	2,73	19
Zakučac	20,90	1,72	16	20,90	1,72	16
Sinj	82,65	6,81	18	82,65	6,81	18
Crikvenica	28,51	2,49	51	28,51	2,49	51

4.3 Istodobno kretanje snaga vjetroelektrana

U ovom poglavlju promatran je istodobni pogon svih VE iz najvjerojatnijeg scenarija njihove izgradnje (sc1), prema njihovim ukupnim instaliranim snagama, te na temelju dozvoljenih snaga određenih analizom evakuacijskih sposobnosti mreže na koju se priključuju. Radi se o ukupno 1 577,7 MW instalirane snage u 39 VE smještenih na širem području Dubrovnika, Splita, Šibenika, Zadra, Knina, Gračaca, Senja i Istre, od čega je na postojeću konfiguraciju prijenosne mreže na temelju njenih evakuacijskih mogućnosti moguće priključiti ukupno 923,5 MW.

Kvaliteta ulaznih podataka i njihova istodobnost opisana je u prethodnom poglavlju. Najveća istodobnost podataka odnosi se na razdoblje

4.3 Simultaneous fluctuations in the power output of wind power plants

In this chapter, the coherent operation of all the WPPs in the most likely construction scenario 1 (Sc1) is considered, according to their total installed capacity, and on the basis of the allowed installed capacity determined through the analysis of the capacities of the network to which power plants are connected. This concerns a total of 1 577,7 MW installed capacity in 39 WPPs located in the broad region of Dubrovnik, Split, Šibenik, Zadar, Knin, Gračac, Senj and Istria, of which a total of 923,5 MW can be connected to the existing configuration of the transmission network on the basis of its capacity.

The quality of the input data and their simultaneity are described in the previous chapter. The greatest

od 1.10.2005 do 31.12.2005. pa će se najviše pažnje posvetiti obradi podataka iz tog razdoblja. Unutar tog razdoblja poznati su podaci za 34 VE smještene na području pet županija, pa su dovoljno reprezentativni za donošenje generalnih zaključaka o očekivanim kretanjima snage VE u Hrvatskoj. Moguće pogreške u generalnim zaključcima proizlaze iz sljedećeg:

- obrađeno je kraće vremensko razdoblje unutar jedne godine, a za ovakvu vrstu analiza trebalo bi obraditi višegodišnje razdoblje,
- nisu poznati podaci za buduće VE smještene na području Istre,
- kretanja snage pojedinih VE procijenjene su na temelju najbližih mjernih stanica relativno udaljenih od razmatranih lokacija, radi čega stvarna kretanja snage mogu odstupati od procijenjenih.

Podaci o kretanjima snaga svih obrađenih vjetroelektrana odnose se na sljedeće:

- sve VE u najvjerojatnijem scenariju izgradnje s ukupno instaliranom snagom $P_{ins} = 1\,577,7$ MW,
- dozvoljene VE s obzirom na evakuacijske sposobnosti postojeće prijenosne mreže prema analizama s ukupnom instaliranom snagom $P_{ins} = 923,5$ MW.

Analizirane su satne promjene snage vjetroelektrana, odnosno srednje satne vrijednosti njihove moguće proizvodnje [MWh/h]. Osnovne rezultate prikazuje tablica 7. Promatrajući cjelokupno razdoblje malo duže od godinu dana, ali s nepotpunim podacima o brzinama vjetra na lokacijama budućih VE, primjećuje se da će uz maksimalan istodobni angažman svih VE u iznosu od 1 421,63 MWh/h (bez onih na području Istre), maksimalne satne oscilacije ukupne snage proizvodnje iznositi oko 563 MWh/h (oko 40 % P_{VEmax} , odnosno oko 39 % P_{VEins}). U razdoblju od 1.10. do 31.12.2005. godine maksimalna snaga ostaje ista, a maksimalne oscilacije iznose oko 547 MW (oko 38 % P_{VEmax} , odnosno oko 37 % P_{VEins}).

Ukoliko se analiziraju samo VE koje je moguće priključiti na prijenosnu mrežu s obzirom na njene sadašnje evakuacijske sposobnosti, može se zaključiti da bi unutar razdoblja 1.10. do 31.12.2005. godine maksimalan angažman svih VE iznosio oko 860 MWh/h, uz maksimalne satne promjene snage u iznosu od oko 375 MWh/h (oko 44 % P_{VEmax} , odnosno oko 43 % P_{VEins}).

simultaneity of data refers to the period from October 1 to December 31, 2005, so the most attention will be devoted to the processing of data from this period. Within this period, data are known for 34 WPPs located in the territories of five counties, which are sufficiently representative for reaching general conclusions on the anticipated fluctuations in the power output of the wind power plants in Croatia. Potential errors in the general conclusions can result from the following:

- a period of one year has been processed, although for this type of analysis it would be necessary to process a period of several years,
- data for the future WPPs located in the territory of Istria are unknown,
- fluctuations in the power of individual WPPs were calculated on the basis of the closest metering stations from the locations studied, due to which the actual power fluctuations may differ from those estimated.

Data on power fluctuations of all the processed WPPs refer to the following:

- all the WPPs in the most likely construction scenario $P_{ins} = 1\,577,7$ MW,
- allowed WPPs regarding the capacity of the existing transmission network according to analyses $P_{ins} = 923,5$ MW.

Hourly fluctuations in the power output of wind power plants, i.e. average hourly values of potential WPP generation [MWh/h] are analyzed. The basic results are presented in Table 7. Considering the entire period of slightly over one year, but with incomplete data on wind velocities at the locations of the future WPPs, we note that in addition to the maximum coherent output of all the WPPs in an amount of 1 421,63 MWh/h (without the WPPs in the territory of Istria), the maximum hourly fluctuation of the total power output is approximately 563 MWh/h (approximately 40 % P_{VEmax} , respectively approximately 39 % P_{VEins}). In the period from October 1 to December 31, 2005, the maximum power remains the same and the maximum fluctuation is approximately 547 MW (approximately 38 % P_{VEmax} , respectively approximately 37 % P_{VEins}).

If we only analyze the WPPs that can be connected to the transmission network according to its present capabilities, we conclude that within the period from October 1 to December 31, 2005, the maximum output of all the WPPs was approximately 860 MWh/h, with maximum hourly power changes of approximately 375 MWh/h (approximately 44 % P_{VEmax} , respectively approximately 43 % P_{VEins}).

Tablica 7 — Procjena kretanja snage svih vjetroelektrana iz scenarija 1 (sc1)
 Table 7 — Estimated fluctuation of the power of all the wind power plants from scenario Sc1

Razdoblje promatranja / Period studied	$P_{ins} \approx 1\,577,7$ MW		$P_{ins} \approx 923,5$ MW	
	P_{max} [MWh/h]	ΔP_{max}	P_{max} [MWh/h]	ΔP_{max}
14.06.2005. — 31.07.2006.	1 421,63	562,80	—	—
01.10.2005. — 31.12.2005.	1 421,63	547,16	860,40	375,44

Promatrajući satne promjene snaga VE primjećuje se da se usprkos maksimalnim promjenama u iznosu od 563 MWh/h za sve VE u razdoblju od 14.06.2005. do 31.07.2006., odnosno 547 MW za razdoblje od 1.10. do 31.12.2005. godine, te 375 MW za dozvoljene u razdoblju od 1.10. do 31.12.2005. godine, prosječne satne promjene kreću oko dosta manjih iznosa (između 36 MW i 56 MW ovisno o ukupnoj instaliranoj snazi VE – tablica 8). Broj sati u kojima se promjene snage svih vjetroelektrana kreću unutar iznosa većih od 300 MW iznosi oko 0,09 % promatranog vremena za dozvoljene, odnosno između 0,55 % i 1 % promatranog vremena za sve VE.

Na temelju prikazanih veličina može se zaključiti da vjetroelektrane priključene na EES Republike Hrvatske neće znatno mijenjati svoju snagu unutar satnog područja u većini vremena tijekom godine, no uz veće oscilacije snage na satnoj razini izrazito stohastičkog karaktera, reda veličine do 50 % od ukupne instalirane snage VE, pa sustav u svakom trenutku mora moći pružiti odgovarajuću rezervu (sekundarna i tercijarna *Pf* regulacija), radi održavanja nazivne frekvencije i ugovoreni prekogranični razmjena.

Considering the hourly fluctuations in the power output of WPPs, we note that despite the maximum fluctuation in the amount 563 MWh/h for all the WPPs in the period of June 14, 2005 to July 31, 2006, respectively 547 MW for the period from October 1 to December 31, 2005, and 375 MW for the allowed WPPs during the period from October 1 to December 31, 2005, the average hourly fluctuations range from fairly small amounts (between 36 MW and 56 MW, depending on the total installed capacity of the WPP—Table 8). The number of hours in which the fluctuation in the power of all the WPPs ranges within amounts greater than 300 MW is approximately 0,09 % of the time studied for the allowed WPPs, respectively between 0,55 % and 1 % of the time studied for all the WPPs.

On the basis of the values presented, we can conclude that the WPPs connected to the electric power system of the Republic of Croatia will not significantly change its power within an hourly period most of the time during the year. However, greater power fluctuations at the hourly level are of a markedly stochastic character, of an order of magnitude of up to 50 % of the total installed capacity of the WPPs. Therefore, at any moment the system must provide the suitable reserve (secondary and tertiary *Pf* control), in order to maintain the rated frequency and the scheduled cross-border exchanges.

Tablica 8 — Satne promjene kretanja snage svih vjetroelektrana iz scenarija sc1
 Table 8 — Hourly fluctuation in the power output of all the wind power plants from the scenario Sc1

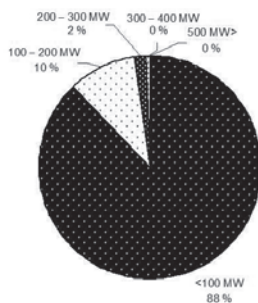
Razdoblje promatranja / Period studied	$P_{ins} \approx 1\,577,7$ MW		$P_{ins} \approx 923,5$ MW	
	ΔP prosječno / average [MWh/h]	$\Delta P > 300$ MW [% od promatranog vremena / % of the period studied]	ΔP prosječno / average [MWh/h]	$\Delta P > 300$ MW [% od promatranog vremena / % of the period studied]
14.06.2005. — 31.07.2006.	44,48	0,55 %	—	—
1.10.2005. — 31.12.2005.	55,65	1 %	36,29	0,09 %

Slike 5 do 7 prikazuju raspone satnih promjena snage VE i njihovo trajanje u odnosu na ukupno promatrano razdoblje. Iz slika je vidljivo da bi se u slučaju izgradnje VE ukupne instalirane snage 1 578 MW satne promjene snaga kretale do 200 MW u 96 % do 98 % slučajeva, dok bi se

Figures 5 to 7 present the range of the hourly power fluctuations of the wind power plants and their duration in comparison to the total period studied. From the figures, it is evident that in the event of the construction of WPPs of a total installed capacity of 1 578 MW, the hourly power fluctuations would

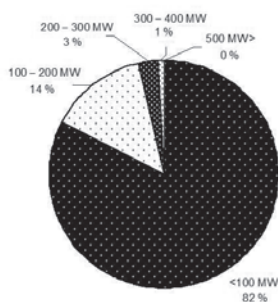
za VE instalirane snage do 924 MW satne promjene kretale do 200 MW u 99 % promatranog vremena. Praktično bi to značilo veliku potrebu za pripremljenom sekundarnom i tercijarnom regulacijom u sustavu radi vrlo kratkotrajnih i izraženih velikih promjena snage proizvodnje VE, ali malo iskorištenje snage sekundarne i tercijarne regulacije.

range up to 200 MW in 96 % to 98 % of the cases, while for the wind power plants of installed capacities of up to 924 MW, the hourly fluctuations would range up to 200 MW in 99 % of the period studied. This would indicate the great need for secondary and tertiary control reserves in the system for very brief and markedly great fluctuations in the power output of WPPs, although secondary and tertiary reserves would be little used.



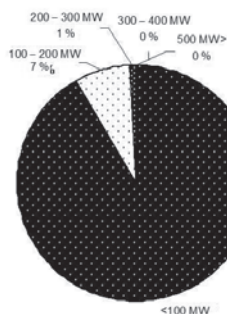
Slika 5 — Ukupno trajanje satnih promjena snage svih vjetroelektrana ($P_{\text{ins}} = 1\,577,7$ MW) u razdoblju 14.06.2005. do 31.07.2006.

Figure 5 — Total duration of the hourly fluctuations in the power output of all the wind power plants ($P_{\text{ins}} = 1\,577,7$ MW) during the period from June 14, 2005 to July 31, 2006



Slika 6 — Ukupno trajanje satnih promjena snage svih vjetroelektrana ($P_{\text{ins}} = 1\,577,7$ MW) u razdoblju od 1.10.2005. do 31.12.2005.

Figure 6 — Total duration of the hourly fluctuations in the power output of all the wind power plants ($P_{\text{ins}} = 1\,577,7$ MW) during the period from October 1, 2005 to December 31, 2005

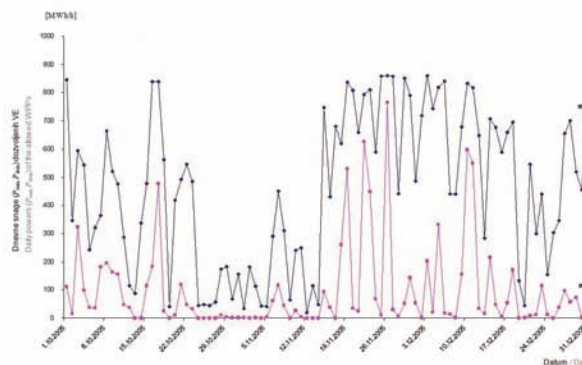


Slika 7 — Ukupno trajanje satnih promjena snage dozvoljenih vjetroelektrana ($P_{\text{ins}} = 923,5$ MW) u razdoblju od 1.10. do 31.12.2005.

Figure 7 — Total duration of the hourly power fluctuations of the allowed wind power plants ($P_{\text{ins}} = 923,5$ MW) during the period from October 1 to December 31, 2005

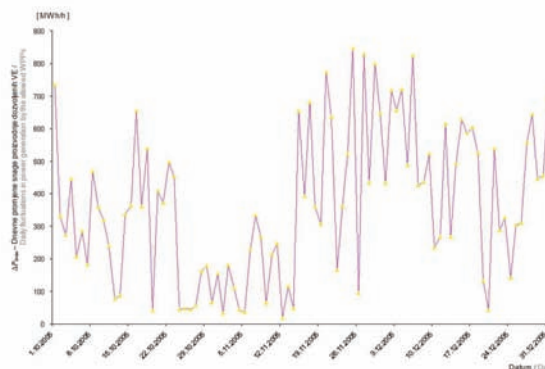
Dnevne varijacije snage proizvodnje dozvoljenih VE ukupne instalirane snage 923,5 MW kreću se u maksimalnom rasponu ($P_{d \max}$ do $P_{d \min}$) od 19 MW do 847 MW za promatrano razdoblje od 1.10. do 31.12.2005. godine (slike 8 i 9), što znači da na dnevnoj razini sustav mora za promatranu razinu instalirane snage VE biti sposoban osigurati dodatnu proizvodnju (24 satna rezerva) u iznosu od oko 850 MW (oko 95 % P_{VEins}). Prosječne maksimalne dnevne varijacije snage VE iznosile su 365 MW unutar promatranog razdoblja.

Daily fluctuation in power generation by the allowed WPPs of a total installed capacity of 923,5 MW are within the maximum range ($P_{d \max}$ to $P_{d \min}$) from 19 MW to 847 MW for the period studied from October 1 to December 31, 2005 (Figures 8 and 9), which means that at the daily level the system must be capable of providing additional power generation for the level studied of the installed capacity of the WPP (24-hour reserve) in an amount of approximately 850 MW (approximately 95 % P_{VEins}). The average maximum daily fluctuation in the power of the WPPs amounted to 365 MW within the period studied.



Slika 8 — Maksimalne i minimalne dnevne snage dozvoljenih vjetroelektrana ($P_{ins} = 923,5$ MW) u razdoblju od 1.10. do 31.12.2005.

Figure 8 — Maximum and minimum daily power of the allowed wind power plants ($P_{ins} = 923,5$ MW) during the period from October 1 to December 31, 2005



Slika 9 — Maksimalne dnevne promjene snage proizvodnje dozvoljenih vjetroelektrana ($P_{ins} = 923,5$ MW) u razdoblju od 1.10. do 31.12.2005.

Figure 9 — Maximum daily fluctuations in power generation by the allowed wind power plants ($P_{ins} = 923,5$ MW) in the period from October 1 to December 31, 2005

Na među dnevnoj razini (48 satna rezerva) maksimalne varijacije proizvodnje dozvoljenih VE ($P_{dn \max}$ do $P_{dn-1 \min}$) unutar razmatranog razdoblja od 1.10. do 31.12.2005. godine iznosile bi oko 860 MW (oko 98 % P_{VEins}), s prosječnom vrijednošću od 360 MW, što znači da sustav mora biti sposoban u vremenu između 24 i 48 sati osigurati rezervu za puni raspon od 0 do ukupne instalirane snage VE.

At a two-day reserve (48 hour reserve), the maximum fluctuations in power generation of the allowed WPPs ($P_{dn \max}$ to $P_{dn-1 \min}$) within the period studied, October 1 to December 31, 2005, would amount to approximately 860 MW (approximately 98 % P_{VEins}), with an average value of 360 MW, which means that the system must be capable of providing reserves for the full range from 0 to the total installed capacity of the WPPs within a period

Isto vrijedi i za mjesečne oscilacije snage proizvodnje VE.

Na temelju prethodnih analiza može se zaključiti sljedeće:

- sustav mora biti u svakom trenutku sposoban omogućiti sekundarnu i tercijarnu P/f regulaciju u najmanjem iznosu otprilike 50 % instalirane snage svih VE (ne uzimajući ovom procjenom u obzir potrebnu rezervu radi varijacija opterećenja u sustavu i obveza prema UCTE. EES Hrvatske je na temelju obveze prema UCTE dužan pružiti 78 MW snage u sekundarnoj regulaciji),
- sustav mora biti sposoban pružiti dnevnu (24 h), među dnevnu (48 h) i mjesečnu rezervu do pune instalirane snage VE,
- velike oscilacije snage proizvodnje VE izrazito su stohastičkog karaktera i događaju se rijetko, tako da će iskorištenje snage sekundarne i tercijarne regulacije u sustavu radi varijacija proizvodnje VE biti malo,
- potrebe za primarnom regulacijom unutar sustava nije moguće ovom prilikom procijeniti jer nisu poznate promjene brzine vjetrova i kretanja snaga VE u sekundnom i minutnom području.

of between 24 to 48 hours. This also applies to the monthly fluctuations in the power generation of the WPPs.

On the basis of the previous analyses, the following may be concluded:

- At every moment, the system must be capable of facilitating secondary and tertiary P/f control in a minimum amount of approximately 50 % of the installed capacity of all the WPPs (not taking into account, the necessary reserve for load variations in the system and the obligations toward the UCTE. The Croatian electric power system in compliance with the obligations toward the UCTE is required to provide 78 MW of the secondary P/f reserve).
- The system must be capable of providing 24-hour, 48-hour and monthly reserve up to the full installed capacity of the WPPs.
- Great fluctuations in the power output of WPPs are of a markedly stochastic character and occur rarely, so that the secondary and tertiary reserves in the system due to the variations in generation would be little used.
- On this occasion, it is not possible to predict the requirements for primary control within the system because the fluctuations in wind velocity and in the power output of WPPs at one-second and one-minute intervals are not known.

5 PROCJENA REGULACIJSKIH SPOSOBNOSTI EES

5.1 Krivulje promjene opterećenja

Satne promjene opterećenja prikupljene su od HEP OPS za 2005. godinu (1.01. do 31.12.2005.). Dnevni dijagrami opterećenja za karakteristične dane u godini (vršno opterećenje, minimalno zimsko, maksimalno ljetno i minimalno opterećenje) imaju sličan oblik. U razdoblju iza ponoći opterećenje EES pada, te dostiže svoj dnevni minimum između 4 i 6 sati ujutro. Nakon toga opterećenje raste i postiže maksimum u tom razdoblju iznosa između 10 i 12 sati prije podne, kada opet blago pada do 16 do 18 sati, nakon čega slijedi porast pa se dnevni maksimum uobičajeno postiže u razdoblju između 20 i 22 h.

Uzroke takvom obliku dnevnog dijagrama opterećenja ovom prilikom nije potrebno analizirati, no važno je napomenuti da dispečerska služba procjenjuje iznose opterećenja za slijedeći dan i na temelju tih procjena slaže vozni red elektrana. Razlike u planiranom i ostvarenom opterećenju preuzima primarna i sekundarna P/f regulacija kojom sustav raspolaže, a najveće nesigurnosti proizlaze iz ovisnosti

5 ASSESSMENT OF THE AVAILABILITY OF ANCILLARY SERVICES

5.1 Load variation curves

Hourly load variations were collected from the HEP Transmission System Operator (HEP OPS) for the year 2005 (from January 1 to December 31, 2005). Daily load diagrams for specific days of the year (peak load; minimum winter, maximum summer and minimum loads) have similar forms. During the period after midnight, the electric power system load drops and reaches its daily minimum between 4 and 6 a.m. After that, the load increases and reaches the maximum during the period between 10 a.m. and noon, declining slightly from 4. to 6 p.m., followed by an increase so that the daily maximum is usually reached during the period from 8 to 10 p.m.

The cause of such a daily load diagram need not be analyzed on this occasion. Nonetheless, it should be mentioned that the dispatcher estimates the amount of load for the next day and sets up the power plant schedule on the basis of these estimates. The difference between the estimated and the actual load is taken over by the primary and secondary P/f control of the system. The greatest uncertainty arises from

opterećenja o vanjskoj temperaturi kada se opterećenja mogu razlikovati za nekoliko stotina megavata u hladnijem danu u odnosu na dan s višom temperaturom.

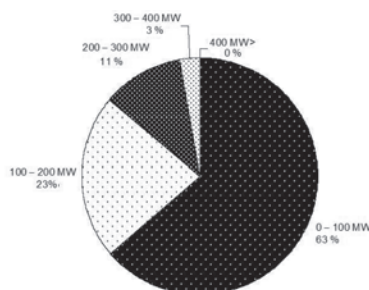
Uvidom u prognozu vremena DHMZ-a očekivani pad temperature moguće je također uzeti u obzir prilikom prognoze opterećenja i sastavljanja voznog reda elektrana, no greška u predviđanju bit će to veća što je veća pogreška u prognozi vremena sa strane DHMZ.

Odnos između maksimalnog i minimalnog godišnjeg opterećenja EES-a iznosi oko 1 : 0,35. Omjer između maksimalnog i minimalnog dnevnog opterećenja za 2005. godinu kretao se između 1 : 0,49 i 1 : 0,69, a maksimalna apsolutna dnevna razlika opterećenja iznosila je 1 334 MW, dok je minimalna apsolutna dnevna razlika iznosila 599 MW. Maksimalna satna promjena opterećenja u 2005. godini iznosila je 419 MW, dok je prosječan iznos satnih promjena iznosio 95 MW. Pri tom su se satne promjene opterećenja do iznosa od 100 MW događale u 63 % vremena godišnje (5 342 sati), dok su se satne promjene veće od 300 MW događale svega u 2,6 % vremena godišnje (222 sata) – slika 10.

the fact that the load depends on the outside temperature. It can differ by several hundred MW on a cold day in comparison to a day with a higher temperature.

From the weather forecast of the Croatian Meteorological and Hydrological Service (DHMZ), an anticipated drop in temperature can be taken into account during the load forecast and the setting up of the power plant schedule, although the forecast error will increase in proportion to the error in the DHMZ weather forecast.

The ratio between the maximum and minimum annual load of the electric power system is approximately 1 : 0,35. The ratio between the maximum and minimum daily load for the year 2005 ranged between 1 : 0,49 and 1 : 0,69, and the maximum absolute daily difference in load was 1 334 MW, while the minimum absolute daily difference was 599 MW. The maximum hourly load change in the year 2005 was 419 MW, while the average amount of hourly change was 95 MW. Hourly load changes up to the amount of 100 MW occurred during 63 % of the year (5 342 hours) while hourly changes greater than 300 MW only occurred during 2,6 % of the year (222 hours) – Figure 10.



Slika 10 – Ukupno trajanje satnih promjena opterećenja u razdoblju od od 1.01.2005. do 31.12.2005.
Figure 10 – The total hourly load changes during the period from January 1 to December 31, 2005

5.2 *P/f* regulacijske sposobnosti postojećih elektrana

Da bi se ocijenile mogućnosti sudjelovanja generatora (elektrana) unutar EES-a Hrvatske u *P/f* regulaciji prikupljeni su podaci o njima od strane HEP Proizvodnje. Podaci se odnose na vrijeme potrebno od hladnog starta do postizanja pune snage, te maksimalnoj brzini promjene proizvodnje u minutnom području.

Hidroelektrane imaju mogućnost vrlo brzog puštanja u pogon od trenutka davanja naloga do maksimalne snage u rasponu od 4 minute do 30 minuta, dok je termoelektanama potrebno puno duže vrijeme, u rasponu od 3 sata (EL-TO Zagreb) do 24 sata (TE Sisak). Izuzetak je kombi blok u TE-TO Zagreb koji je moguće teretiti

5.2 *P/f* control capability of the existing power plants

In order to evaluate the possibilities for the participation of generators (power plants) within the Croatian electric power system in *P/f* control, data were collected on them by HEP Generation (HEP Proizvodnja). The data refer to the time required from a cold start to full power, and the maximum rate of change of power generation at minute time intervals.

Hydroelectric power plants can be put into operation very quickly from the moment the order is given to maximum power within a range of 4 minutes to 30 minutes, while thermal power plants require a much longer time, within a range of from 3 (the Zagreb Cogeneration Plant – ELTO) to 24 hours (the Sisak Thermal Power Plant). The exception is the combined

do maksimalne snage iz hladnog starta za 15 minuta, te KTE Jertovec i PTE Osijek koje je moguće teretiti do pune snage u vremenu od 20 minuta, odnosno 15 minuta, ne ulazeći pri tom u problematiku ekonomske naravi (visoki troškovi proizvodnje ovih dviju TE).

Ukupna snaga koju je moguće interventno angažirati u postojećim elektranama u okvirima tercijarne *P/f* regulacije ovisi o nizu faktora, prvenstveno o trenutnom pogonskom stanju koje je definirano s:

- voznim redom elektrana,
- hidrološkim okolnostima,
- opterećenju EES-a, te
- bilanci sustava (programiranim razmjena).

Utjecaj gornjih parametara na regulacijske sposobnosti unutar EES-a je vrlo značajan. Kod nižih opterećenja EES-a, te kod značajnijeg uvoza električne energije manje je domaćih elektrana u pogonu pa su i ukupne regulacijske sposobnosti unutar sustava manje. Što su hidrološke okolnosti nepovoljnije manje je raspoložive snage u hidroelektranama koje imaju mogućnost brzog puštanja u pogon i brze promjene tereta. Različiti vozni redovi elektrana utječu na ukupne regulacijske sposobnosti unutar sustava budući da različite elektrane imaju različite karakteristike u pogledu *P/f* regulacije.

Hidroelektrane mogu vrlo brzo mijenjati svoju snagu u rasponu od 0,06 MW/s do 12,5 MW/s (ekvivalentno 3,6 MW/min do 750 MW/min) promatrajući elektrane kao cjeline. Kada bi sve hidroelektrane bile u pogonu s dovoljnom količinom vode ukupna njihova snaga koju je moguće promijeniti u sekundnom području iznosi oko 24 MW, odnosno 1 455 MW promatrajući u minutnom području.

Brzina promjene angažirane snage termoelektrana je manja i kreće se u rasponu od 0,02 MW/s do 0,32 MW/s za pojedinačne elektrane (1 MW/min do 19,4 MW/min). Sa svim termoelektranama u pogonu bilo bi teoretski moguće promijeniti ukupnu njihovu snagu u iznosu od 1,1 MW/s, odnosno 65,3 MW/min (bez NE Krško).

Ukupna rezerva primarne *P/f* regulacije unutar EES ovisi o elektranama koje su u pogonu za promatrano pogonsko stanje, te njihovim angažiranim snagama, pa je nije moguće točno i jednoznačno odrediti. Može se pretpostaviti da će unutar EES-a postojati dovoljna rezerva primarne *P/f* regulacije da korigira sekundne promjene brzine vjetra i izlazne snage VE (koje

cycle unit in the Zagreb Cogeneration Plant – TETO, which can receive the maximum load 15 minutes after a cold start, and the combined cycle units in the Jertovec Combined Gas Cycle Unit and the Osijek Combined Gas Cycle Unit, which can receive the maximum load in 20 minutes, respectively 15 minutes. Problems of an economic nature (the high generation costs of these two thermal power plants) are not considered here.

The total reserve capacity that can be provided for emergency operating conditions in the existing power plants within the framework of tertiary *P/f* control depends on a series of factors, in the first place on the current operating conditions, which can be defined by the following:

- power plant schedule,
- hydrological circumstances,
- electric power system load, and
- system balance (planned power exchange).

The impact of the upper parameters on the control capabilities within an electric power system is highly significant. With lower loads on the EPS and with significant imports of electric energy, there are fewer domestic power plants in operation and the total control capabilities within the system are lower. The more unfavorable the hydrological circumstances, the less available power there is in the hydroelectric power plants that can be set in operation rapidly and change loads quickly. Different electric power plant schedules have an effect on the total control capacities within the system, since different power plants have different characteristics regarding *P/f* control.

Hydroelectric power plants can change their power very quickly within a range of from 0,06 MW/s to 12,5 MW/s (equivalently 3,6 MW/min to 750 MW/min), considering the power plant as a whole. If all the hydroelectric power plants were in operation with a sufficient amount of water, their total power which could be changed in a secondary region is approximately 24 MW, respectively 1 455 MW at minute time intervals.

The speed of change in the output power of a thermal power plant is lower and ranges from 0,02 MW/s to 0,32 MW/s for individual electric power plants (1 MW/min to 19,4 MW/min). With all the thermal power plants in operation, it would be theoretically possible to change their total power by the amount of 1,1 MW/s, respectively 65,3 MW/min (not including the Krško Nuclear Power Plant).

The total reserves of the primary *P/f* control within the electric power system depend upon the power plants that are in operation for the operating conditions under consideration, and their dispatched power, and therefore it is not possible to determine them more precisely and unambiguously. It may be assumed that within the electric power system there

su prema svjetskim iskustvima vrlo male), no operator prijenosnog sustava će morati voditi računa o osiguravanju dovoljne rezerve primarne *P/f* regulacije u svakom trenutku.

U sustav automatske sekundarne *P/f* regulacije unutar EES-a RH uključene su tri hidroelektrane:

- HE Zakučac,
- HE Senj, te
- HE Vinodol.

Tablica 9 prikazuje ukupan raspon teoretski moguće snage sekundarne regulacije unutar EES-a Hrvatske ukoliko bi sve tri hidroelektrane uključene u sustav sekundarne regulacije bile u pogonu.

are sufficient reserves of primary *P/f* control to correct the fluctuations in wind velocity at one-second intervals and the power outputs of wind power plants (which are very low, according to experience in other countries). Nonetheless, the transmission system operator will have to take the securing of sufficient reserves of primary *P/f* control into account at every moment.

In the system of automatic secondary *P/f* control within the electric power system of the Republic of Croatia, there are three hydroelectric power plants:

- the Zakučac Hydroelectric Power Plant,
- the Senj Hydroelectric Power Plant, and
- the Vinodol Hydroelectric Power Plant.

Table 9 presents the total range of the theoretically feasible secondary control power within the Croatian electric power system, if all three hydroelectric power plants included in the secondary control system are in operation.

Tablica 9 — Raspon sekundarne *P/f* regulacije u EES—u RH
Table 9 — Range of secondary *P/f* control in the EPS of the Republic of Croatia

Elektrana / Power Plant	Raspon sekundarne <i>P/f</i> regulacije / Range of secondary <i>P/f</i> control	
	po agregatu / per generating unit [MW]	po elektrani / per power plant [MW]
HE / HPP Zakučac	40	160
HE / HPP Senj	37	111
HE / HPP Vinodol	30	90
Ukupno / Total	361	

Tablica 10 prikazuje procjenu ukupnog raspona snage sekundarne regulacije unutar EES-a RH ovisno o godišnjem dobu, a tablica 11 ovisno o dobu dana.

Table 10 presents an estimate of the total range of secondary control power within the electric power system of the Republic of Croatia, depending on the season of the year. Table 11 presents an estimate of the total power range of secondary control within the electric power system of the Republic of Croatia, depending on the time of day.

Tablica 10 — Procjena raspona sekundarne *P/f* regulacije u EES—u RH ovisno o godišnjem dobu
Table 10 — Estimate of the range of secondary *P/f* control in the Croatian electric power system, depending upon the season of the year

Elektrana / Power Plant	Raspon sekundarne <i>P/f</i> regulacije / Range of secondary <i>P/f</i> control			
	Zima / Winter		Ljeto / Summer	
	po agregatu / per generating unit [MW]	po elektrani / per power plant [MW]	po agregatu / per generating unit [MW]	po elektrani / per power plant [MW]
HE / HPP Zakučac	40	160	40	80
HE / HPP Senj	—	—	37	111
HE / HPP Vinodol	30	90	30	90
Ukupno / Total	150		281	

Tablica 11 — Procjena raspona sekundarne P/f regulacije u EES—u RH ovisno o dobu dana
 Table 11 — Estimate of the range of secondary P/f control in the Croatian electric power system, depending on the time of day

Elektrana / Power Plant	Raspon sekundarne P/f regulacije / Range of secondary P/f control			
	Zima / Winter		Ljeto / Summer	
	Dan / Day [MW]	Noć / Night [MW]	Dan / Day [MW]	Noć / Night [MW]
HE / HPP Zakučac	160	—	80	—
HE / HPP Senj	—	—	37	—
HE / HPP Vinodol	90	90	90	90
Ukupno / Total	150 MW dan / day / 90 MW noć / night		207 MW dan / day / 90 MW noć / night	

Teoretski je moguće u hrvatskom EES-u osigurati ukupno maksimalno 361 MW snage sekundarne regulacije ukoliko bi sve tri hidroelektrane uključene u sustav sekundarne regulacije bile u pogonu, s dovoljnim količinama vode. Realno mogući iznos snage sekundarne regulacije u praksi odstupa od maksimalne vrijednosti ovisno o tome koje su elektrane u pogonu i radnoj točki svakog agregata. Pogon razmatranih hidroelektrana ovisi i o dobu dana, pa su HE Zakučac i HE Senj noću uglavnom izvan pogona, što znači da u sekundarnoj regulaciji tada može sudjelovati samo HE Vinodol što ograničava snagu sekundarne regulacije noću samo na maksimalnih 90 MW. Trenutačna snaga sekundarne regulacije ovisi i o hidrologiji, odnosno promatranom godišnjem dobu. Zbog velikih dotoka vode HE Senj zimi radi u baznom režimu rada te ne sudjeluje u sekundarnoj regulaciji, koju tad osiguravaju samo HE Zakučac i HE Vinodol. Ljeti u situaciji loših hidroloških okolnosti raspoloživa snaga sekundarne regulacije može biti izrazito niska ukoliko nema dovoljno vode za pogon agregata HE Zakučac.

Područje regulacije HE Zakučac nalazi se između 55 MW i 95 MW snage agregata, što znači da je po agregatu teoretski moguće osigurati 40 MW snage sekundarne regulacije, odnosno ukupno 160 MW za elektranu u cjelini. Dispečeri izbjegavaju regulaciju sa sva četiri agregata zbog velikog naprezanja hidromehaničkih sustava tako da regulaciju vrše koristeći dva agregata u rasponu od ± 40 MW (ukupan raspon regulacije 80 MW). Važan faktor u određivanju raspoložive snage sekundarne regulacije HE Zakučac su hidrološke okolnosti, budući da je u situacijama bez dovoljno vode (posebno tijekom ljetnih mjeseci) raspoloživa snaga sekundarne regulacije značajno manja (maksimalno ± 40 MW ljeti). Osim toga, vodi koja služi za pogon agregata HE Zakučac treba oko 7 sati od akumulacijskog jezera Peruča, odnosno 2 sata iz HE Orlovac da bi došla do agregata HE Zakučac.

In the electric power system of the Republic of Croatia, it is theoretically possible to secure a total maximum of 361 MW of secondary control power if all three hydroelectric power plants included in the secondary control system are in operation, with sufficient amounts of water. The realistically feasible amount of secondary control power deviates in practice from the maximum values, depending on which power plants are in operation and the operating point of each generating unit. The operation of the hydroelectric power plants considered also depends upon the time of day, so that the Zakučac and Senj Hydroelectric Power Plants are usually not in operation during the night, which means that only the Vinodol Hydroelectric Power Plant can participate in secondary control then, which limits the secondary control power at night to only a maximum of 90 MW. The instantaneous secondary control power also depends upon hydrology, i.e. the season of the year considered. Due to great inflows of water, in winter the Senj Hydroelectric Power Plant operates under a basic operating regime and does not participate in secondary control, which then leaves only the Zakučac and Vinodol Hydroelectric Power Plants. In the summer, under poorer hydrological conditions, the available secondary control power can be markedly low if there is not enough water for the operation of the generating unit of the Zakučac Hydroelectric Power Plant.

The control range of the Zakučac Hydroelectric Power Plant is between 55 MW and 95 MW of the power of the generating unit, which means that per generating unit it is theoretically possible to secure 40 MW of secondary control power, or a total of 160 MW for the power plant as a whole. Dispatchers avoid using all four generating units for control at the same time due to great strain upon the hydromechanical systems. Therefore, control is performed using two generating units at a time in a range of ± 40 MW (the total control range is 80 MW). An important factor in determining the available secondary control power of the Zakučac Hydroelectric Power Plant is the hydrological conditions, since in situations without sufficient water (especially during the summer months) the available secondary control power is significantly lower (maximum ± 40 MW during the summer). Moreover, the water that serves for the operation of the generating units of the Zakučac

Područje regulacije HE Senj nalazi se između 35 MW i 72 MW, što daje ukupan raspon snage sekundarne regulacije od 37 MW po agregatu, odnosno 111 MW ukupno. Turbinski regulatori i sekundarni regulator su ugrađeni prije dvije godine, te su vrlo brzi tako da snaga agregata često prelazi gornju i donju granicu limitera snage (snaga se ponekad kreće između 27 MW i 80 MW po agregatu). Radi toga je namjera osoblja elektrane da raspon sekundarne regulacije ograniči na 40 MW do 66 MW po agregatu. HE Senj je najviše uključena u sekundarnu regulaciju tijekom proljeća i jeseni, te ograničeno tijekom ljeta radi nedostatka vode. Dosadašnja praksa je takva da HE Senj nije stalno uključena u sustav sekundarne regulacije već nalog za uključenje dobiva telefonski iz CDU Pehlin. Zbog bujičastog karaktera voda koje pogone HE Senj ona povremeno radi u baznom režimu rada, a u situacijama lošijih hidroloških prilika uglavnom se koristi za pokrivanje dnevnih maksimuma potrošnje (od 12 do 14 h, te od 18 do 22 h) dok je noću izvan pogona. Voda od akumulacijskog jezera Kosinj do HE Senj putuje oko 3 sata.

Područje regulacije HE Vinodol nalazi se između 0 MW i 30 MW po agregatu (ukupno 90 MW), a elektrana je stalno uključena u sustav sekundarne regulacije ili se koristi kao rotirajuća rezerva (radi u praznom hodu). Turbinski regulatori su ugrađeni 2003. godine. Bazna snaga iznosi 5 MW. HE Vinodol je u pogonu oko 7 500 h godišnje, ali proizvodnja električne energije je vrlo mala. Zahtjevi za pokrivanjem baznog opterećenja stižu iznimno rijetko. HE Vinodol je u pogonu tijekom dana i noći, a u 7. mjesecu kad su najmanje vode obično se obavlja remont hidroelektrane.

Na temelju svega izloženog možemo zaključiti da raspon sekundarne regulacije u EES-u RH ovisi o više faktora:

- dobu dana,
- godišnjem dobu,
- hidrologiji i voznom redu elektrana,
- radnoj točki i režimima rada generatora HE Senj i HE Zakučac.

Prema trenutačnoj dispečerskoj praksi moguće je osigurati u EES-u između 90 MW i 280 MW snage sekundarne regulacije, ovisno o gornjim faktorima.

Hydroelectric Power Plant requires approximately 7 hours from the Peruča Reservoir, respectively 2 hours from the Orlovac Hydroelectric Power Plant, in order to arrive at the Zakučac Hydroelectric Power Plant generating units.

The control range of the Senj Hydroelectric Power Plant is between 35 MW and 72 MW, which yields a total secondary control power range of 37 MW per generating unit, or a total of 111 MW. The speed governors and secondary regulators were installed two years ago, and are very fast so that the generating unit power often exceeds the upper and lower levels of the power limiter (the power sometimes ranges between 27 MW and 80 MW per generating unit). Therefore, it is the intention of the power plant personnel to limit the range of the secondary control at 40 MW to 66 MW per generating unit. The Senj Hydroelectric Power Plant is mostly included in secondary control during the spring and autumn, and is limited during the summer due to a shortage of water. The practice to date has been that the Senj Hydroelectric Power Plant is not constantly included in the secondary control system but the order for inclusion is obtained by telephone from the Pehlin Remote Control Center. Due to the turbulent character of the water that supplies the Senj Hydroelectric Power Plant, it occasionally operates in the basic operating regime. Under poor hydrological conditions, it is mainly used for covering the maximum daily consumption (from 12 noon to 2 p.m., and from 6 to 10 p.m.), while it is not in operation during the night. Water from the Kosinj Reservoir flows approximately 3 hours to the Senj Hydroelectric Power Plant.

The control range of the Vinodol Hydroelectric Power Plant is between 0 MW and 30 MW per generating unit (a total of 90 MW), and the power plant is constantly included in the secondary control system or is used as a spinning reserve (no-load operation). The speed governors were installed in the year 2003. The base power is 5 MW. The Vinodol Hydroelectric Power Plant is in operation for approximately 7 500 h/year, but its generation of electrical energy is very low. Orders for coverage of the base load arrive very rarely. The Vinodol Hydroelectric Power Plant is in operation during the day and night, and in the month of July when there is the least water, the plant is usually overhauled.

On the basis of everything that has been presented, we can conclude that the range of secondary control in the electric power system of the Republic of Croatia depends upon several factors:

- the time of day,
- the season of the year,
- the hydrology and schedule of the power plant,
- the operating points and operating regimes of the generators of the Senj Hydroelectric

Power Plant and the Zakučac Hydroelectric Power Plant.

Raspoloživa snaga tercijarne regulacije ovisi prvenstveno o voznom redu elektrana i radnim točkama agregata. Na temelju podataka o angažmanima agregata tijekom 2005. godine zaključujemo da je moguće osigurati određenu snagu tercijarne regulacije u iznosu od nekoliko stotina megavati (ovisno o voznom redu elektrana) prvenstveno u sljedećim elektranama:

- sve hidroelektrane ukoliko ima dovoljno vode,
- TE Rijeka ako je u pogonu,
- TE Sisak ako je u pogonu,
- KTE Jertovec,
- PTE Osijek.

5.3 Procjena mogućnosti prihvata vjetroelektrana s aspekta P/f regulacije

Na temelju prethodnih analiza karakteristika vjetra na najvjerojatnijim lokacijama VE i procijenjenih regulacijskih sposobnosti EES-a možemo zaključiti sljedeće:

- ne očekuju se velike promjene kretanja snage VE u sekundnom i minutnom području, ali operator prijenosnog sustava mora pri izradi voznog reda osigurati dovoljnu snagu primarne regulacije da pokriva te promjene,
- u 15-minutnoj i satnoj vremenskoj domeni moguće su rijetke promjene izlazne snage VE do najviše 50 % instalirane snage u svim VE, pa operator prijenosnog sustava mora osigurati adekvatnu snagu sekundarne i tercijarne regulacije radi pokrivanja tih promjena,
- unutar hrvatskog EES-a trenutačno se može maksimalno osigurati između 90 MW i 280 MW snage sekundarne regulacije. Od toga je potrebno 78 MW rezervirati kao ispomoć UCTE-u, pa preostaje maksimalno 200 MW raspoložive regulacije. S obzirom da je prema dostupnim podacima i provedenim analizama satna promjena proizvodnje VE varira do 50 % njihove instalirane snage, očito je da 200 MW regulacijske snage može podržati 400 MW instalirane snage VE. Međutim, potrebno je uzeti u obzir i odstupanja ostvarenih od planiranih vrijednosti opterećenja. Prema dosadašnjem iskustvu ta odstupanja iznose do 40 MW (ili 2 % od trenutačnog opterećenja). Ako uzimamo u obzir i grešku pri prognozi opterećenja, jasno je da ukupna raspoloživa regulacijska snaga iznosi okvirno između 150 MW i 200 MW,

According to the current dispatcher's practice, it is possible to secure between 90 MW and 280 MW of secondary control power in the electric power system, depending on the above factors.

The power available for tertiary control depends primarily on the power plant schedule and the operating points of the generating units. Based upon data on generating units operation during the year 2005, we conclude that it is possible to secure tertiary control power in the amount of several hundred MW (depending on the power plant schedule), primarily at the following power plants:

- all the hydroelectric power plants, if there is sufficient water,
- the Rijeka Thermal Power Plant, if it is in operation,
- the Sisak Thermal Power Plant, if it is in operation,
- the Jertovec Combined Cycle Unit,
- the Osijek Combined Cycle Gas Unit.

5.3 Assessment of the possibilities for integrating wind power plants from the aspect of P/f control

Based upon the previous analyses of the characteristics of the wind at the most likely locations for wind power plants and the assessed control capabilities of the electric power system, we can conclude the following:

- major changes are not expected in the power fluctuations of the WPPs at second and minute intervals. However, the transmission system operator must secure sufficient primary control power to cover these changes when preparing the schedule,
- in 15-minute and hourly temporal domains, infrequent fluctuations in the power output of WPPs are possible of up to a maximum of 50 % of the installed capacity in all the wind power plants, so that the transmission system operator must secure adequate secondary and tertiary control power to cover these changes,
- within the Croatian electric power system, it is currently possible to secure a maximum of between 90 MW and 280 MW of secondary control power. Of this, 78 MW must be reserved for the UCTE, and thus a maximum of 200 MW of available control remain. Since the hourly fluctuations in the generation of WPPs vary by up to 50 % of their installed capacity according to the available data and analyses conducted, it is evident that 200 MW of control power can support 400 MW of WPP installed capacity. However, it is necessary to take deviations from the planned load values into account. According to past experience, this deviation is up to 40 MW (or 2 % of the instantaneous load). If we take the error in load forecasting into account, it is clear that the total available

- odnosno da dozvoljena instalirana snaga VE trenutačno iznosi između 300 MW i 400 MW,
- budući da su velike 15-minutne i satne varijacije snaga VE rijetki događaji, te s obzirom da sustav ne raspolaže dovoljnom rezervom sekundarne regulacije u svakom trenutku tijekom godine, nužno je HEP OPS zakonski dati ovlasti da isključuje ili smanjuje angažman VE kada je ugrožena pogonska sigurnost,
 - kritični pogonski događaji vezani za prihvrat proizvodnje VE očekuju se u ljetnim noćnim satima kada je opterećenje EES-a nisko, hidrološke okolnosti loše, a angažman i raspoloživost konvencionalnih elektrana smanjena,
 - budući da je moguće tehnički ograničiti maksimalnu promjenu snage VE naviše, dok nije moguće regulirati snagu VE pri smanjenju brzine vjetra, radne točke agregata koji sudjeluju u sekundarnoj regulaciji potrebno je postavljati u blizini minimalnih vrijednosti područja sekundarne regulacije (HE Zakučac 55 MW za svaki agregat u pogonu, HE Senj 35 MW po agregatu, HE Vinodol 5 MW po svakom agregatu), kako bi se osiguralo dovoljno povećanje proizvodnje hidroelektrana kod istodobnog smanjenja proizvodnje VE,
 - u dnevnoj domeni moguće su promjene snage VE u iznosu od 0 MW do $P_{\text{WPP ins}}$, što znači da HEP OPS mora imati na raspolaganju odgovarajuću snagu u proizvodnim jedinicama koje mogu relativno brzo ući ili izaći iz pogona,
 - regulacija snage i frekvencije unutar elektroenergetskog sustava zbog priključka VE na sustav izaziva povećanje troškova vođenja sustava, pa je potrebno odrediti načine pokrivanja tih troškova.
- control power is roughly between 150 MW and 200 MW, i.e. the allowed installed capacity of the wind power plants is currently between 300 MW and 400 MW,
- since major 15-minute and hourly fluctuations in the output of WPPs are rare events, and since the system does not have sufficient secondary control available at every moment during the year, the HEP Transmission System Operator should be given legal authorization to stop or reduce the operation of WPPs when system security is threatened,
 - critical operational events connected with the integration of wind power plant generation are anticipated during the summer night hours, when the electric power system load is low, the hydrological conditions are poor, and the operation and availability of conventional electric power plants is reduced,
 - since it is possible to limit the maximum fluctuation in the power of WPPs upward, while it is not possible to control the power of WPPs when wind velocity is low, the operating points of the generating units that participate in secondary control must be set in the vicinity of the minimum values of the area of secondary control (the Zakučac Hydroelectric Power Plant – 55 MW per generating unit in operation, the Senj Hydroelectric Power Plant – 35 MW per generating unit and the Vinodol Hydroelectric Power Plant – 5 MW per generating unit), in order to secure a sufficient increase in the generation of the hydroelectric power plants with the simultaneous reduction in the generation of the wind power plants,
 - in the daily domain, fluctuations in the power of a WPP in the amount of from 0 MW to $P_{\text{WPP ins}}$ are possible, which means that the HEP Transmission System Operator must have the corresponding power available at the generating units that can go in or out of operation relatively quickly,
 - due to the integration of WPPs into the system, the control of power and frequency within the power system causes the costs of ancillary system services to rise. Therefore, it is necessary to determine ways to cover these costs.

5.4 Procjena mogućnosti prihvata vjetroelektrana s aspekta Q/U regulacije

Regulacija napona i jalove snage unutar EES-a Hrvatske obavlja se koristeći sinkrone generatore, mrežne transformatore s automatskom regulacijom prijenosnog omjera, te kondenzatorske baterije i prigušnice najčešće priključene na tercijare mrežnih transformatora. Dosadašnja višegodišnja iskustva govore da su mogućnosti regulacije napona i jalove snage u EES vrlo ograničene. Veći problemi postoje s previsokim naponima u mreži, kada zbog slabo opterećenih dugačkih dalekovoda 400 kV pri nižim opterećenjima u sustavu dolazi do povišenja napona u mreži 400 kV i 220 kV. Smanjenje

5.4 Assessment of the possibilities for integrating wind power plants from the aspect of Q/U control

Control of the voltage and reactive power within the electric power system of Croatia is performed using synchronous generators, network transformers with automatic control of the turns ratio, shunt capacitors and inductors most frequently connected to the tertiary windings of network transformers. Many years of experience indicate that the possibilities for the control of voltage and reactive power in electric power systems are very limited. There is a greater problem with ex-

napona se ograničeno može postići koristeći generator NE Krško u poduzbudi, te generatore RHE Velebit u kompenzacijskom režimu rada.

Priključkom VE na mrežu 110 kV ne bi se smjelo nepovoljno odraziti na naponske prilike u njoj. Nepovoljna okolnost je što će se većina VE iz razmatranog scenarija njihove izgradnje sagraditi unutar južnog dijela EES—a gdje je problem previsokih napona najizraženiji. Zato je potrebno da VE imaju mogućnost proizvodnje jalove snage i automatske regulacije napona na priključnim 110 kV sabirnicama VE u određenom opsegu od kapacitivnog do induktivnog područja (barem od 0,95 kap. do 0,95 ind.).

Ispitivanja na modelu pokazuju da ukoliko bi VE bile angažirane s nultom proizvodnjom jalove snage naponi u priključnim čvorištima bi u analiziranim pogonskim stanjima rasli od 0,3 kV do 4,4 kV, što je nepovoljno u situacijama kada su naponi u mreži visoki i bez VE, pa njihov priključak dodatno može povisiti napone iznad dozvoljenih granica.

6 PROCJENA MOGUĆNOSTI PRIHVATA VJETROELEKTRANA U EES-u HRVATSKE U KRATKOROČNOM RAZDOBLJU

Na temelju analiza opisanih u prethodnim poglavljima možemo procijeniti ukupnu instaliranu snagu VE koju današnji elektroenergetski sustav može prihvatiti bez većih posljedica po sigurnost pogona i napajanje potrošača. Ta je snaga određena polazeći od današnjih spoznaja o lokacijama i snagama VE planiranih za izgradnju, evakuacijskih sposobnosti prijenosne mreže, procijenjenim karakteristikama kretanja snage VE, te regulacijskih sposobnosti EES-a. Procjena iznosi:

- instalirana snaga VE u najvjerojatnijem scenariju izgradnje: 1 560,5 MW,
- dozvoljena snaga VE s obzirom na izgrađenost i evakuacijske sposobnosti prijenosne mreže: 923,5 MW,
- dozvoljena snaga VE s obzirom na regulacijske sposobnosti postojećih elektranu unutar EES—a: 300 MW do 400 MW.

Procjenjuje se da je u sadašnjem trenutku moguće na sustav priključiti VE u rasponu od 300 MW do 400 MW ukupne instalirane snage. Procjena se temelji na pretpostavci da

cessively high voltages in the network when the 400 kV transmission—lines loading and the system load are low, leading to voltage increases in the networks 400 kV and 220 kV. It is possible to achieve a limited reduction in voltage by using the generator of the Krško Nuclear Power Plant in the under excitation regime and the generators of the Velebit Reversible Hydroelectric Power Plant in a compensatory regime.

The integration of wind power plants into a network 110 kV should not have an unfavorable effect on its voltage conditions. Unfortunately, the majority of the WPPs from the scenario being studied will be constructed within the southern part of the electric power system, where the problem of excessively high voltage is the most marked. Therefore, it is necessary for the WPPs to be able to produce reactive power and automatic voltage control at the connections to the 110 kV busbars of the wind power plants in a specific range from the capacitive to the inductive region (at least 0,95 cap. to 0,95 ind.).

Studies on the model show that if WPPs were operating at a power factor of 1, the voltages at the connection nodes in the analyzed operational states would increase from 0,3 kV to 4,4 kV, which is undesirable in situations when the voltages in the network are even high without the WPPs, so that their integration could additionally increase the voltages over the allowed limits.

6 ASSESSMENT OF THE POSSIBILITIES FOR INTEGRATING WIND POWER PLANTS INTO THE CROATIAN ELECTRIC POWER SYSTEM IN THE NEAR FUTURE

Based upon the analyses described in the previous chapters, we can estimate the total installed capacity of the WPPs that the present power system can integrate without major consequences to the security of operations and customer supply. This power is determined according to present knowledge of the locations and the power of the planned WPPs, the transmission network capacity, the assessed power fluctuations characteristics of the WPPs and the control capabilities of the electric power system, as follows:

- installed capacity of the wind power plants in the most likely construction scenario: 1 560,5 MW
- the allowed power of the WPPs, regarding the level of construction and capacity of the transmission network: 923,5 MW
- the allowed power of WPPs, regarding the control capabilities of the existing power plants within the EPS: 300 MW – 400 MW.

It is estimated that at the moment it is possible to integrate WPPs into the system in a range of from 300 MW

će iste biti prostorno disperzirane, što znači veći broj manjih jedinica. U slučaju izgradnje dvije ili tri VE velikih snaga (> 100 MW) sigurnost pogona mogla bi biti narušena radi velikih oscilacija u izlaznoj snazi VE.

7 ZAKLJUČAK

Na temelju provedenih analiza može se zaključiti sljedeće:

- sustav mora biti u svakom trenutku sposoban omogućiti sekundarnu i tercijarnu *P_f* regulaciju u najmanjem iznosu od oko 50 % instalirane snage svih VE (ne uzimajući ovom procjenom u obzir potrebnu rezervu radi varijacija opterećenja u sustavu i obveza prema UCTE),
- sustav mora biti sposoban pružiti dnevnu (24 h), međudnevnu (48 h) i mjesečnu rezervu do pune instalirane snage VE,
- velike oscilacije snage proizvodnje VE izrazito su stohastičkog karaktera i događaju se rijetko, tako da će iskorištenje snage sekundarne i tercijarne regulacije u sustavu radi varijacija proizvodnje VE biti malo,
- potrebe za primarnom regulacijom unutar sustava nije moguće ovom prilikom procijeniti jer nisu poznate promjene brzine vjetera i kretanja snaga VE u sekundnom i minutnom području.

Na temelju svega izloženog može se zaključiti da raspon sekundarne regulacije u EES-u RH ovisi o više faktora:

- dobu dana,
- godišnjem dobu,
- hidrologiji i voznom redu elektrana,
- radnoj točki i režimima rada generatora HE Senj i HE Zakučac.

Prema trenutnoj dispečerskoj praksi moguće je osigurati u EES-u između 90 MW i 280 MW snage sekundarne regulacije, ovisno o gornjim faktorima.

Usprkos ograničenju u instaliranoj snazi VE koju sustav može u ovom trenutku prihvatiti, nužno je zakonski dati HEP OPS-u ovlasti da trenutačno isključuje VE kada je pogonska sigurnost ugrožena.

Predloženih 300 MW do 400 MW podrazumijeva instaliranu snagu VE koju hrvatski elektroenergetski sustav može danas prihvatiti, a da sigurnost pogona sustava bude zadovoljavajuća. Međutim, jasno je da razvoj,

to 400 MW of total installed capacity. This estimate is based upon the assumptions that the WPPs will be spatially dispersed, i.e. a large number of small units. In the event of the construction of two or three wind power plants with high installed capacities (> 100 MW), operational security can be endangered due to great fluctuations in the power output of the WPPs.

7 CONCLUSION

Based upon the analyses performed, the following can be concluded:

- at every moment, the system must be capable of facilitating a minimum secondary and tertiary *P_f* control of approximately 50 % of the installed capacity of all the WPPs (not taking into account the necessary reserve due to load variations in the system and obligations toward the UCTE),
- the system must be capable of providing 24-hour, 48-hour and monthly reserves up to the full installed capacity of the WPPs,
- great fluctuations in the output of WPPs are of a markedly stochastic character and rarely occur, so that the utilization of secondary and tertiary control power in the system due to fluctuations in the wind power plant output will be low,
- the requirements for primary control within the system cannot be evaluated on this occasion because the fluctuations in wind velocity and the power output of the WPPs at second and minute intervals are unknown.

On the basis of everything that has been presented, it can be concluded that the range of secondary control in the electric power system of the Republic of Croatia depends upon several factors:

- the time of day,
- the season of the year,
- the hydrology and the power plant schedule, and
- the operating points and operating regimes of the generators of the Senj and Zakučac Hydroelectric Power Plants.

According to current dispatcher practice, it is possible to secure between 90 MW and 280 MW of secondary control power in the EPS, depending upon the above factors.

Despite the limited installed capacity of the WPPs that the system can accept at the moment, it is necessary for the HEP Transmission System Operator (HEP OPS) to be given legal authorization to disconnect WPPs instantaneously when operating security is endangered.

The proposed 300 MW to 400 MW are understood as the installed capacity of the WPPs that the Croatian electric power system can integrate today, while main-

izgradnja i revitalizacija prijenosne mreže, te proizvodnih objekata mogu značajno utjecati na rezultate ovakve analize.

Na temelju svega navedenog jasno je da će se u srednjoročnom razdoblju javiti potreba za ponovnom detaljnom analizom i revizijom dobivenih rezultata. Do tada autori preporučuju sljedeće aktivnosti koje mogu utjecati na lakšu integraciju VE u sustav:

- uvođenje kvalitetne prognoze proizvodnje VE za razdoblje do barem 48 sati,
- uvođenje naknada za pružanje pomoćnih usluga sustavu,
- uključivanje većeg broja elektrana u sekundarnu P/f regulaciju,
- modernizaciju sustava vođenja,
- edukaciju i obuku ljudi uključenih u integraciju VE u sustav.

taining a satisfactory level of operating security. However, it is clear that the development, construction and revitalization of the transmission network and generation facilities can significantly affect the results of such analysis.

On the basis of the aforementioned, it is clear that the need will arise in the medium-range period for repeated detailed analyses and revisions of the results obtained. Until then, the authors recommend the following activities that can facilitate the integration of WPPs into the system:

- the introduction of quality forecasts of the generation output of wind power plants for a period of at least 48 hours,
- the introduction of financial compensation for providing ancillary system services,
- the integration of a larger number of power plants into secondary P/f control,
- the modernization of the dispatching center, and
- the education and training of the personnel involved in the integration of WPPs into the system.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] www.hep.hr/ops
- [2] Mogućnost prihvata i tehnički zahtjevi za vjetroelektrane, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2007.
- [3] Mrežna pravila elektroenergetskog sustava, Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva Republike Hrvatske, Narodne novine 36/2006
- [4] UCTE – Priručnik za vođenje pogona, prijevod, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2005.
- [5] Producer LANCHA, D. SANTOS, D., CASTAÑS, E., GONZÁLEZ, G., ALVIRA, D., LÓPEZ, S., FERNÁNDEZ, E. (Spain), Experience Integrating And Operating Wind Power In The Peninsular Spanish Power System. Point Of View Of The Transmission System Operator And A Wind Power, CIGRE, Paris, 2006
- [6] Planning of the grid integration of wind energy in Germany onshore and offshore up to the year 2020, DENA report
- [7] Grid Code for High and Extra High Voltage, E.ON Netz, 1 August 2003
- [8] ABB: Wind Farm Integration in British Columbia – Stages 1 & 2: Planning and Connection Criteria, March 2005
- [9] UCTE Position Paper on Integrating wind power in the European power systems – prerequisites for successful and organic growth, May 2004
- [10] Ancillary Services, Unbundling Electricity Products – 2005
- [11] DIZDAREVIĆ, N., MAJSTROVIĆ, M., MAJSTROVIĆ, G., BAJŠ, D., Kriteriji priključenja vjetroelektrana kao disperziranih izvora na prijenosnu mrežu, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2004.
- [12] EWEA Annual Report 2005
- [13] Seven Actions for a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Systems, UCTE, 17. May 2005

Adrese autora: Authors' Adresses:

Dr. sc. Davor Bajš dbajš@eihp.hr	Davor Bajš , PhD dbajš@eihp.hr
Mr. sc. Goran Majstrović gmajstrovi@veihp.hr Energetski institut Hrvoje Požar Savska cesta 163 10000 Zagreb Hrvatska	Goran Majstrović , MSc gmajstrovi@eihp.hr Hrvoje Požar Institute for Energy Savska cesta 163, 10000 Zagreb, Croatia

Uredništvo primilo rukopis:
2007-07-24

Manuscript received:
2007-07-24

Prihvaćeno:
2008-02-14

Accepted:
2008-02-14

SUSTAVI UPRAVLJANJA RIZICIMA U PODUZEĆIMA ELEKTROPRIVREDE

DETERMINATION OF THE EFFEC- TIVENESS OF RISK MANAGEMENT SYSTEMS IN THE ELECTRICITY INDUSTRY

Tina Jakaša - Nidžara Osmanagić Bedenik, Zagreb, Hrvatska -
Fivos Iliopoulos, London, United Kingdom

Poduzeća elektroprivrede posluju danas u turbulentnoj okolini koju obilježavaju promjene energetske regulative, otvaranje tržišta električne energije, dolazak konkurencije i gubitak tržišnog udjela, povećani zahtjevi kupaca, veća očekivanja interesnih skupina, promjenljivost cijena električne energije, goriva i CO2 emisija, poteškoće u osiguranju transportnih putova za dobavu goriva, poteškoće u osiguranju prijenosnih kapaciteta po prihvatljivim cijenama i drugi čimbenici. Učinkovit sustav upravljanja rizicima može omogućiti poduzeću prepoznavanje prilika i pravodobno reagiranje na promjene u okolini, odnosno zaštitu i povećanje vrijednosti poduzeća.

U radu je postavljena hipoteza prema kojoj postoji ovisnost između učinkovitosti sustava upravljanja rizicima i stupnja otvorenosti tržišta. Za potrebe testiranja hipoteze oblikovan je pokazatelj stupnja učinkovitosti sustava upravljanja rizicima. Rezultati istraživanja, provedenog na uzorku od dvadeset i jednog poduzeća elektroprivrede koja posluju u zemljama Europske unije i izvan nje, pokazali su istinitost navedene hipoteze.

Electrical power companies are operating today in a turbulent environment characterized by changes in energy regulatory policies, opening of the electricity markets, competition and a subsequent loss of market share, increased customer demand, increased expectations from stakeholders; price volatility of electricity, fuel and CO2 emissions; difficulties in securing fuel supply routes, difficulties in securing transmission facilities at acceptable prices and other factors.

An effective risk management system can permit an enterprise to recognize opportunities and react to change at the right time, i.e. to protect and increase the company value.

In this paper, a hypothesis is presented that there is a correlation between the effectiveness of a risk management system and market competitive intensity, MCI. For the purpose of testing this hypothesis, an index has been developed to measure the effectiveness of a risk management system. The results of research conducted on a sample of twenty—one electrical power companies operating both inside and outside the countries of the European Union confirm this hypothesis.

Ključne riječi: elektroprivreda, poduzeće, upravljanje rizicima
Key words: electrical power industry, enterprise, risk management



1 UVOD

Nekada je upravljanje rizicima u poduzećima elektroprivrede bilo vrlo jednostavno. Elektroprivrede su poslovale u stabilnoj okolini i imale monopolne pozicije na tržištu. Tarife su se određivale na način da obuhvate sve rizike i osiguraju odgovarajući povrat na uloženi kapital.

Danas elektroprivrede posluju u turbulentnoj okolini koju obilježavaju: regulatorne promjene, otvaranje tržišta električne energije, dolazak konkurencije, što uzrokuje gubitak tržišnog udjela, povećani zahtjevi kupaca, promjenljivost (engl. *volatility*) cijena električne energije, goriva i CO₂ emisija, poteškoće u osiguranju transportnih putova za dobavu goriva, promjene politika dodjele kvota CO₂ emisija, poteškoće u osiguranju prijenosnih kapaciteta po prihvatljivim cijenama i sl. Promjene u vanjskoj okolini kao i razvoj zakonodavnog okvira, standarda i smjernica upravljanja rizicima osnovni su pokretači uvođenja sustava upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede [1].

U tako dinamičnoj okolini, da bi ostale konkurentne, elektroprivrede moraju posvetiti posebnu pozornost upravljanju rizicima. Neučinkovito upravljanje rizicima može nanijeti velike štete te uzrokovati prestanak poslovanja. Stoga se postavlja pitanje postoje li sustavi upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede, na koji način se ocjenjuje njihova učinkovitost te na kojem su stupnju razvoja.

Radi toga izrađena je metoda za određivanje učinkovitosti sustava upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede pomoću pokazatelja *RMI* (engl. *risk management index*). Kod postupka oblikovanja *RMI* pokazatelja korišteni su sljedeći standardi i smjernice upravljanja rizicima:

- australski/novozelandski standard upravljanja rizicima,
- COSOova integrirana okvirna načela upravljanja rizicima poduzeća [2],
- AIRMIC, ALARM, IRM standard [3],
- preporuke Odbora direktora za rizike (engl. *Committee of Chief Risk Officers*) [4].

U poduzećima elektroprivrede u pravilu se koriste barem jedan od navedenih standarda [5].

Nadalje, u radu je postavljena hipoteza postojanja ovisnosti između učinkovitosti sustava upravljanja rizicima i stupnja otvorenosti tržišta električne energije (engl. *market competitive index*, *MCI*). (Stupanj otvorenosti tržišta električne energije određen je na osnovi metode koju je razvio Datamonitor [6]). Cilj istraživanja je istražiti obilježja sustava upravljanja rizicima

1 INTRODUCTION

At one time, risk management was very simple in electrical power companies. They operated in a stable environment and held monopoly positions on the market. Tariffs were determined in a manner that covered all the risks and assured a suitable return on invested capital.

Today, electrical power companies are operating in a turbulent environment characterized by the following: changes in energy regulatory policies, opening of the electricity markets, competition and a subsequent loss in market share, increased customer demand; price volatility of electricity, fuel and CO₂ emissions; difficulties in securing fuel supply routes, changes in quota policies for CO₂ emissions, difficulties in securing adequate transmission facilities at acceptable prices etc. Changes in the external situation as well as the development of legislative frameworks, standards and guidelines for risk management are providing the basic impetus for the introduction of risk management systems in electrical power companies [1].

Under such dynamic conditions, electrical power companies must devote particular attention to risk management in order to remain competitive. Ineffective risk management can incur great damage and bring operations to a halt. Therefore, it should be asked whether there are risk management systems in electrical power companies, how is their effectiveness evaluated and what is their level of development.

A method for determining the effectiveness of risk management systems in electrical power companies has been developed using a risk management index – *RMI*. The following risk management standards and guidelines have been used in developing the *RMI*:

- the Australian & New Zealand Risk Management Standard,
- the COSO Enterprise Risk Management – Integrated Framework [2],
- AIRMIC, ALARM, A Risk Management Standard [3],
- recommendations of the Committee of Chief Risk Officers [4].

In electrical power companies, at least one of the aforementioned standards are used as a rule [5].

Furthermore, in this paper a hypothesis is proposed of the correlation between the effectiveness of a risk management system and the market competitive intensity, *MCI*, developed by Datamonitor [6]. The goal of the research was to investigate the characteristics of risk management systems in the contemporary business practices of electrical power

u suvremenoj poslovnoj praksi poduzeća elektroprivrede, pronaći vodeće poduzeće elektroprivrede u upravljanju rizicima kao i testirati navedenu hipotezu.

Rad je strukturiran prema sljedećem redosljedu: u drugom poglavlju je dano pojmovno određenje rizika i sustava upravljanja rizicima u poduzeću kao i cilj i svrha upravljanja rizicima u poduzeću. U trećem poglavlju su opisane metode oblikovanja *MCI* i *RMI* pokazatelja dok su u četvrtom poglavlju prikazani rezultati istraživanja kao i primjena navedenih metoda. Na kraju je dan zaključak rada i popis literature.

2 SUSTAV UPRAVLJANJA RIZICIMA U PODUZEĆU

2.1 Pojmovno određenje rizika i sustava upravljanja rizicima

Za razumijevanje pojma sustava upravljanja rizicima u poduzeću potrebno je definirati pojmove rizik i upravljanje rizicima. U literaturi postoje različite definicije rizika i upravljanja rizicima.

Rizik je još davne 1921. godine Frank Knight definirao ovako [7]: Razlika između rizika i neizvjesnosti: ako ne znate sigurno što će se dogoditi, ali ako poznajete vjerojatnost, to je rizik. No ako ne poznajete ni vjerojatnost, tada je to neizvjesnost. U literaturi se najčešće nalazi definicija rizika prema [3] kao kombinacija vjerojatnosti nastanka događaja i njegovog utjecaja (posljedice).

Za potrebe ovog rada rizik se definira kao kombinacija vjerojatnosti nastanka događaja i njegovog utjecaja na poduzeće (pozitivnog ili negativnog).

Sustav upravljanja rizicima prema standardu za upravljanje rizicima proces je kojim organizacije metodički vode računa o rizicima povezanim s njihovim aktivnostima s ciljem postizanja kontinuiranog probitka, kako unutar svake pojedine aktivnosti, tako i u cjelokupnom portfelju aktivnosti [3]. Upravljanje rizikom sve se češće prepoznaje kao sustav koji uključuje pozitivne (engl. *upside risk*) i negativne aspekte rizika (engl. *downside risk*). Redovitim revizijama usklađenosti politike i standarda osigurava se učinkovitost sustava upravljanja rizicima te se identificiraju prilike za njegovo unaprjeđenje. Sustav upravljanja rizicima je učinkovit ako su usvojene mjere, procedure i postupci doveli do željenih rezultata.

Sustav se upravljanja rizicima u poduzeću (engl. *Enterprise risk management, ERM*), prema [8] definira se kao disciplina pomoću koje

er companies, to find the leading electrical power company in risk management and test the stated hypothesis.

This article has been structured as follows: in the second chapter, terminology is provided for defining risk and risk management systems in companies as well as the goal and purpose of enterprise risk management. In the third chapter, methods are described for the formation the *MCI* and the *RMI*, while in the fourth chapter the results of the investigation and the application of the methods cited are presented. This is followed by a conclusion and list of references.

2 AN ENTERPRISE RISK MANAGEMENT SYSTEM

2.1 Definition of risk and risk management system

In order to understand the concept of an enterprise risk management system, it is necessary to define the concepts of risk and risk management. Various definitions of these terms can be found in the literature.

Risk was defined by Frank Knight in 1921 as follows [7]: The distinction between risk and uncertainty: If you don't know for sure what will happen, but you know the odds, that's risk; if you don't even know the odds, that's uncertainty. In the literature, we most frequently encounter a definition of risk according to Ref. [3] as the combination of the probability of an event and its consequences (ISO/IEC Guide 73).

For the purposes of this work, risk is defined as a combination of the probability of an event and its impact on the enterprise (positive or negative).

Risk management according to the Risk Management Standard is the process whereby organizations methodically address the risks attaching to their activities with the goal of achieving sustained benefit within each activity and across the portfolio of all activities [3]. Risk management is increasingly recognized as a system that includes upside risk and downside risk. Regular reviews of the coordination between policies and standards assure the effectiveness of a risk management system and opportunities are identified for improvement. A risk management system is effective if the adopted measures, procedures and activities have led to the desired results.

Enterprise risk management, ERM, is defined according to Ref. [8] as the discipline by which an organization in any industry assesses, controls, exploits, finances and monitors risks from all sources for the

organizacija u bilo kojoj industriji procjenjuje, upravlja, istražuje, financira i nadzire rizike iz svih izvora u svrhu povećanja kratkoročne i dugoročne vrijednosti organizacije njenim interesnim skupinama. Sustav se upravljanja rizicima u poduzeću dakle odnosi na **sve industrijske grane**. Cilj je sustava upravljanja rizicima u poduzećima **stvaranje vrijednosti** i smanjenje posljedica rizika. To obuhvaća upravljanje svim rizicima poduzeća na način da se identificira i kvantificira svaki rizik te utvrdi njegov utjecaj na druge rizike. Tako se stvara **profil rizika** (engl. *risk profile*) koji predstavlja sveukupni portfelj rizika poduzeća. Da bi sustav upravljanja rizicima u poduzeću bio učinkovit potrebno je razvijati **kulturu upravljanja rizicima** koja obuhvaća promjenu postojećeg načina razmišljanja svih razina menadžmenta. Gotovo bi svaki zaposlenik trebao biti svjestan rizika u području svog djelovanja kako bi mogao procijeniti rizike na koje može sam utjecati kao i rizike na koje treba upozoriti viši menadžment. Sustavom upravljanja rizicima obuhvaćene su **sve interesne skupine** poput dioničara, menadžmenta, zaposlenika, kupaca, zajednice i dr.

Sustav upravljanja rizicima u poduzeću sastoji se od sljedeće četiri komponente [1]:

- proces upravljanja rizicima (identifikacija rizika, određivanje prioriteta, strategija rizika, nadzor sustava upravljanja rizicima),
- elementi organizacijske strukture (odbor za rizike, menadžer za rizike, poveznica s drugim organizacijskim cjelinama, uloge i odgovornosti),
- instrumenti, metodologije i sustavi (instrumenti za identifikaciju rizika i mjerenje rizika, metodologije izrade strategija, sustav izvještavanja i IT sustavi) i
- znanje i vještine u upravljanju rizicima,

Sustav upravljanja rizicima u poduzeću temelji se na okvirnim načelima. Prema integriranim okvirnim načelima upravljanja rizicima Organizacije za borbu protiv lažnih financijskih izvješća (engl. *Comittee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, COSO*), ona obuhvaćaju tri dimenzije: kategorije ciljeva, organizacijske jedinice i proces upravljanja rizicima [2].

Prema navedenim okvirnim načelima u kategorije ciljeva ubrajaju se strateški i operativni ciljevi, izvještavanje i usklađenje. Strateški ciljevi trebaju biti u skladu s misijom poduzeća dok operativni ciljevi obuhvaćaju učinkovito korištenje resursa. Pod pojmom izvještavanje podrazumijeva se raspoloživost izvješća, a pod pojmom usklađenje podrazumijeva se usklađenje poslovanja sa zakonima i regulativom.

purpose of increasing the organization's short-and long-term value to its stakeholders. Therefore, enterprise risk management refers to **all branches of industry**. The goal of enterprise risk management systems is the **creation of value** and the reduction of the consequences of risk. This covers the management an enterprise's overall risk in such a manner that each risk is identified and quantified, and its impact upon other risks is determined. Thus a **risk profile** is created that represents the overall risk portfolio of an enterprise. For enterprise risk management to be effective, it is necessary to develop a **risk management culture** that includes change in the existing manner of thinking at all levels of management. Nearly every employee should be aware of the risks in the sphere of his or her activity in order to assess the risks that he or she can influence as well as those that should be brought to the attention of the management. A risk management system encompasses **all stakeholders**, such as shareholders, management, employees, customers, communities etc.

Enterprise risk management consists of the following four components [1]:

- risk management process (risk identification, setting priorities, risk strategy, control of the risk management system),
- elements of the organizational structure (risk committee, risk manager, connection with other organizational units, roles and responsibilities),
- instruments, methodologies and systems (instruments for risk identification and scoring, methodologies for developing strategies, reporting system and IT systems,
- knowledge and skills in risk management.

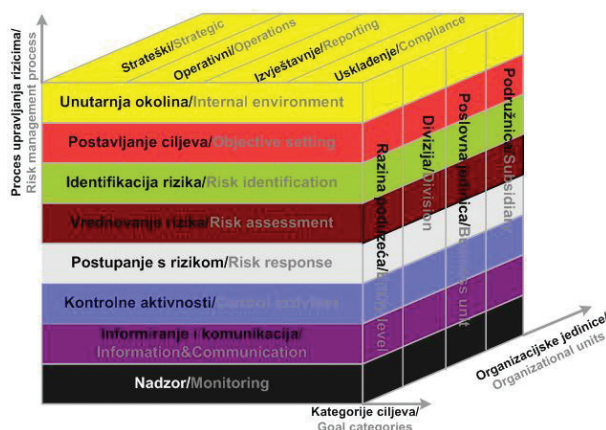
Enterprise risk management is based upon a framework. According to the Internal Control – Integrated Framework issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission, which sponsors the National Commission on Fraudulent Financial Reporting, it consists of three dimensions: the categories of goals, organizational units and the risk management process [2].

According to this framework, the category of goals includes strategic and operating goals, reporting and compliance. Strategic goals should be pursuant to the company mission while operative goals include the effective use of resources. The term of reporting is understood to mean the availability of reports and the term compliance is understood to mean the coordination of operations with laws and regulations.

According to this model, the organizational units are as follows: subsidiaries, business units, divisions and entity level.

Prema tom modelu organizacijske jedinice su podijeljene na: podružnice, poslovne jedinice, divizije i razina poduzeća (engl. *entity level*). Na slici 1 prikazan je trodimenzionalan model sustava upravljanja rizicima u poduzeću.

In the following figure, a three-dimensional model of an enterprise risk management system is presented.



Slika 1 — COSO model sustava upravljanja rizicima u poduzeću [2]
Figure 1 — COSO enterprise risk management model [2]

Iz slike 1 je vidljivo da se proces upravljanja rizicima u poduzeću, prema COSO-ovim okvirnim načelima, sastoji se od osam elemenata:

From Figure 1, it is evident that the enterprise risk management process, according to the COSO framework, consists of eight elements:

- unutarnja okolina,
- postavljanje ciljeva,
- identifikacija događaja,
- vrednovanje rizika (engl. *risk assessment*),
- postupanje s rizicima (engl. *risk response*),
- aktivnosti kontrole,
- informiranje i komunikacija,
- nadzor.

- internal environment,
- objective setting,
- event identification,
- risk assessment,
- risk response,
- control of activities,
- information and communications,
- monitoring.

2.2 Tradicionalan i moderan način upravljanja rizicima u poduzeću

2.2 Traditional and modern enterprise risk management

Poduzeća su ranije upravljala rizicima na tradicionalan način [7]:

Previously, enterprises managed risk in the traditional manner [7]:

- reagirala su na rizik nakon što bi on nastao,
- u fokusu su uglavnom bili financijski rizici (kamatni, valutni i sl.),
- upravljanje rizicima nije bio sastavni dio aktivnosti vrhovnog menadžmenta poduzeća,
- menadžeri su imali averziju prema riziku,
- rizici su promatrani individualno, svaki za sebe.

- they reacted to a risk after it occurred,
- they mainly focused on financial risks (interest rates, foreign exchange rates etc.),
- risk management was not an integral part of top company management activities,
- managers had an aversion to risk,
- risks were considered individually.

Takvo upravljanje rizicima nije davalo zadovoljavajuće rezultate.

Such risk management did not produce satisfactory results.

Moderan pristup upravljanja rizicima uključuje proaktivni pristup [9]. Rizik se promatra kao prilika, a ne samo prijetnja. Učinkovito upravljanje

The modern approach to risk management includes a proactive approach [9]. Risk is considered as an opportunity, not only as a threat. Today, effective risk management makes it possible to

rizicima danas omogućava zaštitu vrijednosti imovine kao i povećanje njene vrijednosti. U fokusu upravljanja rizicima je cjelokupni poslovni portfelj koji obuhvaća financijsku i materijalnu imovinu, kupce, zaposlenike i organizacijsku imovinu poput strategije, branda i slično.

Menadžeri su svjesni postojanja sve većeg broja rizika te nužnosti implementacije sustava upravljanja rizicima na svim razinama menadžmenta te na razini poduzeća. Tako su započeli promatrati rizike cjelovito (engl. *holistic view of risk*), sumirati ih na razini poduzeća te analizirati interakcije među njima. Također, portfelj rizika poduzeća mijenja se kroz vrijeme zbog promjena u okolini. Stoga više nije fokus isključivo na financijskim rizicima, jer su negativne posljedice za neka poduzeća poput Enron-a i sl. ukazale i na druge vrste rizika na koje treba obratiti pozornost [8].

Cjelovit pristup rizicima može omogućiti sučeljavanje istovrsnih rizika (neki rizici su prirodna zaštita od rizika za druge rizike, ako između njih postoji dovoljno jaka negativna korelacija) poput globalnih konglomerata čija jedna podružnica može imati dugu poziciju s obzirom na stranu valutu, a druga kratku pa bi odvojena zaštita od rizika (engl. *hedging*) za njih bila neučinkovita. Moderna teorija portfelja je također doprinijela da se rizici promatraju cjelovito na razini poduzeća.

2.3 Cilj i svrha upravljanja rizicima u poduzeću

Cilj upravljanja rizicima je osigurati povećanje vrijednosti poduzeća, zaštitu vrijednosti poduzeća na troškovno učinkovit način te osigurati realizaciju latentne vrijednosti poduzeća [10].

Ukupnu vrijednost poduzeća može se prikazati jednadžbom:

$$\begin{aligned} \text{Vrijednost poduzeća} &= \text{Budući novčani tokovi/Trošak kapitala} + \text{Mogućnost rasta} + \text{Latentna vrijednost,} \\ \text{Enterprise value} &= \text{Future cash flow/Cost of capital} + \text{Possible growth} + \text{Latent value,} \end{aligned} \quad (1)$$

odnosno:
i.e.:

$$\begin{aligned} \text{Vrijednost poduzeća} &= \text{Opipljiva vrijednost} + \text{Premija} + \text{Latentna vrijednost.} \\ \text{Enterprise value} &= \text{Tangible value} + \text{Premium} + \text{Latent value} \end{aligned} \quad (1a)$$

Opipljiva vrijednost ovdje se odnosi na knjigovodstvenu vrijednost poduzeća, a izražava se kao omjer budućih novčanih tokova i troška kapitala.

Premija je vrijednost iznad knjigovodstvene vrijednosti, a uključuje imidž poduzeća, njegove marke (engl. *brand*), intelektualno vlasništvo, inovacije, potencijalni rast, globalni doseg, menadžerske

protect and increase company value. Risk management is focused on the entire business portfolio, which includes intangible and tangible assets, customers, employees and organizational assets such as strategies, brands etc.

Managers are aware of the existence of an increasing number of risks and the necessity of implementing risk management systems at all levels of management and at the entity level. Thus, they have begun to apply a holistic view of risks, aggregating them at the entity level and analyzing their interaction. Furthermore, an enterprise risk portfolio changes over time due to changes in the environment. Therefore, the focus is no longer exclusively on financial risks, because the negative repercussions for enterprises such as Enron have shown that there are other types of risks that require attention [8].

Risk aggregation can facilitate coping with similar types of risks (some risks afford natural hedging from others, if they are sufficiently negatively correlated) such as a global conglomerate with one subsidiary long in a foreign currency and another short in the same currency, so that separate hedging would not be effective. Modern portfolio theory has also contributed to risk aggregation on the entity level.

2.3 The goal and purpose of enterprise risk management

The goal of risk management is to assure that enterprise value is increased and protected in a cost—effective manner and to assure that latent value is realized [10].

We can represent total enterprise value with the following equation:

Tangible value refers here to the book value of an enterprise, and is expressed as the ratio of future cash flow to the cost of capital.

A premium is the value in excess of the book value, and includes company image, brand, intellectual property, innovation, potential growth, global reach, managerial expertise and skills, which are

potencijale, vještine koje su izvor održive konkurentne prednosti za poduzeće i povećanje vrijednosti za dioničare.

Latentna vrijednost je potencijalna ili skrivena vrijednost u poduzeću. Ona može uključivati operativnu učinkovitost koja će se tek realizirati, nepromovirane marke, inovacije bez patenata, nemotivirane radnike, menadžere na pogrešnim poslovima i sl.

Učinkovit sustav upravljanja rizicima omogućava poduzeću reagiranje u ranim fazama pojave promjene u okolini te izbjegavanje moguće krizne situacije. Sustav upravljanja rizicima štiti organizacije i dodaje vrijednost njoj i nositeljima interesa na način da prema [3]:

- stvara okosnicu koja omogućuje organizaciji dosljedno i kontrolirano odvijanje aktivnosti,
- poboljšava proces donošenja odluka,
- povećava transparentnost poslovanja; poboljšava proces planiranja i određivanja prioriteta kroz sveobuhvatno i strukturirano razumijevanje poslovne aktivnosti, promjenljivosti i prilika,
- pridonosi efikasnom korištenju/raspodjeli kapitala i sredstava unutar organizacije; smanjuje promjenljivost u manje važnim područjima organizacije,
- štiti i uvećava imovinu i imidž poduzeća; razvija i pruža potporu ljudima i bazi znanja organizacije,
- povećava mogućnost privlačenja potrebnih kadrova, jer se poduzeće percipira kao manje rizično te optimizira operativnu učinkovitost.

3 METODA ZA ODREĐIVANJE UČINKOVITOSTI SUSTAVA UPRAVLJANJA RIZICIMA U PODUZEĆIMA ELEKTRO-PRIVREDE

Prilikom istraživanja korištene su različite znanstvene metode poput:

- metode anketiranja kojom se na temelju anketnog upitnika istražuju i prikupljaju podaci, informacije, stavovi i mišljenja o predmetu istraživanja [11],
- statističke metode kojom se analiziraju pojave, izračunavaju pokazatelji, pronalaze korelacije i sl. s ciljem određivanja njihove strukture, karakteristika i zakonitosti između pojava [12],
- metode modeliranja pomoću koje se oblikuje pokazatelj otvorenosti tržišta i učinkovitosti sustava upravljanja rizicima,

the source of sustainable competitive advantage for the enterprise and increased value for shareholders.

Latent value is the potential or hidden value within an enterprise. It can include operating effectiveness yet to be realized, under promoted brands, innovations without patents, under motivated workers, managers in the wrong jobs etc.

An effective risk management system allows an enterprise to react in the early phases of changes in the environment and avoid potential crises. A risk management system protects the organization and adds value to it and its stakeholders in the following [3]:

- provides a framework to allow the activity of the organization to take place in a consistent and controlled manner,
- improves the decision-making process,
- increases the transparency of operations; improves the planning and prioritizing processes through a comprehensive and structured understanding of business activities, volatility and opportunities,
- contributes to the effective use/allocation of capital and assets within the organization; reduces volatility in less important areas of the organization,
- protects and increases assets and company image; develops and provides support to people and the organization's knowledge base,
- increases the possibility of attracting the necessary personnel because the enterprise is perceived as less risky and optimizes operational effectiveness.

3 A METHOD FOR DETERMINING THE EFFECTIVENESS OF RISK MANAGEMENT SYSTEMS IN ELECTRICAL POWER COMPANIES

In this investigation, various scientific methods were used, such as the following:

- a survey method using a questionnaire in which data, information, attitudes and opinions on the topic of the investigation were gathered about the investigated subjects [11],
- a statistical method by which phenomena are analyzed, indices are calculated, correlations are found etc., with the goal of determining their structure, characteristics and the patterns among the phenomena [12],
- a modeling method used to help design

- metode dokazivanja kojom se traže argumenti za dokazivanje određene hipoteze,
- te ostale metode poput metode analize i sinteze, induktivne metode, metode deskripcije i sl.

3.1 Metoda oblikovanja pokazatelja stupnja otvorenosti tržišta električne energije

Pokazatelj stupnja otvorenosti tržišta električne energije preuzet je od Datamonitora [6]. Istraživanje Datamonitora provedeno je na dvadeset europskih tržišta električne energije. Cilj istraživanja je bio odrediti stupanj razvoja otvorenosti tržišta električne energije. Istraživanje je započelo u lipnju 2005. godine i trajalo do sredine 2006. godine. U prvoj fazi testirani su rezultati stotinjak intervjua eksperata, a u drugoj fazi su revidirani i potvrđeni prikupljeni rezultati.

Pokazatelj stupnja razvoja tržišta električne energije (engl. *Market competitive index, MCI*) je izračunat pomoću sljedećih devet pokazatelja (slika 2):

- učinkovitost regulatora,
- jednostavnost pristupa treće strane mreži,
- učinkovitost uravnoteženja i razmjene podataka,
- fragmentacija veleprodajnog tržišta,
- fragmentacija maloprodajnog tržišta,
- zrelost tržišta trgovanja,
- pristup tržišnim informacijama i pomoć,
- predstavnici kupaca i
- sklonost promjeni opskrbljivača.

Navedeni pokazatelji su podijeljeni u tri skupine:

- tržišna načela,
- pokretači na strani opskrbe i
- pokretači na strani kupca.

Svaki od devet pokazatelja ispitanik ocjenjuje ocjenom od 0 do 10. Za izračun ukupne ocjene, tj. *MCI* pokazatelja korištene su dvije metode:

- jednostavna metoda zbrajanja – ocjena svakog pondera se množi s njegovim ponderiranim faktorom. Sumom svih konačnih ocjena pokazatelja dobiva se *MCI* pokazatelj:

$$MCI = \sum_{i=1}^9 z_i . \quad (2)$$

- metoda množenja – kao alternativa metodi zbrajanja koristi se metoda množenja uz primjenu sljedeće formule:

- the market competitive intensity and the risk management indices,
- a verification method, used to find arguments for verifying specific hypotheses,
- and other methods such as methods for analysis and synthesis, inductive methods, descriptive methods etc.

3.1 Method for developing the market competitive intensity, *MCI*, for electricity markets

Market competitive intensity, *MCI*, for electricity markets was taken from Datamonitor [6]. The Datamonitor research was conducted on twenty European electricity markets. The goal of the research was to determine the degree of market openness on the electricity market. The research began in mid 2005 and lasted until mid 2006. In the first phase, the results of a hundred interviews of experts were collected and verified, and in the second phase the results were reviewed and classified.

The *MCI* is calculated using the following nine metrics (measurements):

- the effectiveness of the regulator,
- the ease of third-party access to the network,
- the effectiveness of balancing and data transfer,
- wholesale market fragmentation,
- retail market fragmentation,
- traded market maturity,
- access to market information and assistance,
- consumer representation,
- propensity to switch suppliers.

These metrics have been divided into three groups:

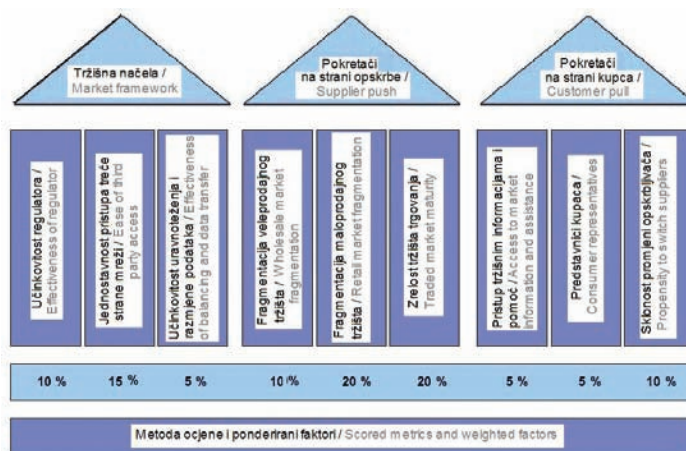
- market framework,
- supplier push and
- customer pull.

The professional interviewed was scored according to each of these nine metrics on a scale of 0 – 10. To calculate the overall score, i.e. the market competitive intensity index, the following two methods were employed:

- simple additive measure – the score of each underlying factor is weighted by the importance of that factor. By adding together all the final index scores, the *MCI* is obtained:

- the multiplicative measure – an alternative method to the additive measure, uses the multiplicative measure with the application of the following formula:

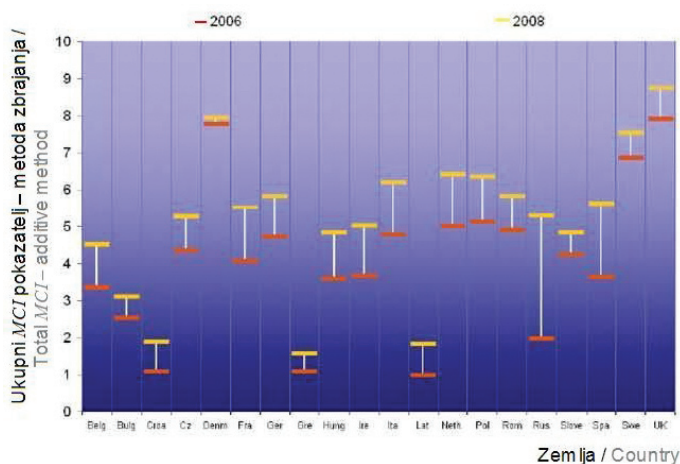
$$MCI = \prod_{i=1}^9 z_i, \quad z = xi^{y_i} \quad (3)$$



Slika 2 – Izračun *MCI* pokazatelja pomoću devet ponderiranih faktora [6]
Figure 2 – Calculation of the *MCI* using nine weighted factors [6]

Rezultati istraživanja pokazuju da je tržište električne energije Ujedinjenog Kraljevstva najrazvijenije, odnosno da na tržištu postoji velik broj konkurenata. Bez obzira na dinamiku otvaranja tržišta u Europskoj uniji, prema kojoj od 1. srpnja 2004. godine svi kupci osim kućanstava mogu slobodno birati opskrbljivača električne energije, stupanj otvorenosti tržišta je još uvijek nizak u većini zemalja Europske unije, što je vidljivo iz slike 3.

The results of the research indicate that the electricity market is the most developed in the United Kingdom, i.e. that there are a large number of competitors on the market. Regardless of the dynamics of the opening of markets in the European Union, according to which as of July 1, 2004, all customers except households can freely choose their electricity supplier, the degree of market openness is still low in the majority of the countries of the European Union, as evident from Figure 3.



Slika 3 – Ukupni *MCI* pokazatelj tržišta električne energije [6]
Figure 3 – Total *MCI* of electricity markets [6]

Na slici 3 su crvenom bojom prikazani rezultati za 2006. godinu, a žutom bojom predviđanja za 2008. godinu. Iz slike je vidljivo da postoji grupiranje oko ocjene 5 što ukazuje da su zemlje Europske unije ipak započele proces otvaranja tržišta električne energije. Najviše ocjene su dobile Ujedinjeno Kraljevstvo, Švedska i Danska. Velik utjecaj na ukupnu ocjenu Švedske imala je činjenica da postoji vrlo zrelo i likvidno veleprodajno tržište električne energije. Razlozi sporog otvaranja tržišta su različiti za svaku zemlju, ali im je zajedničko postojanje elektroprivrednih poduzeća s monopolističkim položajem, nezainteresiranost kupaca i neznanje o procesu promjene opskrbljivača [6].

U nastavku je prikazana usporedba *MCI* i *RMI* pokazatelja kako bi se testirala hipoteza o ovisnosti dinamike otvaranja tržišta električne energije i učinkovitosti sustava upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede. Za zemlje obuhvaćene istraživanjem, a koje nisu obuhvaćene Datamonitorovim izvješćem, izvršena je procjena njihovog *MCI* pokazatelja u suradnji s ekspertima Datamonitora i korištenjem sekundarnih izvora podataka.

Kako bi se odredio jedan broj koji će predstavljati učinkovitost sustava upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede izračunat je *RMI* pokazatelj te uspoređen s *MCI* pokazateljem. Budući da jedan ispitanik nije popunio u cijelosti anketni upitnik, nije bilo moguće izračunati njegov *RMI* –pokazatelj, stoga je u nastavku analiza odnosa *RMI* i *MCI* pokazatelja provedena na uzorku od dvadeset poduzeća.

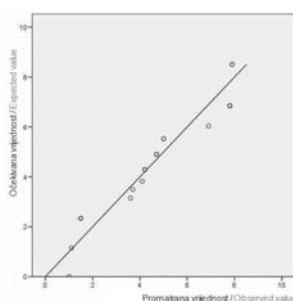
Prije usporedbe potrebno je testirati normalnost pokazatelja. Iz slika 4 i 5 može se zaključiti da je distribucija normalna, malo pomaknuta ulijevo (simetričnost distribucije, (engl. *skewnes* = +0,013) i relativno ravna (širina distribucije, engl. *kurtosis* = -1,201).

In Figure 3, the results for the year 2006 are presented in red and for the year 2008 in yellow. From the figure, it is evident that there are clusters around a score of 5, indicating that the countries of the European Union have nonetheless begun the process of opening the electricity markets. The highest scores were obtained by the United Kingdom, Sweden and Denmark. The total score of Sweden was greatly influenced by the existence of a very mature and liquid wholesale electricity market. Reasons for the slow opening of markets differ for each country but they all have monopolistic electrical power companies, disinterested customers and a dearth of knowledge concerning the process of changing suppliers [6].

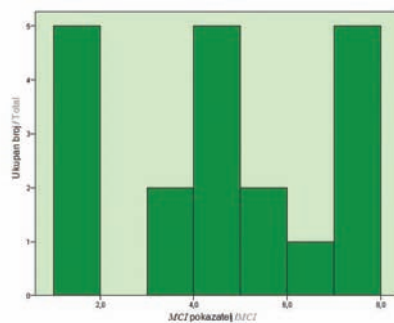
A comparison of the *MCI* and *RMI* is presented in order for us to test the hypothesis that there is a correlation between the openness of electricity markets, i.e. market competitive intensity – *MCI*, and the effectiveness of the risk management system, i.e. risk management index – *RMI*, in electrical power companies. For the countries included in the research but not included in Datamonitor's report, an evaluation of their *MCI* was conducted in cooperation with experts from Datamonitor and the use of secondary data sources.

In order to determine a number that would represent the effectiveness of a risk management system in electrical power companies, we calculated the *RMI* and compared it to the *MCI*. Since one participant did not fill out the questionnaire in its entirety, it was not possible to calculate its *RMI*. Therefore, the continuation of the analysis of the correlation between *RMI* and *MCI* was performed on a sample of twenty companies.

Prior to comparison, it is necessary to test the normality of the index. From the following figure, we conclude that the distribution is normal, somewhat skewed to the left (*skewness* = +0,013) and relatively flat (*kurtosis* = -1,201).



Slika 4 — Q-Q dijagram *MCI* pokazatelja
Figure 4 — Q-Q plot of *MCI*



Slika 5 — Histogram *MCI* pokazatelja
Figure 5 — Histogram of *MCI*

Srednja vrijednost *MCI* pokazatelja, u ispitivanom uzorku, iznosi 4,6, dok je maksimalna vrijednost 7,9. Iznad prosječne vrijednosti *MCI* pokazatelja ima ukupno deset poduzeća (47,6 %), što ukazuje na činjenicu da poduzeća obuhvaćena istraživanjem posluju na pretežno otvorenim tržištima električne energije.

3.2 Metoda oblikovanja pokazatelja učinkovitosti upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede

Za potrebe testiranja hipoteze oblikovan je pokazatelj učinkovitosti upravljanja rizicima u poduzeću.

Pokazatelj učinkovitosti upravljanja rizicima poduzeća (engl. *Risk management index, RMI*) određen je pomoću deset pokazatelja:

- politika upravljanja rizicima,
- okvirna načela,
- usklađenost sustava upravljanja rizicima s misijom, vizijom i ciljevima poduzeća,
- starost organizacijske cjeline za upravljanje rizicima,
- broj zaposlenika organizacijske cjeline upravljanja rizicima u poduzeću,
- organizacijski oblik upravljanja rizicima u poduzeću,
- katalog zadataka organizacijske cjeline upravljanja rizicima,
- utjecaj najvažnijih rizika u poduzećima elektroprivrede,
- postojanje mape rizika u poduzeću i
- instrumenti upravljanja rizicima.

Pokazatelji su odabrani u skladu s definiranim ciljevima istraživanja uvažavajući kriterij odabira umjerenog broja pokazatelja i uvjet da pokazatelji omogućavaju testiranje hipoteze. Navedene se pokazatelje može podijeliti u četiri osnovne kategorije, kako je prikazano na slici 6:

- sustav upravljanja rizicima,
- institucionalni aspekt upravljanja rizicima,
- instrumentalni aspekt upravljanja rizicima i
- funkcionalni aspekt upravljanja rizicima.

The mean value of the *MCI* in the sample studied is 4,6, while the maximum value is 7,9. There are a total of ten enterprises (47,6 %) with *MCI* above the mean value, indicating that these companies operate in predominantly open electricity markets.

3.2 The method of determining the risk management index in electrical power companies

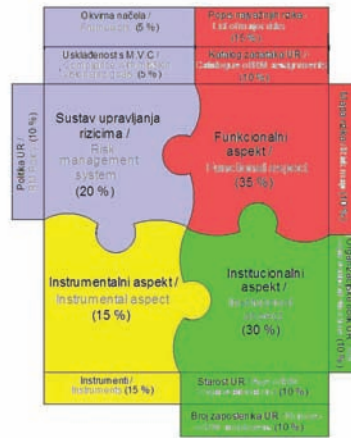
For the purpose of testing the hypothesis, the risk management index in a company was determined.

The risk management index of a company, *RMI*, is determined based upon ten factors:

- risk management policy,
- risk management framework,
- compliance of the risk management system with the company mission, vision and goals,
- age of the risk management organizational unit,
- number of risk management organizational unit employees in the company,
- the organizational form of risk management in the company,
- the catalogue of the assignments of the risk management organizational unit,
- the impact of the most important risks in electrical power companies,
- the existence of a risk map in the company,
- risk management instruments.

These factors were chosen pursuant to the defined goals of the research, while respecting the principle of choosing a moderate number of factors that would make it possible to test the hypothesis. We can classify these factors into four basic categories, as shown in Figure 6:

- the risk management system,
- the institutional aspect of risk management,
- the instrumental aspect of risk management, and
- the functional aspect of risk management.



Slika 6 — Izračun *RMI* pokazatelja pomoću deset ponderiranih faktora
Figure 6 — *RMI* score matrix using ten weighted factors

Svaki pokazatelj ima svoj ponderirani faktor i raspon mogućih ocjena. Nakon toga se primjenjuje metoda zbrajanja kao i kod izračuna *MCI* pokazatelja.

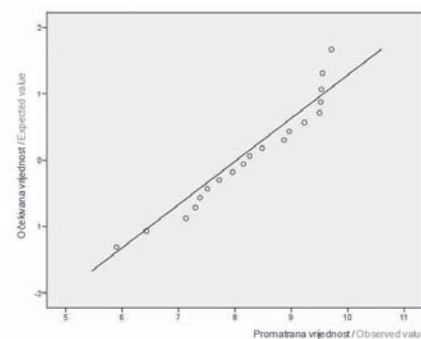
Budući da su ponderi definirani na temelju dosadašnjeg pregleda literature, izvršit će se njihova korekcija, ukoliko se tijekom preliminarnе analize pokaže prevelik utjecaj nekog od njih na ukupni rezultat.

Ako se isti postupak ponovi za *RMI* pokazatelj tada se iz slike 7 vidi kako se također radi o normalnoj distribuciji varijable.

Each factor has its own weight and range of possible scores. The additive method is used as in the calculation of the *MCI*.

Since factor weights were defined according to a survey of the extant literature, corrections will be performed if any are shown to have an excessive impact on the total result during the preliminary analysis.

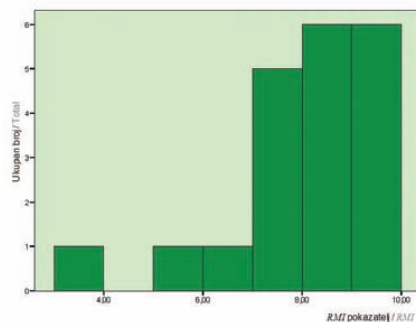
If we repeat the same procedure for the *RMI*, we see from Figure 7 that there is also a normal distribution of the variable.



Slika 7 — Q-Q dijagram *RMI* pokazatelja
Figure 7 — Q-Q plot of *RMI*

No, ovog puta distribucija je značajno pomaknuta udesno (engl. *skewnes* = -1,408) kao što je to prikazano na slici 8.

However, this time distribution is significantly skewed to the right (*skewness* = -1,408), as presented in the following figure.



Slika 8 — Histogram *RMI* pokazatelja
Figure 8 — Histogram of *RMI*

Pomak distribucije udesno pokazuje da su sustavi upravljanja rizicima, u istraživanim poduzećima elektroprivrede, učinkoviti. Prosječna vrijednost *RMI* pokazatelja iznosi 8,1.

The shift in the distribution to the right indicates that the risk management systems in the electrical power companies studied are effective. The mean value of the *RMI* is 8,1.

4 PRIMJENA DEFINIRANE METODE I REZULTATI EMPIRIJSKOG ISTRAŽIVANJA

4 APPLICATION OF THE DEFINED METHOD AND THE RESULTS OF EMPIRICAL RESEARCH

4.1 Osnovni podaci o istraživanju

4.1 Basic research information

Istraživanje je započelo u studenom 2006. godine, nakon definiranja konačnog izgleda anketnog upitnika i prikupljenih kontakata od Datamonitora. Prikupljanje podataka završeno je u srpnju 2007. godine, nakon čega je uslijedila njihova obrada. Početni uzorak obuhvaćao je sedamdeset i sedam kontakata. Stopa povrata upitnika iznosi 27,3 %.

Our research began in November 2006, after the final version of the research questionnaire was defined and a contact list was acquired from Datamonitor. The collection of data was completed in July 2007, followed by data processing. The initial sample included seventy-seven contacts. The questionnaire return rate was 27,3 %.

Datamonitor je vodeći pružatelj online baze podataka i usluga analiza za ključne industrijske sektore. Njihovi klijenti su vodeća svjetska poduzeća, njih oko 5 000. Pomoću njihove baze podataka i znanja njihovih eksperata, nude usluge analize i predviđanja u sedam industrijskih sektora, a jedan od njih je i tržište energije. Budući da je Hrvatska elektroprivreda jedna od njihovih klijenata, ima pristup bazi znanja. Datamonitor je dakle, za potrebe istraživanja, osigurao popis kontakata prema definiranim kriterijima. Osim primarnih izvora podataka korišteni su i sekundarni izvori poput novosti poduzeća i njihovih godišnjih izvješća objavljenih na internetu i u časopisima kao i materijali stručnih organizacija (ERGET, Eurelectric, i dr.), dostupna istraživanja, studije i sl.

Datamonitor is the leading provider of online data and analytic platforms for key industrial sectors. Its clients are five thousand of the world's leading companies. With its databases and the knowledge of its experts, Datamonitor offers analysis and forecasting services in seven industrial sectors, one of which is the energy market. Since HEP, the Croatian electrical power company, is one of Datamonitor's clients, it has access to its knowledge base. For the purpose of this research, Datamonitor prepared a contact list according to defined criteria. In addition to primary data sources, secondary sources were used such as company news, annual reports published on the Internet and in journals, as well as materials from professional organizations (ERGET, Eurelectric etc.), available studies etc.

Obrada rezultata izvršena je pomoću programskog paketa SPSS.

The results were processed using SPSS software.

4.2 Uzorak istraživanja

Uzorak istraživanja odabran je prema:

- stupnju otvorenosti tržišta električne energije,
- radnim mjestima ispitanika vezanih uz poslove upravljanja rizicima, te
- veličini poduzeća elektroprivrede.

Konačni uzorak istraživanja, pripremljen za obradu, obuhvaća dvadeset i jedno poduzeće elektroprivrede koja posluju u trinaest zemalja. Njih devet posluje u zemljama Europske unije, dvije zemlje su kandidati ili u postupku podnošenja zahtjeva za pristupanjem u Europsku uniju (Hrvatska, Bosna i Hercegovina), a dvije zemlje nisu članice Europske unije (Švicarska i Norveška).

4.2 The research sample

The research sample was chosen according to the following criteria:

- the degree of openness (market competitive intensity – *MCI*) of the electricity market,
- the number of company employees engaged in risk management,
- the size of the electrical power company.

The final research sample prepared for processing included twenty-one electrical power companies operating in thirteen countries. Nine of them operate in countries of the European Union, two countries are candidates for EU membership or have applied for accession to the European Union (Croatia, Bosnia and Herzegovina), and two countries are not EU members (Switzerland and Norway).

Tablica 1— Zemljopisna raširenost poduzeća elektroprivrede

Table 1 – Geographical distribution of the electrical power companies in the final sample

Zemlja / Country	Broj poduzeća / Number of companies
Austrija / Austria	2
Bosna i Hercegovina / Bosnia and Herzegovina	1
Finska / Finland	1
Francuska / France	1
Hrvatska / Croatia	1
Irska / Ireland	1
Nizozemska / The Netherlands	1
Norveška / Norway	2
Portugal / Portugal	1
Slovenija / Slovenia	2
Švedska / Sweden	2
Švicarska / Switzerland	3
Ujedinjeno Kraljevstvo / United Kingdom	2
Ukupno / Total	21

Osim stupnja otvorenosti tržišta vodilo se računa i o podjeli tržišta na regije, sukladno dodatku Uredbe 1228/2003/EC prema kojem je interno tržište električne energije podijeljeno u sedam regija [13]:

- sjeverna Europa (Danska, Švedska, Norveška, Finska, Njemačka i Poljska),
- sjeverozapadna Europa ili centralno-zapadna Europa (Belgija, Luksemburg, Nizozemska, Njemačka i Francuska),
- centralnojužna Europa (Italija, Francuska, Njemačka, Austrija, Slovenija i Grčka),
- centralnoistočna Europa (Njemačka, Poljska, Češka, Slovačka, Mađarska, Austrija i Slovenija),
- jugozapadna Europa (Španjolska, Portugal i Francuska),
- Ujedinjeno Kraljevstvo, Irska i Francuska,
- baltičke države (Estonija, Latvija i Litva).

Analysis of the market competitive intensity is presented in Chapter 3.4. In addition to the *MCI*, the sample was configured according to the market split in the region, pursuant to the Annex to Regulation 1228/2003/EC, according to which the internal electricity market is divided into seven regions [13]:

- northern Europe (Denmark, Sweden, Norway, Finland, Germany and Poland),
- northwest Europe or Central West Europe (Belgium, Luxembourg, the Netherlands, Germany and France),
- central Southern Europe (Italy, France, Germany, Austria, Slovenia and Greece),
- central Eastern Europe (Germany, Poland, the Czech Republic, Slovakia, Hungary, Austria and Slovenia),
- southwest Europe (Spain, Portugal and France),
- the United Kingdom, Ireland and France,
- the Baltic States (Estonia, Latvia and Lithuania).

Jugoistočnu Europu se može promatrati kao osmu regiju koja uključuje dvije zemlje Europske unije (Rumunjsku i Bugarsku) te zemlje kandidata i one koje su podnijele zahtjev za pristupanje u Europsku uniju (Hrvatska, Bosna i Hercegovina, Srbija i Crna Gora, Albanija, FYR Makedonija, Rumunjska, Bugarska i UNMIK Kosovo).

Kod pripreme kontakata vodilo se računa da ciljna skupina budu menadžeri koji upravljaju rizicima u poduzeću i koji imaju dovoljno znanja i pristup informacijama iz tog područja kako bi se dobila što realnija slika stanja upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede. Od ukupnog broja kontakata (77), njih 31 (ili 36 % ispitanika) menadžeri su rizika u poduzećima (engl. *risk manager*), dvoje ih vodi organizacijske cjeline za upravljanje rizicima, četvero ih je menadžer rizika na korporativnoj razini, dvadeset i troje su direktori financija (engl. *chief finance officer*) i preostalih dvadeset i šest radi poslove vezane za rizike (trgovina, prodaja i sl.) ili pripadaju menadžmentu općenito.

Southeast Europe can be considered as an eighth region that includes two countries of the European Union (Rumania and Bulgaria), candidate countries and those which have submitted applications for accession to the European Union (Croatia, Bosnia and Herzegovina, Serbia and Montenegro, Albania, the FYR of Macedonia, Rumania, Bulgaria and UNMIK/Kosovo).

In the preparation of contacts, it was taken into account that the target group should be the managers who manage risk in the companies and who have sufficient knowledge and access to information in this area in order to provide us with an accurate picture of risk management in electrical power companies. Of the total number of contacts (seventy-seven), thirty-one of them (or 36 % of the research subjects) are risk managers in their companies, two of them lead risk management organizational units, four are risk managers at the corporate level, twenty-three are chief finance officers and the remaining twenty-six are engaged in operations related to risk (trade, supply etc.) or are part of general management.

Tablica 2 – Funkcija ispitanika u poduzećima elektroprivrede
Table 2 – Functions of the persons interviewed in the electrical power companies

	Ukupan broj ispitanika / Total number of the research subjects
Menadžer rizika / Risk manager	4
Direktor financija / Chief financial officer	2
Analitičar za rizike / Risk analyst	2
Kontrolor rizika / Risk controller	1
Financijski referent / Financial officer	1
Korporativni menadžer rizika / Corporate risk manager	1
Voditelj kontrolinga / Head of controlling	1
Trgovac / Trader	1
Menadžer portfelja / Portfolio manager	1
Voditelj trgovine / Head of trade	1
Voditelj organizacijske cjeline upravljanja rizicima / Head of risk management unit	1
Menadžer rizika opskrbe djelatnosti / Supply risk manager	1
Direktor za rizike / Chief risk management officer	1
Rukovoditelj nabave električne energije / Manager of electrical supply	1
Savjetnik Uprave / Consultant	1
Direktor opskrbe / Head of supply	1
Ukupno / Total	21

Analizom konačnog uzorka ispitanika, prikazanog u tablici 2, može se zaključiti da je 11 ispitanika usko vezano za poslove upravljanja rizicima u poduzeću što iznosi 52,4 % ukupnog broja ispitanika. Četiri ispitanika su menadžeri rizika u poduzećima elektroprivrede. Ostali su ispitanici vezani za poslovna područja, u čijoj se domeni nalazi upravljanje najznačajnijim rizicima poput trgovine, opskrbe, financija, kontrolinga i sl. te razne funkcije vrhovnog menadžmenta. Razlog tome je činjenica da je upravljanje rizicima na različitim stupnju

By analyzing the final sample of subjects, as presented in Table 2, we can conclude that eleven of the subjects were closely connected to risk management operations in their companies, which amounts to 52,4 % of the total number. Four subjects were risk managers in electrical power companies. The other subjects were connected with the business area, including trade, supply, finance, controlling etc., and various to managerial functions. The reason for this is the fact that risk management is at various stages of develop-

razvoja u navedenim poduzećima. Poduzeća koja imaju razvijenije sustave upravljanja rizicima imaju i samostalnu jedinicu za upravljanje rizicima, dok je upravljanje rizicima poduzeća u ostalim poduzećima dio drugih poslovnih funkcija poput financija i sl.

Ako se promatra uzorak s aspekta veličine organizacije može se zaključiti da je zastupljeno sedam velikih poduzeća (33,3 %), jedno srednje veliko, pet srednjih, šest srednje malih i dva mala poduzeća.

ment in these companies. Companies that have developed risk management systems also have independent risk management units, while risk management in the other companies is a part of other business functions such as finance etc.

If we examine the sample from the aspect of company size, we can conclude that seven large companies (33,3 %), one medium-large company, five medium-sized, six medium-small and two small companies are represented.

Tablica 3 — Broj zaposlenika u poduzećima elektroprivrede
Table 3 — Number of employees in the electrical power companies of the sample

Broj zaposlenika / Number of employees	Broj poduzeća / Number of companies	Postotak / Percentage (%)	Kumulativni postotak / Cumulative percentage (%)
manje od 200 /	2	9,5	9,5
između 200 i 1 000 /	6	28,6	38,1
između 1 000 i 2 000 /	5	23,8	61,9
između 2 000 i 5 000 /	1	4,8	66,7
više od 5 000 /	7	33,3	100,0
Ukupno	21	100,0	—

4.3 Analiza ovisnosti stupnja otvorenosti tržišta o učinkovitosti sustava upravljanja rizicima

Analiza korelacije *RMI* i *MCI* pokazatelja provedena je Pearsonovom metodom. Također je izvršena preliminarna analiza kako bi se osigurala nenarušenost pretpostavke normalnosti i linearosti, kako bi se mogla primijeniti odgovarajuća statistička metoda. Između varijabli postoji jaka korelacija (koeficijent korelacije $r=0,742$, $n=20$). Korelacija ima pozitivni predznak što znači da obje varijable imaju isti smjer kretanja (kada se jedna varijabla povećava, povećava se i druga i obrnuto). Apsolutni iznos korelacije od 0,742 označava jaku korelaciju. Razina značenja je manja od 0,001 što označava statistički značajnu korelaciju.

4.3 Analysis of the correlation between market competitive intensity and the effectiveness of risk management systems

Analysis of the correlation between the risk management index and market competitive intensity was performed using the Pearson method. Preliminary analysis was also conducted in order to check for violation of the assumptions of linearity and normality, in order to apply the suitable statistical method. There is a strong correlation between the variables (correlation coefficient $r=0,742$, $n=20$). The correlation is positive, which means that both variables move in the same direction (when one variable increases, so does the other, and vice versa). The absolute correlation value of 0,742 signifies a strong correlation. The level of significance is less than 0,001, indicating a statistically significant correlation.

Tablica 4 — Korelacija između *MCI* i *RMI* pokazatelja
Table 4 — Correlation between the market competitive intensity and risk management index

		<i>MCI</i> pokazatelj / Market competitive intensity	<i>RMI</i> pokazatelj / Risk management index
<i>MCI</i> pokazatelj / Market competitive intensity	Pearsonova korelacija / Pearson correlation	1	0,742
	Razina značenja / De- gree of significance		0,000
	Ukupan broj / Total number	20	20
<i>RMI</i> pokazatelj / Risk management index	Pearsonova korelacija / Pearson correlation	0,742	1
	Razina značenja / De- gree of significance	0,000	
	Ukupan broj / Total number	20	20

Iz navedenog može se zaključiti da postoji jaka, pozitivna korelacija između stupnja otvorenosti tržišta električne energije i učinkovitosti sustava upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede čime smo dokazali hipotezu prema kojoj postoji ovisnost između stupnja otvorenosti tržišta električne energije i učinkovitosti sustava upravljanja rizicima.

4.4 Komparativna analiza učinkovitosti sustava upravljanja rizicima

Komparativnom analizom učinkovitosti sustava upravljanja rizicima u zemljama Europske unije i zemljama izvan Europske unije, obuhvaćenim istraživanjem, može se zaključiti da zemlje članice Europske unije, koje su ranije pristupile Europskoj uniji, imaju najučinkovitije sustave upravljanja rizicima (slika 9). Prvih pet elektroprivreda, s najvišim *RMI* pokazateljem posluje u zemljama članicama Europske unije. Slovenija, nova članica Europske unije, koja je u istraživanju zastupljena s dvije elektroprivrede ima niži prosječni *RMI* pokazatelj od starijih članica Europske unije.

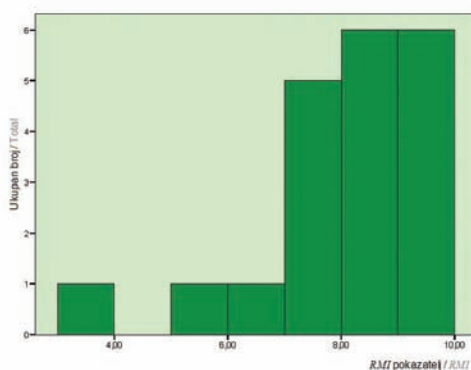
Zemlje koje nisu članice Europske unije (Norveška i Švicarska) u prosjeku imaju dosta visok *RMI* pokazatelj.

From the above, we can conclude that there is a strong positive correlation between the degree of market openness (*MCI*) and the effectiveness of risk management systems in electrical power companies, and thereby we have confirmed the hypothesis according to which there is a correlation between the degree of market openness of an electricity market and the effectiveness of risk management systems.

4.4 Comparative analysis of the effectiveness of risk management systems

Through comparative analysis of the effectiveness of risk management systems in the countries of the European Union and non-EU countries included in this research, we can conclude that the member countries of the European Union who joined the EU earlier have the most effective risk management systems. The five electrical power companies with the highest *RMI* operate in the member countries of the European Union. Slovenia, a new member of the European Union represented by two electrical power companies, has a lower *RMI* than the older EU member countries.

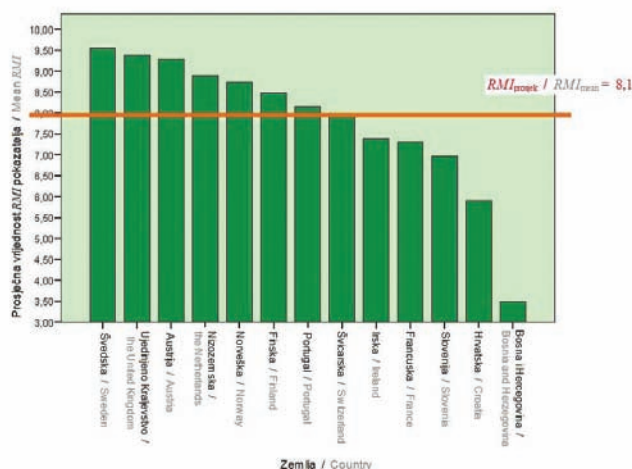
The countries that are not members of the European Union (Norway and Switzerland) have a relatively high mean *RMI*.



Slika 9 — *RMI* pokazatelj u zemljama Europske unije i izvan nje
Figure 9 — *RMI* in the countries of the European Union and non—EU countries

Na slici 10 je prikazana usporedba stupnja učinkovitosti sustava upravljanja rizicima poduzeća koja posluje na različitim tržištima električne energije. Vidimo da najviši *RMI* pokazatelj imaju Švedska i Ujedinjeno Kraljevstvo koje istodobno imaju i najviši *MCI* pokazatelj.

In Figure 10, a comparison of the effectiveness of risk management systems of the companies that operate on various electricity markets is presented. We see that Sweden and the United Kingdom have the highest *RMI* and also the highest *MCI*.



Slika 10 — Usporedba *RMI* pokazatelja poduzeća elektroprivrede u različitim zemljama
Figure 10 — Comparison of the *RMI* of electrical power companies in various countries

Nordijske zemlje među prvima su otvorile tržište električne energije. Tako je *MCI* pokazatelj Norveške vrlo visok i iznosi 7,8 što ukazuje na visok stupanj otvorenosti tržišta električne energije. Istodobno, učinkovitost sustava upravljanja rizicima je iznad prosjeka i iznosi 8,7.

MCI pokazatelj Švedske je također visok i iznosi 6,9, dok je *RMI* pokazatelj najviši u odnosu na ostale zemlje u promatranom uzorku i iznosi 9,55.

Najveći otklon između *MCI* i *RMI* pokazatelja prisutan kod austrijske elektroprivrede Verbund. Austrijski Verbund, u svom poslovnom izvješću, navodi da ima najrazvijeniji sustav upravljanja rizicima među poduzećima elektroprivrede u Europi što se prema rezultatima istraživanja pokazalo istinitim, jer ima najveću ocjenu *RMI* pokazatelja. Naime, Austrija je već u listopadu 2001. godine otvorila tržište električne energije, puno prije zadanog roka Europske zajednice. No, s obzirom na činjenice da Verbund i dalje, uz još jedan konzorcij, značajno dominira austrijskim tržištem električne energije i da je stopa promjene opskrbljivača niska, dobio je relativno nisku ocjenu *MCI* pokazatelja od Datamonitora. Istodobno, Verbund posjeduje jedan od najučinkovitijih sustava upravljanja rizicima u Europi.

Švicarska, s obzirom da nije članica Europske unije, nije otvorila tržište električne energije pa je ocjena stupnja otvorenosti tržišta vrlo niska. Prosječni *RMI* pokazatelj za tri švicarska poduzeća elektroprivrede iznosi 7,94 što je ispod prosječnog iznosa *RMI* pokazatelja. Naime, švicarsko tržište električne energije ima slabu otvorenost tržišta (*MCI* pokazatelj iznosi 3,0), a istodobno poduzeća elektroprivrede imaju učinkovite sustave upravljanja rizicima. Razlog tome leži u razvijenom

The Nordic countries are among the first to have opened their electricity markets. Thus, the *MCI* of Norway is very high at 7,8, which indicates a high degree of openness of the electricity market. At the same time, the effectiveness of the risk management systems is above average and amounts to 8,7. The *MCI* of Sweden is also high and amounts to 6,9, while the *RMI* is the highest among the countries in the research sample and amounts to 9,55.

The greatest variance between the *MCI* and the *RMI* is for the Austrian electrical power company, Verbund. In Verbund's financial report, it is stated that the company has the most highly developed risk management system among the electrical power companies in Europe, which is confirmed by the research results because it has the highest *RMI*. Already in October 2001, Austria opened its electricity market, much earlier than the deadline for the European Community. However, since Verbund continues, with one other consortium, to dominate the Austrian electricity market significantly and since the propensity to switch suppliers is low, it received a relatively low *MCI* from Datamonitor. At the same time, Verbund has one of the most effective risk management systems in Europe.

Since Switzerland is not a member country of the European Union, it has not opened its electricity markets and therefore the degree of market openness is very low. The mean *RMI* for the three Swiss electricity companies amounts to 7,94, which is below the average *RMI*. The Swiss electricity market has poor market openness (the *MCI* is 3,0), while at the same time the electrical power companies have effective risk management systems. The reason for this lies in the developed banking

bankarskom sektoru za čije je poslovanje nužno učinkovito upravljati rizicima.

Ako se pogleda iznos *RMI* pokazatelja vidi se da on za Hrvatsku iznosi 5,9. Prosječni iznos *RMI* pokazatelja iznosi 8,1.

Analiza elemenata pomoću kojih je izračunat *RMI* pokazatelj za Hrvatsku elektroprivredu (HEP) pokazuje sljedeće:

- sustav upravljanja rizicima dobio je nisku ocjenu zbog nepostojanja politike upravljanja rizicima, okvirnih načela kao ni usklađenosti s misijom, vizijom i ciljevima poduzeća,
- funkcionalni aspekt dobio je 2,1 bod od mogućih 2,9 što ukazuje na potrebu unaprjeđenja procesa upravljanja rizicima, mape rizika i sl.,
- instrumentalni aspekt ocijenjen je maksimalnom ocjenom što pokazuje da se u poslovanju koristi velik broj instrumenata za identifikaciju rizika,
- institucionalni aspekt dobio je 0,3 bodova od mogućih 1,44 što pokazuje da je aktivnost formiranja organizacijske strukture upravljanja rizicima tek započela.

Oblikovanje *RMI* pokazatelja omogućava kontinuirano praćenje učinkovitosti sustava upravljanja rizicima u HEP-u kao i mogućnost usporedbe s drugim elektroprivredama radi unaprjeđenja sustava upravljanja rizicima.

5 ZAKLJUČAK

U radu je dokazano postojanje jake i pozitivne korelacije između stupnja otvorenosti tržišta električne energije i učinkovitosti sustava upravljanja rizicima. Stupanj otvorenosti tržišta električne energije izražen je pomoću *MCI* pokazatelja uporabom metode Datamonitora.

Za potvrđivanje hipoteze izrađena je metoda za određivanje učinkovitosti sustava upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede, i to pomoću *RMI* pokazatelja. Taj pokazatelj izračunat je za dvadeset i jedno poduzeće elektroprivrede koje posluje u zemljama Europske unije i izvan nje.

Najviši *RMI* pokazatelj imaju poduzeća elektroprivrede koja posluju u Austriji, Švedskoj i Ujedinjenom Kraljevstvu, dok su *RMI* pokazatelji za Hrvatsku i Bosnu i Hercegovinu ispod prosječnog iznosa *RMI*. To znači da su sustavi upravljanja rizicima u zemljama koje su podnijele zahtjev za pristupanje Europskoj uniji u početnoj fazi implementacije i razvoja.

sector, which requires effective risk management for its operations.

The Croatian *RMI* is 5,9 while the mean *RMI* value is 8,1.

Analysis of the elements used to calculate the *RMI* for Croatia shows the following:

- the risk management system received a low score due to the lack of a risk management policy, framework or compliance with the company mission, vision and goals,
- the functional aspect received a score of 2,1 out of a possible 2,9, which indicates the need to improve risk management processes, map risks etc.,
- the instrumental aspect received the maximum score, which indicates that a large number of tools are employed in operations for risk identification,
- the institutional aspect received a score of 0,3 out of a possible 1,44, which indicates that the activity of the formation of an organizational structure for risk management has only just begun.

The determination of an *RMI* permits the continuous monitoring of the risk management systems in Croatian electrical power companies as well as the possibility for comparison with other electrical power companies in order to improve the risk management systems.

5 CONCLUSION

This work has demonstrated that there is a strong and positive correlation between the degree of the openness of electricity markets and the effectiveness of risk management systems. The degree of market openness is expressed by the *MCI* according to the Datamonitor method.

In order to confirm the hypothesis, a method was developed for determining the effectiveness of risk management systems in electrical power companies, using the *RMI*. This index was calculated for twenty-one electrical power companies in the European Union and non-EU countries.

Companies operating in Austria, Sweden and the United Kingdom had the highest *RMI*, while the companies in Croatia and Bosnia and Herzegovina had below average *RMI* values. This signifies that the risk management systems in the countries that have applied for membership to the European Union are in the initial phase of implementation and development.

Poduzeća elektroprivrede u zemljama koje su među prvima otvorile tržište električne energije poput Finske, Norveške, Švedske i Ujedinjenog Kraljevstva imaju visok *MCI* pokazatelj. Austrija ima iznadprosječni *RMI* pokazatelj, ali niži *MCI* pokazatelj. Razlog visokom *RMI* pokazatelju leži u zakonskoj obvezi austrijskih poduzeća na uvođenju sustava upravljanja rizicima. Nizak *MCI* pokazatelj je posljedica nepostojanja konkurencije na malo-prodajnom tržištu.

Electrical power companies in the countries that were among the first to open their electricity markets such as Finland, Norway, Sweden and the United Kingdom have high *MCI*. Austria has an above average *RMI* but a lower *MCI*. The reason for the high *RMI* lies in the legal obligation of Austrian enterprises to introduce risk management systems. The low *MCI* is the consequence of the dearth of competition on the retail market.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] Union of the Electricity Industry, Eurelectric, Risk management in the Electricity Industry White Paper I – Overall Perspective, Ref.: 2007–030–0137, Brussels, January 2007
 - [2] The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission: Enterprise Risk Management – Integrated Framework, September 2004
 - [3] AIRMIC, ALARM, IRM: A Risk Management Standard, <http://www.airmic.com>
 - [4] Committee of Chief Risk Officers, <http://www.ccro.org>
 - [5] JAKAŠA, T., Komparativna analiza sustava upravljanja rizicima u poduzećima elektroprivrede, magistarski rad, Ekonomski fakultet Zagreb, studeni 2007.
 - [6] Datamonitor, Market Competitive Intensity, Datamonitor Plc., Ref. Code. DMEN0417, United Kingdom, March 2006, www.datamonitor.com
 - [7] OSMANAGIĆ BEDENIK, N., Kriza kao šansa, Školska knjiga d.d., Zagreb, 2003.
 - [8] Casualty Actuarial Society: Overview of Enterprise Risk Management, Enterprise Risk Management Committee, www.casact.org/research/erm/overview.pdf, May 2003
 - [9] Protiviti, Independent Risk Consulting: Guide to Enterprise Risk Management, Frequently Asked Questions, 2006
 - [10] PICKFORD, J., Mastering Risk, Volume 1: Concepts, Financial Times, Great Britain, 2001
 - [11] ZELENIKA, R., Metodologija i tehnologija izrade znanstvenog i stručnog djela, Ekonomski fakultet Sveučilišta u Rijeci, Rijeka, 2000.
 - [12] SERDAR, V., Udžbenik statistike, Školska knjiga, Zagreb, 1997.
 - [13] Commission of the European Communities, Annex to Regulation (EC) No 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity, Brussels, December 2006
-

Adrese autora:

Authors' Adresses:

Mr. sc. **Tina Jakaša**

tina.jakasa@hep.hr

HEP Opskrba d.o.o.

Ulica Grada Vukovara 37

10000 Zagreb

Hrvatska

Prof. dr. sc. **Nidžara Osmanagić Bedenik**

nosmanagic@efzg.hr

Sveučilište u Zagrebu

Ekonomski fakultet

Trg J.F. Kennedya 6

10000 Zagreb

Hrvatska,

Fivos Iliopoulos, MBA

filiopoulos@datamonitor.com

Datamonitor Plc

37-41 Mortimer Street

London

United Kingdom

Tina Jakaša, MSc

tina.jakasa@hep.hr

HEP Supply

Ulica Grada Vukovara 37

10000 Zagreb

Croatia

Prof **Nidžara Osmanagić Bedenik**, PhD

nosmanagic@efzg.hr

University of Zagreb,

Faculty of Economics & Business Zagreb

Trg J.F. Kennedya 6

10000 Zagreb

Croatia,

Fivos Iliopoulos, MBA

filiopoulos@datamonitor.com

Datamonitor Plc

37-41 Mortimer Street

London

United Kingdom

Uredništvo primilo rukopis:
2007-12-19

Manuscript received on:
2007-12-19

Prihvaćeno:
2008-01-25

Manuscript accepted on:
2008-01-25

ISPLATIVOST POTICAJNE OTKUPNE CIJENE ZA PROJEKTE VJETROELEK- TRANA U REPUBLICI HRVATSKOJ PROFITABILITY OF INCENTIVE PUR- CHASE PRICES FOR WIND FARM PROJECTS IN CROATIA

Diana Ognjan – Zoran Stanić – Željko Tomšić, Zagreb, Hrvatska

U 2007. godini dogodile su se mnoge promjene na području zakonske regulative u hrvatskoj energetici. Uz otvaranje tržišta električne energije za sve pravne osobe, 1. srpnja 2007. godine na snagu je stupio i paket od pet podzakonskih akata kojima se regulira poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije. Hrvatska je kao metodu poticaja odabrala zajamčene tarife (engl. feed-in tariffs), koje su najraširenija i trenutačno najuspješnija metoda u Europskoj uniji. U Hrvatskoj se pojavio golem interes kapitala za projekte obnovljivih izvora energije, posebice za projekte vjetroelektrana. Pritom se postavlja pitanje o stvarnoj isplativosti takvih projekata, te je li poticajna otkupna cijena dovoljno visoka kako bi se projekti vjetroelektrana u Hrvatskoj uopće isplatili. U ovom je radu dana analiza jednog generičkog projekta vjetroelektrane, instalirane snage 25 MW (razlozi odabira snage su opisani kasnije) softverom RETScreen International, razvijenim u Kanadi, a korištenom diljem svijeta. Uz uvodni dio, u kojem je opisana trenutačna situacija na području obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj, dan je i kratki pregled novouvedenih podzakonskih akata vezanih za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora. U radu je detaljno obrazložen unos svih relevantnih tehničkih, ekonomskih i financijskih parametara, te su prikazani rezultati modeliranja vjetroelektrane s faktorima opterećenja (engl. capacity factor) od 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % i 30 % pomoću softvera RETScreen International. Pritom je detaljno prikazana analiza osjetljivosti i rizika za vjetroelektranu s faktorom opterećenja od 25 %, te dan konačni zaključak analize.

In 2007 the Croatian energy legislation underwent a series of changes. Along with the opening of the electricity market to all legal entities, on 1 July 2007 a package of five bylaws on the incentives to electricity generation from renewable energy resources entered into force.

The incentive method Croatia has opted for are feed-in tariffs, the widest-spread and currently most successful method in the European Union. In Croatia a massive venture capital interest in renewables is recently manifest, especially wind power projects. This raises a question about the real profitability of such projects and whether or not the incentive purchase price is high enough to make the wind power projects viable. The present work analyses a generic wind power plant project, installed power 25 MW (the reasons why this rating has been chosen are given later on), by using RETScreen International Software, developed in Canada and used throughout the world. The introductory part, which describes the current situation in Croatia regarding renewables, is followed by a brief overview of newly introduced bylaws aimed to provide incentives for electricity generation from renewables. The works explains in detail the input of all relevant technical, economic and financial parameters and shows the results of modelling a wind power plant with capacity factors of 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % and 30 % by using RETScreen International Software. A detailed susceptibility and risk analysis is given for a wind power plant with the capacity factor of 25%, followed by a conclusion.

Ključne riječi: isplativost, obnovljivi izvori energije, vjetroelektrane, zajamčene tarife

Keywords: feed-in tariffs, profitability, renewables, wind power plants



1 UVOD

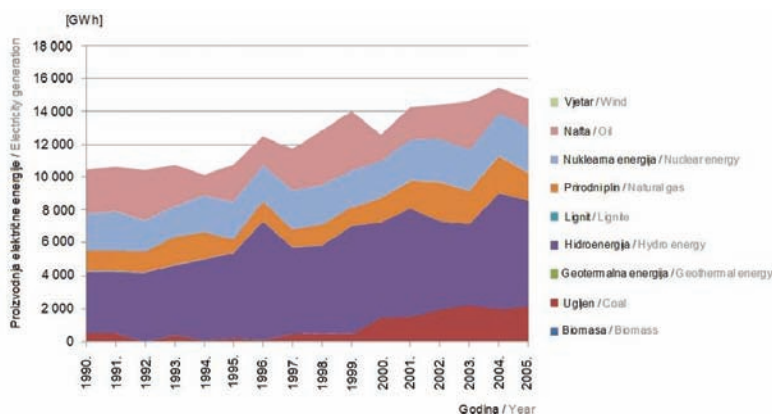
Proizvodnja električne energije u Hrvatskoj odvija se u hidroelektranama, nuklearnoj elektrani (NE) Krško (Hrvatska preuzima 50% električne energije proizvedene u toj elektrani), te elektranama na fosilna goriva (ugljen, prirodni plin, mazut). Slika 1 prikazuje strukturu proizvodnje električne energije u razdoblju od 1990. do 2005. godine gdje je vidljivo da se porast proizvodnje u proteklih desetak godina temeljio uglavnom na termoelektranama na ugljen. Iako se u službenim statistikama Europske unije proizvodnja iz NE Krško računa kao 100 % slovenska proizvodnja, na slici 1 je dodano 50 % proizvodnje iz NE Krško, s obzirom da se ona smatra vrlo važnim energetske izvorom za Hrvatsku.

Povijesno gledano, ukupna proizvodnja električne energije u Hrvatskoj vrlo je ovisna o hidrološkim prilikama. Kao primjer, u vrlo sušnoj 2003. godini proizvodnja električne energije iz hidroelektrana bila je 4 910 GWh, dok je samo godinu dana kasnije proizvodnja iznosila 7 018 GWh. Sukladno s promjenom hidroloških prilika, u Hrvatskoj se mijenjao i udio obnovljivih izvora u širem smislu u ukupnoj proizvodnji – u navedenim godinama on je iznosio 34 %, odnosno 46 %. Većina proizvodnje iz hidroenergije dolazi iz tzv. velikih hidroelektrana, tj. hidroelektrana instalirane snage veće od 10 MW. U Hrvatskoj postoji i nekoliko malih hidroelektrana u vlasništvu Hrvatske elektroprivrede i privatnih subjekata ukupne instalirane snage 32,8 MW [1], kao i potencijal za razvoj još nekoliko novih projekata malih hidroelektrana na već korištenim vodotocima (Cetina) ili manjim rijekama (Ričica, Orljava, Jadro, itd.). Prema Nacionalnom energetske programu MAHE [2] ekonomski potencijal malih hidroelektrana za Hrvatsku iznosi oko 700 GWh.

1 INTRODUCTION

Electricity generation in Croatia takes place in hydro power plants, Nuclear Power Plant (NPP) Krško (Croatia takes 50 % of electricity produced in that power plant) and fossil fuel power plants (using coal, natural gas, heavy oil). Figure 1 shows the electricity generation structure over the period 1990 – 2005, where it can be seen that production increase in the past ten years is largely based on coal-fired thermoelectric power plants. While in the EU's official statistics NPP Krško production is considered wholly (100 %) Slovenian, Figure 1 contains 50 % of NPP Krško output, since the plant is a very important energy source for Croatia.

History shows that total electricity generation in Croatia is highly dependent on hydrological conditions. For example, in the very dry year 2003 electricity production from hydro power plants amounted to 4 910 GWh, whereas only a year later it was 7 018 GWh. In dependence on the changing hydrological conditions, the share of renewables in a broader sense in total production was changing accordingly – in the mentioned years it was 34 % and 46 % respectively. Most hydroenergy production comes from the so-called big hydro power plants, those with installed power greater than 10 MW. In Croatia there are several small hydro power plants owned by HEP and private firms, with installed power totalling 32,8 MW [1], plus a potential for a number of new small hydroelectric power projects on the already used watercourses (Cetina river) or rivulets (Ričica, Orljava, Jadro, and other). According to the National Small Hydro Power Plants Construction Programme (MAHE), the economic potential of small hydro power plants for Croatia is estimated at 700 GWh.



Slika 1 – Proizvodnja električne energije u Hrvatskoj 1990. – 2005. [3]

Figure 1 – Electricity generation in Croatia 1990-2005 [3]

U 2005. godini u rad je puštena prva hrvatska vjetroelektrana Ravne na otoku Pagu, instalirane snage 5,95 MW. Godinu dana kasnije, izgrađena je i druga vjetroelektrana, Trtar-Krtolin kod Šibenika, instalirane snage 11,2 MW. Potencijal za razvijanje projekata vjetroelektrana u Hrvatskoj i dalje postoji, a prema nekim procjenama postoje planovi za realizaciju oko 1 800 MW vjetroelektrana. Ipak, hrvatski elektroenergetski sustav još uvijek ne može prihvatiti toliku snagu iz vjetroelektrana, prvenstveno zbog njihove nestalne i kratkoročno nepredvidive prirode. Iz tog razloga, prihvati vjetroelektrana u hrvatski elektroenergetski sustav (EES) trenutačno je ograničen na 360 MW [4]. Očekuje se da će se granica povećavati poboljšanjem i proširenjem sustava, te samom realizacijom pojedinih projekata vjetroelektrana.

Prema podacima iz [5] u 2005. godini proizvedeno je 10,9 GWh električne energije iz biomase (0,09% proizvodnje), dok je proizvodnja u 2006. godini lošija, proizvedeno je 6 GWh (0,04 % proizvodnje) [1]. Hrvatska ima veliki potencijal za korištenje drvene biomase u proizvodnji energije, budući da je 37 % teritorija pokriveno šumama [6]. Najveći potencijal za korištenje šumske biomase postoji u Primorsko-goranskoj i Sisačko-moslavačkoj županiji, a zanimljive su i ličke i slavonske lokacije. Ukupna godišnja količina ogrjevnog drva procijenjena je na 2 847 039 m³ [6]. Uz (grubu) procjenu od 2,5 MWh po m³ biomase [7] i uz korištenje cjelokupne količine ogrjevnog drva, teoretski potencijal proizvodnje energije iz biomase iznosi oko 7 TWh. Stvarni potencijal je vrlo teško procijeniti, jer on ne ovisi samo o dostupnim količinama goriva, već i o karakteristikama lokacije, utjecaju na okoliš, zakonskoj regulativi, tehnologiji, ekonomsko-financijskim pokazateljima i sl. Osim drvene biomase, postoji i mogućnost korištenja otpadaka iz poljoprivredne industrije, poput slame, kukuruzne silaže i slično.

U Hrvatskoj trenutačno nema proizvodnje električne energije iz geotermalne energije, a u planu su dva takva projekta u sjevernoj Hrvatskoj. Jedan je na lokaciji Lunjkovec-Kutnjak u blizini Koprivnice, za kojeg se u prvoj fazi očekuje oko 2 MW_e instalirane električne snage [8], a drugi na lokaciji Velika Ciglena kod Bjelovara, gdje se u prvoj fazi očekuje oko 4 MW_e [9]. Ovi projekti nisu zamišljeni samo kao postrojenja za proizvodnju električne energije (radi se o vrlo malim instaliranim snagama), već kao višenamjenski projekti. Geotermalna energija bi se koristila za grijanje okolnih naselja, proizvodnju cvijeća i povrća, uzgoj riba, te u sklopu hotelsko-turističkog kompleksa (toplice). Prema Nacionalnom energetskom programu GEOEN [10] ukupni potencijal geotermalne energije za proizvodnju električne energije iznosi oko 45 MW_e. Najpovoljnije lokacije pritom se nalaze u sjevernim kontinentalnim područjima Hrvatske.

In 2005 the first Croatian wind farm, Ravne on the island of Pag, installed power 5,95 MW, was put into operation, followed a year later by another, Trtar-Krtolin at Šibenik, installed power 11,2 MW. There is indeed potential for developing wind energy projects in Croatia. According to some estimates, there are plans to install about 1 800 MW wind power farms. However, Croatia's electric energy system (EES) is still unable to receive that much energy from wind farms, primarily because of their volatility and short-term unpredictability. For that reason, the integration of wind power plants into the Croatian EES is currently limited to 360 MW [4]. This limit is expected to increase with the improvement and expansion of the EES and as wind power projects become materialised.

According to available data [5], in 2005 10,9 GWh electric power was produced from biomass (0,09% of total production), whereas production in 2006 was less than that, 6 GWh (0,04 % of total production) [1]. Croatia has a great potential for the utilisation of timber biomass in electricity production, as 37 % of its territory is forested [6]. The greatest potential exists in Primorje-Gorski Kotar and Sisak-Moslavina counties, but the regions of Lika and Slavonia are also to be counted with. The total annual quantity of fuelwood is estimated at 2 847 039 m³ [6]. With (roughly) estimated 2,5 MWh per m³ biomass [7] and with the utilisation of the total fuelwood quantity, the theoretical biomass-based energy production amounts to ca. 7 TWh. The actual potential is very hard to assess, because it depends not only on accessible fuel quantities, but also on the characteristics of a locality, the environmental impact, current legislation, available technologies, economic and financial indicators, etc. Beside the timber biomass there is also the possibility of utilising agricultural waste, such as straw, corn silage and the like.

At present there is no geothermal electricity production in Croatia. Two such projects are planned in the north of the country, one at Lunjkovec-Kutnjak locality close to Koprivnica, expected to yield 2 MW_e installed power in the first stage [8], the other at Velika Ciglena near Bjelovar expected to yield 4 MW_e installed power in the first stage [9]. These projects are not conceived just as electricity generation plants (having very small installed power), but as multi-purpose facilities as well. Geothermal energy would be used for heating the local communities, flower and vegetable gardening, fish cultivation and by the spa and hotel resorts there. According to the National Energy Programme GEOEN [10], the total geothermal potential for electricity production is ca. 45 MW_e. The best locations are in northern continental areas of Croatia.

Proizvodnja električne energije iz Sunčeve energije u Hrvatskoj je u 2006. iznosila 49,13 MWh [1] iz ukupno instaliranih 49,96 kW. Potencijal korištenja Sunčeve energije najveći je u sedam primorskih županija, a prema Nacionalnom energetsom programu SUNEN [11] ekonomski potencijal proizvodnje električne energije iz fotonaponskih sustava iznosi oko 300 GWh. Ipak, korištenje fotonaponskih sustava još je u začetima, s obzirom na visoku cijenu tehnologije. Uvedena poticajna cijena za proizvodnju iz sunčanih elektrana jest visoka, međutim zakonski je ograničen ukupan instalirani kapacitet sunčanih elektrana koji se potiče na 1 MW u cijeloj Republici Hrvatskoj [12].

Od ostalih tehnologija obnovljivih izvora najčešće se spominju bioplina i deponijski plin, gdje se tipično radi o elektranama manjih snaga. Ipak, te tehnologije ne bi trebalo zanemariti, osobito kad se radi o korištenju otpada, koje bi ujedno značilo smanjenje količina otpada i njegovog utjecaja na okoliš, dok bi se pritom i proizvodila korisna energija. Korištenje pomalo egzotičnih tehnologija energije plime i oseke te energije valova ne očekuje se u Hrvatskoj, prvenstveno zbog malih amplituda plime i oseke u Jadranu, kao i malog potencijala energije valova.

2 UVEDENA LEGISLATIVA U HRVATSKOJ

U Hrvatskoj je 1. srpnja 2007. godine na snagu stupilo pet podzakonskih akata kojima je definiran sustav poticaja obnovljivih izvora energije (i kogeneracije). Hrvatska se, kao i većina država Europske unije odlučila za sustav zajamčenih tarifa (engl. *feed-in tariffs*). Za svaki kWh proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora (i kogeneracije) isplaćuje se povlaštena cijena (poticajna otkupna cijena) prema propisanom tarifnom sustavu opisanom u nastavku. Navodimo ključne činjenice iz svakog od podzakonskih akata.

2.1 Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije [13]

Uredba o naknadama propisuje visinu naknada za poticanje proizvodnje iz obnovljivih izvora energije (i kogeneracije) koju plaćaju svi kupci električne energije na svojim mjesečnim računima. Visina naknade ovisi o potrošenoj električnoj energiji, te za 2007. godinu iznosi 0,0089 HRK/kWh bez PDV-a. Prikupljena sredstva koriste se za isplatu poticajnih cijena povlaštenim proizvođačima električne energije iz obnovljivih izvora energije (i kogeneracije), za financiranje rada operatora sustava vezanog uz ovaj sustav poticaja, te za plaćanje troškova uravnoteženja elektroenergetskog sustava nastalih zbog odstupanja u vrijednostima planirane i proizvedene električne energije iz postrojenja povlaštenih proizvođača koji imaju pravo na poticajnu cijenu.

In 2006 electricity production from solar energy in Croatia stood at 49,13 MWh [1] out of total 49,96 kW installed power. The solar energy potential is the highest in seven coastal counties. According to the National Energy Programme SUNEN [11], the commercial potential of solar photovoltaic electricity generation amounts to 300 GWh. However, the use of photovoltaic technology is still in its beginnings, due to its high price. The introduced incentive price of electricity from solar power plants is high, but the total installed capacity of incentivised solar power plants is legally limited to 1 MW in the whole country [12].

Of other renewable energy technologies most often mentioned are biogas and dumpsite gas technologies, typically involving power plants of smaller power. Nevertheless, these technologies should not be ignored, especially when it comes to the utilisation of waste and thereby a reduction in the quantity and environmental impact of waste, combined with the production of useful energy. The use of somewhat exotic tidal and wave energy technologies is not expected in Croatia, primarily due to small tide and ebb amplitudes in the Adriatic, as well as small wave energy potential.

2 NEWLY INTRODUCED LEGISLATION

On 1 July 2007 five bylaws defining the incentive system for renewables (and cogeneration) took effect. Like most EU Member States, Croatia has opted for the feed-in tariffs. For each kWh of electric power produced from renewables (and cogeneration) an incentive purchase price is paid according to the below outlined tariff system. Key facts from each of the bylaws are emphasised.

2.1 Regulation on renewable energy and cogeneration incentives [13]

The Regulation defines the amount of compensation payable by all electricity users through their monthly bills as incentives designed to promote renewable energy production (including cogeneration). In 2007 it amounted to 0,0089 HRK/kWh, VAT not included. The collected funds are used to pay the incentive prices to privileged renewable energy (and cogeneration) producers to finance the operators involved in this incentive system and to cover the costs of power grid balancing incurred as a result of deviations in the values of planned and produced electric power from the facilities of privileged producers eligible for the incentive price.

2.2 Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče [14]

Ovom Uredbom propisuje se minimalni udio električne energije proizvedene iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije (i kogeneracijskih postrojenja) čija se proizvodnja potiče, te određuju ciljevi Republike Hrvatske u proizvodnji električne energije iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije (i kogeneracijskih postrojenja).

Propisani minimalni udio obnovljivih izvora jest 5,8 % u ukupnoj potrošnji električne energije u 2010. godini. Uredba se ne primjenjuje na električnu energiju proizvedenu u hidroelektranama instalirane snage veće od 10 MW.

2.3 Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije [15]

Ovim Tarifnim sustavom određuje se pravo povlaštenih proizvođača električne energije na poticajnu otkupnu cijenu električne energije koju operator tržišta plaća za isporučenu električnu energiju proizvedenu iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije (i kogeneracijskih postrojenja). Pritom se utvrđuje visina poticajnih otkupnih cijena za svaku od tehnologija, ovisno o snazi i proizvodnji električne energije. Poticajna cijena isplaćuje se po proizvedenom kWh električne energije.

Poticajna otkupna cijena ovisna je i o udjelu domaće komponente, koji za svaki projekt posebno utvrđuje Ministar. Iznos poticajne otkupne cijene se, također, godišnje prilagođava (raste) ovisno o rastu godišnjeg indeksa cijena na malo. Za pojedine tehnologije (vjetroelektrane instalirane snage veće od 1MW, male hidroelektrane i geotermalne elektrane) utvrđuje se isplata naknade lokalnoj zajednici u iznosu od 0,01 HRK/kWh.

U ovom Tarifnom sustavu navedeno je i kako će se poticajne otkupne cijene isplaćivati dok se ne ispuni minimalni udio od 5,8 % propisan Uredbom o minimalnom udjelu. Nakon ispunjenja tog udjela, za nove projekte se neće isplaćivati poticajne otkupne cijene.

2.2 Regulation on the minimum share of electricity from renewables and cogeneration eligible for incentives [14]

The Regulation defines the minimum share of electricity generated by facilities using renewables (including cogeneration plants) eligible for incentives. The Regulation also sets the national goals regarding renewable electricity production (including cogeneration). The prescribed minimum share of renewables is 5,8 % in total electricity consumption in 2010. The Regulation does not apply to electricity supplied by hydro power plants with installed power greater than 10 MW.

2.3 Tariff system for electricity generation from renewables and cogeneration [15]

This Tariff System establishes the right of privileged electricity producers to an incentive electricity price paid by the market operator for electricity supplied by facilities using renewables (and cogeneration). The amount of incentive purchase prices is fixed for each technology, in dependence on power and output. The incentive price is by kWh of generated electricity.

The incentive purchase price also depends on the share of the domestic component which for each project is fixed by the Minister. Furthermore, the amount of the incentive price is adjusted (raised) on annual basis in dependence on the annual retail price growth index. For certain technologies (wind power plants with installed power greater than 1MW, small hydro power plants and geothermal plants) a compensation amount of 0,01 HRK/kWh is payable to the local community.

In this Tariff System it is stated that the incentive purchase prices will be paid until the minimum share of 5,8 % is reached as laid down in the Minimum Share Regulation.

Tablica 1 — Poticajne otkupne cijene za obnovljive izvore energije [12]
Table 1 — Incentive purchase prices for renewables [12]

Tip postrojenja / Type of plant	Poticajne otkupne cijene / Incentive purchase price [HRK/kWh]	
	do / up to 1 MW	iznad / above 1 MW
Sunčeve elektrane / Solar plants		
Sunčeve elektrane instalirane snage do uključivo 10 kW / Solar plants with installed power up to 10 kW inclusive	3,4	—
Sunčeve elektrane instalirane snage veće od 10 kW do uključivo 30 kW / Solar plants with installed power greater than 10 kW and up to 30 kW inclusive	3	—
Sunčeve elektrane instalirane snage veće od 30 kW / Solar power plants with installed power greater than 30 kW	2,1	—
Hidroelektrane* / Hydro power plants	0,69	
Energija do uključivo 5 000 MWh proizvedenih u kalendarskoj godini / Energy up to 5 000 MWh inclusive generated in the calendar year		0,69
Energija za više od 5 000 MWh, a do uključivo 15 000 MWh proizvedenih u kalendarskoj godini / Energy over 5 000 MWh and up to 15 000 MWh inclusive generated in the calendar year		0,55
Energija za više od 15 000 MWh proizvedenih u hidroelektrani u kalendarskoj godini / Energy over 15 000 MWh generated in a hydro power plant in the calendar year		0,42
Vjetroelektrane / Wind power plants	0,64	0,65
Elektrane na biomasu / Biomass power plants		
Kruta biomasa iz šumarstva i poljoprivrede (granjevina, slama, koštice...) / Solid biomass from forestry and agriculture (twigs, straw, fruit stones...)	1,2	1,04
Kruta biomasa iz drveno-prerađivačke industrije (kora, piljevina, sječka...) / Solid biomass from wood-processing industry (bark, sawdust, chops...)	0,95	0,83
Geotermalne elektrane / Geothermal plants	1,26	1,26
Elektrane na bioplin iz poljoprivrednih nasada (kukuruzna silaža...) te organskih ostataka i otpada iz poljoprivrede i prehrambeno-prerađivačke industrije (kukuruzna silaža, stajski gnoj, klaonički otpad, otpad iz proizvodnje biogoriva...) / Power plants using biogas from plantations (corn silage...) and organic waste from agriculture and food-processing industry (corn silage, manure, slaughterhouse waste, biofuel production waste...)	1,2	1,04
Elektrane na tekuća biogoriva / Power plants using liquid biofuel	0,36	0,36
Elektrane na deponijski plin i plin iz postrojenja za pročišćavanje otpadnih voda / Power plants using dumpsite gas and gas from waste water purification plants	0,36	0,36
Elektrane na ostale obnovljive izvore (morski valovi, plima i oseka itd.) / Power plants using other renewables (sea waves, tide and ebb, etc.)	0,6	0,5

* instalirane snage do uključivo 10 MW / installed power up to 10 MW inclusive

Do 1 MW tarifa je neovisna o proizvodnji, iznad 1 MW dijeli se prema godišnje proizvedenoj električnoj energiji / Up to 1 MW the Tariff is independent of output, above 1 MW it is classified according to annually generated electricity

2.4 Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije [16]

Ovim se Pravilnikom utvrđuju obnovljivi izvori energije (i kogeneracijska postrojenja) koja se koriste za proizvodnju energije, propisuju uvjeti i mogućnosti korištenja obnovljivih izvora energije (i kogeneracijskih postrojenja) te uređuju druga pitanja od značenja za korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije. Ovim se Pravilnikom propisuje oblik, sadržaj i način vođenja Registra projekata i postrojenja za korištenje obnovljivih izvora energije i kogeneracije te povlaštenih proizvođača.

2.4 Ordinance on the use of renewables and cogeneration [16]

The Ordinance specifies renewable energy sources (including cogeneration plants) being utilised for energy production, lays down conditions and possibilities of utilising renewable energy sources (including cogeneration plants) and regulates other matters relevant to the utilisation of renewables and cogeneration. Furthermore, the Ordinance prescribes the form, content and method of keeping the Register of renewable and cogeneration plants and privileged projects producers.

2.5 Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije [17]

Ovim se Pravilnikom propisuju uvjeti za stjecanje statusa povlaštenog proizvođača električne energije koji može steći nositelj projekta ili proizvođač koji u pojedinačnom proizvodnom objektu istodobno proizvodi električnu i toplinsku energiju, koristi otpad ili obnovljive izvore energije za proizvodnju električne energije na gospodarski primjeren način usklađen sa zaštitom okoliša.

2.5 Ordinance on acquiring the status of a privileged electricity producer [17]

The Ordinance lays down the conditions on which the status of a privileged electricity producer can be acquired by a project holder or a producer who in the same production facility concurrently produces electrical and thermal energy, utilises waste or renewables for electricity production in an economically viable manner aligned with environmental protection requirements.

3 IZRAČUN EKONOMSKE ISPLATIVOSTI VJETROELEKTRANE INSTALIRANE SNAGE 25 MW KORIŠTENJEM SOFTVERA RETSCREEN

U ovom je radu dana analiza jednog generičkog projekta vjetroelektrane, instalirane snage 25 MW softverom RETScreen International. Ključna pitanja na koja se pokušao dati odgovor su:

- Pod kojim uvjetima je poticajna otkupna cijena od 0,64 HRK/kWh za vjetroelektrane dovoljno visoka da bi se projekt isplatio?
- Koliki utjecaj na projekt vjetroelektrane ima smanjenje tarife za 7 % (zbog udjela domaće komponente)?
- Kakva je osjetljivost isplativosti projekta u ovisnosti o poticajnoj otkupnoj cijeni i koji su ostali ključni utjecajni parametri?
- Koji su najrizičniji faktori (parametri) za isplativost projekta vjetroelektrane?
- Važno je naglasiti da je opisani model vjetroelektrane generički i ne odnosi se niti na jedan određeni projekt. Svaki projekt vjetroelektrane ima svoje specifičnosti i može i znatno odudarati od ovdje prikazanog modela. Svrha ovdje danog proračuna je dati generičke i međusobno usporedive podatke, te izvući zaključke o ključnim utjecajnim parametrima i utjecaju visine poticajne otkupne cijene (tarife) na isplativost projekta vjetroelektrane.

3.1 RETScreen softver

RETScreen International Clean Energy Project Analysis softver je alat namijenjen potpori u odlučivanju, razvijen uz pomoć velikog broja inozemnih stručnjaka iz vladinih agencija, industrije i akademskih institucija [18]. Softver, dostupan za besplatno preuzimanje s interneta, moguće je koristiti za procjenu proizvodnje energije, ušteda energije, troškova cjelokupnog životnog ciklusa, smanjenje emisija, preliminarnu ekonomsku isplativost i rizik za različite oblike tehnologija energetske učinkovitosti i obnovljivih izvora energije. Softver uključuje i baze podataka proizvođača

3 CALCULATING THE COMMERCIAL FEASIBILITY OF 25 MW WIND FARMS BY USING RETSCREEN INTERNATIONAL SOFTWARE

This work presents an analysis of a generic wind power project, installed power 25 MW, by using RETScreen International Software. The key questions the analysis tries to answer are as follows:

- Under which conditions is the incentive purchase price of 0,64 HRK/kWh for wind power plants high enough for the project to pay?
- What impact does the tariff reduction by 7 % have on the wind power project (on account of the share of the domestic component)?
- How susceptible is the project profitability in respect of the incentive purchase price and what other crucial influential factors are in play?
- Which are the highest risk factors (parameters) for the profitability of a wind power project?
- It is important to note that the described wind power model is generic, not relating to any particular project. Each wind power project has its specific features and may hence deviate from the herein presented model. The purpose of the herein presented calculation is to provide generic and mutually comparable data and to draw conclusions on key parameters and the impact of the amount of the incentive purchase prices (tariff) on the profitability of a wind power project.

3.1 RETScreen software

RETScreen International Clean Energy Project Analysis Software is a decision support tool developed with the contribution of numerous foreign experts from government, industry and academia [18]. The software, available as a free download at the RETScreen Website, can be used to evaluate the energy production, life-cycle costs and greenhouse gas emission reductions for

(npr. tipove vjetroturbina sa svim pripadajućim parametrima), troškova i klimatskih podataka.

Softver je razvijen i financiran sredstvima države Kanade, odnosno Natural Resources Canada's (NRCan) CANMET Energy Technology Centre – Varennes (CETC-Varennes). Razvoj softvera podržan je i od svjetskih institucija i programa poput NASA-a (čiji se klimatološki podaci nalaze u bazi podataka samog softvera), Global Environment Facility (GEF), United Nations Environment Programme (UNEP) i Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP).

3.2 Inicijalne pretpostavke

Za procjenu projekta vjetroelektrane izrađen je generički model na temelju podataka dostupnih iz literature i inozemnih proučavanja (engl. *case-study*). Cilj modela jest prikazati na koji način i u kojoj mjeri razni faktori utječu na ekonomske pokazatelje takve vjetroelektrane, s posebnim naglaskom na utjecaj visine otkupne poticajne cijene. Pritom treba imati na umu da prikazan opseg troškova i dobiti može znatno varirati ovisno o projektu.

3.2.1 Tehnički parametri

Instalirana snaga

Instalirane snage vjetroelektrana koje se trenutačno razmatraju u Hrvatskoj znatno variraju. Instalirana snaga ovisna je o mnogo različitih faktora, kao što su veličina i konfiguracija terena, karakteristike vjetra na lokaciji, odabrani tip vjetroturbine i slično.

Većina projekata koji su u stadiju razvoja u Hrvatskoj imaju planiranu instaliranu snagu u rasponu od 20 do čak 200 MW. Trenutačna snaga koju hrvatski elektroenergetski sustav može prihvatiti propisana je na 360 MW [4]. Iz tog razloga, svim potencijalnim projektima je od strane Operatora prijenosnog sustava smanjena planirana instalirana snaga. Iako takav potez može izazvati odustanje investitora od cijelog projekta, može dovesti i do planiranja razvoja projekta u nekoliko faza, gdje se prvotno gradi vjetroelektrana dozvoljene instalirane snage, a potom se proširuje, s obzirom na povećanje mogućnosti prihvata od strane električne mreže.

Vjetroelektrana koja se razmatra u ovom radu ima instaliranu snagu 25 MW. Ta je vrijednost uzeta kao prosjek dosad prijavljenih projekata (i dozvoljenih snaga) koji se nalaze na listi Operatora prijenosnog sustava [19].

Faktor opterećenja (engl. *capacity factor*)

RETScreen omogućuje nekoliko načina unosa tehničkih parametara vjetroelektrana:

various types of renewable energy technologies. The software also includes product (such as the types of wind turbines), cost and weather databases.

The software has been developed and financed by the State of Canada, specifically the Natural Resources Canada's (NRCan) CANMET Energy Technology Centre – Varennes (CETC-Varennes), and supported by world institutions and programmes such as NASA (whose climate data are installed in the software's database), GEF, UNEP and REEEP.

3.2 Initial propositions

For the evaluation of wind power project a generic model has been developed, based on data available from reference literature and foreign case studies. The model is designed to show how and to which degree various factors influence the economic indicators of a wind power plant, with special emphasis on the impact of the amount of the incentive purchase price. In this regard it should be kept in mind that the presented scope of cost and gain can greatly vary depending on a project.

3.2.1 Technical parameters

Installed power

The installed power of wind plants which are currently under consideration in Croatia varies considerably. The installed power depends on many different factors, such as the terrain elevation and configuration, the local wind pattern, the selected wind turbine type, etc.

Most projects in Croatia which are in the development stage are planned for installed power ranging from 20 to as much as 200 MW. The present power that the Croatian electric power system can take is prescribed at 360 MW [4]. For that reason, for all potential projects the planned installed power has been reduced by the Transmission System Operator. Such a move may prompt the investor to withdraw from the whole project, but it may also lead to the planning of a project in several development phases, where a wind plant of permissible installed power is built first and then extended in dependence on the power grid reception capacity.

The wind power plant studied in the present work has an installed power of 25 MW. This value is taken as the average of hitherto registered projects (and of permissible powers) on the list of the Transmission System Operator [19].

Capacity factor

RETScreen allows several ways of wind power parameter input:

- direktan unos neto faktora opterećenja (ili broja radnih sati na punoj snazi),
- unos prosječne godišnje brzine vjetra na lokaciji, uz unos klimatskih parametara (temperatura, tlak i sl.) i odabir točnog tipa turbine,
- unos prosječnih mjesečnih brzina vjetra na lokaciji, uz unos klimatskih parametara (temperatura, tlak i sl.) i odabir točnog tipa turbine.

U ovom slučaju, s obzirom da se radi o generičkom projektu, odabran je prvi način unosa podataka, što znatno pojednostavljuje energetska model i čini ga neovisnim o samoj lokaciji.

S obzirom da RETScreen ne pruža mogućnost analize osjetljivosti i rizika ovisno o promjeni proizvodnje električne energije, u ovom će radu biti ručno napravljena analiza za nekoliko različitih faktora opterećenja i to: 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % i 30 %. Pritom treba obratiti pozornost da se osim promjene proizvodnje, mijenja i iznos troškova održavanja (procijenjenih na 25 % ukupnih prihoda), o kojima će biti više riječi kasnije.

Životni vijek projekta

Za životni vijek projekta uzeta je vrijednost od 20 godina. Iako se poticajne tarife isplaćuju samo za prvih 12 godina rada, vjetroelektrana tada ne prestaje s radom. Inozemna iskustva pokazuju da je životni vijek od 20 godina realistična brojka.

3.2.2 Ekonomski parametri

Otkupna cijena električne energije

S obzirom da se poticajna otkupna cijena isplaćuje samo prvih 12 godina, potrebno je modelirati cijenu na način da se i nakon isteka tih 12 godina dobiva određena tržišna otkupna cijena. U samom softveru je to napravljeno na sljedeći način:

- postavljena je tržišna otkupna cijena od 0,30 HRK/kWh za cjelokupni vijek projekta,
- postavljena je poticajna otkupna cijena (tarifa) od 0,34 HRK/kWh za prvih 12 godina.

Na taj način se za prvih 12 godina dobiva otkupna cijena od 0,64 HRK/kWh (gdje je 0,01 HRK/kWh već oduzeta zbog potpore lokalnoj zajednici), a nakon toga se nastavlja otkup po tržišnoj cijeni. Nedostatak ovakvog modela unosa jest taj što, iako RETScreen pruža mogućnost unosa različitih stopa porasta za obje otkupne cijene, zbog njihovog zbrajanja ($0,30 + 0,34 = 0,64$) mora koristiti jednaka stopa porasta za obje cijene.

Budući da otkupna cijena ovisi i o udjelu domaće komponente u projektu, koja može smanjiti tarifu za do 7 %, u modelu će biti napravljena analiza osjetljivosti isplativosti ovisno o smanjenju tarife.

In this case, since it is a generic project, the first data input mode has been selected, which greatly simplifies the energy model and makes it independent of the location itself.

As the RETScreen offers no possibility of susceptibility and risk analysis in dependence on changes in electricity production, this work will present a manual analysis of several different capacity factors, viz.: 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % and 30 %. In this regard, attention should be paid to the fact that apart from production changes the maintenance costs (estimated at 25 % of total income) are also changing, which will be discussed below in some more detail.

The life of the project

The life of the project is assumed to be 20 years, because although the incentive tariffs are applicable only for the first 12 years of operation, the operation of the wind plant will not cease by then. Foreign experience shows that the life of 20 years is a realistic assumption.

3.2.2 Economic parameters

Electricity purchase price

As the incentive purchase price is paid only for the first 12 years, the price must be so modelled that even after expiry of 12 years a certain market price is received. The software in question makes it in the following way:

- the market purchase price of 0,30 HRK/kWh is set for the entire life of the project,
- the incentive purchase price (tariff) of 0,34 HRK/kWh is set for the first 12 years.

In this way, for the first 12 years one gets a purchase price of 0,64 HRK/kWh (where 0,01 HRK/kWh is already deducted in favour of the local community), and then electricity supply proceeds at the market price. The weakness of this model is that, although for both purchase prices RETScreen allows inputs of various growth rates, the same growth rate must be used for both prices due to their addition ($0,30 + 0,34 = 0,64$).

Since the purchase price also depends on the share of the domestic component in the project, which can reduce the tariff by up to 7 %, in the

Stopa porasta, prema Tarifnom sustavu ovisi o godišnjem indeksu cijena na malo. Budući da Državni zavod za statistiku više nema kategoriju tog imena, za potrebe ovog rada uzimat će se Godišnji indeks potrošačkih cijena.

model an analysis will be made of the susceptibility of profitability to tariff reduction.

The growth rate, according to the Tariff System, depends on the annual retail price growth index. As the Central Bureau of Statistics no longer has a category of that denomination, for the needs of this work the Annual Consumer Price Index will be taken.

Tablica 2 — Verižni godišnji indeks potrošačkih cijena [20]
Table 2 — Annual consumer price chain index [20]

Verižni godišnji indeks potrošačkih cijena / Annual consumer price chain index							
1999./1998.	2000./1999.	2001./2000.	2002./2001.	2003./2002.	2004./2003.	2005./2004.	2006./2005.
104	104,6	103,8	101,7	101,8	102,1	103,3	103,2

Verižni godišnji indeks potrošačkih cijena pokazuje promjenu (rast) cijena u odnosu na prethodnu godinu. Primjerice, u 2006. godini potrošačke cijene su porasle 3,2 % u odnosu na 2005. godinu.

The annual consumer price chain index shows price change (growth) in relation to the previous year. For example, in 2006 consumer prices rose by 3,2 % in relation 2005.

Prosječni godišnji indeks od 1999. do 2006. godine iznosi 3 %, pa će se i ta stopa porasta primjenjivati u ovome modelu.

The average annual index from 1999 to 2006 is 3 %, so this price growth rate will be used in this model.

Naknada za smanjenje emisija CO₂

U 2007. godini donesena je Uredba o jediničnim naknadama, korektivnim koeficijentima i pobližim kriterijima i mjerilima za utvrđivanje naknade na emisiju u okoliš ugljikovog dioksida [21]. Prema Uredbi iznos naknade za emisiju CO₂ u okoliš iznosi:

- za 2007. godinu – 11 HRK/t CO₂,
- za 2008. godinu – 14 HRK/t CO₂,
- za 2009. godinu – 18 HRK/t CO₂.

Compensation for reduced CO₂ emissions

In 2007 the Regulation on unit compensations, corrective coefficients and approximate criteria and measures for determining the amount of compensation for carbon dioxide emissions [21] was adopted. Under this Regulation, compensations for CO₂ emissions are as follows:

- 2007 – 11 HRK/t CO₂,
- 2008 – 14 HRK/t CO₂,
- 2009 – 18 HRK/t CO₂.

U ovom modelu nisu uzeti u obzir korektivni koeficijenti iz Uredbe.

The corrective coefficients referred to in the Regulation are not taken into account in this model.

Naknada za smanjenje emisija CO₂ ne predstavlja dodatan prihod u fizičkom smislu, već se odnosi na uštedu u odnosu na korištenje nekog neobnovljivog izvora iste proizvodnje.

The compensation for reduced CO₂ emissions is not an extra income in the physical sense of the word, it brings savings in relation to the utilisation of some other renewable energy source of the same production.

S obzirom da u modelu nije moguće unositi iznos naknade za svaku od 20 godina životnog vijeka, uzet je iznos od 11 HRK/t CO₂ i stopa porasta od 20 %.

Since the model does not offer the possibility of entering the amount of compensation for each of 20 years of the life of the project, the amount of 11 HRK/t CO₂ and the growth rate of 20 % are taken.

Kako bi bilo moguće izračunati koliki je prihod od naknade za emisije, potrebno je izračunati koliko se tona CO₂ ekvivalenta generira po MWh električne energije proizvedenom u Hrvatskoj. RETScreen unaprijed nudi brojku od 0,356 t_{CO₂}/MWh proizvedene električne energije, što odgovara zamjenjivanju električne energije proizvedenu pomoću

In order to calculate the amount of income from emission compensations, it must first be calculated how many tons of CO₂ equivalent is generated per MWh of electricity produced in Croatia. The figure offered by RETScreen beforehand is 0,356 t_{CO₂}/MWh

hidroelektrana i termoelektrana proizvodnjom iz modelirane vjetroelektrane. Rezultati bi mogli biti još povoljniji u korist vjetroelektrane i davati još veći prihod ako bi se u proračun uzeo faktor po kojemu bi se samo električna energija iz termoelektrana zamjenjivala onom proizvedenom u modeliranoj vjetroelektrani.

Ukupna investicija

Investicija u vjetroelektranu može poprilično varirati, ovisno o terenu, odabiru turbine, duljini trajanja radova, cijenama građevinskih radova i slično.

Gruba procjena korištena u ovom generičkom modelu, a prema trenutačnom stanju u Hrvatskoj i Europi jest 10 000 000 HRK po MW instalirane snage.

Kao primjer, cijena vjetroturbine instalirane snage 2 MW uključujući transport i montažu iznosi oko 2 do 2,5 milijuna eura (od 14 600 000 do 18 250 000 kuna), što bi po MW instalirane snage iznosilo od 7 do 9 milijuna kuna. S obzirom da vjetroturbina predstavlja najveći dio troškova vjetroelektrane, iznos ukupne investicije od 10 000 000 HRK/MW je realno očekivati.

Troškovi održavanja

Troškovi održavanja ovisni su o uvjetima ugovora s proizvođačem same vjetroturbine, kao i o raznim drugim faktorima. Tako neki proizvođači nude kompletno godišnje održavanje za određeni broj godina uključeno u inicijalnu cijenu vjetroturbine, dok se kod nekih to dodatno naplaćuje svake godine ili se, pak, organizacija redovnog održavanja prepušta samom investitoru.

Prema procjenama i iskustvima iz Europe, troškovi održavanja mogu se procijeniti na 25 % ukupnih godišnjih prihoda [22]. U modelu će biti napravljena i analiza osjetljivosti s obzirom na iznos troškova održavanja, gdje će se vidjeti u kojoj mjeri oni utječu na isplativost projekta.

3.2.3 Financijski parametri

Kredit

U modelu je pretpostavljeno da će se za financiranje koristiti 20 % vlastitih sredstava, a 80 % kredita iz neke od komercijalnih banaka. Pritom je za kamatnu stopu kredita uzeto 7 %, a trajanje kredita iznosi 12 godina.

Porez

U modelu se računa s porezom na dobit od 20 %. Ukoliko se lokacija nalazi na području od posebne državne skrbi, potrebno je provjeriti postoji li kakva mogućnost smanjenja te stope.

Amortizacija

RETSscreen nema mogućnost unošenja individu-

of produced electricity, which corresponds to the substitution of electricity produced by hydra power plants and thermo power plants by production from the modelled wind power plant. The results may be even more favourable for the wind power plant and may promise an even higher income, if the calculation were to take into account the factor by which only the electricity from thermo power plants would be substituted by the electricity produced by the modelled wind power plant.

Total investment

Investment in a wind farm may greatly vary relative to the terrain, the choice of turbine, the length and price of construction works, etc.

A rough estimate used in this generic model, in line with the current situation in Croatia and Europe, is 10 000 000 HRK per MW of installed power.

As an example, the price of a 2 MW wind turbine including transport and installation varies from 2 to 2,5 million euros (14 600 000 to 18 250 000 HRK), which per MW of installed power would amount to HRK 7 to 9 million. As the wind turbine makes the bulk of the cost of a wind power plant, a total investment of 10 000 000 HRK/MW is quite realistic to expect.

Maintenance costs

Maintenance costs depend on the terms and conditions of contract with the wind turbine manufacturer, as well as on a number of other factors. Thus some manufacturers offer complete annual maintenance for a specified number of years included in the initial price of the wind turbine, whereas others additionally charge this on annual basis, or the organisation of regular maintenance is left to the investor.

According to European experiences, maintenance costs can be assessed at 25 % of total annual income [22]. In the model a susceptibility analysis will also be made in relation to the amount of maintenance costs, where it will be seen how much they affect project profitability.

3.2.3 Financial parameters

Loan

It is assumed in the model that 20 % of own capital will be used, 80 % loan from a commercial bank. 7 % is interest rate, loan period 12 years.

Tax

In the model, allowance is made for a profit tax of 20 %. If the project is located in the Area of Special State Concern, the possibility of a lower rate should be checked.

alnih stopa amortizacije za građevinske objekte, opremu i nematerijalnu imovinu, kao što je predviđeno u Pravilniku o amortizaciji [23]. RETScreen ipak omogućuje unos zajedničke stope amortizacije. S obzirom da oprema (vjetroturbina, transformatori itd.) predstavlja većinu troškova koji se mogu amortizirati, uzeto je da se 90 % ukupne investicije amortizira i to linearno kroz period od 15 godina.

Diskontna stopa

Za diskontnu stopu je uzeta jednaka stopa kao i za kredit, znači 7 %.

Inflacija

RETScreen omogućuje unos godišnje inflacije, koja je u Hrvatskoj jednaka verižnom godišnjem indeksu potrošačkih cijena minus 100 (znači za 2006. godinu $103,2\% - 100\% = 3,2\%$). Za iznos inflacije u modelu je uzet iznos od 3 %, jednako kao i kod porasta otkupne cijene.

3.2.4 Zbirni pregled svih parametara

Radi lakšeg pregleda, u nastavku je dan tablični popis svih opisanih parametara.

Depreciation

RETScreen has no capability of entering individual depreciation rates for buildings, equipment and intangible assets, as required by the Depreciation Ordinance [23]. However, RETScreen allows the input of a common depreciation rate. Since the equipment (wind turbine, transformers, etc.) accounts for most depreciable costs, it is taken that 90 % of total investment is linearly depreciable over a period of 15 years.

Discount rate

7 % is taken as the discount rate, the same as for the loan.

Inflation

RETScreen allows the annual inflation input. In Croatia this equals the annual consumer price chain index minus 100 (for 2006 it is $103,2\%$ minus $100\% = 3,2\%$). For the inflation 3 % is taken, the same as for the purchase price growth.

3.2.4 A summary of all parameters

For easier overview, a tabular list of all described parameters is given below.

Tablica 3 — Zbirni pregled postavki
Table 3 — Parameters summed up

Tehnički parametri / Technical parameters	
Instalirana snaga / Installed power	25 MW
Faktor opterećenja (broj sati rada na nazivnoj snazi) / Capacity factor (number of full-load operating hours)	18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 %, 30 %
Životni vijek projekta / Life of the project	20 godina / years
Ekonomski parametri – otkupne cijene / Economic parameters – purchase prices	
Poticajna otkupna cijena električne energije / Incentive purchase price of electricity	0,64 HRK/kWh (0,30 + 0,34)
Trajanje poticajne cijene / Incentive price period	12 godina / years
Godišnji porast poticajne cijene / Annual growth of incentive price	3 %
Otkupna cijena nakon 12 godina (sadašnja vrijednost) / Purchase price after 12 years (present value)	0,30 HRK/kWh
Stopa porasta otkupne cijene / Purchase price growth rate	3 %
Naknada za smanjenje CO ₂ / Compensation for reduced CO ₂	11 HRK/t CO ₂
Trajanje naknade / Compensation period	20 godina / years
Godišnji porast naknade / Annual compensation growth rate	20 %
Ekonomski parametri – investicija i održavanje / Economic parameters – investment and maintenance	
Ukupna investicija / Total investment	10 000 000 HRK/MW
Održavanje / Maintenance	25 % ukupnih godišnjih prihoda / 25 % of total annual income
Financijski parametri / Financial parameters	
Omjer duga / Debt share	80 %
Trajanje kredita / Loan period	12 godina / years
Kamatna stopa / Interest rate	7 %
Inflacija / Inflation	3 %
Porez na dobit / Profit tax	20 %
Osnovica amortizacije / Depreciation base	90 % ukupne investicije / 90 % of total investment
Period amortizacije / Depreciation period	15 godina / years
Diskontna stopa (za izračun NSV) / Discount rate (for calculating NCV)	7%

3.3 Rezultati modeliranja

U rezultatima modeliranja dan je pregled financijske isplativosti izračunate modelom i to konsolidirano u jednoj tablici radi lakše usporedbe. Dan je i prikaz analize osjetljivosti i rizika za jedan reprezentativni slučaj (faktor opterećenja 25 %). Rezultati su prikazani prema faktorima opterećenja.

Iz prikazanih rezultata je vidljivo da modelirana vjetroelektrana postaje isplativa kod faktora opterećenja od malo iznad 22 %, iako je u tom slučaju govorimo samo o pokrivanju troškova. Prava isplativost događa se tek kod faktora opterećenja od 25 %, odnosno 2 190 radnih sati godišnje na punoj snazi. Najjednostavnije je to primijetiti na izračunu neto sadašnje vrijednosti, koja za taj faktor opterećenja postaje izrazito pozitivna. Važan parametar predstavlja i interna stopa rentabilnosti (ISR) koja mora biti veća od kamatne stope kredita. Na isti način može se reći da je tarifa od 0,64 HRK/kWh za vjetroelektrane povoljna ukoliko se radi o projektima koji imaju faktor opterećenja iznad 22 %, odnosno više od 1 930 radnih sati na punoj snazi.

3.3.1 Zbirni pregled glavnih parametara i rezultata

3.3 Results of modelling

The results of modelling provide an overview of model-computed financial viability, consolidated in a single table for easier comparison. The susceptibility and risk analysis is also given for a representative case (capacity factor 25 %). The results are shown according to capacity factors.

The presented results show that the modelled wind plant becomes profitable at a capacity factor slightly above 22 %, although in that case is it just covers the cost. The real profitability steps in at a capacity factor of 25 %, or 2,190 operating hours a year at full load. It is easy to see it in the calculation of net present value which for this capacity factor becomes clearly positive. An important parameter is also the internal rate of return (IRR) that must be higher than the loan interest rate. Similarly, the tariff of 0,64 HRK/kWh for wind plants can be said to be favourable if it applies to projects with the capacity factor above 22 %, or more than 1 930 full-load operating hours.

3.3.1 Overview of principal parameters and results

Tablica 4 — Zbirni pregled glavnih parametara i rezultata
Tablica 4 —

Parametar/Faktor opterećenja / Parameter/capacity factor	18 %	20 %	22 %	25 %	27 %	30 %
Ukupna proizvodnja / Total production [MWh]	39 420	43 800	48 180	54 750	59 130	65 700
Ukupna investicija / Total investment [HRK]	250 000 000	250 000 000	250 000 000	250 000 000	250 000 000	250 000 000
Godišnji troškovi - ukupni / Annual costs - total [HRK]	31 526 191	32 231 278	32 936 366	33 993 998	34 699 086	35 756 718
- Pogon i održavanje / Operation and maintenance [HRK]	6 345 793	7 050 880	7 755 968	8 813 600	9 518 688	10 576 320
- Otplata kredita / Load repayment [HRK]	25 180 398	25 180 398	25 180 398	25 180 398	25 180 398	25 180 398
Godišnji prihodi - ukupni / Annual income - total [HRK]	25 383 169	28 203 521	31 023 873	35 254 401	38 074 753	42 305 281
- Prihod od prodaje električne energije (HRK) / Earnings from the sale of electricity [HRK]	25 228 800	28 032 000	30 835 200	35 040 000	37 843 200	42 048 000
- Prihod od naknada za emisije CO ₂ (HRK) / Earnings from CO ₂ emission compensations [HRK]	154 369	171 521	188 673	214 401	231 553	257 281
Financijska isplativost / Financial viability						
ISR nakon oporezivanja — kapital / after- tax IRR — capital	0,76 %	3,82 %	6,94 %	11,72 %	14,89 %	19,65 %
Jednostavni povrat (god.) / Simple return (year)	13,1	11,8	10,7	9,5	8,8	7,9
Neto sadašnja vrijednost / Net present value [HRK]	-42 799 078	-21 361 502	-364 989	30 152 227	49 710 997	78 359 759
Omjer koristi i troškova / Benefit-cost ratio	0,14	0,57	0,99	1,60	1,99	2,57
Pokriće duga / Debt coverage	0,78	0,87	0,95	1,08	1,17	1,30

3.3.2 Analiza vjetroelektrane s faktorom opterećenja 25 %

Za svaki od pojedinih faktora opterećenja napravljena je analiza osjetljivosti i rizika ovisno o pojedinih parametrima. Analizu rizika RETScreen provodi korištenjem Monte Carlo simulacije.

U ovom poglavlju bit će prikazane analize osjetljivosti i rizika samo za vjetroelektranu s faktorom opterećenja od 25 %. Od analiziranih vjetroelektrana, vjetroelektrana s faktorom opterećenja od 25 % prva se pokazala kao isplativa, odnosno prva je dala pozitivne financijske rezultate.

S obzirom da se radi o generičkom modelu, analize osjetljivosti i rizika daju vrlo slične rezultate (u relativnim pojmovima) za sve faktore opterećenja.

Analiza osjetljivosti

Analiza osjetljivosti napravljena je na parametru interne stope rentabilnosti nakon oporezivanja (kapital). Kao ulazne varijable promatrane su:

- inicijalni troškovi, odnosno ukupna investicija u rasponu od ± 20 % (na apscisi),
- tarifa električne energije, što označava baznu otkupnu cijenu od 0,30 HRK/kWh u rasponu od ± 20 % (na ordinati),
- proizvodnja čiste energije – dodatak od 0,34 HRK/kWh na baznu cijenu (do razine od 0,64 HRK/kWh) u rasponu od ± 20 % (na ordinati),
- troškovi pogona i održavanja u rasponu od ± 20 % (na ordinati).

Prag je postavljen na 7 % (kamata na kredit), pa su istaknuta područja gdje je interna stopa rentabilnosti manja od 7 %, odnosno slučajevi kad je projekt nerentabilan.

Budući da je tarifa razdvojena na otkupnu cijenu od 0,30 HRK/kWh i poticaj od 0,34 HRK/kWh, nije odmah vidljiv utjecaj eventualnog smanjenja tarife za 7 % u slučaju da projekt ima udio domaće komponente manji od 45 %, kako je propisano Tarifnim sustavom.

Utjecaj smanjenja tarife najlakše je primijetiti u drugoj tablici, gdje se zajednički promatra utjecaj ukupne investicije i tarife za proizvodnju čiste energije na internu stopu rentabilnosti. Na baznih 0,30 HRK/kWh trebali bismo dodati 0,2952 HRK/kWh da bi se dobilo ukupnu vrijednost od 0,5952 HRK/kWh, koliko iznosi tarifa korigirana za 7 %. Najbliža vrijednost je ona od 0,306 HRK/kWh, gdje se može zaključiti da je vjetroelektrana granično isplativa (7,2 %) u slučaju investicije od 10 000 000 HRK/MW instalirane snage. Za investicije više od te vrijednosti, korigirana tarifa nije isplativa.

3.3.2 Analysis for a wind power plant with 25 % capacity factor

For each capacity factor a susceptibility and risk analysis has been made in dependence on relevant parameters. For the risk analysis RETScreen is using the Monte Carlo Simulation.

In this chapter the susceptibility and risk analyses will be presented only for a wind plant with 25 % capacity factor. Of the analysed wind plants the one with 25 % capacity factors was the first to prove to be profitable or the first to yield positive financial results.

This being a generic model, the susceptibility and risk analyses give very similar results (in relative terms) for all capacity factors.

Susceptibility analysis

The susceptibility analysis has been made on the after-tax internal rate of return parameter (capital). The input variables observed are:

- initial costs, or total investment in the range of ± 20 % (on the abscissa),
- electricity tariff, denoting the base purchase price of 0,30 HRK/kWh in the range of ± 20 % (on the ordinate),
- clean energy production – allowance of 0,34 HRK/kWh on the base price (up to the level of 0,64 HRK/kWh) in the range of ± 20 % (on the ordinate),
- operation and maintenance costs in the range of ± 20 % (on the ordinate).

The threshold is set at 7 % (loan interest rate), so areas are indicated where the internal rate of return is lower than 7 %, or the cases when the project is not viable.

As the tariff is split into the purchase price of 0,30 HRK/kWh and the incentive of 0,34 HRK/kWh, the impact of a possible tariff reduction by 7 % is not immediately noticeable in the event that the share of the domestic component, prescribed by the Tariff System, is lower than 45 %.

The impact of a reduced tariff is easiest to notice in the second table, where the impact of total investment and the tariff for clean energy production on the internal rate of return is jointly observed. 0,2952 HRK/kWh should be added to the base of 0,30 HRK/kWh to get the total value of 0,5952 HRK/kWh, the tariff amount corrected by 7 %. The closest value is the one of 0,306 HRK/kWh, where it can be concluded that the wind power plant is marginally profitable (7,2 %) in the event of an investment of 10 000 000 HRK/MW installed power. For investments higher than that value the corrected tariff is not profitable.

Utjecaj troškova pogona i održavanja na ukupnu isplativost također je razmjerno zanimljiv. Za početnu investiciju od 10 000 000 HRK/MW instalirane snage projekt je isplativ čak i u slučaju povećanja tih troškova za 20 %. Dakako, i povećanje i smanjenje tih troškova ima velik utjecaj na ukupnu rentabilnost projekta.

The impact of operation and maintenance costs on total profitability is also relatively interesting. For the initial investment of 10 000 000 HRK/MW installed power the project is profitable even in the case of an increase in these costs by 20 %. Of course, both an increase and a decrease in these costs have a major impact on the project's total profitability.

Tablica 5 — Analiza osjetljivosti na IRR nakon oporezivanja – kapital (raspon osjetljivosti: 20 %, prag: 7 %)
Table 5 — Susceptibility analysis on after-tax IRR – capital (susceptibility range: 20 %, Threshold: 7 %)

Parametri/ Parameters		Inicijalni troškovi / Initial costs [HRK]				
Tarifa električne energije / Electricity tariff [HRK/MWh]		200 000 000	225 000 000	250 000 000	275 000 000	300 000 000
Apsolutni iznos / Absolute value	Relativni iznos / Relative value	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %
240,00	-20 %	14,7 %	9,6 %	5,6 %	2,3 %	-0,4 %
270,00	-10 %	18,3 %	13,0 %	8,8 %	5,3 %	2,5 %
300,00	0 %	21,7 %	16,1 %	11,7 %	8,1 %	5,1 %
330,00	10 %	25,0 %	19,1 %	14,5 %	10,7 %	7,6 %
360,00	20 %	28,2 %	22,0 %	17,1 %	13,2 %	9,9 %
Parametri/ Parameters		Inicijalni troškovi / Initial costs [HRK]				
Proizvodnja čiste energije, kreditna rata / Clean energy production [HRK/kWh]		200 000 000	225 000 000	250 000 000	275 000 000	300 000 000
Apsolutni iznos / Absolute value	Relativni iznos / Relative value	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %
0,272	-20 %	10,5 %	6,7 %	3,7 %	1,3 %	-0,8 %
0,306	-10 %	15,5 %	10,9 %	7,2 %	4,3 %	1,8 %
0,340	0 %	21,7 %	16,1 %	11,7 %	8,1 %	5,1 %
0,374	10 %	29,0 %	22,4 %	17,1 %	12,9 %	9,3 %
0,408	20 %	37,5 %	29,7 %	23,5 %	18,5 %	14,4 %
Parametri/ Parameters		Inicijalni troškovi / Initial costs [HRK]				
Pogon i održavanje / Operation & maintenance [HRK]		200 000 000	225 000 000	250 000 000	275 000 000	300 000 000
Apsolutni iznos / Absolute value	Relativni iznos / Relative value	-20 %	-10 %	0 %	10 %	20 %
7 050 880	-20 %	25,2 %	19,3 %	14,7 %	10,9 %	7,8 %
7 932 240	-10 %	23,5 %	17,7 %	13,2 %	9,5 %	6,5 %
8 813 600	0 %	21,7 %	16,1 %	11,7 %	8,1 %	5,1 %
9 694 960	10 %	19,9 %	14,5 %	10,1 %	6,6 %	3,7 %
10 576 320	20 %	18,0 %	12,8 %	8,5 %	5,1 %	2,3 %

Analiza rizika

RETSscreen omogućuje analizu rizika i nesigurnosti projekata vjetroelektrana ovisno o odabranim varijablama i njihovim relativnim promjenama. Kao i kod analize osjetljivosti, i u ovom slučaju je promatrani parametar interna stopa rentabilnosti nakon oporezivanja (kapital). RETSscreen omogućuje analizu rizika i za neto sadašnju vrijednost,

Risk analysis

With RETSscreen it is possible to analyse risks and uncertainties involved in wind power projects in dependence on selected variables and their relative changes. As in the susceptibility analysis, here, too, the observed parameter is the after-tax internal rate of return (capital). RETSscreen also allows risk analysis for the net present value, the

internu stopu rentabilnosti nakon oporezivanja (imovina) i vrijeme povrata imovine.

Raspon svih ulaznih varijabli jest $\pm 20\%$, osim u slučaju kamatne stope na kredit za koju je odabran raspon od $\pm 30\%$ zbog vrlo različitih uvjeta i visine kamatnih stopa razvojnih i komercijalnih banaka.

Analiza rizika odvija se pomoću Monte Carlo simulacije koja uključuje 500 mogućih kombinacija ulaznih varijabli, koje rezultiraju sa 500 izlaznih vrijednosti promatranog parametra. Izlazna informacija jest graf analize rizika. Graf analize rizika prikazuje utjecaj pojedinih varijabli na internu stopu rentabilnosti. Varijable su poredane po snazi utjecaja. Utjecaj je prikazan u bezdimenzionalnim relativnim jedinicama i proporcionalan je duljini linije na grafu. Graf također prikazuje prirodu međuodnosa varijable i promatranog parametra. Ukoliko je međuodnos varijable i parametra pozitivan, znači da se povećanjem vrijednosti varijable povećava i vrijednost parametra, linija utjecaja se prostire udesno. Kod negativnog međuodnosa, kada se povećanjem vrijednosti varijable smanjuje vrijednost parametra, linija utjecaja se prostire ulijevo. Ukoliko neka od varijabli ima posebno izražen utjecaj na vrijednost parametra, potrebno joj je posvetiti dodatnu pozornost i smanjiti rizik od njezinih promjena u neželjenom smjeru.

Za slučaj promatrane vjetroelektrane, vidljivo je da daleko najveći utjecaj ima otkupna cijena električne energije. Kao što je već spomenuto, otkupna cijena je modelirana na način da je 0,30 HRK/kWh postavljeno kao tržišna otkupna cijena tijekom cijelog vijeka projekta, a dodatak do 0,64 HRK/kWh (znači 0,34 HRK/kWh) je dodan za prvih 12 godina projekta. Upravo je taj dodatak na cijenu, odnosno poticajna otkupna cijena električne energije, najutjecajnije varijabla za promatrani slučaj, dok se tržišna otkupna cijena nalazi na trećem mjestu po važnosti. Na drugom mjestu je, očekivano visina ukupne investicije.

Međuodnos poticajne cijene i interne stope rentabilnosti je, očekivano, pozitivan, dakle povećanjem otkupne cijene povećava se isplativost projekta. Jednako tako, smanjenje otkupne cijene dovodi do smanjene profitabilnosti projekta. Znakovito je kako je otkupna cijena parametar na koji investitor nema nikakvog utjecaja. Iz tog razloga, ukoliko država želi privući investitore u vjetroelektrane, iznimno je važno ponuditi im stabilnu i predvidljivu otkupnu cijenu električne energije.

Na većinu ostalih ključnih varijabli investitor može utjecati. Investicijski troškovi mogu se smanjiti odabirom povoljnije opreme ili potpi-

after-tax internal rate of return (assets) and the time of asset return.

The range of all input variables is $\pm 20\%$, except for the loan interest rate for which the range of $\pm 30\%$ is chosen due to varying conditions offered and interest rates charged by development and commercial banks.

Risk analysis is carried out by means of the Monte Carlo Simulation which includes 500 possible combinations of input variables resulting in 500 output values of the observed parameter. Output information is a risk analysis graph. The risk analysis graph shows the impact of individual variables on the internal rate of return. Variables are placed in order of importance. Their impact is shown in non-dimensional relative units and is proportional to the length of the line in the graph. The graph also shows the nature of the interrelation between a variable and an observed parameter. If the interrelation is positive, it means that the value of the parameter is increased with the increase in the value of the variable, and the impact line extends to the right. In a negative interrelation, where the value of the parameter is decreased with the increase in the variable, the impact line extends to the left. If a variable has a particularly marked impact on parameter value, special attention should be paid to it and the risk of its changes in undesired direction should be minimised.

As regards the observed wind power plant, it is obvious that the electricity purchase price has by far the greatest impact. As mentioned earlier, the purchase price is so modelled that 0,30 HRK/kWh is posited as the purchase price throughout the life of the project, and the allowance up to 0,64 HRK/kWh (i.e., 0,34 HRK/kWh) is added for the first 12 years of the project. This allowance on the price, i.e., the incentive purchase price of electricity is the most influential variable in the observed case, while in order of importance the market purchase price takes the third place. The third place, expectedly, is taken by the amount of total investment.

Interrelation between the incentive price and the internal rate of return is, expectedly, positive, in other words, project profitability is increased with the increase in the purchase price. Likewise, a decreased purchase price leads to a decreased project profitability. It is indicative that the purchase price is a parameter beyond the investor's control. For that reason, if the government wants to attract investors to invest in wind power projects, it is extremely important that they are offered a stable and predictable electricity purchase price.

Most other key variables can be influenced by the investor. Investment costs can be reduced by selecting favourably priced equipment or by signing

sivanjem strateških ugovora s partnerima – proizvođačima i dobavljačima opreme. Na kreditne uvjete može se također utjecati odabirom banke s povoljnijim uvjetima financiranja ili također, strateškim partnerstvom s bankom. Troškovi pogona i održavanja također su u domeni utjecaja investitora i mogu se regulirati potpisivanjem dugoročnih ugovora s lokalnim tvrtkama, potpisivanjem ugovora za kompletnu uslugu (engl. *full service contract*), gdje se troškovi cjelokupnog servisa i održavanja prepuštaju proizvođaču opreme ili na neki drugi način, povoljan za investitora.

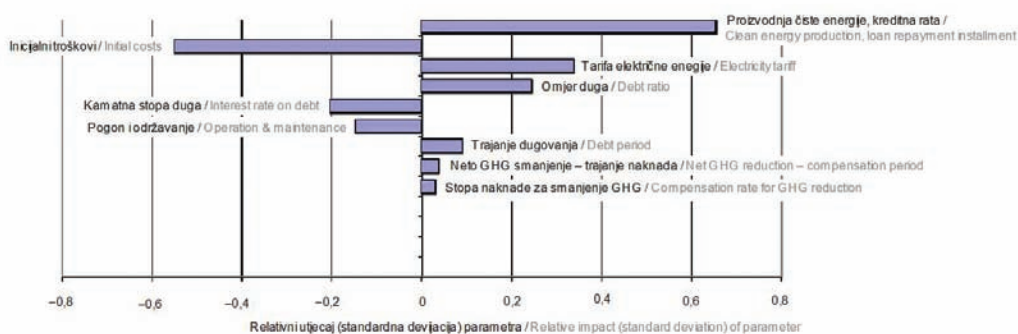
Proračun analize rizika unutar RETScreena daje samo indicaciju o ključnim varijablama, koje mogu utjecati na isplativost projekta. Utjecaj svake od pojedinih varijabli, kao i njihove realne vrijednosti i odstupanja, moraju biti dodatno ispitane i valorizirane, kako bi se došlo do točnih i preciznih rezultata.

strategic agreements with partners – equipment manufacturers and suppliers. Credit conditions can be influenced by selecting a bank offering favourable financing terms, or also through a strategic partnership with the bank. Operation and maintenance costs are another domain within the investor's control that can be regulated by signing long-term agreements with local companies, or full-service contracts, where the complete costs of servicing and maintenance are left to the equipment manufacturer, or in some other way favourable for the investor.

A risk analysis estimate within RETScreen provides just an indication about key variables that can influence the project profitability. To arrive at accurate and precise estimates, the impact of each of the variables, as well as their real values and deviations, must be additionally examined and evaluated.

Tablica 6 – Analiza rizika na IRR nakon oporezivanja – kapital
Table 6 – Risk analysis an analysis on after-tax IRR – capital

Parametar / Parameter	Jedinica / Unit	Vrijednost / Value	Raspon (+/-) / Range (+/-)	Minimum / Minimum	Maksimum / Maximum
Inicijalni troškovi / Initial costs	HRK	250 000 000	20 %	200 000 000	300 000 000
Pogon i održavanje / Operation & maintenance	HRK	8 813 600	20 %	7 050 880	10 576 320
Tarifa električne energije / Electricity tariff	HRK/MWh	300,00	20 %	240,00	360,00
Stopa naknade za smanjenje GHG / Compensation rate for GHG reduction	HRK/t CO ₂	11,00	20 %	8.80	13.20
Neto GHG smanjenje – trajanje naknada / Net GHG reduction – compensation period	t CO ₂	389 820	20%	311 856	467 784
Proizvodnja čiste energije, kreditna rata / Clean energy production, loan repayment installment	HRK/kWh	0,34	20 %	0,27	0.41
Omjer duga / Debt ratio	%	80 %	20 %	64 %	96 %
Kamatna stopa duga / Interest rate on debt	%	7,00%	30 %	4,90 %	9,10 %
Trajanje dugovanja / Debt period	godina/years	12	20 %	9,6	14,4



Slika 2 – Utjecaj – IRR nakon oporezivanja – kapital
Figure 2 – Impact – after-tax IRR – capital

RETScreen izračunava minimalnu i maksimalnu vrijednost promatranog parametra (interne stope

RETScreen computes minimum and maximum values of the observed parameter (internal rate of

rentabilnosti) i daje njegovu raspodjelu za zadanu prihvatljivu razinu rizika projekta.

Medijan je vrijednost parametra koja se izračunava iz provedene Monte Carlo simulacije. Od skupa od svih dobivenih 500 izlaznih rezultata (parametara) 50 % vrijednosti nalazi se iznad neke srednje vrijednosti, a 50 % ispod nje. Upravo ta srednja / granična vrijednost je medijan koji se prikazuje u ovom slučaju. Medijan je po vrijednosti uobičajeno vrlo blizu vrijednosti parametra izračunatog u financijskoj analizi. Za ovaj slučaj medijan iznosi 12,3 %, dok je vrijednost izračunate interne stope rentabilnosti 11,7 %.

Kao razina rizika je navedeno 10 %, što znači da tražimo raspon vrijednosti unutar kojih se nalazi izračunati parametar s vjerojatnošću od 90 %.

Dobivene minimalne i maksimalne razine interne stope rentabilnosti unutar zadane razine rizika su 5,6 %, odnosno 22,2 %. To znači da je 5 % mogućih internih stopa povrata manje od 5,6 %, odnosno da je 5 % mogućih internih stopa povrata veće od 22,2 %. Pojednostavljeno rečeno, vjerojatnost da se vrijednost interne stope povrata nalazi u intervalu od 5,6 % do 22,2 % je 90 %.

Da bi projekt bio isplativ, interna stopa povrata mora biti veća od kamatne stope kredita, u ovom slučaju 7 %. U RETScreenu je napravljen proračun (unosom pojedinih vrijednosti), kako bi se vidjelo kolika je vjerojatnost da će interna stopa rentabilnosti biti manja ili veća od 7 %. Za razinu rizika od 20 %, interna stopa rentabilnosti iznosi točno 7 % (što čini projekt granično prihvatljivim). To znači da je vjerojatnost da će interna stopa rentabilnosti u ovog projekta biti manja od 7 % točno 10 %.

return) and gives its distribution for a given acceptable project risk level.

The median is the parameter value computed from a conducted Monte Carlo Simulation. From the set of all 500 obtained output results (parameters) 50 % of values is above and 50 % below some average, and this average / margin value is the median being shown in this case. In its value the median usually stands very close to the parameter value computed in a financial analysis. For this case the median is 12,3 %, whereas the value of the computed internal rate of return is 11,7 %.

10 % is stated as the risk level, meaning that we seek a range of values where the computed parameter can be found with the likelihood of 90 %.

The obtained minimum and maximum levels of the internal rates of return within the given risk level are 5,6 % and 22,2 %, respectively. It means that 50 % of possible internal rates of return is lower than 5,6 % and 5 % of possible internal rates of return higher than 22,2 %. In other words, the likelihood that the value of the internal rate of return is inside the interval of 5,6 % to 22,2 % equals 90 %.

For the project to be profitable, the internal rate of return must be higher than the interest rate on loan, in our case 7 %. In RETScreen a calculation has been made (by entering individual values) to see how likely it is that the internal rate of return will be lower or higher than 7 %. For the risk level of 20 % the internal rate of return is exactly 7 % (which makes the project marginally acceptable). This means that the likelihood of the internal rate of return being lower than 7 % in this project is exactly 10 %.

Tablica 7 – Distribucija interne stope rentabilnosti
Table 7 – Distribution of the internal rate of return

Parametar / Parameter	Unos i rezultati / Enter and results
Medijan / Median	12,3 %
Razina rizika / Risk level	10,0 %
Minimum unutar razine sigurnosti / Minimum within certainty level	5,6 %
Maksimum unutar razine sigurnosti / Maximum within certainty level	22,2 %

3.4 Zaključak RETScreen analize

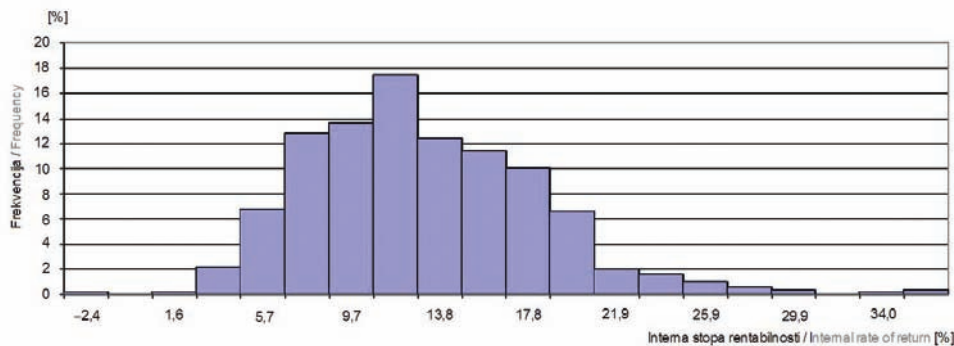
Nakon detaljnog pregleda ulaznih varijabli – tehničkih, ekonomskih i financijskih, napravljene su analize isplativosti generičkog projekta vjetroelektrane sa 6 različitih faktora opterećenja: 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % i 30 %.

Pokazuje se da je modelirana vjetroelektrana isplativa kod faktora opterećenja od malo iznad

3.4 Conclusion of the RETScreen analysis

After a detailed review of input variables – technical, economic and financial, feasibility analyses have been made for a generic wind power project with the following six different capacity factors: 18 %, 20 %, 22 %, 25 %, 27 % and 30 %.

It has been shown that the modelled wind power plant is profitable at a capacity factor slightly



Slika 3 — Distribucija — IRR nakon oporezivanja — kapital
 Figure 3 — Distribution — after-tax IRR — capital

22 %, odnosno iznad 1 930 radnih sati na punoj snazi tijekom jedne godine.

Od promatranih projekata, prvi koji pokazuje pozitivan rezultat je vjetroelektrana s faktorom opterećenja od 25 %. Za taj projekt je prikazana i detaljna analiza osjetljivosti i analiza rizika pomoću Monte Carlo simulacije. Analiza osjetljivosti pokazala je da je poticajna tarifa od 0,64 HRK/kWh povoljna za projekte vjetroelektrana u koje se ulaže do 10 000 000 HRK/MW, ako svi ostali uvjeti ostaju nepromijenjeni. Povećanje investicijskih troškova od 10 %, dovodi do neisplativosti promatranog projekta. Analiza osjetljivosti je pokazala i da, uz konstantnu razinu investicije od 10 000 000 HRK/MW povećanje troškova pogona i održavanja do čak 20 % ne dovodi u pitanje ukupnu profitabilnost projekta (iako dovodi do smanjenja interne stope rentabilnosti). Analiza rizika pokazala je da je najvažniji element rizika upravo visina otkupne cijene električne energije, koja je ujedno i element na koji investitor ima najmanji utjecaj. Također, izračunata je vjerojatnost da interna stopa rentabilnosti bude manja od 7 % (što je granica profitabilnosti projekta) iznosi 10 %.

4 ZAKLJUČAK

Ovdje provedena analiza ne služi kao procjena nekog određenog projekta, već služi kao indikator ključnih faktora koji su bitni kod proračuna isplativosti vjetroelektrane. Također, pokazuje kolika je važnost stabilne i garantirane otkupne cijene.

U uvodnom dijelu izložena su ključna pitanja, na koje se tijekom analize pokušao pronaći odgovor:

- Pod kojim uvjetima je poticajna otkupna cijena od 0,64 HRK/kWh za vjetroelektrane dovoljno visoka da bi se projekt isplatio?

above 22 %, or above 1 930 working hours at full load over a period of one year.

Among the observed projects, the first to show a positive result is a wind power plant with the capacity factor of 25 %. A detailed susceptibility analysis and a risk analysis by means of the Monte Carlo Simulation have been presented for this project. The susceptibility analysis has shown that the incentive tariff of 0,64 HRK/kWh is favourable for wind power projects in which up to 10 000 000 HRK/MW is invested, provided that all other conditions remain unchanged. A 10 % increase in investment costs will lead to non-profitability of the observed project. The susceptibility analysis has also shown that, given a constant investment level of 10 000 000 HRK/MW, an increase in operation and maintenance costs of even up to 20 % will not compromise the overall project profitability (although it lowers the internal rate of return). The risk analysis has shown that the most important risk element is the level of the purchase price for electricity, which is the element over which the investor has the least control. Also, the likelihood that the internal rate of return is lower than 7 % (which is the profitability margin) is shown to be 10 %.

4 CONCLUSION

The herein presented analysis is not intended to assess a particular project but to highlight some key factors essential for the feasibility estimate of a wind power project. It also illustrates the importance of a stable and guaranteed purchase price.

The introductory part raises two key questions that the succeeding analysis tries to answer:

- Under which conditions is the incentive purchase price of 0,64 HRK/kWh for wind plants

- Poticajna otkupna cijena od 0,64 HRK/kWh je dovoljno visoka za (modelirane) projekte vjetroelektrana koji imaju faktor opterećenja iznad 22 %, odnosno oko 2 000 sati rada na punoj snazi tijekom godine, ako su sve ostale pretpostavke iz modela konstantne (osim onih koje se mijenjaju ovisno o proizvodnji).
- Koliki utjecaj na projekt vjetroelektrane ima smanjenje tarife za 7 % (zbog udjela domaće komponente)?
 - Ukoliko se tarifa smanji za 7 %, investicijski troškovi (modelirane) vjetroelektrane uz faktor opterećenja od 25 % ne bi smjeli prelaziti 10 000 000 HRK/MW, uza sve ostale pretpostavke konstantne.
- Kakva je osjetljivost isplativosti projekta u ovisnosti o poticajnoj otkupnoj cijeni i koji su ostali ključni utjecajni parametri?
 - Poticajna otkupna cijena najvažniji je parametar. Promjena cijene uvelike utječe na isplativost projekta. Od ostalih parametara važni su investicijski troškovi, te troškovi pogona i održavanja. Porast troškova održavanja od čak 20 % (uza sve ostale parametre konstantne) još uvijek čini projekt (vjetroelektrana s faktorom opterećenja od 25 %) isplativim.
- Koji su najrizičniji faktori (parametri) za isplativost projekta vjetroelektrane?
 - Poticajna otkupna cijena električne energije, s najvećim utjecajem na isplativost, a najmanjom mogućnošću investitorskog utjecaja, investicijski troškovi, tržišna otkupna cijena nakon isteka isplate poticajnih otkupnih cijena, troškovi pogona i održavanja, visina kamatne stope na kredite itd.
- high enough for the project to be profitable?
 - The incentive purchase price of 0,64 HRK/kWh is high enough for (modelled) wind power projects with the capacity factor above 22 %, or around 2 000 operating hours at full load over the year, provided that all other model parameters are constant (with the exception of those which are changing in dependence on production).
- What impact does a tariff reduction by 7 % have on the wind power project (due to the share of the domestic component)?
 - If the tariff is reduced by 7 %, the investment costs of the (modelled) wind power plant with a capacity factor of 25 % should not exceed 10 000 000 HRK/MW, with all other parameters remaining constant.
- How susceptible is project profitability to the incentive purchase price and what are the other crucial influential factors?
 - The incentive purchase price is the most important parameter. A change in the price significantly affects the project profitability. Other important parameters include investment costs and the costs of operation and maintenance. An increase in the maintenance costs by as much as 20 % (with all other parameters being constant) still makes the project (wind plants with 25 % capacity factor) profitable.
- Which factors (parameters) pose the highest risk to the profitability of a wind power project?
 - The incentive purchase price for electricity with the greatest impact on profitability and the least degree of the investor's control, the market purchase price once the payment of incentive purchase prices is terminated, the operation and maintenance costs, the amount of interest rate on loans, etc.

Projekti vjetroelektrana u Republici Hrvatskoj su isplativi i poticajna otkupna cijena se pokazuje kao dovoljno visoka da bi pobudila interes investitora. Ipak, potrebno je analizirati svaki pojedini projekt i to na nekoliko razina, kako bi se utvrdila stvarna isplativost, rizici i osjetljivost isplativosti projekta. U ovu analizu nisu uključeni ostali bitni faktori, kao što je dobivanje potrebnih dozvola, nesigurnost mjerenja vjetera, trenutačno stanje na tržištu opreme za vjetroelektrane, socijalni i društveni utjecaj, utjecaj na okoliš, politički utjecaj i slično. Ipak, model daje indicaciju ključnih ekonomskih parametara i ključnih rizika koji mogu utjecati na isplativost projekta, te daje odgovore na pitanja o dostatnosti visine poticajne otkupne cijene i njezinom utjecaju na isplativost projekata vjetroelektrana u Hrvatskoj.

Wind power projects in Croatia are profitable and the incentive purchase price proves to be high enough to attract potential investors. Nevertheless, each individual project ought to be analysed at several levels in order to determine the real profitability, risks and susceptibility of project profitability. This analysis does not comprise other crucial factors, such as the obtainment of required licences, the uncertainties of wind measurement, the situation currently prevailing on the wind power equipment market, the social factors, environmental impacts, political influences, etc. Nevertheless, the model presents key economic parameters and key risks that affect project profitability and answers the questions about the sufficiency of the amount of the incentive purchase price and its impact on the profitability of wind power projects in Croatia.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, Energija u Hrvatskoj 2006., <http://www.mingorp.hr>
- [2] Energetski institut Hrvoje Požar, Nacionalni energetski program MAHE, 1998.
- [3] EUROSTAT, European Union, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/>
- [4] HEP Operator prijenosnog sustava, Kriterij za određivanje kandidata za dobivanje prethodne elektroenergetske suglasnosti za priključke vjetroelektrana na prijenosnu i distribucijsku mrežu, 2007., <http://www.hep.hr/ops>
- [5] Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, Energija u Hrvatskoj 2005., <http://www.mingorp.hr>
- [6] Hrvatske šume, 2007.
- [7] Čupin, N., Toplifikacija Gline na drvenu biomasu, 2007.
- [8] Tipurić, D. et al, Izvodljivost programa gospodarske uporabe geotermalne energije na lokaciji Lunjkovec – Kutnjak, Sveučilište u Zagrebu, Ekonomski fakultet u Zagrebu, 2006.
- [9] Izvodljivost programa gospodarske uporabe geotermalne energije na lokaciji Velika Ciglena, Sveučilište u Zagrebu, Ekonomski fakultet u Zagrebu, 2007.
- [10] Energetski institut Hrvoje Požar, Nacionalni energetski program GEOEN, 1998.
- [11] Nacionalni energetski program SUNEN, 1998.
- [12] Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Narodne novine 33/2007, <http://www.nn.hr>
- [13] Uredba o naknadama za poticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Narodne novine 33/2007, <http://www.nn.hr>
- [14] Uredba o minimalnom udjelu električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije čija se proizvodnja potiče Narodne novine 33/2007, <http://www.nn.hr>
- [15] Tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Narodne novine 33/2007, <http://www.nn.hr>
- [16] Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije, Narodne novine 67/2007, <http://www.nn.hr>
- [17] Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije, Narodne novine 67/2007, <http://www.nn.hr>
- [18] RETScreen International Clean Energy Project Analysis Software, 2007. <http://www.retscreen.net>
- [19] HEP Operator prijenosnog sustava, Lista kandidata za dobivanje PEES za priključak vjetroelektrana na elektroenergetsku mrežu, 2007., <http://www.hep.hr/ops>
- [20] Državni zavod za statistiku, Statistički ljetopis, 2007., <http://www.dzs.hr>
- [21] Uredba o jediničnim naknadama, korektivnim koeficijentima i pobližim kriterijima i mjerilima za utvrđivanje naknade na emisiju u okoliš ugljikovog dioksida, Narodne novine 73/2007, <http://www.nn.hr>
- [22] DEWI seminar, Wind Energy Project Development, Cost structure of wind farm projects, Mostar, Bosna i Hercegovina, 2007
- [23] Pravilniku o amortizaciji, Narodne novine 54/2001, <http://www.nn.hr>

Adrese autora: Authors' Adresses:

Diana Ognjan , dipl. ing. diana.ognjan@hep.hr	Diana Ognjan , dipl. ing. diana.ognjan@hep.hr
Dr. sc. Zoran Stanić , dipl. ing. zoran.stanic@hep.hr	Zoran Stanić , PhD zoran.stanic@hep.hr
HEP – Obnovljivi izvori energije d.o.o Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb Hrvatska	HEP – Renewable Energy Sources Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb Croatia
Doc. dr. sc. Željko Tomšić , dipl. ing. zeljko.tomsic@hep.hr	Assistant Prof Željko Tomšić , PhD zeljko.tomsic@hep.hr
Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb Hrvatska	Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb Croatia

Uredništvo primilo rukopis:
2008-02-13

Manuscript received:
2008-02-13

Prihvaćeno:
2008-03-13

Accepted:
2008-03-13

PRORAČUN ELEKTRIČNIH MREŽA S NESINUSNIM PERIODIČKIM VALNIM OBLICIMA COMPUTATION OF ELECTRIC NETWORKS WITH NONSINUSOIDAL PERIODIC WAVEFORMS

Branislav Kuzmanović - Zoran Baus - Luka Ferković, Zagreb, Hrvatska

Dan je opis višefaznih električnih sustava i njihove klasifikacije, s posebnim osvrtom na trofazni sustav. Opisan je proračun trofaznog simetričnog sustava, s posebnim osvrtom na snagu simetričnog sustava. U trofaznim mrežama se događaju izobličena sinusnog oblika, što bitno mijenja karakteristike te mreže. Pokazano je kako se računaju fazne i linijske veličine u mrežama s izobličenim sinusoidama. Na kraju je dan jedan primjer proračuna viših harmonika u određenoj konfiguraciji elektroenergetske mreže primjenom softverske simulacije, te jedan primjer iz prakse, gdje su prikazani rezultati mjerenja viših harmonika u distributivnoj 10 kV elektroenergetskoj mreži.

A description is given of polyphase electric systems and their classification, with special reference to the three-phase system. The computation of a three-phase symmetrical system is described, with special reference to the power of the symmetrical system. Distortions of the sinusoidal form occurring in three-phase networks essentially change the characteristics of the network. It is shown how the phase and line values in networks with distorted sinusoids are computed. At the end, an example is given of how higher harmonics in a certain power supply network are computed by using software simulation, and another example from practice where the results of measuring higher harmonics in a 10 kV power distribution network are shown..

Ključne riječi: fazne i linijske veličine struje i napona, nesinusni valni periodički oblik, trofazni sustav, višefazni sustav, viši harmonici
Keywords: higher harmonics, nonsinusoidal periodic waveform, phase and line current and voltage values, polyphase system, three-phase system



1 UVOD

Teslino otkriće principa stvaranja rotirajućeg magnetskog polja izmjeničnim strujama dalo je osnovu za rješenje mnogih problema koji su se javljali na području elektroenergetike u to vrijeme, posebno pri prijenosu električne energije. U današnje vrijeme, postavljaju se veliki zahtjevi na trofazni sustav, naročito kad su u pitanju izobličenja sinusnog valnog oblika struje i napona. Pored osnovnih proračuna za određene konfiguracije sustava, ovim radom je posebno i analizirano ponašanje viših harmonika u trofaznim sustavima.

Tesla je svoj motor izmjenične struje i višefazni sustav razradio u Americi i zaštitio u 36 patentata prijavljenih u periodu od 1887-10-12 do 1891-07-13. U tim patentima je razradio postupak konstruiranja višefaznih generatora, odnosno višefaznih električnih sustava.

2 STVARANJE VIŠEFAZNIH SUSTAVA

Za prijenos električne energije od izvora prema trošilu potrebna su dva vodiča, odvodni i povratni vodič. Najjednostavniji sustav prijenosa električne energije sastoji se od izvora sinusnoga napona, dvožičnoga voda i trošila.

Spajanjem nekoliko jednofaznih sustava, čije su struje iste frekvencije i međusobno fazno pomaknute za određeni kut, može se postići da je suma struja u povratnim vodičima jednaka nuli. Ako se spoje zajedno svi povratni vodiči takvoga sustava, tada kroz njih ne teče struja pa ih se može ukloniti ili bitno smanjiti presjek žice.

Za razliku od jednofaznih generatora koji imaju dvije izlazne priključnice, kod m -faznih generatora na izlazu postoje najmanje $(m + 1)$ priključnice.

Samo jedna priključnica predviđena je za povratni ili nulvodič, a ostale (m) su fazne priključnice.

Skup sinusnih elektromotornih sila (EMS) koje djeluju u pojedinim fazama čine višefazni sustav EMS, a skup napona i struja koje teku u tom sustavu čine višefazni sustav napona, odnosno višefazni sustav struja [1], [2] i [3].

Od višefaznih sustava susreću se dvofazni, trofazni, šesterofazni, dvanestofazni, a najčešće su u uporabi trofazni sustavi. Sustavi sa 6 ili 12

1 INTRODUCTION

Tesla's discovery of the creation of the rotating magnetic field by means of alternating currents has provided a basis for solving many problems encountered in electrical engineering of that time, especially in power transmission. Today considerable demands are made on three-phase systems, especially when it comes to the distortions of the sinusoidal current and voltage waveform. In addition to the basic computations for certain configurations of the system, this work also deals with the behaviour of higher harmonics in three-phase systems.

His alternating-current motor and polyphase system Tesla elaborated in USA and protected through 36 patents registered over the period from 12 October 1887 to 13 July 1891. In these patents he developed the method of designing polyphase generators or polyphase electric systems.

2 CREATION OF POLYPHASE SYSTEMS

The transmission of electricity from the source to the consumer requires two conductors, output conductor and return conductor. The simplest electricity transmission system consists of a sinusoidal voltage source, a two-wire line and a consumer.

By connecting several single-phase systems, the currents of which are of the same frequency and mutually phase-shifted, the sum of currents in the return conductors can be made to equal zero. If all return conductors of such a system are connected together, no current will flow through them, so that they can be removed or the wire cross-section can be greatly reduced.

Unlike the single-phase generators which have two output clamps, with m -phase generators there are at least $(m + 1)$ clamps at the output.

Only one clamp is envisaged for the return conductor or zero-conductor, the rest (m) are phase clamps.

A set of sinusoidal electromotor forces (EMF) operating in certain phases constitutes the EMF polyphase system, whereas a set of voltages and currents flowing in that system constitutes the polyphase voltage system and the polyphase current system respectively [1], [2] and [3].

Of the polyphase systems, two-phase, three-phase, six-phase, twelve-phase systems can be found, but

faza pojavljuju se u nekim uređajima, i to obično ispravljačkim.

EMS koje čine višefazni sustavi mogu se proizvesti s više jednofaznih generatora, ali se one proizvode isključivo pomoću jednoga višefaznoga generatora, koji ima više nezavisnih namota međusobno prostorno pomaknutih, tako da se pri radu generatora u namotima induciraju EMS iste frekvencije, ali različitih faznih kutova.

3 KLASIFIKACIJA VIŠEFAZNOG SUSTAVA

Razmotrit će se neke klasifikacije višefaznih sustava EMS. Tako npr. postoje simetrični i nesimetrični sustavi.

Simetrični m -fazni sustav takav je višefazni sustav kod kojeg su efektivne vrijednosti napona (struja) jednake, a fazni pomak između bilo koje dvije susjedne faze jednak je $\frac{2\pi}{m}$.

Elektromotorna sila k -te faze nekog m -faznog sustava može se napisati u vremenskom obliku ovako:

typically in use are the three-phase systems. Systems with 6 or 12 phases occur in some devices, usually rectifiers.

EMFs constituting the polyphase systems can be made with more single-phase generators, but they are exclusively made by means of one polyphase generator which has several independent mutually spaced windings, so that in the generator's operation EMFs of the same frequency, but of different phase angles, are induced.

3 CLASSIFICATION OF POLY-PHASE SYSTEMS

Some classifications of the EMF polyphase systems will be considered below. Thus, for example, there are symmetrical and non-symmetrical systems.

A symmetrical m -phase system is a polyphase system with which the effective voltage (current) values are equal and the phase shift between any two adjacent phases equals $\frac{2\pi}{m}$.

The electromotor force of the k -th phase of an m -phase system may be written in the time form as follows:

$$e_k = \sqrt{2} E \sin \left[\omega t - (k-1) \frac{2\pi}{m} \right] \quad (1)$$

čiji je fazor:

the phasor of which is:

$$\dot{E} = E_k e^{-j(k-1) \frac{2\pi}{m}} \quad (2)$$

Struje u takvom simetričnom sustavu zaostaju iza svojih faza za kut φ , pa je za k -tu fazu:

Currents in such a symmetrical system lag behind their phases by angle φ , so for the k -th phase it is:

$$i_k = \sqrt{2} I \sin \left[\omega t - (k-1) \frac{2\pi}{m} - \varphi \right] \quad (3)$$

čiji je fazor:

the phasor of which is

$$\dot{I} = I_k e^{-j \left[(k-1) \frac{2\pi}{m} - \varphi \right]} \quad (4)$$

Fazorski prikaz napona (struja) predstavlja pravilnu zvijezdu od m jednako dugih krakova, koji su razmaknuti za $\frac{2\pi}{m}$ radijana.

Treba reći da postoji simetrični sustav EMS (napona) i simetrični sustav struja. Karakteristično je za takav simetrični sustav da je:

$$\sum_{n=1}^m e_k = 0 \text{ ili / or } \sum_{n=1}^m \dot{E}_k = 0 \quad (5)$$

$$\sum_{n=1}^m i_k = 0 \text{ ili / or } \sum_{n=1}^m \dot{I}_k = 0 \quad (6)$$

Ako svaka iduća EMS m -faznog sustava faza zaostaje za prethodnom tada kažemo da je takav sustav direktni, a ako prethodi onda je takav sustav inverzni.

Postoji još i tzv. nulfazni, višefazni sustav kod kojega su sve EMS u fazi, a mogu imati potpuno jednake efektivne vrijednosti EMS. Za takav sustav ne vrijedi da je:

$$\sum_{n=1}^0 \dot{E}_k = 0 \quad (7)$$

Višefazni sustavi direktni i inverzni mogu biti uravnoteženi i neuravnoteženi.

Uravnotežen naziva se višefazni sustav kod kojeg trenutačna vrijednost snage ne ovisi o vremenu nego je konstanta. Neuravnoteženi sustav je takav višefazni sustav kod kojeg je trenutačna vrijednost snage funkcija vremena.

Višefazni sustav bit će uravnotežen ako ima simetričan sustav EMS i ako su sve faze jednako opterećene, pa fazne struje također čine simetrični sustav. Međutim, dvofazni sustav s tri vodiča nesimetričan je sustav EMS, ali kad je s jednakim opterećenjem po fazama također je uravnotežen sustav. Svojstvo višefaznih sustava da pri jednakim opterećenjima daju vremenski konstantnu ukupnu snagu od velike je važnosti, jer se za takve sustave mogu izgraditi motori koji proizvode konstantan moment vrtnje.

Višefazni sustav simetričnih EMS i simetričnih struja uravnotežen je ako je broj faza $m > 2$. Trenutačna snaga u k -toj fazi takvoga simetričnog sustava je:

The phasor presentation of voltages (currents) looks like a regular star consisting of m points equal in length, spaced out by $\frac{2\pi}{m}$ radian.

It should be noted that there is a symmetrical EMF (voltage) system and a symmetrical current system. Characteristic of such a symmetrical system is that:

If every next EMF of an m -phase system lags behind the preceding one, such a system is said to be direct, and if it runs ahead, it is said to be inverse.

There is also a zero-phase, polyphase system in which all EMFs are in phase and may have completely equal effective EMF values. To such a system:

does not apply.

The polyphase systems, direct and inverse, can be balanced and unbalanced.

As balanced is described a polyphase system with which the instantaneous power value does not depend on time but is constant. An unbalanced system is such a polyphase system with which the instantaneous power value is the function of time.

A polyphase system will be balanced if it has a symmetrical EMF system and if all phases are equally loaded, so that the phase currents also make a symmetrical system. However, a two-phase system with three conductors is a non-symmetrical EMF system, but when equally loaded across phases, it is also a balanced system. The property of polyphase systems that at equal loadings they provide a time-constant total power is of great importance, because for such systems motors can be made which produce a constant rotation moment.

The polyphase system of symmetrical EMFs and symmetrical currents is balanced if the number of phases $m > 2$. The instantaneous power in the k -th phase of such a symmetrical system is:

$$\begin{aligned}
 p_k &= e_k \cdot i_k = \sqrt{2} E \sin \left[\omega t - (k-1) \frac{2\pi}{m} \right] \cdot \sqrt{2} I \sin \left[\omega t - (k-1) \frac{2\pi}{m} - \varphi \right] \\
 &= E I \cos \varphi - I E \cos \left[2\omega t - 2(k-1) \frac{2\pi}{m} - \varphi \right].
 \end{aligned}
 \tag{8}$$

Suma trenutanih vrijednosti snage u svim fazama je:

The sum of instantaneous power values in all phases is:

$$p = \sum_{k=1}^m p_k = m E I \cos \varphi = P = \text{konst.}
 \tag{9}$$

Dakle, suma trenutanih snaga simetričnog sustava ($m > 2$) konstanta je i ne ovisi o vremenu. Može se pokazati da je dvofazni sustav simetrično opterećeni sustav također uravnotežen.

Therefore, the sum of instantaneous power values of a symmetrical system ($m > 2$) is constant and not time-dependent. It can be shown that a symmetrically loaded two-phase system is also balanced.

3.1 Trofazni sustav

EMS trofaznog direktnog simetričnog sustava su međusobno fazno pomaknute za kut $\frac{2\pi}{3}$, a efektivne vrijednosti su jednake pa vrijedi da je:

3.1 Three-phase system

The EMFs of a three-phase direct symmetrical system are mutually phase-shifted by angle $\frac{2\pi}{3}$, whereas the effective values are equal, so that:

$$e_1 = \sqrt{2} E \sin \omega t
 \tag{10}$$

$$e_2 = \sqrt{2} E \sin \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right)
 \tag{11}$$

$$e_3 = \sqrt{2} E \sin \left(\omega t - \frac{4\pi}{3} \right)
 \tag{12}$$

4 PRORAČUN MREŽA S NESINUSNIM PERIODIČKIM VALNIM OBLICIMA

4 COMPUTATION OF NETWORKS WITH NONSINUSOIDAL PERIODIC WAVEFORMS

4.1 Nastanak nesinusnih periodičkih valnih oblika

Kada se na energetska električna mrežu priključe nelinearni elementi, tada dolazi do izobličenja sinusnoga valnog oblika napona i struje. Tako npr. ispravljači s raznim poluvodičkim elementima i s feromagnetskim prigušnicama i transformatorima, čije su karakteristike također nelinearne, izobličuju sinusni napon energetske mreže. Ta izobličenja stvaraju niz nepovoljnih efekata kao što su: smetnje u radiokomunikacijskim

4.1 Formation of nonsinusoidal periodic waveforms

When non-linear elements are connected to the electric power network, distortions of sinusoidal voltage and current waveforms appear. Thus the rectifiers with various semi-conductor elements and with ferromagnetic inductors and transformers, whose characteristics are also non-linear, distort the sinusoidal voltage of the electric power network. These distortions produce a series of adverse effects, such as: interferences in radio

uređajima, povećanje gubitaka u električnoj mreži, mogućnost nepoželjne rezonancije, što može izazvati naponska i strujna preopterećenja. Zbog toga u mnogim zemljama postoje vrlo strogi propisi kojima se zabranjuje uporaba uređaja koji izazivaju izobličenja napona u električnoj mreži. Izobličenja također mogu nastati u samim generatorima kao i transformatorima zbog petlje histereze. Karakteristika je tako nastalih izobličenih valnih oblika da imaju tzv. više harmonike, koji se mogu izmjeriti spektralnim analizatorima ili izračunati. Krivulja magnetiziranja ima oblik neparne funkcije, pa zato u uređajima s feromagnetskom jezgrom izobličenja imaju uglavnom neparne harmonike, dok kod poluvodičkih uređaja izobličenja imaju parne i neparne harmonike. Stupanj izobličenja uređaja mjeri se faktorom izobličenja [3] i [4].

Svaki periodički valni oblik $f(t)$, kako unipolarni, tako i bipolarni, može se rastaviti na harmonike pomoću Fourierova reda, tj.:

$$f(t) = f(t \pm nT) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(n\omega t) + b_n \sin(n\omega t)] \quad (13)$$

odnosno:

or:

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} c_n \sin(n\omega t + \varphi_n) \quad (14)$$

gdje je:

where:

$$c_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2} \quad (15a)$$

$$\varphi = \arctg\left(\frac{a_n}{b_n}\right) \quad (15b)$$

n – cijeli broj ($n = 1, 2, 3, \dots, \infty$),
 $\omega = \frac{2\pi}{T}$ – kružna frekvencija prvog harmonika,
 T – perioda periodičke funkcije.

n – whole number ($n = 1, 2, 3, \dots, \infty$),
 $\omega = \frac{2\pi}{T}$ – circular frequency of the first harmonic,
 T – circular frequency of the first harmonic,

Koeficijenti Fourierova reda računaju se pomoću relacija:

The Fourier series coefficients are computed by means of the following relations:

$$\frac{a_0}{2} = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt \quad (16)$$

communication devices, increased losses in the electric power network, possibility of undesired resonance, which in turn may cause voltage and current overloads. For that reason, in many countries very strict regulations are in force prohibiting the use of devices which cause voltage distortions in the electric power network. Distortions may also occur in generators and transformers due to the hysteresis loop. Characteristic of the thus created distorted waveforms is that they have the so-called higher harmonics which can be measured by spectral analysers or computed. The magnetization curve has the form of an odd function, so that distortions in devices with the ferromagnetic core largely have odd harmonics, whereas with semi-conductor devices they have both even and odd harmonics. The degree of distortion is measured by the distortion factor [3] and [4].

Each periodic waveform $f(t)$, unipolar and bipolar alike, can be decomposed into harmonics by means of the Fourier series, viz.:

$$a_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \cos(n\omega t) dt \quad (17)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_0^T f(t) \sin(n\omega t) dt \quad (18)$$

Nulti član $\frac{a_0}{2}$ predstavlja srednju vrijednost periodičke funkcije, a koeficijenti a_n i b_n amplitude n -harmonika ($n=1, 2, 3, \dots, \infty$) pomoću koje se dobije c_n i Φ_n .

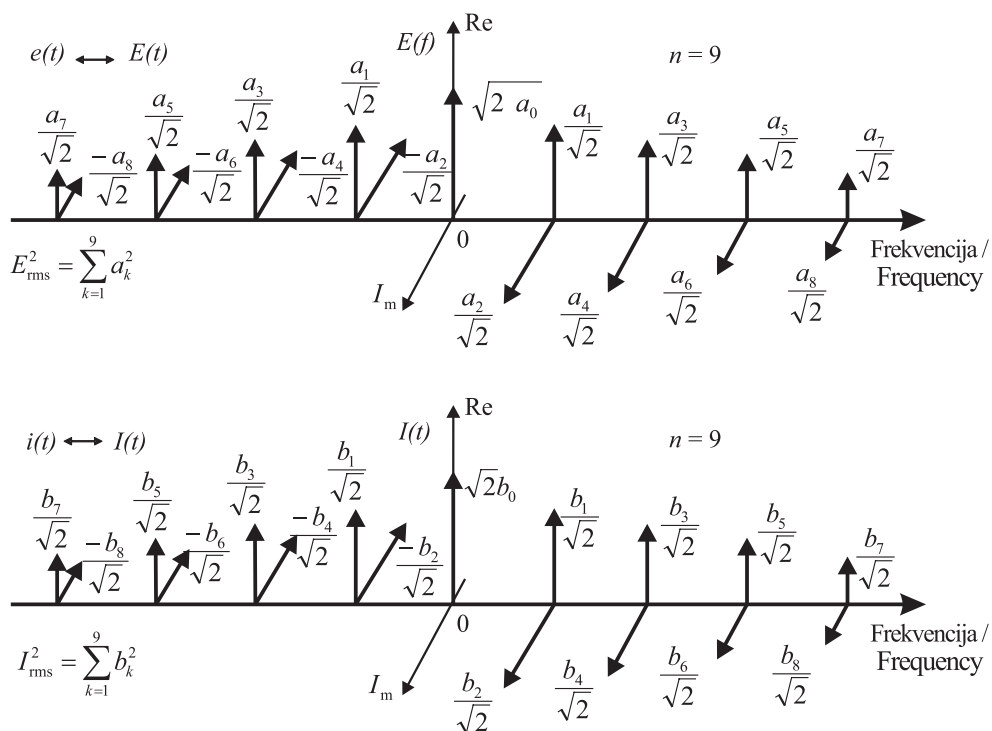
Bipolarni valni oblici parne simetrične funkcije [$f(t)=f(-t)$] imaju samo kosinusne harmonike, a unipolarni valni oblici uvijek imaju nulti član $\frac{a_0}{2}$, tj. istosmjernu komponentu. Ako je funkcija neparna $f(t)=f(-t)$, tada se javljaju samo sinusni harmonici. Svojstva periodičkih funkcija i razvoj u Fourierovu redu razrađeni su detaljno u matematičkim udžbenicima.

Na slici 1 dan je fazorski dijagram Fourierovog reda [3].

The zero member $\frac{a_0}{2}$ represents the mean value of a periodic function, whereas the coefficients a_n and b_n represent the amplitudes of n -harmonics ($n=1, 2, 3, \dots, \infty$) by means of which c_n and Φ_n are obtained.

The bipolar waveforms of an even symmetrical function [$f(t)=f(-t)$] have only cosine harmonics, whereas the unipolar waveforms always have the zero-member $\frac{a_0}{2}$, i.e. a dc component. If a function is odd $f(t)=f(-t)$, then only the sinusoidal harmonics appear. The properties of the periodic functions and development in the Fourier series are described in detail in math textbooks.

Figure 1 shows a phasor diagram of the Fourier series [3].



Slika 1 – Fazorski dijagram Fourierovog reda
Figure 1 – Phasor diagram of the Fourier series

4.2 Računanje efektivnih vrijednosti napona i struje, te snage u mrežama koje sadrže više harmonike

U linearnim mrežama koje sadrže više harmonike proračun se provodi pomoću fazorskog računa za svaki harmonik zasebno.

Efektivna vrijednost struje, odnosno napona, koji sadrži više harmonike računa se pomoću sljedeće relacije:

$$I = \sqrt{I^2(0) + \sum_{n=1}^{\infty} I^2(n)} \quad (19a)$$

odnosno: (19b)

$$U = \sqrt{U^2(0) + \sum_{n=1}^{\infty} U^2(n)} \quad (19a)$$

gdje je:

- $I(0)$ – istosmjerna komponenta struje,
- $I(n)$ – istosmjerna komponenta napona,
- $I(n)$ – efektivna vrijednost struje n -tog harmonika,
- $U(n)$ – efektivna vrijednost napona n -tog harmonika.

Radna snaga u mrežama s višim harmonicima računa se pomoću sljedeće relacije:

$$P = U(0) I(0) + \sum_{n=1}^{\infty} U(n) I(n) \cos \varphi(n) = P(0) + \sum_{n=1}^{\infty} P(n) \quad (20)$$

gdje je radna snaga n -tog harmonika:

$$P(n) = U(n) I(n) \cos \varphi(n) \quad (21)$$

Može se reći da je radna snaga nesinusne periodičke struje i napona jednaka sumi radne snage svih harmonika dodajući snagu istosmjerne komponente struje i napona. Radna snaga i u ovom slučaju može se izraziti pomoću efektivne vrijednosti nesinusne periodičke struje I i napona U :

4.2 Computation of effective voltage and current values and of power in networks containing higher harmonics

In linear networks containing higher harmonics computation is performed by means of the phasor calculus for each harmonic separately.

The effective current or voltage value containing higher harmonics is computed by means of the following relation:

or: (14)

where:

- $I(0)$ – dc current component
- $I(n)$ – effective current value of the n -th harmonic
- $U(n)$ – effective voltage value of the n -th harmonic

Active power in networks with higher harmonics is computed by means of the following relation:

where the active power of the n -th harmonic is:

The active power of the nonsinusoidal periodic current and voltage can be said to equal the sum of the active power of all harmonics adding the power of dc current and voltage component. The active power can also in this case be expressed by means of the effective value of nonsinusoidal periodic power I and voltage U :

$$P = k U I \quad (22)$$

gdje je k faktor snage čija je vrijednost između 0 i 1 ($0 \leq k \leq 1$). Što su izraženiji viši harmonici, izobličenja su veća, a faktor snage sve manji.

Viši harmonici stvaraju razne neprilike, tako da npr. ometaju radio i telefonske veze, zatim mogu izazvati dodatne gubitke u generatorima i prijenosnim vodovima i uređajima. Zbog toga se traži da generatori proizvode sinusne EMS.

Po analogiji s definicijom reaktivne snage sinusne struje i napona definira se reaktivna snaga mreže s nesinusnom periodičkom strujom i naponom na sljedeći način:

where k is the power factor with value varying between 0 and 1 ($0 \leq k \leq 1$). The more marked the higher harmonics, the more marked the distortions, with the power factor becoming smaller and smaller.

The higher harmonics are a cause of all kinds of troubles, for example, they jam radio and telephone lines, or they may cause additional losses in generators, transmission lines and devices. That is why generators are required to produce sinusoidal EMFs.

By analogy with the definition of the reactive power of the sinusoidal current and voltage, the reactive power of a network with nonsinusoidal periodic current and voltage is defined as follows:

$$Q = \sum_{n=1}^{\infty} Q(n) = \sum_{n=1}^{\infty} U(n) I(n) \cos \varphi(n) \quad (23)$$

Analogno, prividna snaga je:

Analogno, prividna snaga je:

$$S = UI \quad (24)$$

U ovom slučaju je $S^2 \neq P^2 + Q^2$, pa se uvodi tzv. snaga izobličenja D , tako da je:

In this case, $S^2 \neq P^2 + Q^2$, so the so-called distortion power D is introduced, therefore:

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (25)$$

Snaga izobličenja D karakterizira stupanj različitosti oblika napona i struje. Za mrežu od otpora vrijedi da je $D = Q = 0$. Kod nesinusnih periodičkih valnih oblika napona i struje kompenzacija faktora snage nije moguća, pa je i to još jedan razlog za očuvanje čistoga sinusnoga napona i struje u energetske mrežama [3].

The distortion power D characterises the degree of the variability of voltage and current forms. For a resistance network it applies that $D = Q = 0$. With the nonsinusoidal periodic voltage and current waveforms the power factor compensation is not possible, which is one more reason for preserving a clean sinusoidal voltage and current in electric power networks [3].

4.3 Viši harmonici u trofaznim mrežama

Neke su faze EMS trofazne mreže simetrične i izobličene, pa se mogu napisati na sljedeći način:

4.3 Higher harmonics in three-phase networks

Some phase EMFs of a three-phase network are symmetrical and distorted, which is why they can be written as follows:

$$e_1 = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} E(n) \sin[n\omega t + \Psi(n)] \quad (26)$$

$$e_2 = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} E(n) \sin\left[n\omega\left(t - \frac{T}{3}\right) + \Psi(n)\right] \quad (27)$$

$$e_3 = \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{2} E(n) \sin\left[n\omega\left(t + \frac{T}{3}\right) + \Psi(n)\right] \quad (28)$$

U ovom slučaju postoje tri karakteristične skupine broja n .

Prva skupina karakterizirana je brojevima $n = 3k$ ($k = 1, 2, 3$), pa je odgovarajući niz brojeva $n = 3, 6, 9, 12$, itd. U tom slučaju svi su naponi u sve tri faze jednaki, jer je:

In this case there are three characteristic groups of number n .

The first group is characterised by the numbers $n = 3k$ ($k = 1, 2, 3$), so the corresponding series of numbers is $n = 3, 6, 9, 12$, etc. In that case, all voltages in all three phases are equal, because:

$$\begin{aligned} \sin\left[n\omega\left(t - \frac{T}{3}\right) + \Psi(n)\right] &= \sin\left[n\omega\left(t + \frac{T}{3}\right) + \Psi(n)\right] \\ &= \sin[n\omega T + \Psi(n)], \end{aligned} \quad (29)$$

pa ovi harmonici čine tzv. simetrični nulti sustav, tj. n -ti harmonik u sve tri faze ima isti početni fazni kut i jednake tjemene vrijednosti [3]. Drugu skupinu karakteriziraju brojevi $n = 3k + 1$ ($k = 0, 1, 2, 3, \dots$), pa je odgovarajući niz brojeva $n = 1, 4, 7, 10, 13$ itd. U ovom slučaju sve tri faze EMS n -tog harmonika čine direktni simetrični sustav, jer je pri tome:

so these harmonics constitute the so-called symmetrical zero system, i.e., the n -th harmonic in all three phases has the same initial phase angle and the same peak values [3]. The second group is characterised by the numbers $n = 3k + 1$ ($k = 0, 1, 2, 3, \dots$), so the corresponding series of numbers is $n = 1, 4, 7, 10, 13$, etc. In that case all three EMF phases of the n -th harmonic constitute a direct symmetrical system, because:

$$\sin\left[n\omega\left(t - \frac{T}{3}\right) + \Psi(n)\right] = \sin\left[n\omega t - \frac{2\pi}{3} + \Psi(n)\right], \quad (30)$$

$$\sin\left[n\omega\left(t + \frac{T}{3}\right) + \Psi(n)\right] = \sin\left[n\omega t + \frac{2\pi}{3} + \Psi(n)\right] \quad (31)$$

tj. n -ti harmonik faze (2) zaostaje iza faze (1) za 120° , a faza (3) prethodi za 120° fazi (1).

Treću skupinu karakteriziraju brojevi $n = k - 1$ ($k = 1, 2, 3, \dots$), pa je odgovarajući niz brojeva $n = 2, 5, 8, 11, 14$ itd. U tom slučaju sve tri faze EMS n -tog harmonika čine inverzni simetrični sustav, jer je pri tome:

i.e., the n -th harmonic of phase (2) lags behind phase (1) by 120° , and phase (3) precedes phase (1) by 120° .

The third group is characterised by the numbers $n = k - 1$ ($k = 1, 2, 3, \dots$), so the corresponding series of numbers is $n = 2, 5, 8, 11, 14$ etc. In that case, all three EMF phases of the n -th harmonic constitute an inverse symmetrical system, because:

$$\sin\left[n\omega\left(t - \frac{T}{3}\right) + \Psi(n)\right] = \sin\left[n\omega t + \frac{2\pi}{3} + \Psi(n)\right] \quad (32)$$

$$\sin\left[n\omega\left(t + \frac{T}{3}\right) + \Psi(n)\right] = \sin\left[n\omega t - \frac{2\pi}{3} + \Psi(n)\right] \quad (33)$$

tj. n -ti harmonik faze (2) prethodi fazi (1) za 120° , a faza (3) zaostaje iza faze (1) za 120° .

Izobličenja u trofaznim mrežama nastaju zbog petlje histereze feromagnetskih materijala koji su ugrađeni u generatore, prigušnice i transformatore. Pri analizi nesinusoidnih trofaznih mreža treba se ograničiti zapravo na najvažniji slučaj, a to je da fazne EMS imaju neparne harmoničke članove, dok su parni članovi kao i istosmjerni član zanemarivi. Kod spoja EMS i simetričnog trošila u zvijezdu s nulvodičem, struja kroz nulvodič u ovom slučaju nije nula zbog harmonika koji čine nulti sustav (prva skupina) [3], pa je:

i.e., the n -th harmonic of phase (2) precedes phase (1) by 120° , and phase (3) lags behind phase (1) by 120° .

Distortions in three-phase networks occur due to the hysteresis loop of ferromagnetic materials built into generators, inductors and transformers. In analysing nonsinusoidal three-phase networks one should actually confine oneself to the most relevant fact that the phase EMFs have odd harmonic members, whereas the even members and the dc member are negligible. If EMF and a symmetrical consumer are star-connected with the zero conductor, the current through the zero conductor in that case is not zero due to the harmonics making up the zero system (the first group) [3], therefore:

$$i_0 = i_1 + i_2 + i_3 = 3\sqrt{2} I(3) \sin[3\omega t - \varphi(3)] + 3\sqrt{2} I(9) \sin[9\omega t - \varphi(9)] + \dots, \quad (34)$$

a efektivna vrijednost struje je:

and the effective current value is:

$$I_0 = \sqrt{I^2(3) + I^2(9) + I^2(15) + \dots} \quad (35)$$

Da bi se izbjegli harmonici prve skupine ($n = 3k$), dovoljno je isključiti nul-vodič. Tada se ti harmonici ne pojavljuju ni u faznim strujama. Isto tako linijski naponi, koji su jednaki razlici faznih napona, ne sadrže harmonike prve skupine ($n = 3k$). Zbog toga je $U_l < \sqrt{3} U_f$, jer je:

To avoid the first group harmonics ($n = 3k$), it suffices to turn off the zero conductor. Then these harmonics will not appear in the phase currents either. Likewise, the line voltages, which equal the difference of the phase voltages, do not contain the first group harmonics ($n = 3k$). Hence $U_l < \sqrt{3} U_f$, because:

$$U_l = \sqrt{3} \cdot \sqrt{U^2(1) + U^2(3) + U^2(5) + U^2(7) + \dots} \quad (36)$$

$$U_f = \sqrt{U^2(1) + U^2(3) + U^2(5) + U^2(7) + \dots} \quad (37)$$

Kod trokutnog spoja faza generatora s nesinusnim EMS, suma EMS neće biti jednaka nuli, već će biti jednaka trostrukoj sumi harmonika prve skupine ($n = 3k$), tj.:

$$e_1 + e_2 + e_3 = 3 \sqrt{2} E(3) \sin[3\omega t + \Psi(3)] + 3 \cdot \sqrt{2} E(9) \sin[9\omega t + \Psi(9)] + \dots, \quad (38)$$

In the case of a delta-connection of the generator's phases with nonsinusoidal EMFs, the sum of EMFs will not equal zero, it will equal a three-fold sum of the first group harmonics ($n = 3k$), viz.:

a efektivna vrijednost te EMS je:

while the effective value of that EMF is:

$$E = 3 \cdot \sqrt{U^2(3) + U^2(9) + \dots} \quad (35)$$

Ta EMS uzrokuje da u trokutu teku tzv. struje izjednačenja bez obzira na trošilo, te stvara dodatne gubitke i dodatno zagrijavanje generatora. To je jedan od razloga da se trofazni generator obično ne spaja u trokut, nego u zvijezdu [3].

This EMF causes that in the delta the so-called equalising currents flow regardless of the consumer, leading to additional losses and additional generator heating. That is one of the reasons why three-phase generators are usually star-connected rather than delta-connected [3].

Treća skupina harmonika ($n = k + 1$) stvara obrnuto rotirajuće polje, što izaziva kočenje. Uz sve te nedostatke izobličene sinusoide, postoji još jedan veliki, a to su povećani gubici u vodovima zbog viših harmonika [4].

The third group of harmonics ($n = k + 1$) produces a reverse rotating field, causing motor stalling. In addition to all these shortcomings of a distorted sinusoid, there is another big disadvantage: increased line losses due to the higher harmonics [4].

Vidi se da su viši harmonici matematički opis valnog oblika struje i napona, odnosno snage u električnom sustavu, a definirani su međunarodnim standardima.

The higher harmonics, as seen, are a mathematical description of the waveform of current and voltage, or of power in an electricity supply system, and are defined by international standards.

Standard IEEE 519-1981 definirao je totalno harmonično izobličenje u iznosu od 5 %, kao ograničenje izobličenja napona u elektroenergetskom sustavu. Ovo ograničenje odnosilo se na mjesto priključka između dobavljača električne energije i potrošača [5].

The IEEE 519-1981 standard defined the total harmonic distortion in the amount of 5 % as the limit of voltage distortion in an electric power system. This limit applied to the connection point between the electricity supplier and the consumer [5].

Poslije ovog, uveden je IEEE Standard 519-992, pod nazivom *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonics Control in Electric Power System*, koji je bitno izmijenio prethodni Standard, jer se njime uvodi pored naponskog izobličenja i valno izobličenje struje. Uvodi se pet različitih kategorija valnog izobličenja struje, koje se odnose na različite kategorije potrošača. Jednu ili dvije skupine čine kategorije velikih potrošača, a ostale skupine pripadaju srednjim i malim potrošačima. Osnova za ovu podjelu bio je omjer između struje kratkog spoja i maksimalno zahtijevane struje na mjestu primopredaje električne energije. Najveći industrijski potrošači trebaju biti s ograničenjem valnog izobličenja struje ispod 5 % [5].

Then the IEEE 519-992 standard was introduced under the title *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonics Control in Electric Power System*, which essentially changed the previous standard, because in addition to the voltage distortion it introduces the current wave distortion. Five different categories of current wave distortions are introduced applying to different consumer categories. One or two groups are large consumers, other are medium and small consumers. The basis of this categorisation was the ratio between the short-circuit current and the maximum current demand at the place of power handover. The largest industrial consumers should have the current wave distortion limit below 5 % [5].

Za proračun viših harmonika koriste se za to pripremljeni softveri, pomoću kojih se mogu unaprijed predvidjeti ukupna izobličenja valnog oblika struje i napona za svaku od sabirnica ili grana sustava. Proračun je obično kreiran kao sustav od n nepoznanica primjenom Ohmovog i Kirchoffovih zakona. Primjenom matricnog računa pronađu se nepoznate vrijednosti, struje i naponi. Naponska i strujna izobličenja tada mogu biti uspoređena sa Standardima. Softver bi trebao imati mogućnost za proračun iznosa pojedinih harmonika struje i napona [4] i [5].

Analizom pojedinih harmonika moguće je unaprijed predvidjeti rezonantnu frekvenciju. Efekt paralelne rezonancije pojačava sve više one harmonike struje koji su u blizini prirodne frekvencije sustava. Isto tako serijska rezonancija sustava može imati za posljedicu pojačanje harmonika napona. Iznos maksimalne vrijednosti pozitivne ili negativne, ukazuje na očekivano pojačanje odgovarajućeg harmonika, a to upućuje na rezonantnu frekvenciju. Omska vrijednost impendancije u sustavu određivat će iznos pojačanja i rezonantne uvjete [5].

Viši harmonici nepovoljno djeluju na prienosnu moć elektroenergetskih vodova, zbog povećanih gubitaka u vodovima. Zatim mogu izazvati smetnje na uređajima koji se priključuju na električnu mrežu, a posebno na uređajima za upravljanje. Viši harmonici također mogu izazvati kočenje električnih motora. Kod javne rasvjete lampe punjene plinom mogu imati manji faktor iskoristivosti zbog viših harmonika. Sve su ovo razlozi zbog kojih se potrebno zalagati za veću čistoću sinusnog valnog oblika struje i napona.

U tablici 1 dane su europske norme koje se odnose na više harmonike te koje su izdane unatrag 20 godina [6].

Used for the computation of higher harmonics is software which is created for the purpose and with which total current and voltage waveform distortions for each of the bus or the branches of the system can be anticipated. Computation is usually created as a system of n unknowns by using Ohm's and Kirchoff's Laws. The unknown current and voltage values are found by applying the matrix calculus. Then the voltage and current distortions can be compared with the applicable standards. The software should be able to work out the values of particular current and voltage harmonics [4] and [5].

Through an analysis of individual harmonics it is possible to anticipate the resonant frequency. The effect of the parallel resonance increasingly amplifies those current harmonics which are close to the natural frequencies of the system. Likewise, the series resonance of the system may have an effect of amplified voltage harmonics. The amount of maximum value, positive or negative, indicates the expected amplification of a harmonic, and that in turn indicates the existence of the resonant frequency. The ohmic impedance value in the system will determine the amount of amplification and the resonance conditions [5].

Higher harmonics adversely affect the transmissibility of electrical power lines due to higher losses in the lines. Besides, they can cause disturbances in devices connected to the power supply network, especially in the control devices. Higher harmonics may also cause motor stalling. In public lighting the gas-filled lamps may have a lower efficiency factor due to higher harmonics. These are all reasons in favour of the need to ensure greater purity of the sinusoidal current and voltage waveform.

Table 1 specifies the European standards relating to higher harmonics and issued over the last 20 years [6].

Tablica 1 — Pregled europskih normi koje se odnose na više harmonike
Table 1 — Overview of the European standards relating to higher harmonics

Redni broj / No	Dokument Norma – Standard / Document – Standard	Naziv / Title	Vrijeme izdavanja (godina-mjesec) / Time of issue (year-month)
1	EN 60555-1	Disturbances in supply systems caused by household appliances and similar electrical equipment. Part 1: Definitions	1987-04
2	IEC/TR3 61000-2-1 CEI/TR3 61000-2-1	Electromagnetic compatibility (EMC); part 2; environment; section 1: description of the environment; electromagnetic environment for low-frequency conducted.	1990-05
3	IEC/TR3 61000-3-6 CEI/TR3 61000-3-6	Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 3-Limits-Section 6; Assessment of emission limits for distorting loads in Mv and HV power systems.	1996-10
4	EN 61642	Industrial ac networks affected by harmonics – Application of filters and shunt capacitors (IEC 61642:1997)	1997-10
5	IEC 77A/262/CDV CEI	IEC Amendment related to subclause 6.1 and to professional equipment < > 1 kW to IEC 61000 – 3 - 2; 1995	1998-10
6	IEC 60050-551-20 CEI 60050-551-20	International Electrotechnical Vocabulary – Part 551 – 20 ; Power electronics; Harmonic analysis	2001-07
7	IEC 61000 -4-13 CEI 61000-4-13	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-13 ; Testing and measurement techniques; Harmonics and interharmonics including mains signaling.	2002-03
8	EN 61000- 4 – 3	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-13; Testing and measurement techniques; Harmonics and interharmonics including mains signaling.	2002-06
9	IEC 61000 -4- 7 CEI 61000 -4- 7	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4- 7 Testing and measurement techniques; General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment.	2002-08
10	EN 61000 2-4	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 2- 4; Environment ; Compatibility Levels in industrial plants for low – frequency conducted disturbances	2002-09
11	UIC 737 - 4	Measures for limiting the disturbance of light current installations by electric traction (in particular thyristor apparatus)	2003-02
12	IEC 61000 -4- 7	Corrigendum 1 - Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4- 7	2004-07
13	IEC/ PAS 62001 CEI/ PAS 62001	Guide to the specification and design evaluation of ac filters for HVDC system	2004-07
14	IEC/TR 60919-1 CEI/TR 60919-1	Performance of high – voltage direct current (HVDC) systems with line- commutated converters – Part 1; Steady –state conditions.	2005-03
15	IEC/TR 61000-1-4 CEI/TR 61000-1-4	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 1- 4; General – Historical rationale for the limitation of power – frequency conducted harmonics from equipment.	2005-05
16	IEC 61000-3-2 CEI 61000-3-2	Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2; Part – Limits for harmonics current emissions (equipment input current < > 16 A per phase.	2005-11
17	CLC/TR 60919-1	Performance of high – voltage direct current (HVDC) systems with line- commutated converters – Part 1; Steady-state conditions.	2005-12
18	IEC 77A/531/CDV CEI 77A/531/CDV	Amendment to IEC 61000-3-2; Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2; Part – Limits for harmonics current emissions (equipment input current < > 16 A per phase.	2006-03
19	prEN 61557-12	IEC 61557-12 Ed. 1: Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1000 V a.c. and 1500 V d.c.- Equipment for testing, measuring or monitoring.	2006-05
20	EN 61000-4-7/ prA1	Amendment to IEC 61000-4-7, Ed.2; Electromagnetic compatibility (EMC) – Testing and measurement techniques – General guide on harmonics measurement and instrumentation for power supply system	2006-12
21	IEC 77A/575DTR CEI 77A/575DTR	IEC 61000-3-6,Ed.2: Ed.2; Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6 Assessment of harmonics emission limits for the connection of distorting installations to MV, Hv and EHV power systems	2007-03

Zemlje jugoistočne Europe su u procesu otvaranja regionalnih tržišta električnom energijom. U zadnjih dvadeset godina u zemljama EU, koristili su se zakoni u skladu s direktivama: *Directive of European Community Council 85/374/EEC* od 1985. godine. Jedan od najvažnijih zahtjeva na dobavu električne energije, odnosno napon jest: frekvencija, amplituda, oblik i valna simetričnost, što je dano normom EN 50160 (*Characteristics of supply voltage in public distributions systems*) i IEC normama serije 61000 (*Elektromagnetic compatibility*).

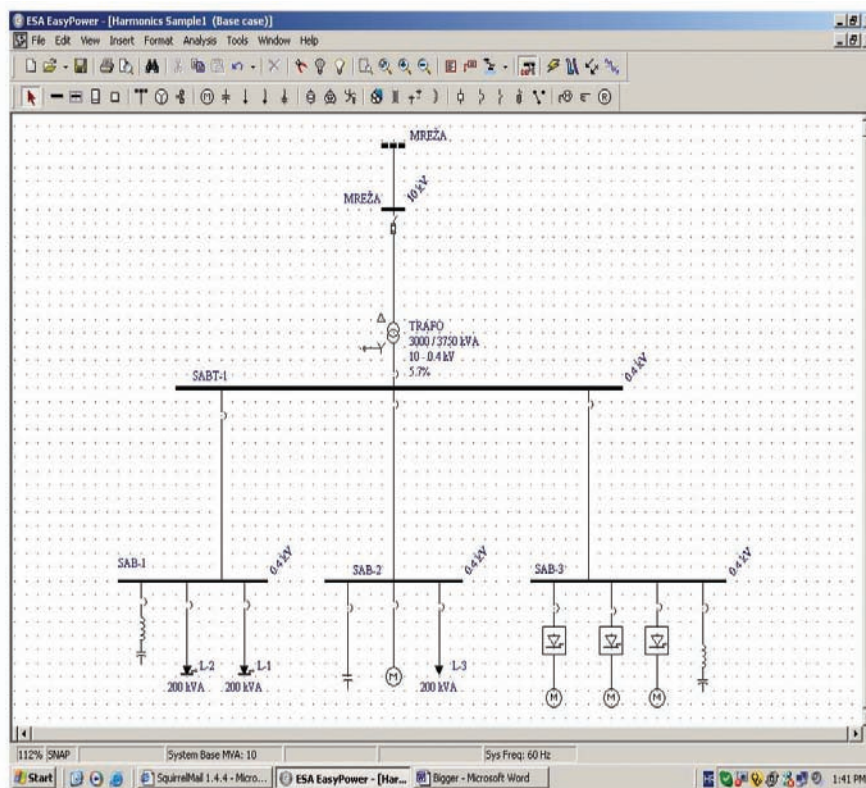
U državama diljem svijeta definiran je napon pri opskrbi električnom energijom prema IEC 38, kao dio procesa harmonizacije. Ove norme su prilagođene okolnostima u pojedinim zemljama (npr. HD472.1 amendment od 2003. godine), u kojima se naponska razina 220/380 V i 240/415 V zamjenjuje sa standardnom vrijednostima 240/400 V. Dozvoljena tolerancija $\pm 10\%$ preporučena je u okviru novih normi EN 50160. Hrvatska trenutačno ima naponsku razinu 220/380 V, $\pm 5\%$.

U nastavku dan je jedan primjer proračuna, gdje je korišten softverski paket *Easy Power Spectrum*, a prikazan je na slikama 2 do 10 i u tablicama 2 do 20.

The SEE countries are undergoing the process of opening their regional electricity markets. Over the last 20 years the relevant laws of the EU Member States have been implemented in compliance *Directive of European Community Council 85/374/EEC* of 25 July 1985. The most important power supply or voltage requirements include: frequency, amplitude, wave form and symmetry, as laid down in the power quality standard EN 50160 (*Characteristics of supply voltage in public distributions systems*) and IEC Series (*Electromagnetic compatibility*).

In countries worldwide the power supply voltage is defined according to IEC 38, as part of the approximation process. The standards are adapted to country-specific circumstances (e.g., HD472.1 amendment of 2003), where the voltage levels 220/380 V and 240/415 V are replaced by standard values 240/400 V. The permissible limit of $\pm 10\%$ is recommended within the framework of the new EN 50160 standards. At present Croatia has the voltage level of 220/380 V, $\pm 5\%$.

Given below is a computation example, where the software package *Easy Power Spectrum* is used, and is shown in Figures 2 to 10 and Tables 2 to 20.



Slika 2 — Shema primjera proračuna harmonične analize
Figure 2 — Example of computational harmonic analysis

Tablica 2 – Ulazni podaci
Table 2 – Input data

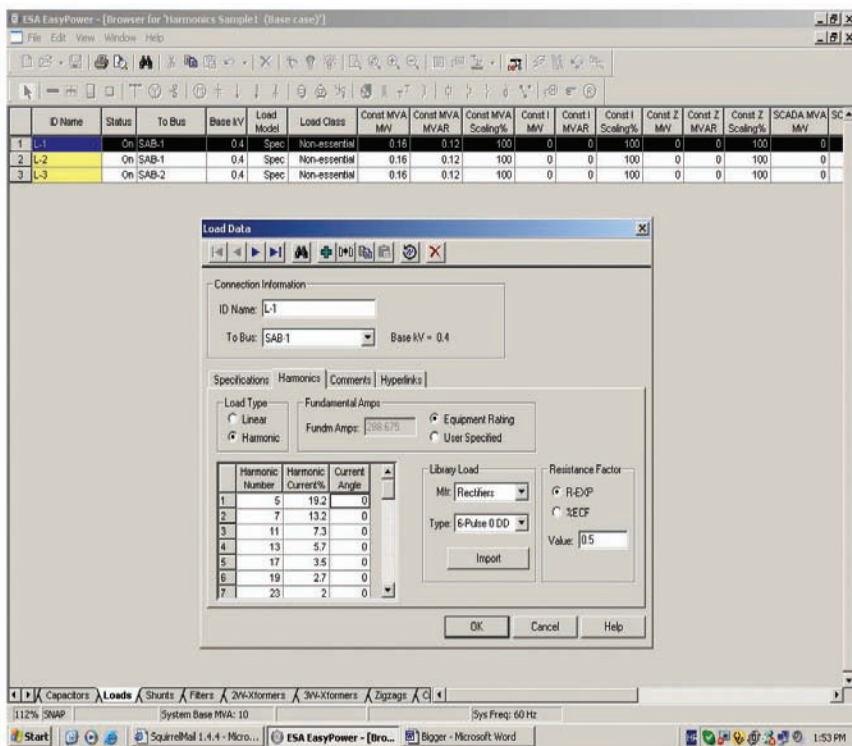
Ulazni podaci / Input data			(kV)	(MVA)	(Mvar)
1	Mreža /	Uključeno / On	10		
2	SAB – 1	Uključeno / On	0,4		
3	SAB – 2	Uključeno / On	0,4		
4	SAB – 3	Uključeno / On	0,4		
5	SABT – 1	Uključeno / On	0,4		
Opterećenja / Loads					
L – 1	Uključeno / On	SAB – 1	0,4	0,16	0,12
L – 2	Uključeno / On	SAB – 2	0,4	0,16	0,12
L – 3	Uključeno / On	SAB – 3	0,4	0,16	0,12

Tablica 3 – Harmonični spektar opterećenje L1
Table 3 – Harmonic load spectrum L1

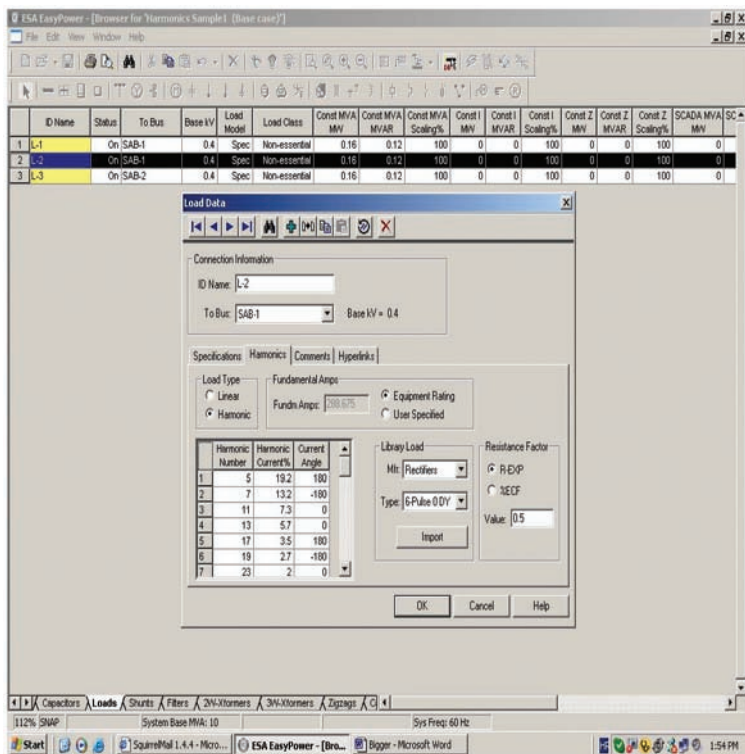
Red / Order	Postotak / Percentage [%]	Kut / Angle
5	19,2	0
7	13,2	0
11	7,3	0
13	5,7	0
17	3,5	0
19	2,7	0
23	2	0
25	1,6	0
29	1,4	0
31	1,2	0
35	1,1	0
37	1	0
41	0,9	0
43	0,8	0
47	0,8	0
49	0,7	0

Tablica 4 – Harmonijski spektar opterećenja L2
Table 4 – Harmonic load spectrum L2

Red / Harmonic No	Postotak / Percentage [%]	Kut / Angle
5	19,2	180
7	13,2	-180
11	7,3	0
13	5,7	0
17	3,5	180
19	2,7	-180
23	2,0	0
25	1,6	0
29	1,4	180
31	1,2	-180
35	1,1	0
37	1,0	0
41	0,9	180
43	0,8	-180
47	0,8	0
49	0,7	0



Slika 3 – Harmonični spektar opterećenja L1
 Figura 3 – Harmonic load spectrum L1



Slika 4 – Harmonični spektar opterećenja L2
 Figure 4 – Harmonic load spectrum L2

Tablica 5 – Proračun osnovnog harmonika tokova snaga
Table 5 – Computation of the basic power flow harmonic

Broj iteracija / No of iterations	Odstupanje radnih snaga / Active power deviation (MW)		Odstupanje jalovih snaga / Reactive power deviation (Mvar)	
Broj / No	Ime sabirnice / Bus ID name	Jedinična vrijednost (jv) / Unit value (uv)	Ime sabirnice / Bus ID name	Jedinična vrijednost (jv) / Unit value (uv)
0	SAB-2	0,002 22	SAB-2	0,000 98
1	SAB-2	0,000 08	SAB-2	0,000 04
2	SAB-3	0,000 00	SAB-2	0,000 00
3	SAB-3	0,000 00	SAB-2	0,000 00

Tablica 6 – Sumarno izvješće o generatorima
Table 6 – Summary report on generators

Generator / Generator			Planirano / Planned			Granice / Limits		Rješenje / Solution							
Ime / ID name	Tip / Type	Na-zivna snaga / Rated power (MVA)	[MW]	[Mvar]	Vjv	Min [Mvar]	Max [Mvar]	[MW]	[Mvar]	[MVA]	Cos ϕ	Vjv	Stu-panj / De-gree	Napon iza prijelazne reaktancije u poprečnoj osi / Voltage behind transition reactance in transverse axis $E_{q'}jv$	Stu-panj / De-gree
MREA / Network	Sw				1,000			1,684	0,199	1,696	0,993	1,000	0,00	1,003	0,44

Tablica 7 – Sumarno izvješće o opterećenjima
Table 7 – Summary report on loads

Sabirnica / Bus		Rješenje / Solution							
Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage	(kV)	(kV)	Vjv (MW)	(Mvar)	(MVA)	Stupanj / Degree	cos ϕ	
MREA / Network	10,000	10,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	
SAB-1	0,400	0,400	1,000	0,318	-0,276	0,422	-2,79	-0,755	
SAB-2	0,400	0,387	0,968	0,545	0,419	0,687	-2,77	0,793	
SAB-3	0,400	0,394	0,984	0,789	-0,051	0,791	-3,74	-0,998	
SABT-1	0,400	0,398	0,994	0,000	0,000	0,000	-1,82	0,000	

Tablica 8 – Sumarno izvješće o sustavu
Table 8 – Summary report on the system

Ukupno / Total	(MW)	(Mvar)	(MVA)	cos ϕ
Proizvodnja u sustavu / System output	1,684	0,199	1,696	0,993
Opterećenje sustava / System load	1,656	1,305	2,108	0,785
Kondenzatori (prigušnice) u sustavu / Capacitors (inductors) in the system	0,004	-1,214		
Gubici u sustavu / System losses	0,024	0,108		
Provjera balansa / Balance check	0,000	-0,000		

Tablica 9 – Izvješće o prijenosnim omjerima transformatora
Table 9 – Report on transformer transmission ratios

Transformator / Transformer	Spoj /		Bazni napon / (kV)		Prijenosni omjer /		Opis regulacije prijenosnog omjera / Description of transmission ratio regulation								
	Ime / ID name	Od sabirnice Ime / From bus ID name	Do sabirnice Ime / To bus ID name	Od / From	Na / On	Od / From	Na / On	Tip / Type	Regulacija pod teretom / Under-load regulation	Tip regulacije / Regulation type	Kontrolirana strana / Controlled side	LTC Side	Kontrolirani napon u jv / Controlled voltage in uv	Granica Minimalna / Min. limit (kV)	Granica Maksimalna / Max. limit (kV)
TRAF0 / Transformer	MREA / Network	SABT-1		10,000	0,400	10,000	0,400	2Wnd	Ne / No						

Tablica 10 – Izvješće o preopterećenju grana (Granica preopterećenja = 10,00 %)
Table 10 – Report on branch overload (Overload limit = 10,00 %)

Vod / Line				Opterećenje / Load			
Od sabirnice / From bus	Do sabirnice / To bus	Ime grane / Branch ID name	Nazivno strujno opterećenje / Rated current load (A)	Stvarno opterećenje / Actual load (A)	Opterećenje / Load (%)	Preopterećenje / Overload (%)	Komentar / Note
SABT-1	SAB-1	C-3	1 520,0	612,0	40,3	-59,7	
SABT-1	SAB-2	C-2	1 520,0	1 024,0	67,4	-32,6	
SABT-1	SAB-3	C-1	1 520,0	1 166,5	76,7	-23,3	

Tablica 11 – Izvješće o opterećenju transformatora
Table 11 – Report on transformer load

Transformator / Transformer				Opterećenje / Load			
Ime / ID name	Od sabirnice / From bus	Do sabirnice / To bus	Opterećenje / Load (MVA)	Nazivno / Rated (MVA)	Opterećenje / Load (%)	Preopterećenje / Overload (%)	Komentar / Note
TRAF0 / Transformer	MREA / Network	SABT-1	1,696	3,750	45,2	-54,8	

Tablica 12 – Izvješće gubitaka u granama
Table 12 – Report on losses in branches

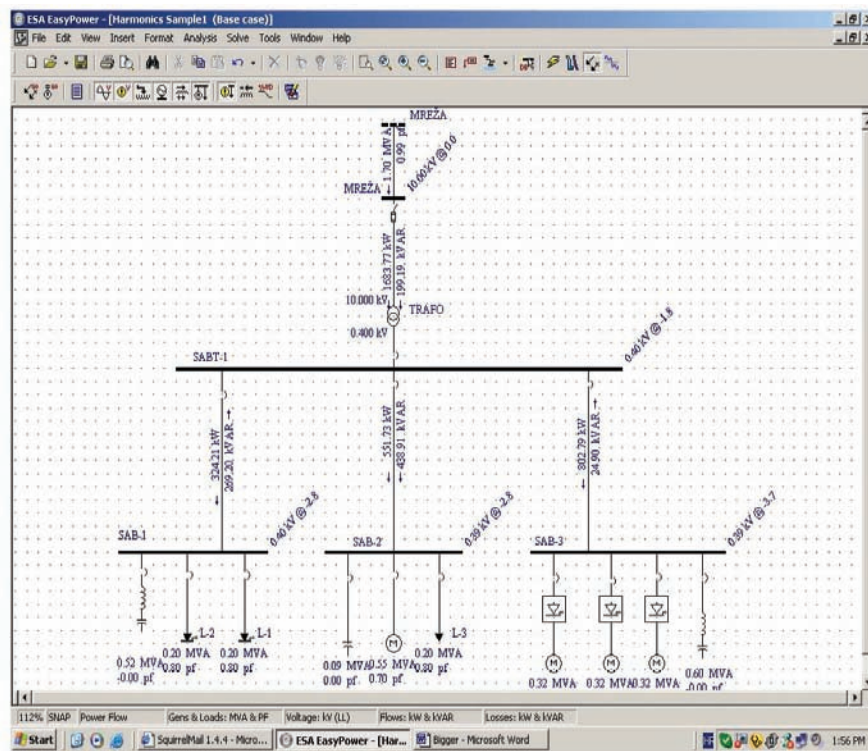
Od sabirnice / From bus		Do sabirnice / To bus		Gubici / Losses	
Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	(MW)	(Mvar)
MREA / Network	10,000	SABT-1	0,400	0,005	0,054
SABT-1	0,400	SAB-1	0,400	0,003	0,007
SABT-1	0,400	SAB-2	0,400	0,007	0,020
SABT-1	0,400	SAB-3	0,400	0,009	0,026
Ukupni gubici u sustavu / Total losses in the system				0,024	0,108

Tablica 13 – Izvješće o padovima napona
Table 13 – Report on voltage drops

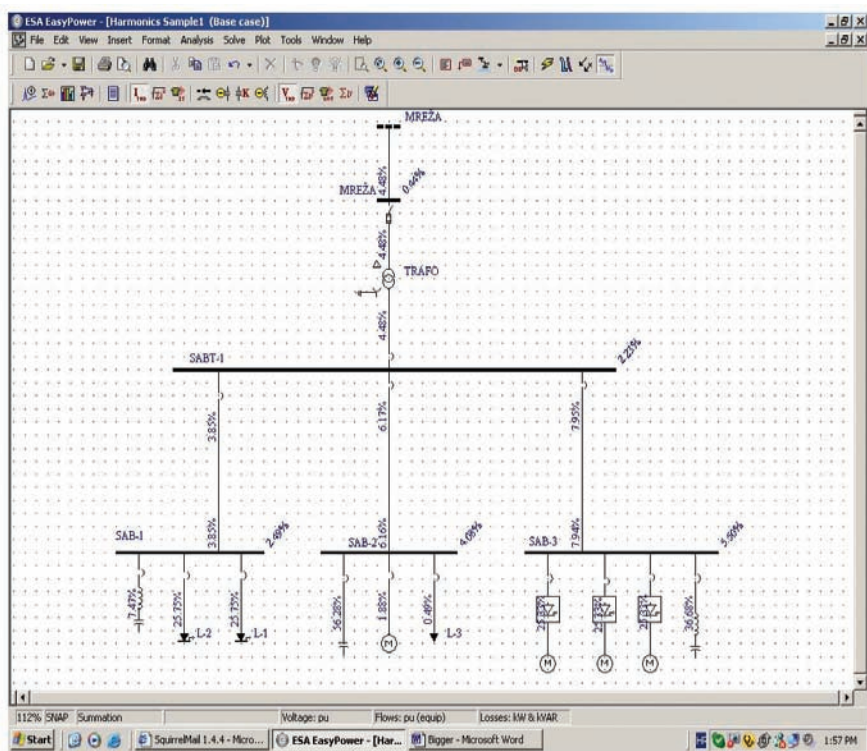
Od sabirnice / From bus		Do sabirnice / To bus		Pad napona / Voltage drop
Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	(%)
MREA / Network	10,000	SABT-1	0,400	0,6
SABT-1	0,400	SAB-3	0,400	1,0
SABT-1	0,400	SAB-2	0,400	2,6
SABT-1	0,400	SAB-1	0,400	-0,6

Tablica 14 – Sumarno izvješće s višim harmonicima
Table 14 – Summary report with higher harmonics

Sabirnica / Bus	Naponi / Voltages	Ukupno harmonično izobličenje / Total harmonic distortion V_{THD} (kV)	Efektivna vrijednost napona / Effective voltage value V_{RSS} (kV)	Naponski telefonski koeficijent / Telephone voltage coefficient V_{TIF} (kV)	Vršna vrijednost napona / Peak voltage value V_{SUM} (kV)
Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)				
MREA / Network	10,000	0,044	10,000	201,563	10,130
SAB-1	0,400	0,010	0,400	54,928	0,429
SAB-2	0,400	0,016	0,388	56,751	0,422
SAB-3	0,400	0,022	0,394	131,528	0,476
SABT-1	0,400	0,009	0,398	40,677	0,424



Slika 5 – Slika tokova snaga bez harmonika
Figure 5 – Power flows without harmonics



Slika 6 – Proračun harmonične analize
Figure 6 – Computational load analysis

Tablica 15 – Sumarno izvješće po granama t
Table 15 – Summary report by branches t

Grama / Branch		Sabirnica / Bus		Struje / Currents			Gubici / Losses	
Name / ID name	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	Ukupno harmonično strujno izobličenje / Total harmonic current distortion I_{THD} (A)	Efektivna vrijednost struje / Effective current value I_{RMS} (A)	IT umnožak / Product of multiplication IT_{prod} (A)	Radne snage / Active power (kW)	Jalove snage / Reactive power (kvar)	
C-1	SABT-1	0,400	92,7	1 170,2	316 959,4	9	28	
C-2	SABT-1	0,400	63,1	1 025,9	260 406,5	7	21	
C-3	SABT-1	0,400	23,6	612,5	60 395,7	3	7	
CAP-1	SAB-2	0,400	78,7	160,4		0	-96	
FL-1	SAB-1	0,400	55,7	747,2		2	18	
FL-1_A	SAB-3	0,400	324,7	943,0		3	42	
L-1	SAB-1	0,400	74,3	298,0				
L-2	SAB-1	0,400	74,3	298,0				
L-3	SAB-2	0,400	1,5	298,2		171	128	
M-1	SAB-3	0,400	119,5	486,7				
M-2	SAB-3	0,400	119,5	486,7				
M-3	SAB-3	0,400	119,5	486,7				
M-4	SAB-2	0,400	15,4	819,2		6	118	
Mreža / Network	MREA / Network	10,000	4,4	98,0	12922,2	3	14	
TRAFO / Transformer	MREA / Network	10,000	4,4	98,0	12922,2	5	56	

Tablica 16 – Izvješće gubitaka u granama
Table 16 – Report on losses in branches

Grana / Branch	Od sabirnice / From bus		Do sabirnice / To bus		Gubici / Losses	
Ime / ID name	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	(kV)	(kvar)
C-1	SABT-1	0,400	SAB-3	0,400	9	28
C-2	SABT-1	0,400	SAB-2	0,400	7	21
C-3	SABT-1	0,400	SAB-1	0,400	3	7
CAP-1	SAB-2	0,400			0	-96
FL-1	SAB-1	0,400			2	18
FL-1_A	SAB-3	0,400			3	42
L-3	SAB-2	0,400			171	128
M-4	SAB-2	0,400			6	118
Mreža / Network	MREA / Network	10,000			3	14
TRAFO / Transformer	MREA / Network	10,000	SABT-1	0,400	5	56

Tablica 17 – Izvješće vršne vrijednosti napona na kondenzatoru VSUM
Table 17 – Report on capacitor peak voltage value VSUM

Grana / Branch	Sabirnica / Bus		Rezultati / Results		
Ime / ID name	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	(Mvar)	Nazivni napon / Rated voltage (kV)	Vršna vrijednost / Peak value V_{SUM} (%)
CAP-1	SAB-2	0,400	0,100	0,400	105,4

Tablica 18 – Izvješće o opterećenju transformatora
Table 18 – Report on transformer load

Grana / Branch	Od sabirnice / From bus		Do sabirnice / To bus		Rezultati / Results	
Ime / ID name	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	K-faktor / K-factor	Opteretivost / Loadability (%)
TRAFO / Transformer	MREA / Network	10,000	SABT-1	0,400	1,307	96,2

Tablica 19 – Izvješće o opterećenju vodiča
Table 19 – Report on conductor load

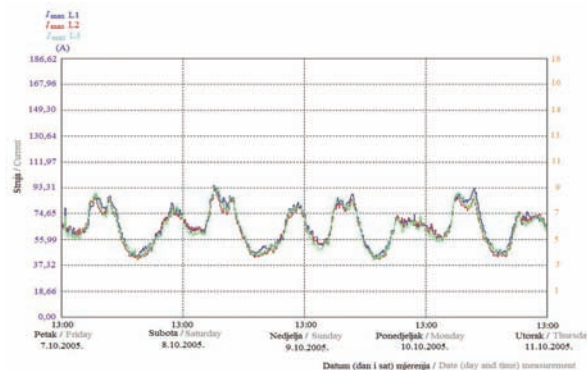
Grana / Branch	Od sabirnice / From bus		Do sabirnice / To bus		Rezultati / Results
Ime / ID name	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	Ime / ID name	Bazni napon / Base voltage (kV)	Opteretivost / Loadability (%)
C-1	SABT-1	0,400	SAB-3	0,400	99,4
C-2	SABT-1	0,400	SAB-2	0,400	99,7
C-3	SABT-1	0,400	SAB-1	0,400	100,0

Tablica 20 — Sumarno izvješće o filtrima
Table 20 — Summary report on filters

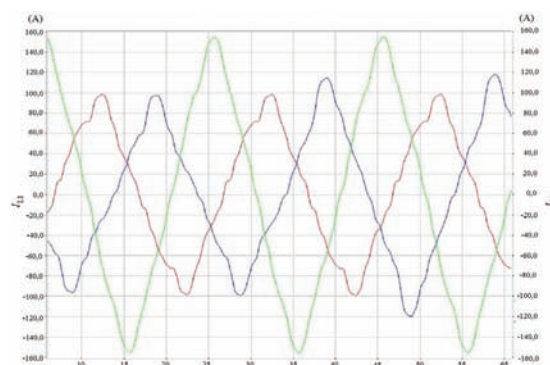
Ime / ID name	Tip / Type	Efektivna vrijednost struje / Effective current value I_{RMS} (A)	Gubici djelatne snage / Active power losses (kW)	Gubici jalove snage / Reactive power losses (kvar)	Vršna vrijednost napona / Peak voltage value V_{SUM} (%)
FL-1	Notch	747,2	2	18	104,9
FL-1_A	Notch	943,0	3	42	112,5

Kao praktičan primjer (nesimetričnog opterećenja) promatrana je kvaliteta električne energije mjerene na kabelskom vodu na 10 kV razini u TS 35/10 kV Vinkovci 1 [7]. Na ovaj kabelski vod priključeno je 12 trafostanica 10/0,4 kV. Svi parametri su mjereni u trajanju od jednog tjedna, prema normi EN50160, koja uključuje veličine na sve tri faze i to: napone, struje, aktivnu, reaktivnu i kompleksnu snagu, struje i napone nesimetrije, harmonike sve do 40-tog, ili potpuno harmonično izobličenje, flikere kratkotrajne i duge, faktor snage u sve tri faze i frekvenciju. Ovdje su predstavljeni neki od dobivenih rezultata (slike 7 do 10).

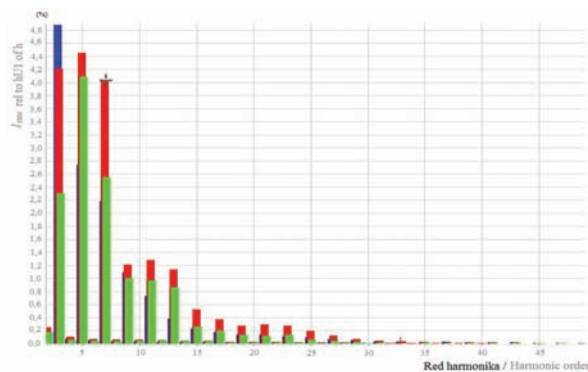
As an example from practice (of unbalanced load), the quality of electric power measured on the cable line at 10 kV level in TS 35/10 kV Vinkovci 1 [7] was observed. 12 substations 10/0,4 kV are connected to this cable line. All parameters were measured in the duration of one week according to EN50160, which included the values on all three phases, viz.: voltage, current, active, reactive and complex power, unbalanced currents and voltages, harmonics all the way to the 40-th, or complete harmonic distortion, flickers short and long, power factor in all three phases and frequency. Some of the obtained results are presented herein (Figures 7 to 10).



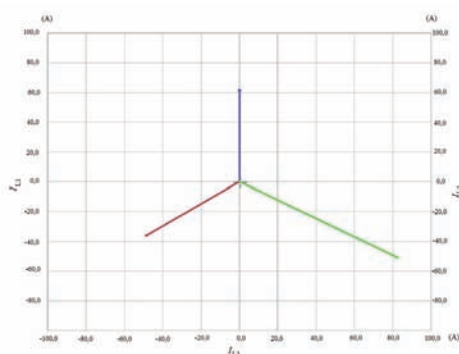
Slika 7 — Nesimetričnost struje na 10 kV kabelskom vodu
Figure 7 — Current imbalance on 10 kV cable line



Slika 8 — Valni oblik struja na 10 kV kabelskom vodu
Figure 8 — Waveform of currents in 10 kV cable line



Slika 9 – Spektar harmonika struje na 10 kV kabelskomvodu
Figure 9 – Harmonic current spectrum on 10 kV cable line



Slika 10 – Vektorski dijagram asimetričnosti struja na 10 kV kabelskomvodu
Figure 10 – Vector diagram of unbalanced currents on 10 kV cable line

5 ZAKLJUČAK

U trofaznim mrežama viši harmonici čine direktni, inverzni i nulti sustav EMS. Inverzni sustav EMS stvara u strojevima magnetsko polje koje rotira suprotno od direktnog sustava, čime se smanjuje korisnost takvog električnog motora.

Zbog postojanja nul-sustava EMS u nul-vodiču teče struja, a kod spoja generatora u trokut, teče tzv. struja izjednačenja. Sve to stvara dodatne gubitke u vodovima i uređajima. Zbog toga treba spriječiti stvaranje viših harmonika u trofaznim mrežama. Za proračun utjecaja viših harmonika u trofaznim mrežama, potrebno je poznavati osnovne spojeve trofaznih sustava i njihov proračun struja i napona. Pokazano je da se viši harmonici javljaju u direktnom, inverznom i nultom sustavu trofaznih struja i napona. Sve te tri skupine su analizirane u različitim spojevima, te je ukazano na njihove posljedice.

Pregledno su dane europske norme, koje su izdane unatrag 20 godina, a koje se odnose na više harmonike. Na kraju su tabelarno prikazani svi rezultati jednog primjera proračuna elektroenergetske mreže primjenom softverske simulacije.

5 CONCLUSION

In three-phase networks higher harmonics constitute a direct, inverse and zero EMF system. The inverse EMF system produces in the machines a magnetic field which rotates counter to the direct system, whereby the electric motor efficiency is diminished.

Due to the existence of EMF zero-system, current flows in the zero-conductor, and when the generator is delta-connected, the so-called equalising current flows. All this leads to additional losses in lines and devices. For that reason the creation of higher harmonics in three-phase networks ought to be prevented. For computing the impact of higher harmonics on three-phase networks it is necessary to know the basic connections of three-phase systems and their current and voltage computation. It has been shown that higher harmonics occur in the direct, inverse and zero systems of three-phase currents and voltages. All these three groups have been analysed in different connections and their effects shown.

An overview of the European standards issued over the last 20 years and relating to higher harmonics has been given. Finally, all the results of

Također je dan i primjer iz prakse gdje su izvedena mjerenja u 10 kV mreži s nesimetričnim opterećenjem, a dobiveni rezultati prikazani su grafički.

an example of electric power network computation by using software simulation are shown in tables. Also given is an example from practice, where measurements were performed in a 10 kV network with unbalanced load, and the obtained results are graphically represented.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] LONČAR, J., Osnove elektrotehnike 2, Tehnička knjiga, Zagreb, Godina.
- [2] PINTER, V., Osnove elektrotehnike 2, Tehnička knjiga, Zagreb, Godina.
- [3] KUZMANOVIĆ, B., Osnove elektrotehnike 2, Element, Zagreb, 2005.
- [4] NOJMAN, L. R., DEMIRČJAN, K. S., Teoretičke osnovi elektrotehnike, Energija, Tom 1, Moskva, 1996
- [5] ILIĆ, M., ZABORSZKY, J., Dynamics Control of Large Electric Power Systems, A Wiley-Interscience Publication, New York, 2000
- [6] AFNOR, DIN Software GmbH 05/2007 BSI, Baza podataka Hrvatskog zavoda za norme, Zagreb, 2007.
- [7] NIKOLOVSKI, S., MARIĆ, P., BAUS, Z., Power quality indices of distribution feeders with unbalanced loads – measurements and analysis, 12th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Calais, 2006

Adrese autora:

Prof. dr. sc. **Branislav Kuzmanović**
branislav.kuzmanovic@fer.hr
Novački vidikovac 6
10040 Zagreb
Hrvatska
Dr. sc. **Zoran Baus**
zoran.baus@siemens.hr
Siemens d.d.
Heinzelova 70a
10000 Zagreb
Hrvatska
Mr. sc. **Luka Ferković**
luka.ferkovic@fer.hr
Sveučilište u Zagrebu
Fakultet elektrotehnike i računarstva
Unska 3
10000 Zagreb
Hrvatska

Authors' Adresses:

Prof **Branislav Kuzmanović**, PhD
branislav.kuzmanovic@fer.hr
Novački vidikovac 6
10040 Zagreb
Croatia
Zoran Baus, PhD
zoran.baus@siemens.hr
Siemens d.d.
Heinzelova 70a
10000 Zagreb
Croatia
Luka Ferković, MSc.
luka.ferkovic@fer.hr
Zagreb University
Faculty of Electrical Engineering and Computing
Unska 3
10000 Zagreb
Croatia

Uredništvo primilo rukopis:
2007-10-29

Manuscript received on:
2007-10-29

Prihvaćeno:
2007-12-08

Accepted on:
2007-12-08

UTJECAJNE VELIČINE NA DINAMIČKI ODZIV VERTIKALNOG CJEVASTOG UZEMLJIVAČA PRI IMPULSNOJ POBUDI PARAMETERS AFFECTING THE TRANSIENT RESPONSE OF VERTICAL PIPE ELECTRODES TO IMPULSE EXCITATION

Tomislav Barić, Osijek, Hrvatska – Zijad Haznadar – Sead Berberović,
Zagreb, Hrvatska

U radu je prikazana primjena teorije prijenosnih vodova pri analizi utjecaja različitih čimbenika na dinamički odziv uzemljivača. Radi jednostavnosti izlaganja te interpretacije dobivenih rezultata, a bez gubitka općenitosti, za uzemljivač je odabrana vertikalno ukopana cijev. Uzemljivač je spojen sa zemljovodom u čiji je gornji kraj idealnim strujnim izvorom utisnuta struja. Promjenom duljine zemljovoda analiziran je utjecaj geometrije iznad tla na dinamički odziv uzemljivača. Idealni strujni izvor generira strujni impuls normiranog valnog oblika tzv. dvostruko eksponencijalnog impulsa. Promjenom parametara valnog oblika struje analiziran je utjecaj kosine (ili strmine) čela vala na dinamički odziv uzemljivača. U radu je analiziran i utjecaj parametara tla na dinamički odziv uzemljivača. Tlo je modelirano kao jednoslojni homogeni izotropni poluprostor. Granica tlo-zrak predstavljena je ravninom. Dobiveni rezultati su prikazani grafički te diskutirani.

In this article, an application of the transmission line theory is presented for analyzing various parameters that affect the transient response of ground electrodes. In order to simplify the presentation and the interpretation of the results obtained, a vertical buried pipe electrode was chosen as the ground electrode. The ground electrode is connected to a grounding conductor, the upper part of which is connected to an ideal current source.

The impact of the overhead geometry of the grounding conductor upon the transient response of the ground electrode is analyzed by varying the length of the grounding conductor. The ideal current source generates a normalized wave shape current impulse, a so-called double exponential impulse. The effect of the time to peak of the impulse (steepness of the rising edge of the peak current) on the transient response of the ground electrode is analyzed by varying the current wave shape parameters. The impact of soil parameters on the transient response of the ground electrode is also analyzed. The soil is modeled as a single-layer homogeneous isotropic semispace. The soil-air boundary is represented by a plane. The results obtained are presented graphically and discussed.

Ključne riječi: dinamički odziv, jednoslojno tlo, teorija prijenosnih vodova, vertikalni cjevasti uzemljivač

Key words: single soil layer, transient response, transmission line theory, vertical pipe electrode



1 UVOD

Pri atmosferskim pražnjenjima i/ili brzim sklopnim radnjama u elektroenergetskom sustavu, uzemljivač treba učinkovito odvesti u zemlju udarne struje vrlo velikih jakosti i vrlo strmog čela strujnih valova. Stoga je poznavanje elektromagnetskog dinamičkog odziva uzemljivača, odnosno njegovih dinamičkih parametara ključno za funkcioniranje i dimenzioniranje zaštite u elektroenergetskom postrojenju. Kako se strujno-naponske prilike pri dinamičkom odzivu uvelike razlikuju od onih pri stacionarnom odzivu na mrežnim frekvencijama (50/60 Hz), postupci za zaštitu od opasnih dodirnih napona i napona koraka koji vrijede za mrežne frekvencije teško su primjenjivi u slučaju kada je uzemljivač pobuđen impulsnom strujom. Iz tog razloga je prikladno na nekom jednostavnom primjeru uzemljivača, a koji se koristi u praksi analizirati čimbenike koji utječu na dinamički odziv uzemljivača pri impulsnoj pobudi. Pri tome valja imati na umu da osim čimbenika koji utječu na stacionarni odziv uzemljivača, na dinamički odziv uzemljivača pri impulsnoj pobudi djeluju dodatni čimbenici koji nemaju nikakav utjecaj na stacionarni odziv uzemljivača pri mrežnim frekvencijama. To su: parametri strujne pobude, smanjenje aktivne duljine vodiča, ionizacija tla u okolini uzemljivača, tlo koje prigušuje visoke frekvencije polja te **geometrija vodiča iznad tla**. Posebno valja istaći utjecaj geometrije vodiča iznad tla, jer se njezinim zanemarivanjem dobivaju i do dva puta povoljniji rezultati proračuna, što je **nedopustivo visoka pogreška u računu**. Upravo iz tog razloga analiziran je utjecaj nadzemne geometrije na odziv uzemljivača.

2 STRUJA GROMA I POBUDA UZEMLJIVAČA

Zbog stohastičke prirode udara groma dimenzioniranje uzemljivača temelji se na vjerojatnoj analizi. Važnija obilježja groma očitavaju se s grafikona ili iz tablica (tablica 1).

1 INTRODUCTION

During atmospheric discharges and/or fast switching in an electric power system, a ground electrode must effectively conduct the fast rise-time and high peak surge currents into the ground. Therefore, it is essential to know the characteristics of the transient electromagnetic response of the ground electrode, i.e. its transient parameters, in order to dimension (design) the elements of the grounding system in an electric power facility. Since current-voltage conditions differ greatly during transient response and stationary response at network frequencies (50/60 Hz), safety measures affording protection from dangerous touch and step voltages that are valid for network frequencies in the case of impulse current excitation are difficult to apply. For this reason, it is useful to analyze the factors that affect the transient response of a ground electrode during impulse excitation by taking a simple ground electrode used in practice as an example. It should be kept in mind that besides the parameters that influence the stationary response of a ground electrode, additional factors affect the transient response of the ground electrode to impulse excitation that have no effect whatsoever on the stationary response of the ground electrode at network frequencies. These are the parameters of current excitation, reduction in the active length of the conductors, ionization of the soil in the vicinity of the ground electrode, soil which attenuates high field frequencies and the **geometry of the overhead conductor**. The importance of the effect of the geometry of the overhead conductor should be emphasized because neglecting it can lead to results that are up to two times as favorable as the calculation results, **an unacceptably high error**. It is precisely for this reason that the effect of the overhead geometry on the ground electrode response is analyzed.

2 LIGHTNING STROKE CURRENT AND GROUND ELECTRODE EXCITATION

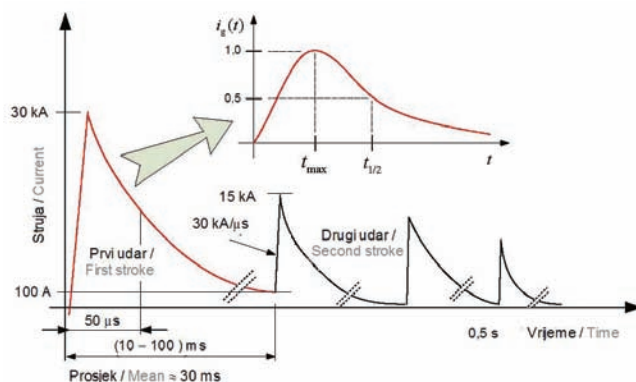
Due to the stochastic nature of a lightning strike, the dimensioning (design) of a ground electrode is based upon probability analysis. The significant characteristics of lightning strokes are presented in Table 1.

Tablica 1 — Osnovna obilježja gromova i njihova vjerojatnost prekoračenja [1]
Table 1 — Main characteristics of lightning strokes [1]

Vjerojatnost prekoračenja / Probability of exceeding	Amplituda / Peak current	Strmina čela vala / Rate of rise	$\int i^2 dt$	Trajanje / Total duration	Broj izbijanja / Number of discharges
P [%]	I [kA]	s [kA/ μ s]	[kA ² s]	T [s]	n
50	26	48	0,54	0,09	1,8
10	73	74	1,9	0,56	5
1	180	97	35	2,7	12

Strmina strujnog vala (kosina prednjeg brida vala tj. čela vala) izravnog udara groma može doseći iznos od 100 kA/μs. Međutim, izravni udar groma je rijetko popraćen samo jednim strujnim impulsom, nego se redovito javlja nekoliko impulsa (pražnjenja) u razmaku od nekoliko desetaka milisekundi (slika 1 preuzeta iz [2]). Kako su parametri prvog udara znatno nepovoljniji od ostalih udara, za većinu primjena dovoljno je proračunski uvažiti samo prvi udar, što je i učinjeno u ovom radu. Prvi udar najčešće se aproksimira tzv. dvostruko eksponencijalnim valnim oblikom (manja slika na slici 1), koji je opisan vremenom čela t_{\max} i vremenom začetlja $t_{1/2}$.

The rate of rise of the peak current of a direct lightning stroke (steepness of the rising edge of the peak current) can reach a value of 100 kA/μs. However, a direct lightning strike is rarely accompanied by only one current impulse. Several impulses regularly occur (discharges or strokes) in an interval of several milliseconds (Figure 1, taken from Ref. [2]). Since the parameters of the first stroke are significantly less favorable than of the other strokes, for the majority of applications it is sufficient to take only the first stroke into account in calculations, as was the case in this article. The first stroke most often approximates the so-called double exponential wave shape (small illustration in Figure 1), which is described by the time to peak t_{\max} and the time to half-value $t_{1/2}$.



Slika 1 – Valni oblik negativnog strujnog vala struje groma pri udaru zemlja-oblak
Figure 1 – Wave shape of negative ground/cloud lightning current

Vrijeme čela negativnog strujnog vala u prvom izbijanju prema [1] kreće se od 10 μs do

The negative current wave time to peak in the first discharge [1] ranges from 10 μs to

15 μs. Vrlo teški, a statistički rijetki udari groma imaju kraće vrijeme trajanja čela vala. U radu je za vrijeme začetlja uzeto vrijeme od 50 μs. Za ovako usvojeno vrijeme začetlja znatno različiti odzivi uzemljivača javljaju se pri promjeni vremena trajanja čela vala od 1 μs do 5 μs. Iz tog razloga je u radu promatran odziv uzemljivača na strujne impulse sljedećih oblika vala:

15 μs. Very powerful and statistically rare lightning strokes have shorter time to peak values. In the article, the time to half-value was assumed to be 50 μs. For this assumed value, significantly different ground electrode responses occur when the time to peak is changed from 1 μs to 5 μs. Therefore, in this article the ground electrode response to the current impulses of the following wave shapes were studied:

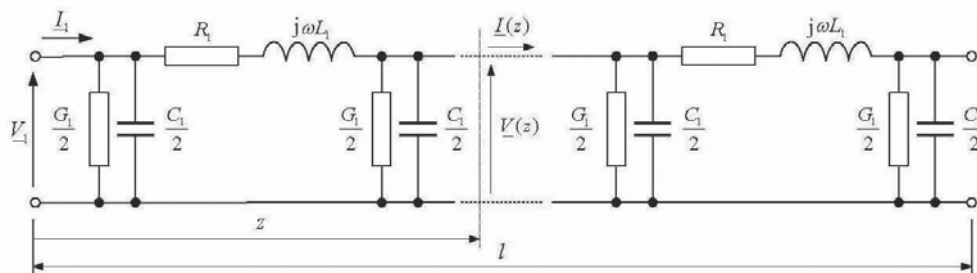
$$t_{\max} / t_{1/2} = 1/50 \mu\text{s}/\mu\text{s} , t_{\max} / t_{1/2} = 3/50 \mu\text{s}/\mu\text{s} , t_{\max} / t_{1/2} = 5/50 \mu\text{s}/\mu\text{s} .$$

3 FIZIKALNE POJAVE PRI ODVOĐENJU STRUJE IZ UZEMLJIVAČA

Ključna razlika između vođenja struje vodiča uzemljivača pri niskim i visokim frekvencijama iskazana je kroz pojavu smanjenja aktivne duljine uzemljivača. Navedenu pojavu najlakše je objasniti predstavljanjem cjevastog uzemljivača ekvivalentnim vodom u praznom hodu [3] slika 2.

3 PHYSICAL PHENOMENA DURING CURRENT DISCHARGE THROUGH A GROUND ELECTRODE

The crucial difference between the current flow through a grounding conductor at low and high frequencies is shown by decreasing the active length of the ground electrode. The easiest way to explain this phenomenon is by presenting a pipe electrode as an equivalent unloaded conductor [3] Figure 2.



Slika 2 – Ekvivalentni prijenosni vod, lanac „ π ” četverpola
Figure 2 – Equivalent transmission line, infinite series of „ π ” networks

Utisnuta struja I_1 na početku voda nailazi na uzdužnu reaktanciju $j\omega L_1$, koja je pri niskim frekvencijama zanemariva te utisnuta struja niske frekvencije prolazi cijelom duljinom takvog uzemljivača. Porastom frekvencije raste i uzdužna reaktancija, koja joj otežava put ka preostaloj duljini prema kraju vodiča. Iz tog razloga najveći dio struje se odvodi u tlo na početnom dijelu vodiča uzemljivača gledano od točke utiskivanja struje. Preostali dio vodiča uzemljivača je neiskorišten, jer se iz njega mali dio struje odvodi u tlo. Iz tog razloga, za kvalitetno odvođenje struja visokih frekvencija, umjesto jednog dugog uzemljivača bolje je koristiti više kraćih uzemljivača. Pri odvođenju struja atmosferskih pražnjenja velikih jakosti vodiči uzemljivača poprimaju vrlo visoki električni potencijal što rezultira jakim električnim poljem oko vodiča uzemljivača. Posebno jako električno polje oko vodiča uzemljivača javlja se kada se on nalazi u loše vodljivom tlu. Električno polje koje se tada javlja katkada je veće od električne probojne čvrstoće tla i u okolišu uzemljivača nastupa električni proboj (kao korona kod vodiča u zraku). Ionizacija tla u ovom radu nije analizirana, a više o njoj može se naći u [4].

Injected current I_1 encounters longitudinal reactance $j\omega L_1$ at the beginning of the line, which is negligible at low frequencies. Therefore, low frequency injected current flows through the whole length of such a ground electrode. With an increase in frequency, longitudinal reactance also increases, which impedes the path to the remaining length towards the end of the conductor. For this reason, most of the current is discharged into the soil at the beginning of the ground electrode, viewed from the current injection point. The remainder of the ground electrode is not used because only a small amount of current is discharged from it to the soil. Therefore, for the quality discharge of high frequency current, instead of one long ground electrode it is better to use several short ground electrodes. When high lightning stroke currents discharge into the ground through the buried part of a grounding conductor and a ground electrode, they acquire a very high potential, which results in a strong electric field around the grounding conductors. A particularly strong electric field around a grounding conductor occurs when it is located in poorly conducting soil. The electric field that occurs in such a case is sometimes greater than the electric breakdown strength of the soil and an electric arc occurs in the vicinity of the ground electrode (like a corona around the wire in the air). The ionization of the soil has not been analyzed in this article but further information is available in Ref. [4].

4 MATEMATIČKI POSTUPAK

Proračun odziva uzemljivača pobuđenog impulsnom strujom predstavlja vrlo složenu elektromagnetsku zadaću, koja se točno rješava jedino pomoću sustava Maxwellovih jednadžbi [5], [6]. S inženjerskog gledišta, modeli za analizu i prateći matematički postupci za proračun tranzijentnog odziva sustava uzemljenja trebaju biti jednostavni i brzi za primjenu, a istodobno moraju se predvidjeti sve važnije osobine dinamičkog (tranzijentnog) odziva. Trenutačno uporaba modela prijenosnih vodova ograničena je samo na uzemljivače jednostavne geometrije [7], kao što su prsteni ili ravne elektrode itd.. Uobičajeni postupak rješavanja dinamičkog odziva uzemljivača je da se primjenom Fourierove transformacije [8], [9] zadaća prebaci iz vremenskog područja u frekvencijsko područje u kojem se izvrši rješavanje za široki spektar harmoničkih funkcija koje opisuju zadanu ulaznu impulsnu struju, pa se zatim inverznom Fourierovom transformacijom sintetizira rješenje u vremenskom području [10]. Prebacivanje zadaće iz vremenskog područja u frekvencijsko područje obavlja se prema jednadžbi (1), a iz frekvencijskog područja natrag u vremensko područje prema jednadžbi (2):

4 MATHEMATICAL PROCEDURE

The calculation of the ground electrode response to the impulse current represents a highly complex electromagnetic task that can only be precisely solved using the system of Maxwell equations [5] and [6]. From the engineering viewpoint, the models for analysis and the corresponding mathematical procedures for the calculation of the transient response of a grounding system should be simple and quick to use, and at the same time they must anticipate all the important characteristics of the transient response. The currently used transmission line model is limited solely to ground electrodes with simple geometry [7], such as ring conductors or horizontal grounding wires etc. The customary procedure for solving the transient response of a ground electrode is that through the application of Fourier transformations, [8] and [9], the task is transferred from the time domain to the frequency domain in which the solution is performed for the broad spectrum of harmonic functions that describe the given input impulse current, and then by inverse Fourier transformation to synthesize the solution in the time domain [10]. Transferring the task from the time domain to the frequency domain is performed according to equation (1), and from the frequency domain back to the time domain according to equation (2):

$$\underline{V}_1(j\omega) = \underline{Z}_{ul/in}(j\omega) \cdot \underline{I}(j\omega), \quad (1)$$

$$v_1(t) = F^{-1} \left\{ (\underline{Z}_{ul/in}(j\omega))^* \cdot F \{i_1(t)\} \right\} \quad (2)$$

gdje su F i F^{-1} Fourierova i inverzna Fourierova transformacija, a $V_1(j\omega)$, $I_1(j\omega)$ i $Z_{ul/in}(j\omega)$ Fourierovi transformati: napona, struje i ulazne valne impedancije.

where F and F^{-1} are Fourier and inverse Fourier transformations, and $V_1(j\omega)$, $I_1(j\omega)$ and $Z_{ul/in}(j\omega)$ are Fourier transforms: voltage, excitation current and input wave impedance.

5 VERTIKALNI CJEVASTI UZEMLJIVAČ

Kako se u ovom radu analizira vertikalno ukopani cjevasti uzemljivač, zbog njegove jednostavne geometrije umjesto složene teorije elektromagnetskog polja moguće je primijeniti znatno jednostavniju teoriju prijenosnih vodova [11]. Strujno-naponske prilike na ekvivalentnom vodu opisane su jednadžbama prijenosnih vodova [11]:

5 VERTICAL PIPE ELECTRODE

Since a vertical buried pipe electrode is analyzed in this article due to its simple geometry, it is possible to apply the significantly simpler transmission line theory instead of the complex electromagnetic field theory [11]. The current-voltage conditions at the equivalent line are described by the transmission line equations [11]:

$$\underline{V}(z) = \underline{V}_1 \cosh(\gamma z) - \underline{I}_1 \underline{Z}_c \sinh(\gamma z), \quad (3)$$

$$\underline{I}(z) = \underline{I}_1 \cosh(\gamma z) - \frac{\underline{V}_1}{\underline{Z}_c} \sinh(\gamma z), \quad (4)$$

gdje su:

\underline{V}_1 - napon na početku ekvivalentnog voda,
 \underline{I}_1 - struja na početku ekvivalentnog voda,
 γ - valna konstanta voda,
 \underline{Z}_c - karakteristična valna impedancija ekvivalentnog voda.

U izrazima (3) i (4) prostorna koordinata z mjeri se od kraja vodiča na kojega je narinut napon ili utisnuta struja prema slobodnom kraju vodiča. Valna impedancija \underline{Z}_c voda prikazanog na slici 2, prema [11] određuje se izrazom:

where:

\underline{V}_1 - voltage at the beginning of the equivalent line,
 \underline{I}_1 - current at the beginning of the equivalent line,
 γ - propagation constant of the line, and
 \underline{Z}_c - characteristic wave impedance of the equivalent line.

In expressions (3) and (4), space coordinate z is measured from the end of the conductor to which the voltage is applied or the current is injected at the free end of the conductor. Wave impedance \underline{Z}_c of the line shown in Figure 2, is determined by the following expression according to Ref. [11]:

$$\underline{Z}_c = \sqrt{\frac{\underline{Z}_1}{\underline{Y}_1}} = \sqrt{\frac{\underline{Z}}{\underline{Y}}} = \frac{\underline{Y}}{\gamma} \quad [\Omega], \quad (5)$$

gdje su:

$\gamma = \sqrt{\underline{Z}_1 \underline{Y}_1}$ valna konstanta (valni broj),
 $\underline{Z}_1 = \underline{R}_1 + j\omega \underline{L}_1$ - jedinična uzdužna impedancija voda [Ω/m] u kojoj je
 \underline{R}_1 - jedinični uzdužni djelatni otpor voda [Ω/m],
 \underline{L}_1 - jedinični induktivitet voda [H/m],
 $\underline{Y}_1 = \underline{G}_1 + j\omega \underline{C}_1$ - jedinična poprečna admitancija voda [S/m] u kojoj je
 \underline{G}_1 - jedinični poprečni odvod voda [S/m], a
 \underline{C}_1 - jedinični kapacitet voda [F/m].

Primarne konstante: \underline{R}_1 , \underline{L}_1 , \underline{G}_1 i \underline{C}_1 uzemljivača predstavljenog pomoću ekvivalentnog voda određuju se na jednak način kao i u slučaju nadzemnih vodova, tj. pod pretpostavkom kvazistatičkih uvjeta [11], uzimajući u obzir granicu tlo-zrak. Korekcija se obično vrši uvažavanjem površinskog učinka, tj. uvažavanjem unutarnje impedancije vodiča, što se odražava na određivanje uzdužne impedancije ekvivalentnog voda.

Karakteristična valna impedancija analiziranog ekvivalentnog voda jest:

where:

$\gamma = \sqrt{\underline{Z}_1 \underline{Y}_1}$ propagation constant (wave number),
 $\underline{Z}_1 = \underline{R}_1 + j\omega \underline{L}_1$ - per unit longitudinal line impedance [Ω/m] in which
 \underline{R}_1 - per unit longitudinal active line resistance [Ω/m],
 \underline{L}_1 - per unit line inductance [H/m],
 $\underline{Y}_1 = \underline{G}_1 + j\omega \underline{C}_1$ - per unit transversal line admittance [S/m] where
 \underline{G}_1 - per unit transverse line conductance, and
 \underline{C}_1 - per unit line capacitance [F/m].

The primary constants \underline{R}_1 , \underline{L}_1 , \underline{G}_1 and \underline{C}_1 of the ground electrode represented by the equivalent line are determined in the same way as in the case of overhead lines, i.e. under the assumption of quasistatic conditions [11], taking into account the soil-air boundary. Correction is generally performed by taking into account the surface effect, i.e. the internal impedance of the conductor, which is reflected in the determination of the longitudinal impedance of the equivalent line.

The characteristic wave impedance of the analyzed equivalent line is as follows:

$$\underline{Z}_C(f) = \sqrt{\frac{R_{1,DC} + \underline{Z}_{i,i} + j2\pi fL_1}{G_1 + j2\pi fC_1}} \quad [\Omega], \quad (6)$$

gdje je:

$R_{1,DC}$ jedinični istosmjerni omski otpor, a $\underline{Z}_{i,i}$ je jedinična unutarnja impedancija. Za cilindrični ravni vodič punog poprečnog presjeka vodljivosti κ_V , permeabilnosti μ_V i polumjera r pri frekvenciji f prema [12] ona iznosi:

where:

$R_{1,DC}$ is per unit direct current ohmic resistance, and $\underline{Z}_{i,i}$ is per unit internal impedance. For a straight cylindrical conductor with a full cross section, conductivity κ_V , permeability μ_V and radius r at frequency f according to [12] is as follows:

$$\underline{Z}_{i,i} = \frac{1+j}{2\pi r} \sqrt{\frac{\pi f \mu_V}{\kappa_V}} \quad [\Omega/m], \quad (7)$$

Jedinični uzdužni induktivitet, s obzirom da s porastom frekvencije raste i prigušenje vala, određuje se korištenjem poznatih Pollaczek – Carsonovih teorijskih izraza [13]:

Per unit longitudinal inductance, since wave damping is also increased with increased frequency, is determined using the Pollaczek-Carson theoretical expressions [13]:

$$L_1 = \left(1 + 2 \ln \frac{2,24\sqrt{\rho}}{\sqrt{4\pi\omega \cdot 10^{-7} \cdot d}} \right) \cdot 10^{-7} - j \frac{\mu_0}{8} \quad [H/m], \quad (8)$$

gdje su:

d - promjer cilindričnog vodiča [m],
 ρ - otpornost (specifični otpor) tla [Ωm],
 ω - kružna frekvencija.

where:

d - diameter of the cylindrical conductor [m],
 ρ - soil resistivity (specific resistance) [Ωm],
 ω - angular frequency.

Ulazna valna impedancija u funkciji frekvencije uz zanemarenu geometriju iznad tla jest:

Input wave impedance as a function of frequency and ignoring the overhead geometry is as follows:

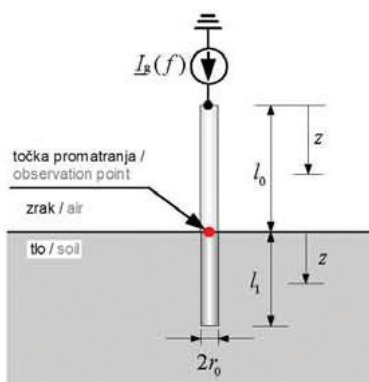
$$\underline{Z}_{ul/in}(f) = \underline{Z}_C(f) \cdot \coth(\gamma(f)l) \quad (9)$$

6 MODEL UZEMLJIVAČA S UKLJUČENOM GEOMETRIJOM IZNAD TLA

Polazeći od jednadžbi prijenosnih vodova (3) i (4) i primjenjujući ih na geometriju vodiča (prijenosnih vodova), koja se sastoji od vertikalnog cilindričnog voda iznad tla i vertikalno ukopanog cilindričnog vodiča, na način kako je to prikazano slikom 3, moguće je uvažiti istodobno refleksije od krajeva uzemljivača i krajeva vodiča iznad tla (što uključuje i granicu tlo-zrak).

6 GROUND ELECTRODE MODEL INCLUDING OVERHEAD GEOMETRY

Starting from the transmission line equations (3) and (4) and applying them to the geometry of the conductor (transmission lines) consisting of a vertical cylindrical overhead line and a vertical buried cylindrical conductor, as shown in Figure 3, it is possible to take the reflections from the ends of the ground electrode and the ends of the overhead conductor into account at the same time (which also includes the soil-air boundary).



Slika 3 — Sustav uzemljenja: uzemljivač-stup, i relevantna geometrija
Figure 3 — Grounding system: ground electrode-grounding conductor, and the relevant geometry

Sustav uzemljenja kojega čine uzemljivač i zemljovod (stup) prikazan na slici 3 može se opisati sustavom nelinearnih jednadžbi prijenosnih vodova. Pri tome su strujno-naponske prilike vodiča iznad tla (zemljovoda) opisane jednadžbama:

The grounding system consisting of a ground electrode and a grounding conductor shown in Figure 3 can be described by a system of nonlinear transmission line equations. The current-voltage conditions of the overhead conductor (grounding conductor) are described by the following equations:

$$\underline{V}_0(z) = \underline{V}_0 \text{ch}(\gamma_0 z) - \underline{Z}_{c0} I_0 \text{sh}(\gamma_0 z), \quad (10)$$

$$\underline{I}_0(z) = I_0 \text{ch}(\gamma_0 z) - \frac{\underline{V}_0}{\underline{Z}_{c0}} \text{sh}(\gamma_0 z). \quad (11)$$

u kojima se udaljenost z mjeri od točke utiskivanja struje (gornji kraj vodiča iznad tla) prema granici tlo-zrak (slika 3). Za vodič uzemljivača vrijede jednadžbe:

in which distance z is measured from the current injection point (upper end of the overhead conductor) toward the soil-air boundary (Figure 3). The following equation applies for the buried part of the grounding conductor (grounding electrode):

$$V_1(z) = V_1 \text{ch}(\gamma_1 z) - Z_{c1} I_1 \text{sh}(\gamma_1 z) , \quad (12)$$

$$I_1(z) = I_1 \text{ch}(\gamma_1 z) - \frac{V_1}{Z_{c1}} \text{sh}(\gamma_1 z) . \quad (13)$$

u kojima se udaljenost z mjeri od granice tlo-zrak prema slobodnom kraju. Navedeni sustav jednačbi (10) do (13) je potpun ukoliko su pravilno propisani rubni uvjeti kojima se povezuju oba vodiča i refleksije valova od granica. Napon na kraju zemljovoda u točki spajanja s uzemljivačem jednak je naponu na početku uzemljivača $V_0(l_0) = V_1(0)$. Struja na kraju zemljovoda u točki spajanja s uzemljivačem jednaka je struji na početku uzemljivača $I_0(l_0) = I_1(0)$. Struja na početku zemljovoda jednaka je struji strujnog izvora, tj. struji groma $I_0(0) = I_g$. Uzdužna struja uzemljivača na njegovom slobodnom kraju jednaka je nuli $I_1(l_1) = 0$. Uvrštavanjem navedenih rubnih uvjeta u jednačbe (10) do (13) dobiva se:

in which distance z is measured from the soil-air boundary toward the free end. The system of equations (10) to (13) is complete if the boundary conditions are properly defined according to which both conductors and the wave reflection from the boundary are related. The voltage at the end of the grounding conductor at the connection point with the ground electrode is equal to the voltage at the beginning of the ground electrode $V_0(l_0) = V_1(0)$. The current at the end of the grounding conductor at the connection point with the ground electrode is equal to the current at the beginning of the ground electrode $I_0(l_0) = I_1(0)$. The current at the beginning of the grounding conductor is equal to the current of the current source, i.e. the stroke current $I_0(0) = I_g$. The longitudinal current of the ground electrode at its free end is equal to zero $I_1(l_1) = 0$. By entering the above border conditions into equations (10) to (13), the following is obtained:

$$V_1 = I_g \frac{1}{\text{ch}(\gamma_0 l_0)} \frac{Z_{c0} Z_{c1}}{Z_{c0} \text{th}(\gamma_1 l_1) + Z_{c1} \text{th}(\gamma_0 l_0)} . \quad (14)$$

Jednačba (14) daje napon na kraju uzemljivača uz granicu tlo-zrak u funkciji pobudne struje I_g , koja je utisnuta u vertikalni vodič na udaljenosti l_0 od granice tlo-zrak (slika 3). Jednačba (14) odnosi se na monoharmonijsku pobudu. Iz tog razloga za potrebe određivanja vremenskog odziva potrebno je primijeniti inverznu Fourierovu transformaciju prema izrazu:

Equation (14) yields the voltage at the end of the ground electrode along the soil-air boundary as a function of excitation current I_g , which is injected in the vertical conductor at a distance of l_0 from the soil-air boundary (Figure 3). Equation (14) refers to monoharmonic excitation. For this reason, in order to determine the time response, it is necessary to apply an inverse Fourier transformation, according to the following expression:

$$v_1(t) = F^{-1} \left\{ F(i_g(t)) \cdot (Z(j\omega))^* \right\} . \quad (15)$$

gdje je sa $Z(j\omega)$ označena impedancija koja jest: where $Z(j\omega)$ is the impedance, as follows:

$$Z(j\omega) = \frac{1}{\text{ch}(\gamma_0 l_0)} \frac{Z_{c0} \cdot Z_{c1}(j\omega)}{Z_{c0} \text{th}(\gamma_1(j\omega) \cdot l_1) + Z_{c1}(j\omega) \text{th}(\gamma_0 \cdot l_0)} , \quad (16)$$

Na ovome mjestu važno je napomenuti da u izrazu (15) impedancija $Z(j\omega)$ mora biti konjugirano

It is necessary to mention that in equation (15) impedance $Z(j\omega)$ must be a conjugate complex

kompleksna (teorem o konvoluciji [8] i [9]). U protivnom će napon $u_1(t)$ poprimiti nefizikalni oblik i iznos.

7 DINAMIČKI ODZIV NA IMPULSNU POBUDU

Analiza impulsnog odziva samog uzemljivača nije dostatna već treba analizirati sustav uzemljenja, kojeg tvore uzemljivač, spojni vodovi, stupovi i vodiči sustava zaštite od groma [3]. Prilikom udara groma u sustav uzemljenja, strujni impuls groma pri svom kretanju prema uzemljivaču nailazi na promjene valne impedancije, što rezultira s refleksijama vala [11].

Kako je geometrija konačnih dimenzija, javljaju se višestruke refleksije koje je potrebno uzimati u obzir pri ispravnom određivanju odziva sustava uzemljenja i dimenzioniranju zaštite. Za potrebe teorijskih razmatranja, potrebno je pronaći najjednostavniji mogući model pomoću kojega je moguće kvalitativno i kvantitativno analizirati navedenu pojavu, a koji se može primijeniti i na neke važnije slučajeve praktičnih sustava uzemljenja.

Najjednostavnija geometrija pomoću koje se može analizirati utjecaj refleksije vala od granica na kojima se mijenja valna impedancija sastoji se od vertikalno ukopanog cilindričnog uzemljivača i spojnog voda konačnih dimenzija. Kako bi raščlamba bila pojednostavljena, prikladno je pretpostaviti jednaki promjer cijevi ispod tla (uzemljivača) i nadzemne geometrije (zemljovoda). Promjenom duljine spojnog voda (zemljovoda) moguće je analizirati utjecaj nadzemne geometrije na potencijal na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda (slika 3).

Harmonijski članovi struje groma opisane dvostrukom eksponencijalnom funkcijom u izrazu (27) određeni su korištenjem brze Fourierove transformacije [8], [9]. Za uzemljivač je uzeta vertikalno ukopana cilindrična cijev, polumjera 2 cm. Utjecaj duljine zemljovoda na dinamički odziv uzemljivača razmatran je za dvije različite duljine zemljovoda: $l_0 = 3 \text{ m}$ i 30 m . Pri duljini zemljovoda od 3 cm odziv će biti približno jednak odzivu kada je duljina zemljovoda zanemarena. Duljina zemljovoda od 30 cm približno odgovara visini stupova dalekovoda.

Kako se odziv uzemljivača uvelike razlikuje za duge i kratke uzemljivače, za kratki uzemljivač odabrana je cijev duljine 2,5 m. Za dugi uzemljivač uzeta je cijev duljine 20 m. Premda se vertikalni uzemljivači te duljine ne koriste u praksi, odbran je takav primjer kako bi u analizi bio

number (convolution theorem [8] and [9]). Otherwise, the voltage $u_1(t)$ will have a non-physical form and value.

7 TRANSIENT RESPONSE TO IMPULSE EXCITATION

Analysis of the impulse response of a ground electrode is not sufficient. It is necessary to analyze the grounding system, consisting of ground electrodes and grounding conductors (poles) [3]. When lightning strikes a grounding system, the lightning stroke impulse encounters changes in wave impedance on its way toward the ground electrode, resulting in wave reflections [11].

Since the geometry is of finite dimensions, multiple reflections occur that must be taken into account for the correct determination of the response of the grounding system and designing (dimensioning) the protection. For the purposes of theoretical considerations, it is necessary to find the simplest possible model in order to analyze this phenomenon qualitatively and quantitatively, which can also be applied to some more important cases of practical grounding systems.

The simplest geometry that can be used to analyze the effect of the wave reflection from the boundaries at which the wave impedance changes consists of a vertical buried cylindrical ground electrode and a connecting conductor of finite dimensions. In order to simplify analysis, it is convenient to assume a uniform diameter of the pipe below the ground (ground electrode) and the overhead geometry (grounding conductor). By changing the length of the connecting conductor, it is possible to analyze the impact of the overhead geometry on the potential at the connection point of the ground electrode and the grounding conductor (Figure 3).

The harmonic current components of lightning stroke current described by the double exponential function in expression (27) are determined by using a fast Fourier transformation [8] and [9]. The ground electrode is a vertical buried cylindrical pipe with a 2 cm radius. The impact of the grounding conductor on the transient response of the ground electrode is considered for two different lengths of the ground electrode: $l_0 = 3 \text{ m}$ and 30 cm . When the grounding conductor is 3 m long, the response is approximately the same as when the electrode conductor length is ignored. The ground electrode length of 30 m approximately corresponds to the height of the transmission line poles.

The response of a short ground electrode is different than for a long one. A pipe of 2,5 m in length is chosen for the short ground electrode and of 20 m in length for the long ground electrode. Although verti-

istaknut utjecaj duljine uzemljivača. Utjecaj parametara tla promatran je kroz promjenu otpornosti tla, te su odabrane dvije vrijednosti od $100 \Omega\text{m}$ i $1\,000 \Omega\text{m}$. Na svakoj slici prikazane su tri krivulje potencijala na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda za tri različita vremena čela strujnog impulsa opisanog dvostrukom eksponencijalnom funkcijom.

Trajanje strujne pobude je $250 \mu\text{s}$, amplituda je normirana te iznosi 1 A , vremena čela i začelja iznose: $t_{\text{max}}/t_{1/2} = 1/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$, $t_{\text{max}}/t_{1/2} = 3/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$, $t_{\text{max}}/t_{1/2} = 5/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$. Za sve analizirane slučajeve pretpostavljena je relativna dielektričnost tla, te relativna permeabilnost 1.

8 NUMERIČKI REZULTATI

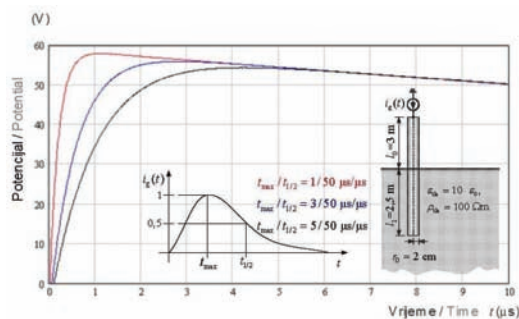
Na slici 4 prikazane su krivulje potencijala na mjestu spoja kratkog uzemljivača duljine $2,5 \text{ m}$ i zemljovoda duljine 3 m za tri različita vremena čela strujnog vala. Otpornost tla iznosi $100 \Omega\text{m}$.

cal ground electrodes of this length are not used in practice, such an example was chosen in order to emphasize the impact of the ground electrode length. The influence of the soil parameters was observed through change in the soil resistivity. Two values were selected, $100 \Omega\text{m}$ and $1000 \Omega\text{m}$. In each figure, three potential curves at the connection point of the ground electrode and the grounding conductor were shown for three different time to peak current impulse values, described by a double exponential function.

The duration of the current excitation is the amplitude is $250 \mu\text{s}$ standardized at 1 A time to peak and time to half-value: $t_{\text{max}}/t_{1/2} = 1/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$, $t_{\text{max}}/t_{1/2} = 3/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$, $t_{\text{max}}/t_{1/2} = 5/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$. For all the cases analyzed, relative soil permittivity of 10 and relative permeability of 1 are assumed.

8 NUMERICAL RESULTS

Figure 4 presents the potential curves at the connection point of the short ground electrode, $2,5 \text{ m}$ in length, and the grounding conductor, 3 m in length, for three different time to peak current waves. The soil resistivity is $100 \Omega\text{m}$.

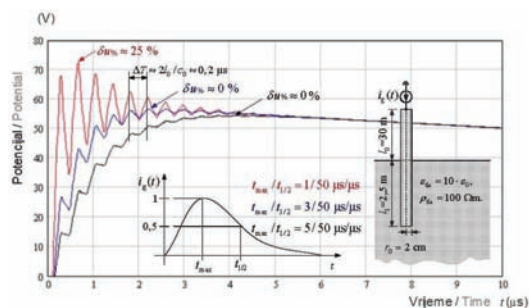


Slika 4 — Potencijal na granici tlo-zrak, na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda

Figure 4 — Potential at the soil-air boundary, the connection point of the ground electrode and the grounding conductor.

Na slici 5 prikazane su krivulje potencijala na mjestu spoja kratkog uzemljivača duljine $2,5 \text{ m}$ i zemljovoda duljine 30 m za tri različita vremena čela strujnog vala. Otpornost tla iznosi $100 \Omega\text{m}$.

In Figure 5, the potential curves are presented at the connection point of the short ground electrode, $2,5 \text{ m}$ in length, and the grounding conductor, 30 m in length, for three different time to peak current waves. The soil resistivity is $100 \Omega\text{m}$.

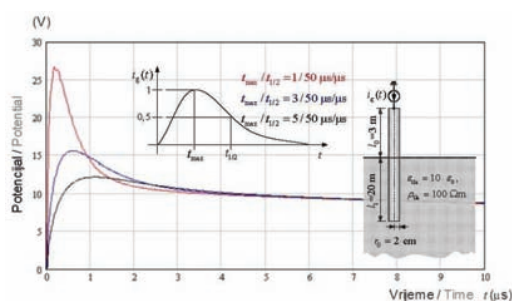


Slika 5 — Potencijal na granici tlo-zrak, na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda, te postotne promjene tjemene vrijednosti potencijala u odnosu na sliku 4

Figure 5 — Potential at the soil-air boundary, the connection point of the ground electrode and the grounding conductor, and the percentage changes of the peak potential values in comparison to Figure 4.

Na slici 6 prikazane su krivulje potencijala na mjestu spoja dugog uzemljivača duljine 20 m i zemljovoda duljine 3 m za tri različita vremena čela strujnog vala. Otpornost tla iznosi 100 Ωm.

In Figure 6, the potential curves are presented at the connection point of the long ground electrode, 20 m in length, and the grounding conductor, 3 m in length, for three different time to peak current waves. The soil resistivity is 100 Ωm.

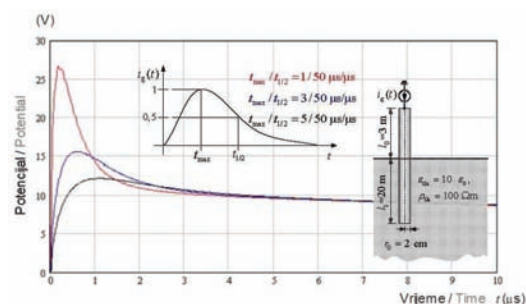


Slika 6 — Potencijal na granici tlo-zrak, na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda

Figure 6 — Potential at the soil-air boundary, the connection point of the ground electrode and the grounding conductor.

Na slici 7 prikazane su krivulje potencijala na mjestu spoja dugog uzemljivača duljine 20 m i zemljovoda duljine 3 m za tri različita vremena čela strujnog vala. Otpornost tla iznosi 100 Ωm.

In Figure 7, the potential curves are presented at the connection point of the long ground electrode, 20 m in length, and the grounding conductor, 3 m in length, for three different time to peak current waves. The soil resistivity is 100 Ωm.

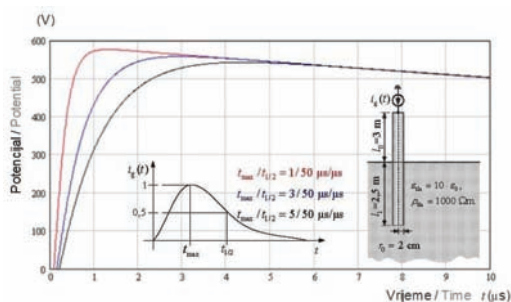


Slika 7 — Potencijal na granici tlo-zrak, na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda, te postotne promjene tjemene vrijednosti potencijala u odnosu na sliku 6

Figure 7 — Potential at the soil-air boundary, the connection point of the ground electrode and the grounding conductor, and the percentage changes of the peak potential values in comparison to Figure 6

Na slici 8 prikazane su krivulje potencijala na mjestu spoja kratkog uzemljivača duljine 2,5 m i zemljovoda duljine 3 m za tri različita vremena čela strujnog vala. Otpornost tla iznosi 1 000 Ωm.

In Figure 8, the potential curves are presented at the connection point of the short ground electrode, 2,5 m in length, and the grounding conductor, 3 m in length, for three different time to peak current waves. The soil resistivity is 1 000 Ωm.

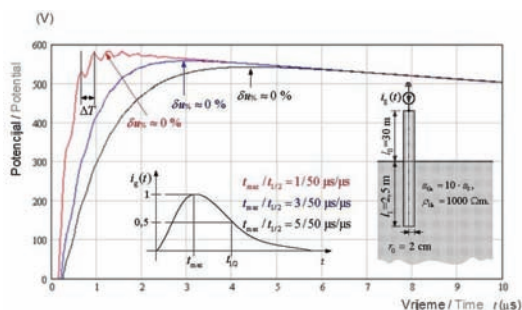


Slika 8 — Potencijal na granici tlo-zrak, na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda

Figure 8 — Potential at the soil-air boundary, the connection point of the ground electrode and the grounding conductor.

Na slici 9 prikazane su krivulje potencijala na mjestu spoja kratkog uzemljivača duljine 2,5 m i zemljovoda duljine 30 m za tri različita vremena čela strujnog vala. Otpornost tla iznosi 1 000 Ωm.

In Figure 9, the potential curves are presented at the connection point of the short ground electrode, 2,5 m in length, and the grounding conductor, 30 m in length, for three different time to peak current waves. The soil resistivity is 1 000 Ωm.

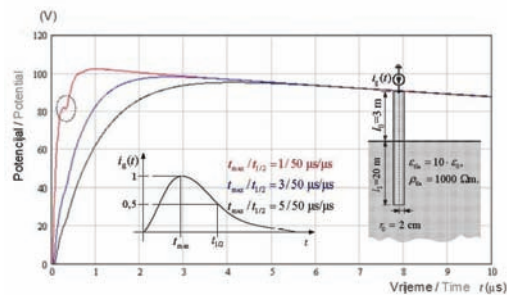


Slika 9 — Potencijal na granici tlo-zrak, na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda, te postotne promjene tjemene vrijednosti potencijala u odnosu na sliku 8

Figure 9 — Potential at the soil-air boundary, the connection point of the ground electrode and the grounding conductor, and the percentage changes of the peak potential values in comparison to Figure 8

Na slici 10 prikazane su krivulje potencijala na mjestu spoja dugog uzemljivača duljine 20 m i zemljovoda duljine 3 m za tri različita vremena čela strujnog vala. Otpornost tla iznosi 1 000 Ωm.

In Figure 10, the potential curves are presented at the connection point of the long ground electrode, 20 m in length, and the grounding conductor, 3 m in length, for three different time to peak current waves. The soil resistivity is 1 000 Ωm.

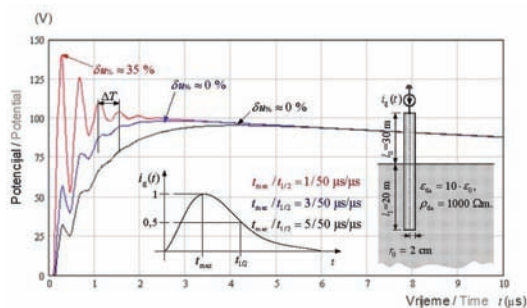


Slika 10 — Potencijal na granici tlo-zrak, na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda

Figure 10 — Potential at the soil-air boundary, the connection point of the ground electrode and grounding conductor

Na slici 11 prikazane su krivulje potencijala na mjestu spoja dugog uzemljivača duljine 20 m i zemljovoda duljine 30 m za tri različita vremena čela strujnog vala. Otpornost tla iznosi 1 000 Ωm.

In Figure 11, the potential curves are presented at the connection point of the long ground electrode, 20 m in length, and the grounding conductor, 30 m in length, for three different time to peak current waves. The soil resistivity is 1 000 Ωm.



Slika 11 — Potencijal na granici tlo-zrak, na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda, te postotne promjene tjemene vrijednosti potencijala u odnosu na sliku 10

Figure 11 — Potential at the soil-air boundary, the connection point of the ground electrode and the grounding conductor, and the percentage changes of the peak potential values in comparison to Figure 10

9 ANALIZA REZULTATA

Krivulje potencijala na svim slikama od 4 do 11 imaju zajedničko svojstvo da se ujednačuju nakon nekoliko mikrosekundi. Naime, na početni dio valnog oblika krivulja potencijala te na njihove tjemene (maksimalne) vrijednosti izraženiji utjecaj imaju visoki harmonički članovi strujne pobude, a kako vrijeme odmiče raste utjecaj nižih harmoničkih članova strujne pobude.

Relativna zastupljenost visokofrekvencijskih (VF) harmoničkih članova u spektru frekvencija valnog oblika strujne pobude pri konstantnom vremenu začelja i trajanju pobude raste sa smanjivanjem njezinog vremena čela. Iz tog razloga vrijeme čela strujne pobude utječe na početni dio krivulje potencijala, a nakon pojave maksimuma na oblik krivulje potencijala izraženiji utjecaj imaju vrijeme

9 RESULTS OF ANALYSIS

The potential curves in Figures 4 to 11 acquire the same value after several microseconds. The high harmonic components of the current excitation have a greater effect on the wave front and the peak value (maximum) of the potential curve and with time the effect of the lower harmonic components of the current excitation increases.

The relative percentage of high frequency (HF) harmonic components in the frequency spectrum of the current excitation wave shape when the time to half-value and excitation time are constant increases as the time to peak value decreases. For this reason, the time to peak value of the current excitation affects the wave front of the potential curve, and after the peak value the time to half-value and the duration of the current excitation

začelja i trajanje strujne pobude. Kako su vrijeme začelja i trajanje strujne pobude na svakoj prikazanoj slici konstantne veličine, oblici funkcija potencijala se nakon pojave maksimuma ujednačuju, odnosno teže k istoj vrijednosti.

S obzirom da smanjenje vremena čela strujne pobude pri njezinom konstantnom vremenu začelja i trajanju uzrokuje povećanje udjela VF komponenti u spektru frekvencija valnog oblika pobude, povećavat će se i utjecaj VF komponenti na odziv. Pojave koje dolaze do izražaja pri visokim frekvencijama su refleksije valova i smanjenje aktivne duljine uzemljivača. Na slici 4 vidljiv je utjecaj smanjenja vremena čela strujne pobude na povećanje maksimalne vrijednosti napona. Uzrok povećanju maksimalne vrijednosti potencijala na slici 4 vezan je za smanjenje aktivne duljine uzemljivača. Naime, smanjenjem vremena čela strujne pobude povećan je udio VF članova u spektru frekvencija strujne pobude, što dovodi do smanjenja duljine uzemljivača kojom on aktivno odvodi struju u okolno tlo. Stoga se povećava otpor rasprostiranja uzemljivača, a time i maksimalna vrijednost potencijala.

Smanjenje aktivne duljine uzemljivača izraženi je kod duljih uzemljivača, što se može potvrditi usporedbom slike 4, koja se odnosi na kratki uzemljivač, sa slikom 6, koja se odnosi na dugi uzemljivač. Prema slici 4 smanjenje vremena čela strujne pobude s $5 \mu\text{s}$ na $1 \mu\text{s}$ povećalo je maksimalni iznos potencijala s 55 V na 57 V , što je približno $3,5 \%$, dok se prema slici 6 potencijal povećao s $12,5 \text{ V}$ na 27 V , što je približno 115% .

Usporedbom krivulja potencijala na slikama 8 i 10 s onima na slikama 4 i 6, dobiva se uvid kako se odražava promjena otpornosti tla na smanjenje aktivne duljine kratkog i dugog uzemljivača. Prema slici 8, koja se odnosi na kratki uzemljivač u loše vodljivom tlu, smanjenje vremena čela s $5 \mu\text{s}$ na $1 \mu\text{s}$ povećalo je maksimalni iznos potencijala s 550 V na 570 V , što je približno $3,5 \%$, dok se prema slici 10, koja se odnosi na dugi uzemljivač u loše vodljivom tlu, potencijal povećao s 95 V na 102 V , što je približno 8% . Prethodno opisana promjena maksimalne vrijednosti potencijala na slici 4, koja se odnosi na kratki uzemljivač u dobro vodljivom tlu iznosi $3,5 \%$, a na slici 6, koja se odnosi na dugi uzemljivač u dobro vodljivom tlu, približno 115% . Dakle, povećanje otpornosti tla **smanjuje utjecaj strmine na maksimum potencijala**, što je posebno izraženo kod dugih uzemljivača, jer je kod njih jako izraženo smanjenje aktivne duljine, ali se istodobno **pogoršava statički odziv**, tj. iznosi potencijala su veći.

Povećanjem otpornosti tla povećava se djelatni otpor odvoda (slika 2) u svim analiziranim slu-

have a greater effect on the shape of the potential curve. Since the time to half-value and the duration of the current excitation are constant values in all the figures, the shapes of the potential curves become identical after the peak, i.e. they tend toward the same value.

Decreasing the time to peak value of current excitation when its time to half-value and duration are constant causes an increase in the share of high frequency components in the frequency spectrum of the current excitation wave shape. The influence of HF components on the response will also increase. The phenomena that occur at high frequencies are wave reflections and the reduction of the active length of the ground electrode. In Figure 4, the influence of the decreased time to peak value of the current excitation on the increase of the maximum voltage values is evident. The cause of the increased maximum potential in Figure 4 is due to the decrease of the active length of the ground electrode. By decreasing the time to peak of the current excitation, the share of HF components in the frequency spectrum of current excitation is increased, which leads to a decrease in the length of the ground electrode which actively conducts the current into the surrounding soil. Therefore, the propagation resistance of the ground electrode is increased and, thereby, the maximum potential value.

Decreasing the active length of the ground electrode is more marked in longer ground electrodes, as can be confirmed by comparing Figure 4, which refers to a short ground electrode, to Figure 6, which refers to a long ground electrode. According to Figure 4, decreasing the time to peak value of the current excitation from $5 \mu\text{s}$ to $1 \mu\text{s}$ increased the maximum potential from 55 V to 57 V , which is approximately $3,5 \%$ while according to Figure 6 the potential increased from $12,5 \text{ V}$ to 27 V , which is approximately 115% .

By comparing the potential curves in Figures 8 and 10 with those in Figures 4 and 6, insight is obtained into how changes in the soil resistivity affect the decrease in the active lengths of short and long ground electrodes. According to Figure 8, which refers to a short ground electrode in poorly conducting soil, decreasing the time to peak value from $5 \mu\text{s}$ to $1 \mu\text{s}$ increased the maximum potential value from 550 V to 570 V , which is approximately $3,5 \%$, while according to Figure 10, which refers to a long ground electrode in poorly conducting soil, the potential increased from 95 V to 102 V , which is approximately 8% . The previously described change in the maximum potential value in Figure 4, which refers to a short ground electrode in well conducting soil is $3,5 \%$, and in Figure 6, which refers to a long ground electrode in well conducting soil, approximately 115% . Therefore, increasing the soil resistivity **reduces the rise-time impact on the maximum potential**, which is par-

čajevima, a time se smanjuje relativni utjecaj uzdužne impedancije pri porastu frekvencije, odnosno utjecaj viših harmoničkih članova strujne pobude na odziv. To znači da se u loše vodljivom tlu može očekivati manja izraženost tjemene vrijednosti potencijala u odnosu na ostatak krivulje potencijala, te manja osjetljivost odziva na kraća vremena čela strujnih pobuda. Krivulje potencijala prikazane na slikama od 8 do 11 to i potvrđuju. Prema slici 9 nije došlo do porasta tjemene vrijednosti potencijala u odnosu na sliku 8, jedino se zapaža promjena valnog oblika krivulje potencijala za pobudu oblika $t_{\max}/t_{1/2} = 1/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$, koji je postao valovit u odnosu na sliku 8.

Usporedbom parova slika 4 i 5, 6 i 7, 8 i 9, te 10 i 11, dobiva se uvid o utjecaju geometrije iznad tla na iznos i oblik krivulja potencijala koji se javlja na mjestu spoja uzemljivača i nadzemne geometrije. Usporedbom krivulja potencijala na slikama 4 i 5, zapaža se da krivulje potencijala na slici 5 za razliku od slike 4 karakterizira **valovitost** valnog oblika. Valovitost je posljedica višestrukih refleksija strujnog vala između točke utiskivanja struje u zemljovod i mjesta na kojemu su spojeni uzemljivač i zemljovod. Vrijeme između dvije uzastopne refleksije na slici 5 označeno je s ΔT i iznosi približno $0,2 \mu\text{s}$. Smanjenjem vremena čela struje pobude utjecaj zemljovoda se povećava: tako je na primjer na slici 5 maksimum potencijala na krivulji koja se odnosi na vrijeme čela strujnog vala od $1 \mu\text{s}$ povećan u odnosu na sliku 4 za oko 25 %. Pri većim vremenima čela strujnog vala ova promjena se ne opaža. Za očekivati je da će utjecaj povećanja duljine zemljovoda na odziv biti izraženiji kod dugog uzemljivača, što i potvrđuje usporedba istovjetnih krivulja potencijala na slikama 6 i 7. Naime, prema slici 7, osim promjene oblika krivulja potencijala zbog povećanja duljine zemljovoda, koji je postao valovit, potencijal na mjestu spoja zemljovoda i uzemljivača povećao se za sve promatrane valne oblike strujne pobude.

Povećanje maksimalne vrijednosti potencijala najizraženije je za najstrmiju strujnu pobudu, te iznosi oko 90 %. Pri strujnim pobudama oblika $t_{\max}/t_{1/2} = 3/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$, $t_{\max}/t_{1/2} = 5/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$ povećanje potencijala na slici 7 u odnosu na sliku 6 iznosi 40 %, odnosno 20 %. Za razliku od kratkog uzemljivača, kod dugog uzemljivača promjene iznosa maksimalne vrijednosti potencijala nastupaju pri blažim nagibima čela strujnih pobuda, te je ujedno promjena po iznosu veća. Zbog izraženijeg smanjenja aktivne duljine uzemljivača u odnosu na kratki uzemljivač utjecaj povećanja potencijala zbog povećanja duljine zemljovoda javlja se i pri blažim nagibima strujne pobude. Kako povećanje otpornosti tla ublažava pojavu smanjenja aktivne duljine

ticularly evident for long ground electrodes, because their active length is markedly decreased, while at the same time the **static response worsens**, i.e. the potential values are higher.

By increasing the soil resistivity, the active resistance of the conductance is increased (Figure 2) in all the cases analyzed, and thereby the relative influence of the longitudinal impedance is decreased when frequency increases, i.e. the influence of higher harmonic components of the current excitation on the response. This means that in poorly conductive soil, the impact of the peak potential values can be expected to be lower in comparison to the rest of the potential curve, and lower sensitivity of the response to the shorter time to peak of the current excitation. The potential curves presented in Figures 8 to 11 confirm this. According to Figure 9, there was no increase in the peak values of the potential in comparison to Figure 8. The only change noted was in the wave shape of the potential curves for the excitation shape $t_{\max}/t_{1/2} = 1/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$, which became wavy in comparison to Figure 8.

By comparing the figure pairs 4 and 5, 6 and 7, 8 and 9, and 10 and 11, insight is obtained into the influence of the overhead geometry on the value and shape of the potential curves that occur at the connection point of the ground electrode and overhead geometry. By comparing the potential curves in Figures 4 and 5, it is noted that the potential curve in Figure 5, unlike that in Figure 4, is characterized by **waviness** of the wave shape. This waviness is a consequence of multiple reflections of the current wave between the current injection point in the ground electrode and the connection point of the ground electrode and the grounding conductor. The time between two consecutive reflections in Figure 5 is indicated by ΔT and is approximately $0,2 \mu\text{s}$. By reducing the time to peak value of the current excitation, the influence of the grounding conductor is increased. Thus, for example, in Figure 5 the maximum potential on the curve that designates the time to peak value of the current wave of $1 \mu\text{s}$ is increased in comparison to Figure 4 by approximately 25 %. With a longer time to peak value of the current wave, this change is not noted. It could be expected that the impact of increasing the length of the grounding conductor on the response would be more marked for a long ground electrode, which is confirmed by comparing the identical potential curves in Figures 6 and 7. According to Figure 7, in addition to the changes in the shape of the potential curves due to the increased length of the grounding conductor, which became wavy, the potential at the connection point of the grounding conductor and the ground electrode increased for all the observed wave shapes of the excitation current.

The increased maximum potential values are most marked for the steepest current excitation, and are

uzemljivača, pri povećanju otpornosti tla smanjit će se i utjecaj duljine zemljovoda na odziv uzemljivača, pogotovo kod dugih uzemljivača. Iz tog razloga su promjene iznosa tjemernih vrijednosti potencijala na slici 11 u odnosu na sliku 10 manje nego li što je to slučaj sa slike 7 u odnosu na sliku 6.

Jedino je na slici 10 uočljiva pojava refleksije strujnog vala od slobodnog kraja uzemljivača. Pojava refleksije od slobodnog kraja uzemljivača vidljiva je na krivulji potencijala koja odgovara strujnoj pobudi oblika $t_{\max} / t_{1/2} = 1/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$ kao propad potencijala, a koji se javlja nakon 0,4 μs od početka prijelazne pojave. Kako je uzemljivač duljine 20 m, vrijeme potrebno da strujni val prevali put do njegovog slobodnog kraja i natrag na početak pri relativnoj dielektričnosti tla 10, iznosi približno 0,4 μs .

10 ZAKLJUČAK

Na temelju prikazanih odziva sustava uzemljenja, kojeg tvore uzemljivač i zemljovod, iskazanog potencijalom na mjestu spoja uzemljivača i zemljovoda i samoga uzemljivača može se zaključiti da se prilikom određivanja dinamičkog odziva sustava uzemljenja **mora uzeti u razmatranje i geometrija vodiča iznad tla, a ne samo uzemljivač.**

Udaljavanjem točke utiskivanja struje od spoja vodiča uzemljivača i vodiča iznad tla, ovojnica odziva vremenske promjene potencijala poprima oblik napona koji se javlja u slučaju da je vodič iznad tla beskonačno dug. U tom slučaju potencijal teorijski može poprimiti najviše **dvostruku vrijednost potencijala** koji bi se javio zbog direktnog utiskivanja struje u uzemljivač. Dinamički odziv sustava uzemljenja ovisi o strmini vala, tj. udjelu VF komponenti u valnom obliku, udaljenosti točke utiskivanja od spoja dvaju različitih impedancija i od otpornosti tla. Utjecaj refleksije vala od slobodnog kraja uzemljivača u tlu na naponske prilike se može zanemariti u odnosu na utjecaj refleksije vala od slobodnog kraja vodiča iznad tla.

Iako to u ovom radu nije prikazano kada je tlo male otpornosti (ispod 100 Ωm), tada je utjecaj nadzemne geometrije jako izražen, pogotovo kod dugih uzemljivača. **Iako krivulje potencijala ukazuju da povećanje otpornosti tla ima blagodatni utjecaj na dinamički odziv, treba imati na umu da se na taj način statički odziv pogoršava.** Ujedno, poznato je da se povećanjem duljine vertikalnog štapnog uzemljivača smanjuje utjecaj granice tlo-zrak na uzemljivač jer se povećava geometrijska udaljenost točaka na uzemljivaču od granice.

approximately 90 %. For current excitation shapes $t_{\max} / t_{1/2} = 3/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$, $t_{\max} / t_{1/2} = 5/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$, the increased potential in Figure 7 in comparison to Figure 6 is 40 % or, respectively, 20 %. Unlike a short ground electrode, for a long ground electrode the changes in the maximum potential values occur at slower rise-times of the current excitations and the change in the amount is greater. Due to the markedly decreased active length of the long ground electrode in comparison to the short ground electrode, the influence of the increased potential due to the increased length of the grounding conductor also occurs at slower rise-times of the current excitation. Since increasing soil resistivity diminishes the phenomenon of decreasing the active length of the ground electrode, increasing soil resistivity will decrease the influence of the length of the grounding conductor on the response of the ground electrode, especially long ground electrodes. For this reason, the changes in the peak potential values in Figure 11 in comparison to Figure 10 are less than in the case of Figure 7 in comparison to Figure 6.

The reflection of the current wave from the free end of the ground electrode is only evident in Figure 10. Reflection from the free end of the ground electrode is evident on the potential curve that corresponds to the current excitation shape $t_{\max} / t_{1/2} = 1/50 \mu\text{s}/\mu\text{s}$ as a drop in potential, which occurs after 0,4 μs from the beginning of the transient phenomenon. Since the ground electrode is 20 m in length, the time required for the current wave to travel to its free end and back to the beginning at a relative soil permittivity of 10 is approximately 0,4 μs .

10 CONCLUSION

On the basis of the responses by the grounding system presented, consisting of a ground electrode and grounding conductor, expressed by the potential at the connection point of the ground electrode and grounding conductor, and the ground electrode itself, it can be concluded that when determining the transient response of the grounding system, **it is necessary to take the geometry of the overhead conductor into account, and not only that of the ground electrode.**

By increasing the distance between the current injection point at the connection point of the ground electrode and overhead conductor, the envelope of the time varying potential response assumes the voltage shape that occurs in the event that the overhead conductor is infinitely long. In this case, the potential can theoretically acquire a maximum of **double the potential value** that would occur due to direct current injection into the ground electrode. The transient response of the grounding system depends on the steepness of the wave, i.e. the percentage of HF components in the wave shape, the

Na taj način otpor rasprostiranja pri statičkom odzivu je manji nego li što bi bio samo zbog povećanja duljine vodiča. Međutim, kod dinamičkog odziva ovu pojavu nadjačava smanjenje aktivne duljine vodiča, što potvrđuju prikazani rezultati.

Iz tog razloga pri dimenzioniranju uzemljivača za zaštitu od groma preporučljivo je koristiti više kraćih, međusobno razmaknutih vertikalnih cijevi.

distance of the injection point from the connection point of two different impedances and soil resistivity. The influence of the wave reflection from the free end of the ground electrode in the soil on the voltage conditions can be ignored in comparison to the influence of the wave reflection from the free end of the overhead conductor.

Although not described in this paper, when the soil resistivity is low (below $100 \Omega\text{m}$), the influence of the overhead geometry is considerable, especially for long ground electrodes. **Although potential curves indicate that increased soil resistivity has a beneficial influence on the transient response, it is necessary to bear in mind that the static response worsens.** At the same time, it is known that increasing the length of the vertical ground rod electrode decreases the influence of the soil-air boundary on the ground electrode because the geometrical distance is increased between the points on the electrode and the boundary.

In this manner, the propagation resistance during the static response is lower than it would be by merely increasing the length of the conductor. However, the active length of the conductor has a greater influence than this phenomenon, as confirmed by the results presented.

For these reasons, when designing (dimensioning) ground electrodes for lightning protection, the use of several short, appropriately spaced vertical pipe electrodes is recommended.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] PADELIN, M., Zaštita od groma, Školska knjiga, Zagreb, 1987.
- [2] SERAUDIE, CH., LV surges and surge arresters, Cahier Technique No. 179, Schneider Electric, March 1999
- [3] MAJDANDŽIĆ, F., Uzemljivači i sustavi uzemljenja, Graphis, Zagreb, 2004.
- [4] ŽUTOBRADIĆ, S., Doprinos istraživanju impulsnih karakteristika uzemljivača, doktorska disertacija, Zagreb, 1989.
- [5] GRCEV, L., DAWALIBI, F., An Electromagnetic Model for Transients in Grounding Systems, IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 5, No. 4, 1990
- [6] CIU, B. Z., ZHAO, Z., YIN, H., COMPEL, L.L., An electromagnetic approach to analyze the performance of the substation's grounding grid in high frequency domain, The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, Vol. 22, No. 3, 2003
- [7] LIU, Y., Transient Response of Grounding Systems Caused by Lightning: Modelling and Experiments, Dissertation presented at Uppsala University to be publicly examined in Hagsalen, Angstromlaboratoriet, Uppsala, 2004
- [8] HARRIS, J. W., HORST STOCKER, Handbook of Mathematics and Computational Science, Springer – Verlag New York, Inc., 1988
- [9] SPIEGEL, M. R., Fourier Analysis with Applications to Boundary Value Problems, Schoum's Outline Series, McGraw-Hill, USA, 1974
- [10] GRCEV, L., POPOV, M., On High-Frequency Circuit Equivalents of a Vertical Ground Rod, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, April 2005
- [11] HAZNADAR, Z., ŠTIH, Ž., Elektromagnetizam, Školska knjiga, Zagreb, 1997.
- [12] MACHAČ, J., Theory Of Electromagnetic Field, Fakulteta Elektrotehnika, České vysoké učení technické v praze, Prague, 2002
- [13] MEDIĆ, M., Modeliranje uzemljivača s utjecajem izmjeničnog magnetskog polja, Doktorska disertacija, Split, 1999.
- [14] ŽUTOBRADIĆ, S., HAZNADAR, Z., GAČANOVIĆ, R., KOROMAN, V., Impulsne značajke uzemljivača elektroenergetskih postrojenja, Elektrotehnika, br. 1-2, Logotip, Zagreb, siječanj – travanj 1999.

Adrese autora:

Authors' Adresses:

Dr. sc. Tomislav Barić tbaric@inet.hr Sveučilište J.J. Strossmayer Elektrotehnički fakultet Osijek Kneza Trpimira 2b 31000 Osijek Hrvatska	Tomislav Barić , PhD tbaric@inet.hr University of J.J. Strossmayer, Faculty of Electrical Engineering Kneza Trpimira 2b 31000 Osijek Croatia
Prof. dr. sc. Zijad Haznadar zijad.haznadar@fer.hr	Prof. Zijad Haznadar , PhD zijad.haznadar@fer.hr
Prof. dr. sc. Sead Berberović sead.berberovic@fer.hr Sveučilište u Zagrebu Fakultet elektrotehnike i računarstva Unska 3 10000 Zagreb Hrvatska	Prof. Sead Berberović , PhD sead.berberovic@fer.hr University of Zagreb Faculty of Electrical Engineering and Computing Unska 3 10000 Zagreb Croatia

Uredništvo primilo rukopis:
2007-12-07

Manuscript received:
2007-12-07

Prihvaćeno:
2008-01-18

Accepted:
2008-01-18

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. 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 navode se u neskrćenom obliku.

Časopis

- [1] FRAZIER, L., FODOR, J. D., The sausage machine: A new two-stage parsing model. *Cognition*, 6 (1978)

Knjiga

- [2] NAGAO, M., Knowledge and Inference, Academic Press, Boston, 1988

Referat

- [3] R. L. WATROUS, L. SHASTRI Learning phonetic features using connectionist networks: An experiment in speech recognition. Presented at the Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, (1987) San Diego, CA

Neobjavljeno izvješće/teza

- [4] J. W. ROZENBLIT 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:
Hrvatska elektroprivreda d.d.
N/r tajnika Uređivački odbor – mr. sc. Slavica Barta-Koštrun
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Tel.: +385 (1) 632 2641
Faks: +385 (1) 6322143
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.

MANUSCRIPT REQUIREMENTS

- 1 Energy 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. Pages are numbered consecutively.
- 3 As a rule articles cannot exceed 14 pages of the Energija journal (about 9 000 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 followed by the listing of the key words.
- 6 Article 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, in the square brackets, 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]

Book

- [2] NAGAO, M., *Knowledge and Inference*, Academic Press, Boston, 1988

Paper

- [3] R. L. WATROUS, L. SHASTRI 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

- [4] J. W. ROZENBLIT A conceptual basis for model-based system design, PhD. Thesis, Wayne State University, Detroit, Michigan, 1985

- 10 An article will be accepted for publishing if it is positively evaluated by two reviewers. In the review, articles are categorized as follows:
 - original scientific papers – works containing hitherto unpublished full results of original research,
 - preliminary information – works containing hitherto unpublished preliminary results of original research,
 - review papers – works containing the original, summarised 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 necessary derived from original research.
- 11 Articles will undergo language editing and metrological reviews will be language-edited and reviewed for metrology.
- 12 Article are to be submitted in a machine-readable form plus one printout to the following address: electronic form along with 1 hard copy to :
HEP d.d. – Energija
Attn. Secretary to Editorial Board – Slavica Barta-Koštrun, MSc
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Tel.: +385 (1) 632 2641
Fax: +385 (1) 6322143
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. The authors will receive 5 free 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



HRVATSKO ENERGETSKO DRUŠTVO
CROATIAN ENERGY ASSOCIATION

HRVATSKO ENERGETSKO DRUŠTVO ZAKLADA "HRVOJE POŽAR"

Glavni odbor Zaklade "Hrvoje Požar" objavljuje odluke o dobitnicima nagrade "Hrvoje Požar" za 2008. godinu

Temeljem objavljenog natječaja i postupka propisanog Poslovníkom o dodjeli godišnje nagrade "Hrvoje Požar" te Poslovníka o stipendiranju mladih energetičara, Glavni odbor je odlučio da su dobitnici:

- A) za stručni i znanstveni doprinos razvitku energetike:
Prof. dr. sc. Jasenka Bertol-Vrček, Arhitektonski fakultet, Zagreb
- B) za realizirani projekt racionalnog gospodarenja energijom:
Prof. dr. sc. Orest Fabris i Danko Govorčin, dipl. ing.,
Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split
- C) za unapređenje kvalitete okoliša, vezano uz energetske objekte:
Zdeslav Matić, dipl. ing., Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb
- D) za popularizaciju energetike:
Doc. dr. sc. Alfredo Višković, Hrvatska elektroprivreda, Zagreb
- E) za izvrstan uspjeh u studiju i posebno zapažen diplomski rad iz područja energetike:
 - 1. **Mario Džamarija, dipl. ing.**, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
 - 2. **Ante Kristić, dipl. ing.**, Fakultet elektrotehnike, strojarstva i brodogradnje, Split
- F) za izvrstan uspjeh u studiju energetskeg usmjerenja:
 - 1. **Goran Knežević, dipl. ing.**, Elektrotehnički fakultet, Osijek
 - 2. **Boško Milešević**, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
 - 3. **Vasko Plevnik**, Fakultet strojarstva i brodogradnje, Zagreb
- G) za posebno zapažen diplomski rad iz područja energetike:
 - 1. **Hrvoje Pandžić, dipl. ing.**, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
 - 2. **Tamara Radošević, dipl. ing.**, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
- H) stipendije za stručni dio studija:
 - 1. **Jelena Matovina**, Fakultet elektrotehnike i računarstva, Zagreb
 - 2. **Robert Mikulandrić**, Fakultet strojarstva i brodogradnje, Zagreb
 - 3. **Nenad Smontara**, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb

Nagrade su dodijeljene u četvrtak 3. srpnja 2008. godine u 12,00 sati u Hrvatskoj akademiji znanosti i umjetnosti u Zagrebu, Zrinski trg 11.

