

ENERGIA

**JOURNAL
OF ENERGY**

IZDAVAČ

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

ZA IZDAVAČA

Mr. sc. Ivan Mravak

POMOĆ U IZDAVANJU

Ministarstvo znanosti, obrazovanja i športa

UREĐIVAČKI SAVJET

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

UREĐIVAČKI ODBOR

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

UREDNIŠTVO I UPRAVA

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

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

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

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

Naklada – 1 500 primjeraka
Godište 56(2007)
Zagreb, 2007
Broj 2., str. 139–262

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

PUBLISHED BY

Hrvatska elektroprivreda d.d., Zagreb

PUBLISHER'S REPRESENTATIVE

Ivan Mravak, MSc

SUPPORTED BY

Ministry of Science, Education and Sport

EDITORIAL COUNCIL

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

EDITORIAL BOARD

Editor-in-Chief – Nikola Bruketa, dipl. ing., Zagreb
Secretary – Slavica Barta-Koštrun, MSc, Zagreb
Language Editor – Šimun Čagalj, prof., Zagreb
Metrology – Dragan Borojević, dipl. ing., Zagreb
Translation – Croatian Association of Scientific and Technical Translators – Croatian Translation Agency, Zagreb

HEAD OFFICE AND MANAGEMENT

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

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

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

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

Circulation – 1,500 copies
Volume 56(2007)
Zagreb, 2007
No 2., p.p. 139–262

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

SADRŽAJ

Ilić, I., Maljković, Z., Gašparac, I., Pavlica, M., Ilić-Zubović, D., Jarić, V., Višković, A., Belobrajčić, R.,
METODOLOGIJA ODREĐIVANJA KORISNIČKE POGONSKE
KARTE HIDROAGREGATA
(pregledni članak)

Pavić, A., Trupinić, K.,
GUBICI ELEKTRIČNE ENERGIJE U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI
(pregledni članak)

Jerbić, G.,
PRIMJENA TRANSFORMATORA S POPREČNOM REGULACIJOM U HRVATSKOM ELEKTROENERGETSKOM SUSTAVU
(pregledni članak)

Barić, T., Glavaš, H., Jozsa, L.,
KAPACITIVNI UTJECAJ VISOKONAPONSKIH NADZEMNIH
VODOVA NA MJERENJE SPECIFIČNOG OTPORA TLA
(izvorni znanstveni članak)

Kuzmanović, B., Ferković, L., Baus, Z.,
DEFINICIJA AMPERA JE ZBUNJUJUĆA
(izvorni znanstveni članak)

CONTENTS

Ilić, I., Maljković, Z., Gašparac, I., Pavlica, M., Ilić-Zubović, D., Jarić, V., Višković, A., Belobrajčić, R.,
METHODOLOGY FOR DETERMINING THE ACTUAL PQ DIAGRAM
OF A HYDROGENERATOR
(review article)

Pavić, A., Trupinić, K.,
ELECTRICAL ENERGY LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK
(review article)

Jerbić, G.,
APPLICATION OF PHASE SHIFTING TRANSFORMERS IN THE
CROATIAN POWER SUPPLY SYSTEM
(review article)

Barić, T., Glavaš, H., Jozsa, L.,
CAPACITIVE INFLUENCE OF HIGH VOLTAGE OVERHEAD
TRANSMISSION LINES ON THE MEASUREMENT OF SOIL RESISTIVITY
(original scientific article)

Kuzmanović, B., Ferković, L., Baus, Z.,
THE DEFINITION OF AMPERE IS CONFUSING
(original scientific article)

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

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

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

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



UREĐIVAČKA POLITIKA

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

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

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

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

EDITORIAL POLICY

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

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

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

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

UVOD

INTRODUCTION

Dragi čitatelji,

svjedoci smo golemog broja često kontradiktornih informacija iz područja energetike. Na globalnoj razini brojne su informacije o razvoju međunarodne energetike i pojedinih energetske sustava, a na razini nacionalnih energetske sustava sve je više informacija o poteškoćama u opskrbi energijom. Problemi u opskrbi s tržišta električne energije činili su nam se još nedavno kao teoretska mogućnost. Nažalost, informacija da se na međunarodni tender za kupnju električne energije ne dobije niti jedna ponuda je krajnje indikativna i potiče nas na razmišljanje.

Odgovor na trajno rastuću potražnju za energijom je primjerena razina investiranja u energetske sustave i proizvodne kapacitete. Poteškoće u energetske opskrbi prvenstveno proizlaze iz činjenice nedovoljne razine ulaganja u nove energetske kapacitete i stoga je potrebno pronaći hitan i razborit odgovor na tu okolnost.

Donošenje investicijskih odluka provodi se unutar jasnih pravila i očekivanja sudionika investicijskih aktivnosti. Investiranje u energetiku mora ispuniti takva očekivanja. Nameće se pitanje kako funkcioniranje energetike po tržišnim načelima utječe na razinu investicijskih aktivnosti u energetici? Obnovljivi izvori energije doživjeli su svoju afirmaciju zahvaljujući nedvosmislenoj institucionalnoj i financijskoj potpori. Postavlja se pitanje treba li i *velika energetika* neki oblik institucionalne pomoći za svladavanje sve evidentnijih poteškoća u njezinom funkcioniranju.

Neki od članaka u Energiji 2/2007 posredno su povezani s uvodno naznačenim problemima. Bilo bi vrlo korisno i zanimljivo dobiti autorske priloge, koji bi se izravno pozabavili aktualnim i otvorenim pitanjima energetike, na koja još uvijek nema jasnih odgovora. U ovom broju časopisa objavljujemo sljedećih pet članaka:

- Metodologija određivanja korisničke pogonske karte hidrogenatora,
- Gubici električne energije u distribucijskoj mreži,

Dear Readers,

We are witnesses to a vast amount of frequently contradictory information from the field of energetics. At the global level, there is extensive information about the development of international energetics and individual energy systems, and at the level of national energy systems there is increasing information about difficulties regarding energy supply. Until recently, we still considered problems in the energy supply as merely a theoretical possibility. Unfortunately, that an international tender for the purchase of electrical energy did not receive a single bid is an extremely indicative event that forces us to think about what is actually occurring.

The response to the constantly increasing energy demand is a suitable level of investment in energy systems and production capacities. Difficulties in the energy supply primarily stem from an inadequate level of investment in new energy capacities. Therefore, it is necessary to determine a rapid and sensible response to these circumstances.

Investment decisions are made within the framework of clear rules and the expectations of all those who participate in investment activities. Investment in energetics must fulfill such expectations. The question is posed regarding how the functioning of energetics according to market principles affects the level of investment activities in energetics. Renewable energy sources have received affirmation, owing to unambiguous institutional and financial support. The question is posed whether *large energetics* requires some form of institutional assistance to overcome all its evident functional difficulties.

Some of the articles in Energija 2/2007 are indirectly connected with the above problems. It would be highly useful and interesting to receive contributions by authors that would directly confront the current questions regarding energetics, for which clear answers are still lacking. In this issue, we are publishing the following five articles:

- Methodology for Determining the Actual PQ Diagram of a Hydrogenator,

- Primjena transformatora s poprečnom regulacijom u hrvatskom elektroenergetskom sustavu,
- Kapacitivni utjecaj visokonaponskih nadzemnih vodova na mjerenje specifičnog otpora tla i
- Definicija ampera je zbunjujuća.

Prvi članak u ovom broju časopisa bavi se temom korisničke pogonske karte hidrogeneratora, koja je od vitalne važnosti, kako s tehničkog tako i s ekonomskog gledišta, posebno u uvjetima tržišnog natjecanja. Aktualna pogonska karta kod starijih elektrana treba na vrijeme ukazati na moguće probleme, a kod novijih ili obnovljenih elektrana na mogućnosti proširenja dozvoljenog područja rada hidrogeneratora.

Sljedeći članak razmatra razinu gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži, koja ukazuje na stanje njezine izgrađenosti i osposobljenosti operatora distribucijskog sustava za potporu djelatnosti opskrbe. U Hrvatskoj elektroprivredi briga o gubicima postaje jedna od središnjih aktivnosti, a članak komentira mjere koje se poduzimaju za njihovo smanjenje.

Treći članak bavi se temom mrežnih transformatora s mogućnošću poprečne regulacije pod opterećenjem, koji se sve češće susreću u suvremenim elektroenergetskim sustavima. Članak opisuje načelo funkcioniranja i mogućnosti uporabe takvih transformatora, s posebnim osvrtom na okolnosti u hrvatskom elektroenergetskom sustavu.

U sljedećem članku obrađuje se još jedan specifičan slučaj mjerenja otpora uzemljenja. To je mjerenje uzemljenja u blizini visokonaponskih vodova u pogonu. Prezentiran je i primijenjen odgovarajući teoretski model, a dana je i usporedba rezultata iz proračuna s rezultatima dobivenim primjenom profesionalnog programskog paketa.

Posljednji objavljeni članak bavi se problemom definicije mjerne jedinice za jakost struje – ampera. Ukazuje se na nedorečenost njegove definicije koju ne bi trebalo zanemarivati.

Članke u ovom broju časopisa Energija potpisuje čak sedamnaest autora, od kojih je jedan iz susjedne nam Mađarske. Vjerujem da su znanstveni i stručni položaj autora garancija dobre utemeljenosti elaboracija prezentiranih tema.

Glavni urednik
Nikola Bruketa dipl.ing.

- Electrical Energy Losses in the Distribution Network,
- Application of Phase Shifting Transformers in the Croatian Power Supply System,
- Capacitive Influence of High Voltage Overhead Transmission Lines on the Measurement of Soil Resistivity, and
- The Definition of Ampere is Confusing.

The first article in this issue is concerned with the topic of the PQ diagram of a hydrogenerator, which is of vital importance from both the technical and economic aspects, particularly under conditions of market competition. Actual PQ diagrams for older power plants should be able to indicate potential problems in time, and for new or upgraded power plants such diagrams should indicate the possibilities for expanding the limits of generator operation.

The next article discusses electrical energy losses in a distribution network, an indicator of the appropriate investment level and the capability of the distribution system operator to support supply operations. In Croatia, the control of energy losses is becoming one of the central activities. The article comments upon measures being undertaken for their reduction.

The third article discusses network transformers with phase shifting under load, which are being increasingly encountered in modern electrical energy systems. The article describes the principle of the function and potential uses for such transformers, with particular attention to the circumstances in the Croatian electrical energy system.

The following article discusses a specific case in the measurement of soil resistivity, i.e. the measurement of soil resistivity in the vicinity of energized high voltage power lines. A suitable theoretical model is presented and applied. The results from calculations are compared to those obtained using a professional software package.

The last of the articles discusses the problem of defining the unit measure for electric current – ampere. The vagueness of its definition is demonstrated, which should not be ignored.

The articles in this issue of the journal Energija are signed by seventeen authors, of whom one is from our neighboring Hungary. I believe that the scientific and professional positions of the authors guarantee that the elaborations of the topics presented have solid foundations.

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

METODOLOGIJA ODREĐIVANJA KORISNIČKE POGONSKE KARTE HIDROAGREGATA METHODOLOGY FOR DETERMINING THE ACTUAL PQ DIAGRAM OF A HYDROGENERATOR

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

U radu je predložena metodologija određivanja korisničke pogonske karte kao ključnog dokumenta svake proizvodne jedinice električne energije. Opisane su sve granice od kojih se sastoji pogonska karta hidrogeneratora. Detaljno su izložene teorijske podloge na kojima leže postupci za njihovo određivanje. Poseban osvrt je dan manje istraženom problemu zagrijavanja čeonog prostora hidrogeneratora. Pregledno je prikazan i obrazložen slijed postupaka koji sačinjavaju metodologiju. Detaljne analize i proračuni, posebno korištenjem suvremenih numeričkih programskih alata, daju dobar uvid u mogućnosti rada generatora i mogu poslužiti kao priprema za ispitivanja i mjerenja. Rezultati dobiveni mjerenjima i ispitivanjima obrađuju se i tumače, te se tek na osnovi tako dobivenih rezultata sa sigurnošću određuju granice dozvoljenog rada generatora. Konačan rezultat provođenja ispitivanja prema predloženoj metodologiji je korisnička pogonska karta: stvarna, mjerenjem potvrđena pogonska karta hidrogeneratora.

This paper presents the methodology for determining the actual PQ diagram as a key document for any power generation unit. It describes all the limits of which a hydrogenerator PQ diagram consists. There is a detailed explanation of the theoretical basis of the procedures for their determination. It also contains a reference to the less researched problem of heating in the hydrogenerator end region. The paper clearly shows and explains the sequence of the procedures which make up the methodology. Detailed analyses and calculations, particularly using modern numerical programming tools, provide a good insight in generator performance and may serve as a preparation for testing and measuring. The measurement and testing data is processed and interpreted, and it is only on the basis of the results thus established that the limits for the permitted operation of the generator are positively determined. The final result of the testing conducted in accordance with the methodology proposed is the actual PQ diagram: the real PQ diagram of the hydrogenerator, confirmed by the measurement.

Ključne riječi: čeonni prostor, hidrogenerator, pogonska karta, sinkroni generator, zagrijavanje
Keywords: end region, heating, hydrogenerator, PQ diagram, synchronous generator



1 UVOD

Pogonska karta (pogonski dijagram) hidrogeneratora ključni je dokument svakog hidrogeneratora koji je priključen na elektroenergetski sustav [1], [2] i [3]. U novijim elektranama danas postoje računalni zasloni na kojima je prikazana pogonska karta s osvijetljenom točkom trenutnog radnog stanja generatora. No s druge strane, praksa pokazuje da granice dopuštenog rada vrlo često ne odgovaraju stvarnim svojstvima i mogućnostima hidrogeneratora.

S obzirom na podloge za crtanje pogonske karte, razlikuju se proizvođačka, eksploatacijska i korisnička (aktualna) pogonska karta. Proizvođač generatora jamči da će isporučeni generator moći trajno raditi u ugovorenom dozvoljenom području rada prikazanim odgovarajućim P-Q dijagramom, proizvođačkom pogonskom kartom.

Za razliku od nje, korisnička pogonska karta određuje se tako što se istražuju mogućnosti rada generatora i izvan dozvoljenog područja rada definiranog od strane proizvođača. Kod novih generatora ovakvi postupci mogu otkriti proširenje dozvoljenog područja rada zbog potencijala generatora koji nisu ugovoreni s proizvođačem. Kod generatora koji su dulje vrijeme u pogonu ponovo određena pogonska karta može ukazati na smanjenje dozvoljenog područja rada zbog starenja dijelova generatora.

U ovom se članku objašnjavaju postupci koji uključuju i specijalistička mjerenja, točnijeg određivanja aktualne pogonske karte hidrogeneratora, odnosno hidroagregata, kao i hidroagregata s uključenim blok-transformatorom [4] i [5].

1 INTRODUCTION

The PQ diagram of a hydrogenerator is the key document of any hydrogenerator connected into the power supply system [1], [2] and [3]. In newer power plants today, there are computer screens showing the PQ diagram with an illuminated point indicating the current operating state of the generator. On the other hand, practice shows that the limits of the permitted operation very often do not correspond with the real characteristics and performance of a hydrogenerator.

Considering the basis for the PQ diagram, we distinguish between the manufacturer's, operating and actual (user) PQ diagrams. The manufacturer of a generator guarantees that the generator delivered will be able to constantly operate within the agreed and permitted range presented in the appropriate (manufacturer's) PQ diagram.

The actual PQ diagram, however, is determined through the testing of the generator's operating capability beyond the permitted operating domain defined by the manufacturer. In new generators such proceeding may result in a broadening of the permitted operating domain owing to the newly found potentials of the generator which had originally not been agreed with the manufacturer. In generators which have been in operation for some time, a new PQ diagram may indicate a reduction in the permitted operating domain due to the ageing of generator parts.

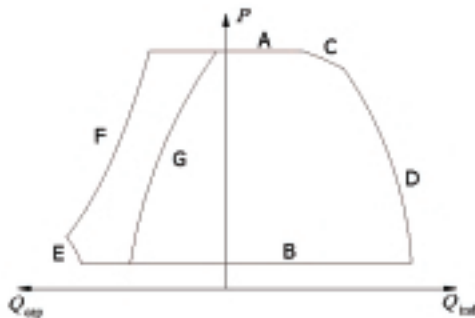
This paper explains the procedures which also include specialist measurements, more accurate determination of the actual PQ diagram of the hydrogenerator, i.e. the generator-turbine unit, as well as the generator-turbine unit with the block transformer [4] and [5].

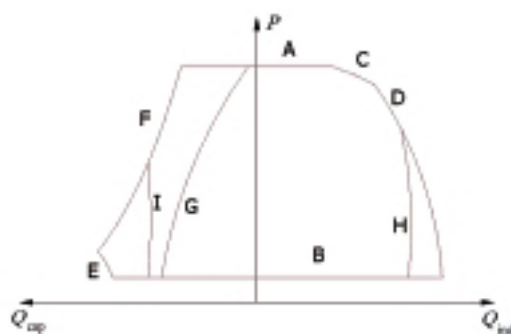
Slika 1

Granice pogonske karte hidroagregata (turbina + generator)

Figure 1

Limits of a PQ diagram of the turbine-generator unit





Slika 2
 Granice pogonske karte hidroagregata na pragu elektrane (turbina + generator + blok-transformator)
Figure 2
 Limits of a PQ diagram of the power plant threshold unit (turbine + generator + block transformer)

Na slici 1 prikazana su ograničenja nastala zbog:

- A – maksimalne snage pogonskog stroja,
- B – minimalne snage pogonskog stroja,
- C – zagrijavanja statorskog namota,
- D – zagrijavanja uzbuđnog namota,
- E – minimalne uzbude,
- F – praktične granice statičke stabilnosti,
- G – zagrijavanja čeonog prostora.

Figure 1 shows restrictions due to:

- A – maximum machine power,
- B – minimum machine power,
- C – heating of stator winding,
- D – heating of excitation winding,
- E – minimum excitation,
- F – practical limit of static stability,
- G – heating of end region.

Na slici 2 dodane su granice karakteristične za pogonsku kartu agregata s blok transformatorom (PK na pragu elektrane) koje slijede iz ograničenja zbog:

- H – maksimalnog napona armature generatora,
- I – minimalnog napona armature generatora.

In Figure 2, the limits characteristic of a PQ diagram of the unit with the block transformer (PQ at power plant threshold) are added, which follow from the restrictions due to:

- H – maximum voltage of generator armature,
- I – minimum voltage of generator armature.

2 KORISNIČKA POGONSKA KARTA

Korisnička (stvarna, aktualna) pogonska karta (KPK) je, u svom pretežitom dijelu, toplinski dijagram [6], u kojem glavne teoretske krivulje predstavljaju maksimalno dopušteno zagrijavanje različitih aktivnih dijelova sinkronog generatora. Na slikama 1 i 2 granica statorske struje predstavlja maksimalno zagrijavanje statorskog namota (C), granica struje uzbude predstavlja maksimalno zagrijavanje namota rotora (D), granica kapacitivnog rada predstavlja maksimalno zagrijavanje elemenata stroja u čeonom prostoru (zubi, tlačni prsti, tlačna ploča) (G).

Na korisničkom pogonskom dijagramu su, osim termičkih, prikazane još i sljedeće granice :

2 ACTUAL PQ DIAGRAM

The actual PQ diagram (APQ) is, for the most part, a thermal diagram [6] in which the main theoretical curves show the maximum permitted heating of different active parts of the synchronous generator. In Figures 1 and 2 the limit of the stator current represents the maximum heating of the stator winding (C), the limit of the excitation current represents the maximum heating of the rotor winding (D), the limit of the capacitive operation represents the maximum heating of the machine elements in the end region (teeth, pressure fingers, pressure plate) (G).

In addition to the thermal limits, the actual PQ also shows the following limits:

- granica maksimalne radne snage zbog ograničenja u radu hidrauličke turbine, odnosno hidrauličkog trakta (A),
- granica minimalne radne snage zbog ograničenja u radu hidrauličke turbine, odnosno hidrauličkog trakta (B),
- granica minimalne uzbudne struje zbog ograničenja uzbudnog sustava, regulatora napona i generatorskih zaštita (E),
- granica statičke stabilnosti s rezervom od 10 % (F), koja može biti restriktivnija od toplinske granice čeonog prostora.

Pogonska karta agregata s blok-transformatorom (slika 2) crta se za konstantan napon na visokonaponskoj (VN) strani blok-transformatora, pa se mogu pojaviti i dodatna ograničenja koja slijede iz definiranih ograničenja dopuštenog radnog napona generatora.

U idealnom slučaju, za nove generatore ili generatore koji su imali lakši režim rada (u baznim elektranama elektroenergetskog sustava) proizvođačka, eksploatacijska i aktualna pogonska karta su gotovo identične.

Toplinske se granice, za određenu toplinsku klasu izolacije, mogu odrediti mjerenjem napona, struje, snage i pripadnih dopuštenih zagrijavanja u statorskom i rotorskom namotu, statorskom paketu i limovima krajnjih zubi u temperaturno ustaljenim pogonskim stanjima.

- maximum operating power limit due to operating limitations of the hydraulic turbine i.e. hydraulic tract (A),
- minimum operating power limit due to operating limitations of the hydraulic turbine i.e. hydraulic tract (B),
- minimum excitation current limit due to the limitations of the excitation system, voltage regulator and generator protection (E),
- static stability limit with 10 % reserve (F), which may be more restrictive than the thermal limit of the end region.

A PQ diagram of the unit with the block transformer (Figure 2) is drawn for the constant voltage at the high-voltage (HV) side of the block transformer, so there may also be additional limitations which follow from the definite limitations of the permitted operating voltage of the generator.

Ideally, in new generators and generators which have run under an easier operating regime (at base-load power plants in the power generation system), the manufacturer's, operating and actual PQs are nearly identical.

The thermal limits for a particular thermal insulation class may be determined by measuring the voltage, current, power and permitted heating in the stator and rotor windings, the stator package and the sheet-metal strips of the end teeth in thermally steady operating conditions.

3 OPĆI PRISTUP ODREĐIVANJU KORISNIČKE POGONSKE KARTE

3.1 Pristup određivanju korisničke pogonske karte sinkronog agregata

Određivanje KPK sinkronog agregata, uključivo s blok-transformatorom, treba zasnivati na sljedećim podlogama i dokumentaciji dostupnoj korisniku:

- projektnoj dokumentaciji turbine, generatora i transformatora,
- protokolima ispitivanja pri izradi i pri puštanju u pogon turbine, generatora i transformatora,
- ispitnoj dokumentaciji dobivenoj pri remontu i neplaniranim intervencijama,
- zapažanjima korisnika pri pogonu u stacionarnom radu i pri prijelaznim pojavama,
- naknadno rađenim elaboratima o bilo kojoj problematici vezanoj uz generator, turbinu i transformator.

3 GENERAL APPROACH TO DETERMINING THE ACTUAL PQ DIAGRAM

3.1 Approach to determining the actual PQ diagram for the synchronous unit

Determining the APQ for the synchronous unit, including the block transformer, should be based on the following materials and documents available to the user:

- project documentation of the turbine, generator and transformer,
- test protocols prepared during the construction and commissioning of the turbine, the generator and the transformer,
- test documentation from overhaul and contingent interventions,
- observations of the user during the stationary operation and in the cases of transitional occurrences,
- subsequent papers on any problem related to the generator, the turbine and the transformer.

Ovisno o kompletnosti prikupljene dokumentacije, na generatoru treba obaviti:

- dodatna ispitivanja koja je moguće obaviti bez ugradnje dodatnih davača u sam generator:
 - pokus praznog hoda,
 - pokus kratkog spoja,
 - specijalistička ispitivanja kojima se određuju ili provjeravaju sumnjivi parametri,
- specijalistička ispitivanja koja se mogu obaviti tek nakon ugradnje Hallovihi sondi, termosondi i akcelerometara, a uključuju i pokuse praznog hoda i kratkog spoja:
 - magnetska mjerenja radijalne i aksijalne komponente indukcije u karakterističnim točkama stroja,
 - toplinska točkasta mjerenja u karakterističnim dijelovima stroja,
 - mjerenje kuta opterećenja,
 - mjerenja vibracija u karakterističnim točkama stroja.

U sljedećoj fazi treba, što je moguće detaljnije, analizirati sve prikupljene rezultate proračuna i mjerenja, a posebno valja obratiti pozornost na sljedeće fizikalne veličine i parametre:

- uzbudnu struju praznog hoda I_{0p} ,
- uzbudnu struju praznog hoda nezasićenog generatora I_{0g} ,
- uzbudnu struju kratkog spoja I_{0k} ,
- sinkronu reaktanciju u uzdužnoj osi x_d ,
- sinkronu reaktanciju u poprečnoj osi x_q ,
- kratkospojni omjer k_c ,
- rasipnu reaktanciju armature x_σ .

Poželjno je imati osnovne informacije o specifičnim magnetskim i električnim opterećenjima, što će pomoći u kasnijoj analizi:

- indukcije u praznom hodu i pri nazivnom opterećenju na sljedećim mjestima:
 - u zračnom rasporu B_δ ,
 - u zubi statora B_{zs} ,
 - u jarmu statora B_{js} ,
 - u polu rotora B_p ,
 - na ostalim mjestima gdje je povećana indukcija zbog neke nestandardne izvedbe (npr. u lastinom repu korijena pola, u jarmu rotora i slično),
- strujnog obloga, odnosno protjecanja armature i uzbude za nazivno opterećenje te
- parcijalnih gubitaka.

Za transformator je potrebno imati osnovne podatke i, po mogućnosti mjerenjem potvrđen, napon kratkog spoja (u_k). Ako postoje odvojci na

Depending on how complete the collected documentation is, the following should be done with the generator:

- additional tests which can be conducted without installing additional sensors in the generator itself:
 - no-load test,
 - short circuit test,
 - specialist testing to determine or check suspicious parameters,
- specialist testing which can only be conducted after Hall probes, thermal probes and accelerometers have been installed, including no-load and short circuit tests:
 - magnetic measurement of the radial and axial components of induction at characteristic machine points,
 - hotspot measurements in characteristic machine parts,
 - measurement of load angle,
 - measurement of vibrations at characteristic machine points.

In the next phase it is necessary to analyse, as closely as possible, all the calculations and measurements collected, paying particular attention to the following physical values and parameters:

- no-load excitation current I_{0p} ,
- no-load excitation current for the non-saturated generator I_{0g} ,
- short circuit excitation current I_{0k} ,
- synchronous reactance at the longitudinal axis x_d ,
- synchronous reactance at the transversal axis x_q ,
- short circuit ratio k_c ,
- leakage reactance of the armature x_σ .

It is desirable to have the basic information about specific magnetic and electrical loads, which will be of help in the subsequent analysis of:

- induction at no load and at nominal load in:
 - air gap B_δ ,
 - stator tooth B_{zs} ,
 - stator yoke B_{js} ,
 - rotor pole B_p ,
 - in other places where induction is increased owing to some non-standard design (e.g. in the pole root swallowtail, rotor yoke, and alike),
- current covering, i.e. armature flux and excitation at the rated load, and
- partial losses.

For the transformer it is necessary to have the basic data and short-circuit voltage (u_k), if possible

transformatoru, treba poznavati te podatke za sve moguće prijenosne omjere, te na kojem je položaju postavljen premještač.

Najsloženiji i najosjetljiviji korak predstavljaju pripreme i mjerenja vezana uz čeonu prostor generatora. Pripreme se sastoje od izbora i umjeravanja Hallovih sondi i termosondi, te pažljivoj ugradnji na ključna mjesta, do usklađivanja mogućih termina izvođenja mjerenja na hidrogeneratoru.

Konačna analiza specijalističkih mjerenja završava određivanjem koeficijenta međuveze (k_A) između uzbudnog protjecanja i aksijalne komponente magnetskog polja na osnovi mjerenja provedenih na ključnim mjestima u čeonom prostoru i na kraju iscrtavanjem granice zagrijavanja krajnjih limova i eventualno drugih dijelova u čeonom prostoru u kapacitivnom radu generatora.

Paralelna mogućnost određivanja elektromagnetskih i toplinskih prilika u čeonom prostoru sastoji se u korištenju mjerenjem dobivenih podataka o raspodjeli uzdužne komponente magnetske indukcije i njihovoj usporedbi s raspodjelom dobivenom numeričkim računom uz pomoć metode konačnih elemenata (MKE); ukoliko se pokaže računom dobivena razdioba pouzdanom za određeni tip konstrukcije generatora, tj. dovoljno točnom u odnosu na mjerenjem dobivene rezultate, to se daljnje analize mogu provoditi korištenjem numeričkog računa. Ovakav pristup omogućava projektantu i konstruktoru generatora sigurnije projektiranje s obzirom na probleme povećanog zagrijavanja krajnjih limova paketa statora u čeonom prostoru stroja.

Sljedeći korak predstavlja iscrtavanje pogonske karte sa svim ograničenjima. U konačnici, to iscrtavanje treba biti automatizirano interaktivnim programskim paketom, u kojem osnovne veličine i parametre treba direktno upisivati.

3.2 Ključni parametri za određivanje i crtanje korisničke pogonske karte agregata

Parametri ključni za određivanje KPK hidroagregata za nominalni napon generatora U_n su:

- maksimalna snaga turbine, nazivna snaga i korisnost generatora P_T , P_n , η_G (iz dokumentacije generatora i turbine),
- minimalna snaga turbine P_{Tmin} (iz dokumentacije turbine),
- maksimalno dozvoljeno zagrijavanje statorskog namota S_n , v_p , v_s (iz dokumentacije generatora), gdje su $v_s < 1$ i $v_p > 1$ koeficijenti sniženja, odnosno povišenja napona, što se određuje

confirmed by measurement. If there are taps on the transformer, it is necessary to know such a data for any possible transformation ratios, and in what position the changer is placed.

The most complex and sensitive steps are preparations and measurements related to the end region of the generator. Preparations range from the selection and calibration of the Hall probes and thermal probes, and their careful installation at key locations, to the harmonisation of the possible scheduling for the measurements to be performed on the hydrogenerator.

The final analysis of specialist measurements closes with the determination of the coefficient of interrelation (k_A) between the excitation flux and the axial component of the magnetic field based on the measurements conducted at the key locations in the end region, and finally by plotting the thermal limit for end sheet-metal strips and possibly other parts in the end region during the capacitive operation of the generator.

A parallel possibility to determine the electromagnetic and thermal conditions in the end region includes the measurement data about the distribution of the longitudinal component of the magnetic induction and its comparison with the distribution obtained from the numerical calculation using the finite element method (FEM); should the distribution obtained by the calculation prove reliable for a particular type of generator design, i.e. accurate enough compared with the results obtained by measurement, further analyses may be conducted using the numerical calculation. Such an approach gives the generator designer and constructor more security with regard to the problems of increased heating of end sheet-metal strips of the stator package in the end region of the machine.

The next step is to plot the PQ diagram with all the limitations. This plotting should actually be automated by means of an interactive software package in which all the values and parameters need to be entered directly.

3.2 Key parameters for determining and plotting the actual PQ diagram of the power generation unit

The key parameters for determining the APQ of the hydrogenerator unit for the rated generator voltage U_n are:

- maximum turbine power and related generator power and efficiency P_T , P_n , η_G (from generator and turbine documentation),
- minimum turbine power P_{Tmin} (from turbine documentation),

- ugovorom između proizvođača generatora i kupca,
- zagrijavanje uzbuđenog namota (iz dokumentacije generatora i mjerenja u praznom hodu i kratkom spoju) $X_d, X_q, E_{max}, v_i, \delta_i$, gdje je v_i koeficijent sniženja, odnosno povišenja napona, što se određuje ugovorom između proizvođača generatora i kupca, a E_{max} najveća vrijednost induciranog napona,
 - minimalna uzbuđna struja E_{min}, k, E_{max} (iz dokumentacije generatora i/ili mjerenja) gdje je k omjer minimalne i maksimalne uzbuđne struje,
 - praktična granica stabilnosti X_d, X_q (iz dokumentacije generatora ili mjerenja).

- maximum permitted heating of stator winding S_n, v_p, v_s (from generator documentation), whereas $v_s < 1$ and $v_p > 1$ are coefficients of decrease or increase in voltage, as agreed between the manufacturer of the generator and the customer,
- heating of the excitation winding (from generator documentation and no-load and short circuit measurements) $X_d, X_q, E_{max}, v_i, \delta_i$, whereas v_i is the coefficient of decrease or increase in voltage, as determined by agreement between the manufacturer of the generator and the customer, and E_{max} the highest value of induced voltage,
- minimum excitation current E_{min}, k, E_{max} (from generator documentation and/or measurement) whereas k is the ratio between the minimum and the maximum excitation currents,
- practical stability limit X_d, X_q (from generator documentation or measurement).

4 GRANICE KORISNIČKE POGONSKE KARTE

4.1 Ograničenje rada generatora zbog maksimalne i minimalne snage pogonskog stroja

U pogonsku kartu treba ucrtati stvarnu granicu maksimalne i minimalne snage koja je definirana mogućnošću pogonskog stroja – turbine. Tako će ograničenje maksimalne snage biti definirano dvojako, ovisno o odnosu snage turbine i nazivne djelatne snage generatora. Ako je snaga turbine veća od nazivne djelatne snage generatora $P_T > P_n$, tada je:

$$P_{max} = P_n. \quad (1)$$

Ako je snaga turbine jednaka ili manja od nazivne djelatne snage generatora $P_T \leq P_n$, tada je:

$$P_{max} = P_T \cdot \eta_G. \quad (2)$$

Minimalna snaga u pogonskoj karti ograničena je samo zahtjevima turbine, odnosno hidrauličkog trakta. Kod nekih vrsta turbina tog ograničenja nema (Pelton turbina), dok kod drugih (Kaplan, Francis itd.) minimalna snaga je u granicama od 5 % do 30 % nazivne snage. Kako to ograničenje nije definirano u preciznim granicama, dovoljno je u pogonsku kartu agregata ucrtati kao minimalnu snagu onu, koju određuje turbina ili točnije

4 LIMITS OF ACTUAL PQ DIAGRAM

4.1 Limitation of generator operation on account of the maximum power and the minimum power of the machine

PQ diagram needs to plot the actual limit of the maximum and minimum powers as defined by the performance of the machine – the turbine. This way the limitation of the maximum power will be defined twofold, depending on the relation between the power of the turbine and the rated power of the generator. If the power of the turbine exceeds the power of the generator $P_T > P_n$, then:

If the power of the turbine is equal to or lower than the rated power of the generator $P_T \leq P_n$, then:

The minimum power in the PQ diagram is only limited by the requirements of the turbine, i.e. the hydraulic tract. In some types of turbines this limitation does not exist (Pelton turbine), whereas in others (Kaplan, Francis etc.) the minimum output remains within 5 % to 30 % of the rated output. Because this limitation is not defined within any precise limits, it is sufficient to plot into the PQ diagram of the unit as its minimum power, the value

uzimajući u obzir i korisnost generatora za navedenu snagu, odnosno:

$$P_{\min} = P_{T\min} \cdot \eta_G. \quad (3)$$

Ove granice se u pogonski dijagram ucrtavaju kao pravci $P = P_{\max}$ i $P = P_{\min}$.

of the power determined by the turbine or, more accurately, by also taking into account the efficiency of the generator for the power mentioned, that is:

These limits are plotted into the PQ diagram as lines $P = P_{\max}$ and $P = P_{\min}$.

4.2 Ograničenje rada generatora zbog zagrijavanja namota statora

U realnom elektroenergetskom sustavu napon mreže nije krut, pa ni napon generatora nije stalno jednak nazivnom. Zato je generator obično projektiran i izveden za rad s naponima nešto višim (U_3) i nešto nižim (U_1) od nazivnoga, pri čemu se nominalna snaga ne mijenja:

4.2 Limitation of generator operation on account of the heating of the stator winding

In a real power generation system the network voltage is not rigid, so the voltage of the generator does not constantly equal the rated voltage. This is why the generator is usually designed and constructed to operate with slightly higher (U_3) and slightly lower (U_1) than rated voltages, without affecting the rated power:

$$U_1 = v_k \cdot U_n; \quad v_k < 1, \quad (4)$$

$$U_3 = v_p \cdot U_n; \quad v_p > 1. \quad (5)$$

Generator bi za svaki napon u granicama U_1 do U_3 morao moći davati u mrežu nazivnu prividnu snagu S_n . Iz tog uvjeta slijedi (sve veličine su u p.u.):

For any voltage within the limits of U_1 to U_3 the generator should be able to deliver the rated apparent power S_n to the network. From this requirement follows (all the values are p.u.):

$$I_1 = \frac{S_n}{U_1}, \quad (6)$$

$$I_2 = \frac{S_n}{U_n} = I_n, \quad (7)$$

$$I_3 = \frac{S_n}{U_3}, \quad (8)$$

$$I_{\max} = \max\{I_1, I_2, I_3\} = I_1. \quad (9)$$

Uz pomoć te struje maksimalnog iznosa moguće je naći granice zagrijavanja namota statora koje odgovaraju trima karakterističnim točkama:

– sniženog napona:

With the help of this maximum current it is possible to find the limits of the heating of the stator winding for the three characteristic points:

– lower voltage:

$$U = U_1, \quad S_1 = I_{\max} \cdot U_1 = S_n, \quad (10)$$

– nazivnog napona:

– rated voltage:

$$U = U_2, \quad S_2 = I_{\max} \cdot U_n = \frac{S_n}{v_a}, \quad (11)$$

– i povišenog napona:

– and higher voltage:

$$U = U_3, \quad S_3 = I_n \cdot U_3 = S_n \cdot v_p, \quad (12)$$

Proizvođač jamči da generator može trajno u mrežu davati nazivnu prividnu snagu (S_n), uz sniženi (U_1) i povišeni (U_3) napon. Rashladni sustav generatora mora biti u stanju odvesti dodatnu toplinu proizvedenu u armaturnom namotu zbog povećane struje armature (pri sniženom naponu i nazivnoj prividnoj snazi), te biti u stanju odvesti dodatnu toplinu stvorenu uslijed gubitaka u željezu zbog povišenog napona (uz nazivnu prividnu snagu i armaturnu struju manju od nazivne). Međutim, to ne znači da mora jamčiti istodobni rad s najvećim dozvoljenim naponom i najvećom dozvoljenom strujom. Stoga se pri povišenom naponu dozvoljava rad s nazivnom armaturnom strujom, a ne maksimalno dozvoljenom. Pri tome se ne smije zaboraviti ni utjecaj uzbudnih gubitaka, koji ovise o uzbudnoj struji za svako od spomenutih radnih stanja. Stvarna granica može se odrediti isključivo mjerenjem zagrijavanja stroja na pažljivo odabranim mjestima.

Granica zagrijavanja se ucrtava u pogonsku kartu kao polukružnica (krivulje C na slikama 1 i 2) sa centrom u ishodištu i polumjerom S_r .

The manufacturer guarantees that the generator can permanently deliver the rated apparent power (S_n) to the network, with lower (U_1) and higher (U_3) voltage. The cooling system of the generator must be capable of eliminating the additional heat generated in the armature winding due to the stronger armature current (at lower voltage and rated apparent power), as well as of eliminating the additional heat generated because of the losses in iron caused by higher voltage (at the rated apparent power and armature current lower than rated). However, this does not mean that it must guarantee simultaneous operation at the highest permitted voltage and the highest permitted current. This is why at higher voltage it is permitted to operate at the rated armature current, and not at the maximum permitted current. One should not forget the effect of excitation losses either, which depend on the excitation current for each of the mentioned operating conditions. The actual limit can be determined by measuring the heating of the machine at carefully selected places.

The heating limit is plotted into the PQ diagram as a semi-circle (C-curves in Figures 1 and 2) with its centre at the originating point and radius S_r .

4.3 Ograničenje rada generatora zbog zagrijavanja namota uzbuđe (I_{fmax})

Maksimalna uzbuđa određuje se sličnim postupkom kao i maksimalna armaturna struja. Uvjet je da generator može raditi u nazivnoj radnoj točki uz sva tri napona armature. Maksimalna se uzbuđa određuje kao najveća uzbuđa. Pritom za generator s istaknutim polovima vrijedi izraz (sve veličine su u p.u.):

4.3 Limitation of generator operation on account of the heating of the excitation winding (I_{fmax})

The maximum excitation is determined in a similar procedure as the maximum armature current. The condition is that at the rated operating point the generator can operate at all three armature voltages. The maximum excitation is determined as the highest excitation. To the generator with pronounced poles the following expression is applicable (all the values are p.u.):

$$\frac{E \cdot U}{X_d} = \frac{P}{\sin \delta} - \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q} \cdot \frac{\sin(2\delta)}{\sin \delta}, \quad (13)$$

gdje je:

whereas:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P}{\frac{U^2}{X_q} + Q}, \quad (14)$$

U karakterističnim je točkama:

In the characteristic points:

$$U_i = v_i \cdot U_n, \quad (15)$$

$$\operatorname{tg} \delta_i = \frac{P_n}{\frac{v_i^2 \cdot U^2}{X_q} + Q_n}, \quad (16)$$

$$E_i = \frac{X_d}{v_i \cdot U_n} \cdot \left(\frac{P_n}{\sin \delta_i} - v_i^2 \cdot U_n^2 \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q} \cdot \cos \delta_i \right). \quad (17)$$

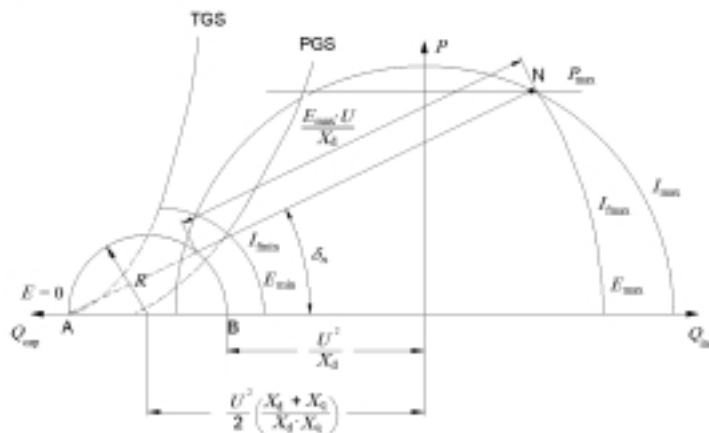
Iz navedenog slijedi da je granica zbog maksimalne uzbuđe određena s:

It follows that the limit, due to the maximum excitation, is determined by:

$$E_{max} = \max \{E_i\}. \quad (18)$$

Parametar v_i odabire se kao onaj od parametara v_s i v_p za koji se dobije maksimum napona E_i .

Parameter v_i is selected as parameter v_s or v_p for which the maximum voltage E_i is obtained.



Slika 3
 Granice pogonske karte hidroagregata (turbina + generator) s označenim karakterističnim točkama i teorijskom (TGS) i praktičkom granicom stabilnosti (PGS)
Figure 3
 Limits of the PQ diagram of the turbine-generator unit with marked characteristic points and theoretical (TGS) and practical (PGS) stability limits

Ograničenje zbog maksimalne struje uzbude prikazano je, umjesto kružnicom, Pascalovom krivuljom D na slikama 1 i 2 (E_{\max}). Ovo ograničenje se dobije tako da se u dijagram pogonske karte ucrtta krivulja konstantne uzbude za $E = E_{\max}$, odnosno $I_f = I_{f\max}$. Da bi se nacrtala Pascalova krivulja za $I_{f\max}$, potrebno je prethodno ucrtati kružnicu za $E = 0$ sa središtem na apscisi

u točki $\left(-\frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d + X_q}{X_d \cdot X_q}, 0\right)$ polumjera $R = \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q}$

(slika 3). Iz točke A se vuku pravci pod kutovima opterećenja od 0 do δ_n ; na ove se pravce od njihovog sjecišta s kružnicom $E = 0$ nanosi veličina $U \cdot E_{\min} / X_d$, odnosno $U \cdot E_{\max} / X_d$. Za crtanje krivulje konstantnog napona uzbude E potrebno je ponoviti gore opisani postupak dobivanja bilo koje točke te krivulje, uzimajući različite kutove δ . Tako su dobivene Pascalove krivulje koje predstavljaju krivulje minimalno i maksimalno dopuštene konstantne uzbude $I_{f\min}$ i $I_{f\max}$ za napone $E = E_{\min}$ i $E = E_{\max}$.

4.4 Ograničenje rada generatora zbog minimalne uzbude ($I_{f\min}$)

Uzbuda generatora često ne može biti manja od neke vrijednosti zbog ograničenih mogućnosti uzbudnog sustava. Tu se može raditi o stabilnosti rada regulatora uzbude pri nižim naponima uzbude ili o ograničenim mogućnostima uzbudnika [7], [8] i [9].

To ograničenje prikazano je na slikama 1 i 2 krivuljom E. Predstavljeno je dijelom Pascalove krivulje i kreira se na sličan način kao i ograničenje zbog maksimalne uzbudne struje, koji je opisan u prethodnom poglavlju, s tom razlikom što se Pascalova krivulja crta za inducirani napon E_{\min} . Taj se napon određuje na jednostavan način:

The limitation on account of the maximum excitation current is represented by a Pascal curve D, instead of a circle, in Figures 1 and 2 (E_{\max}). This limitation is obtained by adding to the PQ diagram the constant excitation curve for $E = E_{\max}$, i.e. $I_f = I_{f\max}$. To draw the Pascal curve for $E = E_{\max}$ it is necessary to first draw the circle for $E = 0$ with its

centre on the abscissa in point $\left(-\frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d + X_q}{X_d \cdot X_q}, 0\right)$

with radius $R = \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q}$ (Figure 3). From point

A lines are drawn at load angles from 0 to δ_n ; on these lines, from their intersection with circle $E = 0$, the values of $U \cdot E_{\min} / X_d$ i.e. $U \cdot E_{\max} / X_d$ are marked. To draw the circle of constant excitation voltage E , it is necessary to renew the aforementioned procedure for obtaining any point on that curve, taking different angles δ . This way Pascal curves are obtained for the minimum and maximum permitted constant excitation $I_{f\min}$ and $I_{f\max}$ at voltages $E = E_{\min}$ and $E = E_{\max}$.

4.4 Limitation of generator operation on account of the minimum excitation ($I_{f\min}$)

The excitation of the generator often cannot be lower than some value due to the performance of the excitation system. This may involve the operating stability of the excitation regulator at lower excitation voltages, or limited exciter performance [7], [8] and [9].

This limitation is shown in Figures 1 and 2 as curve E. It is represented by part of the Pascal curve and created in the similar manner as the limitation on account of the maximum excitation current, described in the previous section, with the difference that the Pascal curve is drawn for induced voltage E_{\min} . This voltage is simply determined:

$$E_{\min} = k \cdot E_{\max}, \quad (19)$$

gdje je k koeficijent, najčešće u granicama od 0 do 0,3.

whereas k is the coefficient, mostly within the limits from 0 to 0.3.

4.5 Ograničenje rada generatora zbog praktične granice statičke stabilnosti

U pogonsku je kartu još potrebno ucrtati i praktičnu granicu stabilnosti (PGS) [10], [11] i [12], koja se konstruira tako da se ucrtaju nekoliko krivulja konstantne uzbuđene (opisano u 4.4) i da se iz tjemena svake krivulje konstantne uzbuđene (teorijska granica stabilnosti) spusti za $0,1 \cdot S_n$, te se pospaja dobivene točke glatkom krivuljom (slika 3).

Drugi se način određivanja granice stabilnosti egzaktno može opisati slijedećim postupkom:

Pri izvodu izraza za praktičnu granicu stabilnosti polazi se od relacija koje daju ovisnost djelatne i jalove snage o kutu opterećenja za generator sa istaknutim polovima (sve veličine su u p.u.):

4.5 Limitation of generator operation on account of the practical limit of static stability

It is also necessary to plot into the PQ diagram the practical limit of stability (PGS) [10], [11] and [12], which is created by plotting several curves for the constant excitation (described in 4.4), lowered from the vertex of each constant excitation curve (theoretical limit of stability) by $0,1 \cdot S_n$, and connecting all the points with a smooth curve (Figure 3).

Another way to determine the limit of stability can be accurately described by the following procedure:

In deriving the expression for the practical limit of stability, one is to start from the relations which show the dependence of the real and reactive power on the load angle for the generator with pronounced poles (all the values are p.u.):

$$P = \frac{E \cdot U}{X_d} \sin \delta + \frac{U^2}{2} \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q} \sin 2\delta, \quad (20)$$

$$Q = \frac{E \cdot U}{X_d} \cos \delta + U^2 \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q} \cos^2 \delta - \frac{U^2}{X_q}. \quad (21)$$

Teorijska granica stabilnosti (TGS) je skup onih točaka kod kojih se za neku uzbuđenu (koja ovdje predstavlja parametar) postiže maksimalna djelatna snaga (pri prekretnom kutu). Prekretni kut dobiva se iz uvjeta:

The theoretical limit of stability (TGS) is a set of points in which the maximum real power (at breakover angle) is achieved for the excitation (which is here a parameter). The breakover angle results from the condition:

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{E \cdot U}{X_d} \cdot \cos \delta + U^2 \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q} \cos(2\delta) = 0. \quad (22)$$

Rješenjem te jednadžbe po kutu dobiva se prekretni kut, pa se može dobiti parametarski oblik krivulje teorijske granice stabilnosti:

Solving this equation by angle gives the breakover angle, in order to obtain the parametric form of the curve of the theoretical stability limit:

$$P = a \cdot \sqrt{\frac{1}{2} - 2 \cdot s^2 + 2 \cdot s \cdot \sqrt{s^2 + \frac{1}{2}}} \cdot \left(3 \cdot s + \sqrt{s^2 + \frac{1}{2}} \right), \quad (23)$$

$$Q = a \cdot \left(\frac{1}{2} - 2 \cdot s^2 + 2 \cdot s \cdot \sqrt{s^2 + \frac{1}{2}} \right) + Q_0, \quad (24)$$

gdje su:

whereas:

$$s = \frac{E}{4 \cdot U} \cdot \frac{X_q}{X_d - X_q}, \quad (25)$$

$$a = U^2 \cdot \frac{X_d - X_q}{X_d \cdot X_q}, \quad (26)$$

$$Q_0 = \frac{U^2}{X_q}. \quad (27)$$

Jednadžbe (23) i (24) predstavljaju parametarski oblik krivulje teorijske granice stabilnosti.

Equations (23) and (24) represent the parametric form of the curve of the theoretical stability limit.

Kod izvođenja izraza za praktičnu granicu stabilnosti potrebna je jednadžba krivulje konstantne uzbuđenja, koja glasi:

In deriving the expression for the practical stability limit, the equation of the constant excitation curve is necessary:

$$\left[P^2 + (Q - Q_0)^2 \right]^2 - \left[P^2 + (Q - Q_0)^2 \right] \cdot \left[(4as)^2 + 2a(Q - Q_0) \right] + a^2(Q - Q_0)^2 = 0. \quad (28)$$

U gornjim je jednadžbama parametar uzbuđenja E , odnosno njoj proporcionalna veličina s . Za neku vrijednost parametra s , vrijednost koordinate P dobije se tako da se od vrijednosti koja se dobije iz teoretske prekritne snage oduzme 0,1 p.u.:

In these equations the parameter is excitation E , i.e. value s that is proportionate to it. As the value of parameter s , the value of coordinate P is obtained by deducting 0.1 p.u. from the value arrived at from the theoretical breaker power:

$$P_p = a \sqrt{\frac{1}{2} - 2s^2 + 2s \sqrt{s^2 + \frac{1}{2}}} \cdot \left(3s + \sqrt{s^2 + \frac{1}{2}} \right) - 0,1. \quad (29)$$

Parametarski oblik praktične granice stabilnosti:

Parametric form of the practical stability limit:

$$\left[P_p^2 + (Q_p - Q_0)^2 \right]^2 - \left[P_p^2 + (Q_p - Q_0)^2 \right] \cdot \left[(4as)^2 + 2a(Q_p - Q_0) \right] + a^2(Q_p - Q_0)^2 = 0. \quad (30)$$

Praktična granica stabilnosti prikazana je na slici 1 krivuljom F.

Practical stability limit is represented by curve F in Figure 1.

4.6 Ograničenje rada generatora zbog zagrijavanja čeonog prostora

Neki generatori osjetljivi su na trajni rad u poduzbudi i u dijelu stabilnog rada zbog povećanog lokalnog zagrijavanja magnetski i električki vodljivih dijelova stroja u čeonom prostoru. Iskustva pokazuju da je ograničenje kod starijih generatora zbog te pojave strože od granice praktične granice stabilnosti [13].

Poznato je da najveće vrijednosti rezultirajuće indukcije u čeonom prostoru nastaju u kompenzatorskom režimu poduzbude, a najmanje u kompenzatorskom režimu naduzbude. Fizikalno je to tumačeno činjenicom da se pri induktivnoj struji statora protjecanja rotora i armature odmažu, a pri kapacitivnoj struji potpomažu. Pri tome je utjecajniiji armaturni namot, jer je smješten bliže paketu statora. U naduzbuđenom radu statorsko polje je oslabljeno djelovanjem uzbuđenog protjecanja.

4.6.1 Fizikalno objašnjenje magnetskih pojava u čeonom dijelu sinkronog stroja

Pod utjecajem protjecanja uzbuđenog i armaturnog namota čeonu prostor sinkronog stroja se ispunjava magnetskim poljem koje, u određenoj kombinaciji ovih protjecanja, može rezultirati dovoljno velikom uzdužnom komponentom magnetske indukcije u paketu statora (zubima i jarmu), da izazove dodatna lokalna zagrijavanja, najčešće u zubima i u području oko korijena zuba, opasna po izolaciju među limovima, te opasna po izolaciju vodiča na mjestima izlaska iz utora [14] i [15].

Ulančeno protjecanje uzbuđenog namota i namota armature stvara magnetski napon zračnog raspora onog iznosa, koji je potreban za stvaranje glavnog magnetskog toka potrebnog za induciranje napona namota statora, nužnog za elektromehaničku pretvorbu. Magnetski napon zračnog raspora stvara u čeonom prostoru stroja magnetsko polje čiju raspodjelu prikazuje slika 4 (izabran je slučaj praznog hoda, kako bi se što jasnije ocrtale magnetske silnice stvorene samo magnetskim naponom zračnog raspora, tj. bez rasipnog magnetskog polja namota armature).

Protjecanje armaturnog namota stvara rasipno polje u čeonom prostoru sinkronog stroja, što prikazuje slika 5.

Zajedničko djelovanje oba protjecanja je prikazano na slici 6 rezultatnim poljem, i to:

- za slučaj induktivnog opterećenja stroja, $\varphi_{\text{ind}} = 0$ (slika 6a),

4.6 Limitation of generator operation on account of the end region heating

Some generators are sensitive to constant operation in the underexcitation mode and in part of the steady operation on account of the rising local heating of magnetically and electrically conductive parts of the machine in the end region. Experience has shown that the limitation in older generators on this account is stricter than the practical stability limit [13].

It is known that the biggest values of the resulting induction in the end region occur in the underexcitation compensating mode, and the smallest in the overexcitation compensating mode. Physically, this has been ascribed to the fact that the rotor flux and the armature flux are hindering in case of the inductive stator current, and that they are helping in case of the capacitive current. In this the armature winding has the greater effect, because it is located closer to the stator package. In the overexcited operation the stator field is weakened by the effect of the excitation flux.

4.6.1 Physical explanation of the magnetic occurrences in the end region of the synchronous machine

Under the influence of the flux in the excitation and the armature windings, the end region of the synchronous machine is filled with the magnetic field which, in a certain combination of these fluxes, may result in sufficiently sized longitudinal component of the magnetic induction in the stator package (teeth and yoke) to cause additional local heating, most often in the teeth and in the area around teeth roots, which is dangerous to the insulation between sheet-metal strips and for the insulation of the conductors where they emerge from the slots [14] and [15].

The chain flux of the excitation winding and the armature winding creates magnetic voltage in the air gap with the value needed to create the main magnetic flux that is required for inducing the stator winding voltage, which is necessary for the electromechanical transformation. The magnetic voltage of the air gap creates a magnetic field in the end region of the machine whose distribution is shown in Figure 4 (no-load case has been selected to enable the magnetic lines, which are created by the magnetic voltage of the air gap, i.e. without the magnetic stray field of the armature winding, to stand out as clearly as possible).

The flux of the armature winding creates a stray field in the end region of the synchronous machine, as shown in Figure 5.

The combined effect of both fluxes is presented by means of the resultant field in Figure 6:

- za slučaj kapacitivnog opterećenja stroja, $\cos \varphi_{\text{cap}} = 0$ (slika 6b).

Pri induktivnom opterećenju rasipno polje, stvoreno protjecanjem namota armature, u čeonom prostoru ima suprotan smjer djelovanja u uzdužnom pravcu u odnosu na polje koje stvara magnetski napon zračnog raspora. Stoga je rezultirajuća aksijalna komponenta indukcije u čeonom prostoru bitno manja od one koju stvara kapacitivno opterećenje stroja.

Pri kapacitivnom opterećenju se slika polja bitno mijenja. Rasipno polje namota armature u čeonom prostoru ima isti smjer djelovanja u uzdužnom pravcu u odnosu na polje koje stvara magnetski napon zračnog raspora. Dakle, u čeonom prostoru pri kapacitivnom opterećenju dolazi do povećanja ukupne aksijalne komponente indukcije, što može dovesti do njenog opasnog povećanja; specifični gubici u krajnjim limovima paketa statora, u koje magnetski tok ulazi okomito na njihovu površinu [16] i [17], su mnogostruko veći od gubitaka pri toku koji ulazi u lim uzdužno. Kako su gubici vrtložnih struja proporcionalni kvadratu indukcije, to i pri manjim indukcijama mogu nastati opasna lokalna zagrijavanja, a s tim u vezi i problemi koji su već prije iskazani:

- visoka lokalna temperatura koja znatno ubrzava starenje izolacije između limova,
- ostarjela izolacija između limova se mrvlji i dijelom nestaje, što omogućava povećanje amplitude vibracija zubiju, s konačnom posljedicom: lom zuba uslijed umora materijala, njegovo ispadanje, što može (vrlo vjerojatno) dovesti do mehaničkih oštećenja izolacije namota, a time i do teških kvarova,
- dodatno zagrijavanje izolacije namota koja je u neposrednom kontaktu s pregrijanim limovima, što također dovodi do ubrzanog lokalnog starenja izolacije i time stvaranja uvjeta za proboj.

- at the inductive machine load, $\cos \varphi_{\text{ind}} = 0$ (Figure 6a),
- at the capacitive machine load, $\cos \varphi_{\text{cap}} = 0$ (Figure 6b).

At the inductive load the stray field, created by the flux of the armature winding, shows the opposite longitudinal direction in the end region compared with the field created by the magnetic voltage of the air gap. The resulting axial component of the induction in the end region is substantially smaller than the one created by the capacitive machine load.

At the capacitive load the picture of the field changes considerably. The stray field of the armature winding in the end region has the same longitudinal direction compared with the field created by the magnetic voltage of the air gap. Consequently, at the capacitive load the end region experiences a higher total axial component of the induction, which may lead to its dangerous increase; the specific losses in the end sheet-metal strips of the stator package, which the magnetic flux enters perpendicularly to their plane [16] and [17], are many times greater than the losses when the flux enters the sheet-metal strips longitudinally. Since eddy current losses are proportionate to the induction square, even lower induction may cause dangerous local heating and the related problems that have already been mentioned:

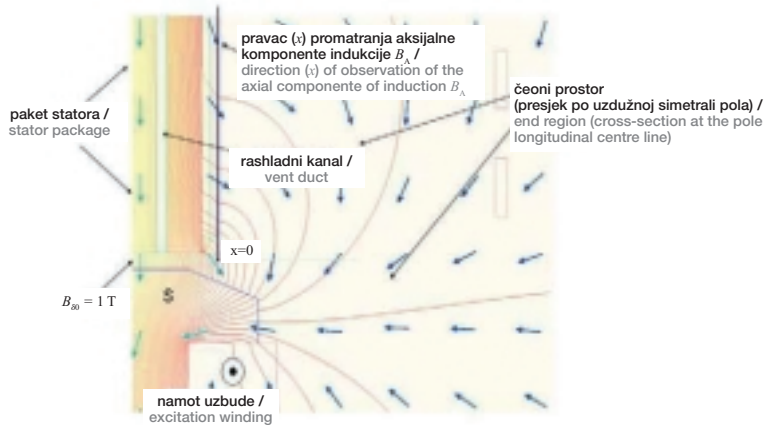
- high local temperature, considerably speeding the ageing of the insulation between sheet-metal strips,
- old insulation between sheet-metal strips crumbles and partly vanishes, which enables higher amplitude of teeth vibration, finally resulting in a tooth broken on account of fatigue, and its falling out, with the (very probable) possibility of mechanical damage to the insulation of the winding, which spells out severe breakdowns,
- additional heating of the winding insulation in direct contact with overheated sheet-metal strips, which also leads to faster local ageing of the insulation and creating conditions for a breach.

Slika 4

Magnetske prilike u
čeonom prostoru za
slučaj praznog hoda

Figure 4

Magnetic conditions
in the end region at
no-load

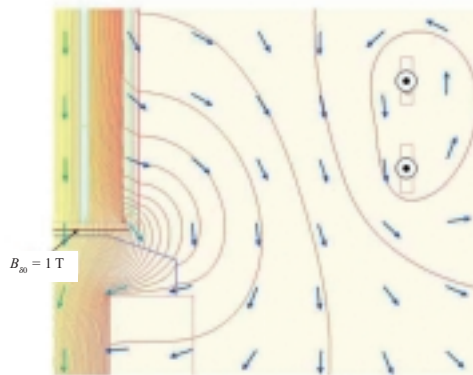


Slika 5

Magnetske prilike u
čeonom prostoru stvorene
protjecanjem namota
armature

Figure 5

Magnetic conditions in
the end region created by
the flux of the armature
winding

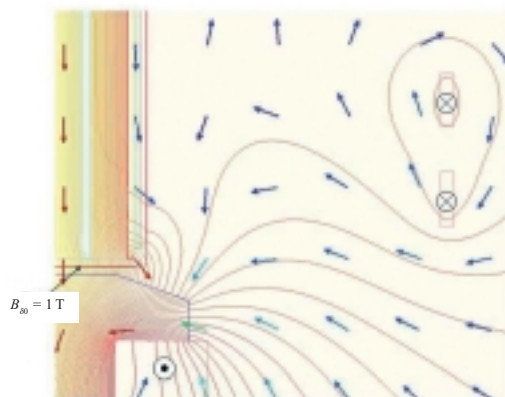


Slika 6

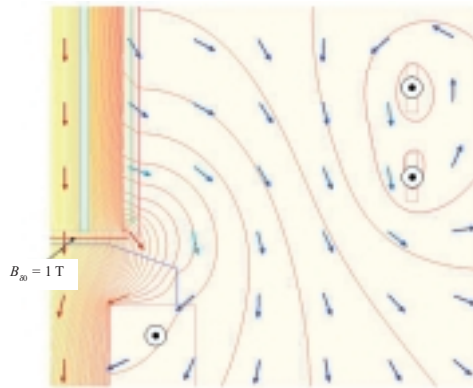
Magnetske prilike u
čeonom prostoru stvorene
kombiniranim djelovanjem
magnetskog napona
zračnog raspora i rasipnog
polja statorskog namota

Figure 6

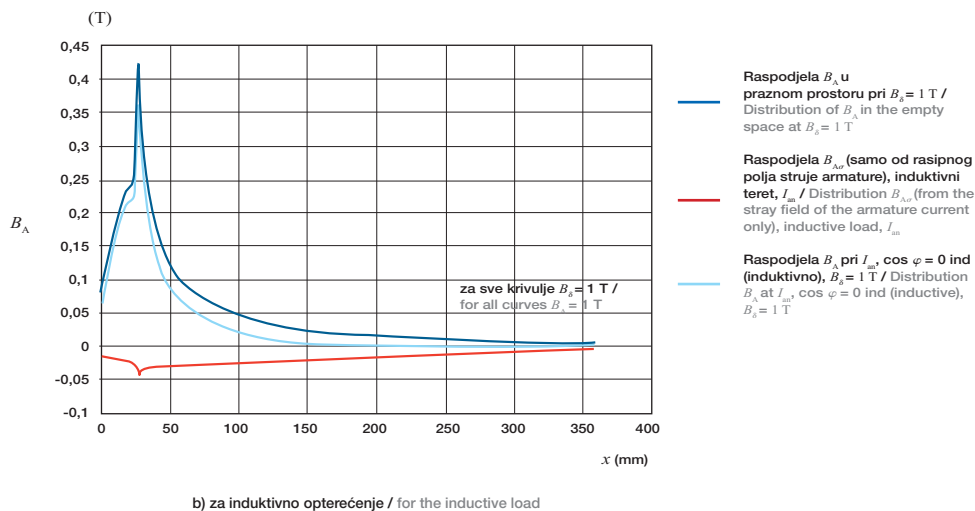
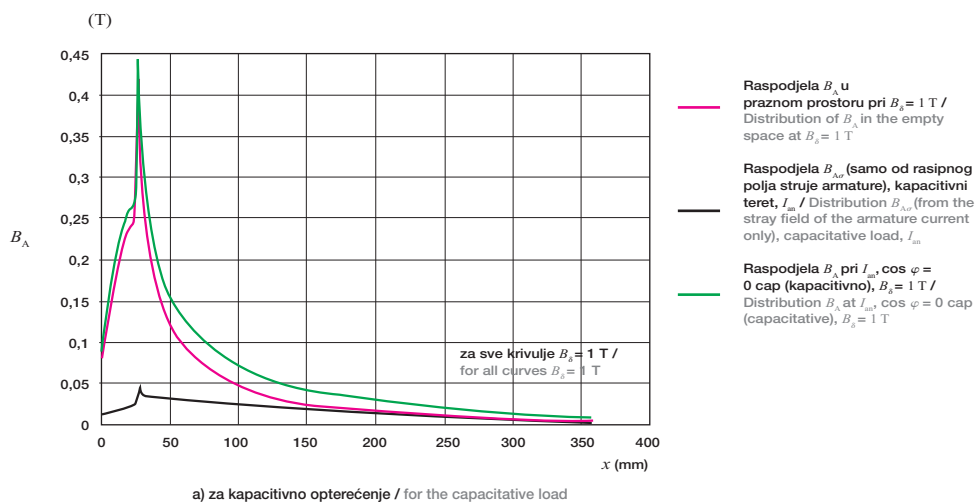
Magnetic conditions in
the end region created by
the combined effect of the
magnetic voltage of the air
gap and the stray field of
the stator winding



a) Magnetske prilike u čeonom prostoru za slučaj induktivnog opterećenja / Magnetic conditions in the end region at the inductive load



b) Magnetske prilike u čeonom prostoru za slučaj kapacitivnog opterećenja / Magnetic conditions in the end region at the capacitive load



Slika 7

Dijagram raspodjele (dobivene proračunom) uzdužne komponente indukcije B_A u krajnjem limu paketa statora u čeonom prostoru hidrogeneratora HE Vinodol (vidi pravac promatranja na slici 4)

Figure 7

Distribution diagram (obtained by calculation) of the longitudinal component of induction B_A in the end sheet-metal strip of the stator package in the end region of the hydrogenerator of HPP Vinodol (see the direction of observation in Figure 4)

Slika 7, dobivena numeričkim proračunom (uz pomoć MKE) raspodjele magnetskog polja za konkretan generator (hidroagregat broj 3 u HE Vinodol), prikazuje raspodjelu aksijalne komponente indukcije uz paket statora u simetrali pola, u radialnom smjeru od zračnog raspora pa do vanjskog ruba paketa. Raspodjela polja, koja odgovara ovoj slici, prikazana je na slikama 4, 5 i 6.

4.6.2 Određivanje aksijalne komponente magnetskog polja pomoću fazorskog dijagrama

Elektromagnetske prilike u čeonom prostoru se mogu opisati fazorskim dijagramima na način sličan onome na koji se opisuju naponske i strujne prilike u aktivnom dijelu sinkronog generatora (SG). Nužno je pretpostaviti linearne odnose, tj. treba zanemariti zasićenje u čeonom dijelu: polne papuče pola, zuba i jarma statora. U slučajevima u kojima ovaj način proračuna ukaže na visoke iznose indukcije, mogu se mjerenjima, i/ili točnijim proračunima uz pomoć metode konačnih elemenata, provjeriti stvarne elektromagnetske prilike čeonog prostora.

Fizikalne veličine (i njihove p.u. vrijednosti), koje su bitne u opisu elektromagnetskih prilika čeonog prostora naznačenog na slikama 4 do 7, jesu:

- U_n – nazivni napon (radi utvrđivanja veličine magnetskog napona zračnog raspora u PH),
- E – EMS za bilo koje pogonsko stanje (radi utvrđivanja veličine magnetskog napona zračnog raspora za bilo koje pogonsko stanje),
- $X_{2\sigma}$ ($x_{2\sigma}$) – rasipna reaktancija (radi utvrđivanja veličine magnetskog napona zračnog raspora za bilo koje pogonsko stanje, tj. za izračun E),
- I_a ($i_a = I_a / I_{an}$) – struja armature (p.u.),
- $B_{A\delta n}$ ($b_{A\delta n} = B_{A\delta n} / B_{A\delta n} = 1$) – aksijalna (uzdužna) komponenta magnetske indukcije u čeonom prostoru sinkronog generatora za PH pri U_n (mag. indukcija koju uzrokuje samo magnetski napon zračnog raspora u praznom hodu, tj. pri $E = U_n$),
- $B_{A\sigma n}$ ($b_{A\sigma n} = B_{A\sigma n} / B_{A\delta n}$) – aksijalna (uzdužna) komponenta magnetske indukcije u simetrali protjecanja namota armature sinkronog generatora, koju uzrokuje samo rasipno polje namota armature pri I_{an} ,
- B_{An} ($b_{An} = B_{An} / B_{A\delta n}$) – aksijalna (uzdužna) rezultirajuća komponenta magnetske indukcije u čeonom prostoru, uzrokovana djelovanjem magnetskog napona zračnog raspora i rasipnog polja namota armature, pri I_{an} i pri U_n sinkronog generatora,
- $B_{A\delta}$ ($b_{A\delta} = B_{A\delta} / B_{A\delta n} = i_a b_{A\delta n}$) – aksijalna (uzdužna) komponenta magnetske indukcije u simetrali rezultirajućeg protjecanja sinkronog generatora, uzrokovana magnetskim naponom

Figure 7, a result of the numerical calculation (with the support of the FEM) of the distribution of the magnetic field for a specific generator (Unit 3 at HEPP Vinodol), shows the distribution of the axial component of the induction at the stator package in the pole centre line, in the radial direction from the air gap to the outer edge of the package. The field distribution corresponding to this figure is shown in Figures 4, 5 and 6.

4.6.2 Determining the axial component of the magnetic field by means of the phasor diagram

Electromagnetic conditions in the end region can be described by means of the phasor diagrams in the manner similar to the description of the voltage and current conditions in the active part of the synchronous generator (SG). It is necessary to assume linear relations, i.e. the saturation in the end region is to be neglected: pole tabs of poles, teeth and yoke of the stator. In the cases in which this type of calculation indicates higher induction values, the actual electromagnetic conditions in the end region can be checked by measurement and/or more accurate calculations with the help of the finite element method.

The physical values (and their p.u. values) which are relevant to the description of the electromagnetic conditions in the end region shown in Figures 4 to 7 are:

- U_n – the rated voltage (to determine the value of the magnetic voltage of the air gap in PH),
- E – electromagnetic force for any operating status (to determine the value of the magnetic voltage of the air gap for any operating status),
- $X_{2\sigma}$ ($x_{2\sigma}$) – stray reactance (to determine the value of the magnetic voltage of the air gap for any operating status, i.e. for the calculation of E),
- I_a ($i_a = I_a / I_{an}$) – the armature current (p.u.),
- $B_{A\delta n}$ ($b_{A\delta n} = B_{A\delta n} / B_{A\delta n} = 1$) – the axial (longitudinal) component of the magnetic induction in the end region of the synchronous generator for PH at U_n (mag. induction caused by the magnetic voltage of the air gap at no load, i.e. at $E = U_n$),
- $B_{A\sigma n}$ ($b_{A\sigma n} = B_{A\sigma n} / B_{A\delta n}$) – the axial (longitudinal) component of the magnetic induction at the centre line of the armature winding flux of the synchronous generator, caused by the stray field of the armature winding at I_{an} ,
- B_{An} ($b_{An} = B_{An} / B_{A\delta n}$) – the axial (longitudinal) resulting component of the magnetic induction in the end region, caused by the effect of the magnetic voltage of the air gap and the armature winding stray field, at I_{an} and U_n of the synchronous generator,

zračnog raspora pri bilo kojoj struji armature, bilo kojem $\cos \varphi$ i odgovarajućoj struji uzbude, ali uz U_n ,

- $B_{A\sigma}$ ($b_{A\sigma} = B_{A\sigma} / B_{A\delta n} = i_a b_{A\sigma n}$) – aksijalna (uzdužna) komponenta magnetske indukcije u simetrali protjecanja namota armature sinkronog generatora, koju uzrokuje samo rasipno polje namota armature pri bilo kojoj struji armature, bilo kojem $\cos \varphi$,
- B_A ($b_A = B_A / B_{A\delta n} = i_a b_{An}$) – aksijalna (uzdužna) rezultirajuća komponenta magnetske indukcije u čeonom prostoru, uzrokovana djelovanjem magnetskog napona zračnog raspora i rasipnog polja namota armature, za bilo koju radnu točku sinkronog generatora pri U_n .

Proračunom (kontinuirano kao na slici 7), i/ili mjerenjem (točkasto u skladu s postavljenim Hall-ovim sondama), možemo bez većih poteškoća odrediti $B_{A\delta n}$ u praznom hodu, a zatim $B_{A\sigma n}$ ili/ B_{An} . Poznavajući ove veličine, možemo za bilo koje pogonsko stanje, i za bilo koju točku na izabranoj osi prema slici 4 odnosno 7 (os x), u radijalnom smjeru od zračnog raspora pa do vanjskog ruba paketa, odrediti veličinu B_A .

Vektorski dijagrami indukcija u čeonom prostoru, za karakteristična pogonska stanja, prikazani su na slici 9 a), b), c) i d). Prikaz na ovoj slici je izveden iz odgovarajućeg dijagrama na slici 8.

Iz dijagrama na slici 9 slijedi jednostavna računica za određivanje rezultirajuće aksijalne komponente indukcije u čeonom prostoru:

- a) i b) za induktivna opterećenja, $\varphi > 0$:

$$b_A = \sqrt{(b_{A\sigma} - i_a x_\sigma)^2 + 1 - 2(b_{A\sigma} - i_a x_\sigma) \cos\left(\frac{\pi}{2} - \varphi\right)}, \quad (31)$$

$$b_A = \sqrt{(b_{A\sigma\sigma} - x_\sigma)^2 i_a^2 + 1 - 2(b_{A\sigma\sigma} - x_\sigma) i_a \sin \varphi}, \quad (32)$$

$$b_A = \sqrt{(b_{A\sigma\sigma}^2 - 2b_{A\sigma\sigma} x_\sigma + x_\sigma^2) i_a^2 + 1 - 2(b_{A\sigma\sigma} - x_\sigma) i_a \sin \varphi}, \quad (33)$$

- $B_{A\delta}$ ($b_{A\delta} = B_{A\delta} / B_{A\delta n} = i_a b_{A\delta n}$) – the axial (longitudinal) component of the magnetic induction at the centre line of the resulting flux of the synchronous generator, caused by the magnetic voltage of the air gap at any armature current, any $\cos \varphi$ and the corresponding excitation current, but at U_n ,

- $B_{A\sigma}$ ($b_{A\sigma} = B_{A\sigma} / B_{A\delta n} = i_a b_{A\sigma n}$) – the axial (longitudinal) component of the magnetic induction at the centre line of the armature winding flux of the synchronous generator, caused by the stray field of the armature winding at any armature current, any $\cos \varphi$,

- B_A ($b_A = B_A / B_{A\delta n} = i_a b_{An}$) – the axial (longitudinal) resulting component of the magnetic induction in the end region, caused by the effect of the magnetic voltage of the air gap and the stray field of the armature winding, for any operating point of the synchronous generator at U_n .

By calculation (continuously as in Figure 7) and/or by measurement (spot measurement following the installed Hall probes) we can without greater difficulties determine $B_{A\delta n}$ at no load, then $B_{A\sigma n}$ or/ and B_{An} . Knowing these values, we may determine the value of B_A for any operating condition and any point on the selected axis as shown in Figure 4 and 7 (x axis), in the radial direction from the air gap to the outer edge of the package.

The vector diagrams of the induction in the end region, for characteristic operating statuses, are shown in Figures 9 a), b), c) and d). The presentation in this figure has been derived from the appropriate diagram in Figure 8.

From the diagram in Figure 9 follows the simple calculation for determining the resulting axial component of the induction in the end region:

- a) and b) for the inductive load, $\varphi > 0$:

– c) i d) za kapacitivno opterećenje, $\varphi < 0$:

$$b_{\lambda} = \sqrt{(b_{\lambda\sigma} - i_a x_{\sigma})^2 + 1 - 2(b_{\lambda\sigma} - i_a x_{\sigma}) \cos\left(\frac{\pi}{2} + \varphi\right)}, \quad (34)$$

$$b_{\lambda} = \sqrt{(b_{\lambda\sigma} - x_{\sigma})^2 i_a^2 + 1 + 2(b_{\lambda\sigma} - x_{\sigma}) i_a \sin \varphi}, \quad (35)$$

$$b_{\lambda} = \sqrt{(b_{\lambda\sigma}^2 - 2b_{\lambda\sigma}x_{\sigma} + x_{\sigma}^2) i_a^2 + 1 + 2(b_{\lambda\sigma} - x_{\sigma}) i_a \sin \varphi}. \quad (36)$$

Korištenjem Microsoft Excel-a može se jednostavnim programom napisane relacije koristiti za izračun nepoznate fizikalne veličine.

Proračun primjenom metode konačnih elemenata daje raspodjelu $B_{\lambda\delta n}$ i $B_{\lambda\sigma n}$ po osima njihovog protjecanja. Ako pretpostavimo da je magnetska vodljivost čeonog prostora neovisna o položaju osi protjecanja (uzbudnog namota, namota armature, rezultirajućeg protjecanja), što gotovo u potpunosti vrijedi za turbo izvedbe, dok kod izraženih polova postoje odstupanja, to se obradom dobivenih raspodjela, prema gore provedenoj računici, mogu relativno jednostavno dobiti veličine i raspodjele rezultirajuće indukcije u čeonom prostoru sinkronog generatora.

Ukoliko se želi u pogonski dijagram uključiti prikaz aksijalne komponente magnetske indukcije za bilo koje pogonsko stanje, tj. za bilo koju radnu točku, može se na kružnicu pogonskog dijagrama dodati kružnica ovisnosti rezultirajuće magnetske indukcije B_{λ} (odnosno b_{λ}) izrazom koji slijedi iz fazorskog dijagrama na slici 9. Jednadžba kružnice (hodograma) glasi:

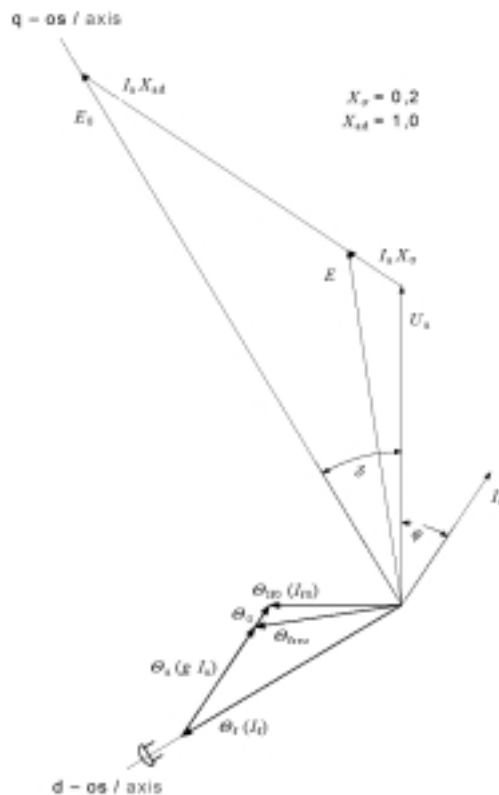
$$y^2 + (x + b_{\lambda\delta})^2 = (b_{\lambda\sigma} - x_{\sigma})^2. \quad (37)$$

– c) and d) for the capacitive load, $\varphi < 0$:

By using Microsoft Excel it is possible, by means of a simple program, to use the relations written for the calculation of an unknown physical value.

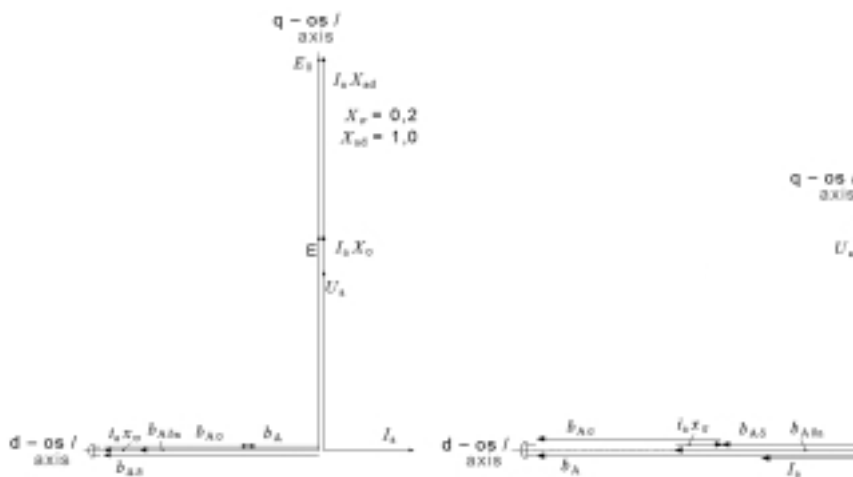
The calculation by using the finite element method gives the distribution of $B_{\lambda\delta n}$ and $B_{\lambda\sigma n}$ on their flux axes. If we assume that the magnetic conductivity of the end region is independent of the position of the flux axis (of the excitation winding, the armature winding, the resulting flux) - which almost entirely applies to turbo designs, whereas in pronounced poles there are deviations - processing the distributions obtained, according to the above-mentioned calculation, it is easy to obtain the values and distributions of the resulting induction in the end region of the synchronous generator.

If one wants to include in the PQ diagram a presentation of the axial component of the magnetic induction for any operating status, i.e. for any operating point, it is possible to add on the circle of the PQ diagram the circle of the dependence of the resulting magnetic induction B_{λ} (i.e. b_{λ}) by means of the expression derived from the phasor diagram in Figure 9. The equation of the circle (flowchart) reads:



Slika 8
Vektorsko-fazorski dijagram SG kao temelj za izradu odgovarajućeg dijagrama odnosa proticanja i indukcija u čeonom prostoru generatora

Figure 8
Vector-phasor diagram SG as the basis for preparing the corresponding relation diagram for the flux and induction in the end region of the generator

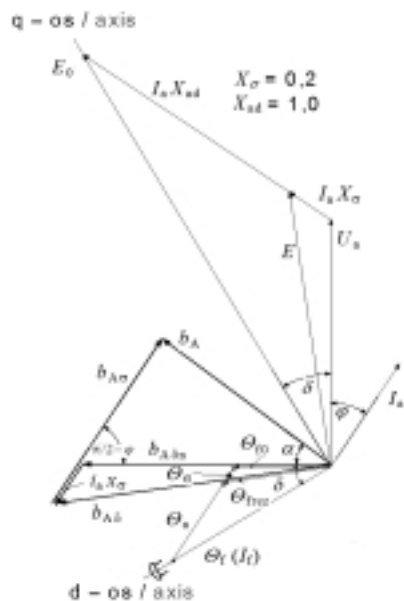


a) pri $\cos \varphi = 0$ induktivno / at $\cos \varphi = 0$ inductive

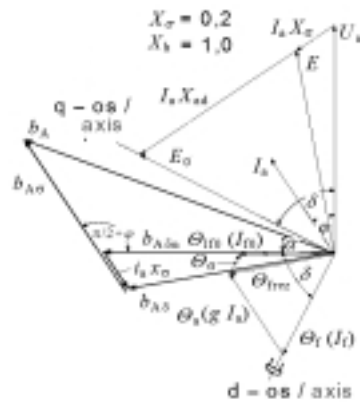
c) pri $\cos \varphi = 0$ kapacitivno / at $\cos \varphi = 0$ capacitive

Slika 9
Vektorsko-fazorski dijagrami za indukcije u čeonom prostoru SG za karakteristična pogonska stanja

Figure 9
Vector-phasor diagrams for inductions in SG end region for characteristic operating conditions



b) za bilo koje induktivno opterećenje / for any inductive load



d) za bilo koje kapacitivno opterećenje / for any capacitive load

Na slici 10 prikazan je hodogram indukcije u jednoj točki čeonog prostora u ovisnosti o faktoru snage uz konstantnu struju armature.

Figure 10 shows induction flowchart in one point of the end region dependent on the power factor at the constant armature current.

Radijus kružnice na slici 10 može se odrediti prema izrazu:

The radius of the circle in Figure 10 may be determined according to the expression:

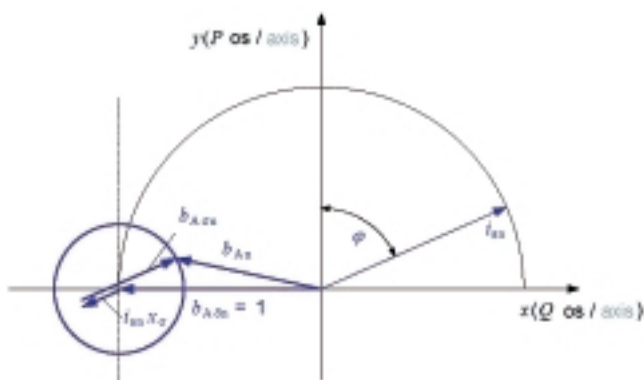
$$r_A = b_{A\sigma n} - X_{2\sigma} \cdot \quad (38)$$

Slika 10

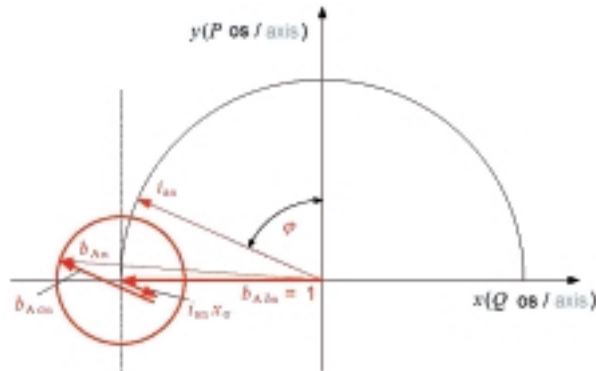
Hodogram indukcije u jednoj točki čeonog prostora u ovisnosti o faktoru snage uz konstantnu struju armature

Figure 10

Flowchart of the induction at one point of the end region dependent on the power factor at the constant armature current



a) za induktivno opterećenje / for the inductive load



b) za kapacitivno opterećenje / for the capacitive load

4.6.3 Granica dozvoljenog zagrijavanja čeonog prostora

U slučaju da su provediva mjerenja uzdužne komponente magnetske indukcije B_A , kuta opterećenja δ , pripadnih veličina za $\cos \varphi$, struja i napona uzbude i armature, može se, na temelju iskustvenih relacija iz literature [18], [19] i [20] odrediti granica dozvoljenog zagrijavanja u čeonom prostoru sinkronog stroja.

Ta granica može se predočiti dijelom kružnice čiji radijus iznosi:

$$R_T = k_{\text{topl}} \cdot U^2 \cdot k_c, \quad (39)$$

a središte se nalazi na osi x na udaljenosti q_0 od ishodišta:

$$q_0 = \frac{U^2 \cdot k_A \cdot k_c}{1 - k_A}, \quad (40)$$

gdje su:

- k_{topl} – koeficijent zagrijavanja,
- k_c – kratkospojni omjer generatora $k_c = I_{f0} / I_{fk}$,
- k_A – koeficijent koji govori o utjecaju uzbudnog protjecanja na aksijalnu komponentu magnetskog polja za promatrano mjesto u čeonom prostoru,
- U – linijski napon na stezaljkama generatora.

Parametar k_A određuje se tako, da se za nekoliko radnih točaka snime indukcija B_A , kut opterećenja δ , faktor snage φ , te struje i naponi armature i uzbude.

4.6.3 Limit of permitted end region heating

In case of executable measurements of the longitudinal component of the magnetic induction B_A , load angle δ , corresponding values of $\cos \varphi$, excitation and armature current and voltage, it is possible, on the basis of referenced experience relations [18], [19] and [20], to determine the limit of the permitted heating in the end region of the synchronous machine.

This limit can be presented as part of the circle whose radius is:

and its centre is at axis x at distance q_0 from the originating point:

whereas:

- k_{topl} – heating coefficient,
- k_c – short-circuit ratio of the generator $k_c = I_{f0} / I_{fk}$,
- k_A – coefficient indicating the effect of the excitation flux on the axial component of the magnetic field for the observed location in the end region,
- U – line voltage on generator clamps.

Parameter k_A is determined so that for several operating points induction B_A , load angle δ , power factor φ , and the armature and excitation currents and voltages are recorded.

Prema fazorskom dijagramu na slici 11, vrijedi da je $\sigma = 1 - k_A$. Iznosi za σ i k_2 se kreću između 0 i 1. Iz istog dijagrama dobije se izraz za koeficijent k_2 :

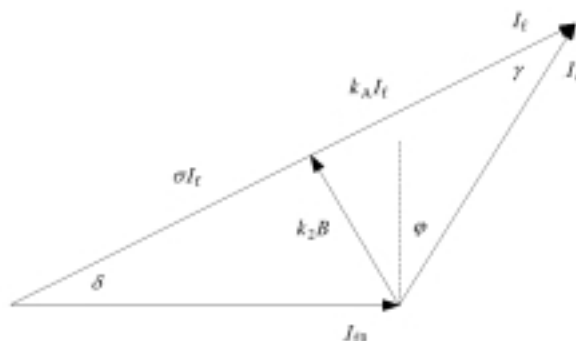
$$k_2 = \frac{\sqrt{(\sigma I_f)^2 + I_{f0}^2 - 2\sigma I_f I_{f0} \cos \delta}}{B}, \quad (41)$$

a koji je pomoćna varijabla pri određivanju koeficijenta k_A .

According to the phasor diagram in Figure 11, it notes that $\sigma = 1 - k_A$. The values for σ and k_2 are between 0 and 1. From the same diagram we obtain the expression for coefficient k_2 :

which is an auxiliary variable in determining coefficient k_A .

Slika 11
Fazorski dijagram za naduzbuđeno stanje generatora u kojem su prikazani koeficijenti σ i k_A
Figure 11
Phasor diagram for overexcited generator status, showing coefficients σ and k_A



Odabere se nekoliko radnih točaka za koje su provedena snimanja na generatoru. Za svaku tu radnu točku uzima se iznos parametra σ između 0 i 1 u što finijim koracima, te se za svaku radnu točku i određeni σ računaju odstupanja parametra k_2 od njegove srednje vrijednosti. Odabere se onaj σ za koji je odstupanje paramtera k_2 za odabrane radne točke najmanje.

Nakon što je opisanim postupkom dobiven parametar σ , moguće je odrediti i parametar k_A kao:

$$k_A = 1 - \sigma. \quad (42)$$

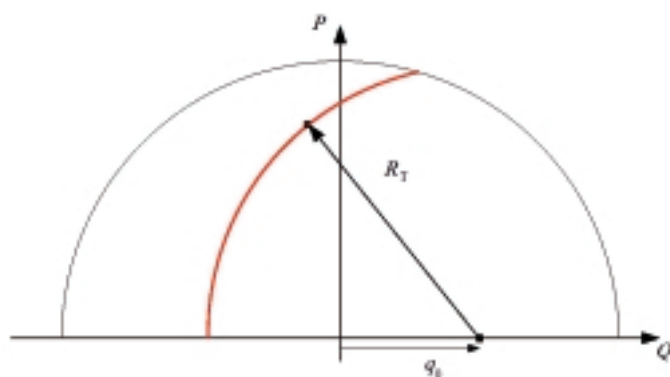
Nakon što je poznat i parametar k_A , moguće je odrediti položaj središta kružnice (40).

Several operating points are selected for which recordings on the generator are made. For each operating point the value of parameter σ ranges between 0 and 1 in the finest increments possible, and for each operating point and specific σ , the deviations of parameter k_2 from its mean value are calculated. One selects σ for which the deviation of parameter k_2 for the selected operating points is the smallest.

Once the procedure described has delivered parameter σ , it is possible to determine k_A as:

When parameter k_A is known, too, it is possible to determine the position of the centre of the circle (40).

Slika 12
 Granica zagrijavanja
 čeonog prostora
 Figure 12
 Thermal limit in the end
 region



Da bi se odredio radijus kružnice potrebno je iz snimljenih radnih točaka pokusom zagrijavanja odrediti radnu točku u kojoj je postignuto maksimalno dopušteno zagrijavanje u čeonom prostoru, a koje je određeno propisima. To je jedna od točaka (slika 12) kroz koju prolazi kružnica ograničenja zagrijavanja čeonog prostora. Udaljenost te točke od centra kružnice određenog prema (40) predstavlja polumjer R_T (39) pa je moguće odrediti i koeficijent k_{topl} .

4.7 Ograničenje rada generatora zbog minimalnog i maksimalnog napona armature generatora

Jedan od bitnih parametara generatora, koji se može naći na natpisnoj pločici generatora, je nazivni napon i njegovo dopušteno odstupanje. Uobičajeno odstupanje napona kreće se od 5 % do 10 % nazivne vrijednosti [21].

Regulacijski sustav generatora najčešće održava nazivnu vrijednost napona na stezaljkama generatora uz zadanu statiku po kompenzaciji jalove struje. Jalova snaga, te zbog toga i faktor snage s kojim radi generator na mreži, ovise o naponu na stezaljkama generatora, definiranoj djelatnoj snazi koju generator daje u mrežu, kratkospojnoj reaktanciji transformatora i naponu mreže u čvorištu priljučka transformatora.

Slika 13 prikazuje fazorski dijagram pomoću kojeg se prikazuju fazno-amplitudni odnosi između napona mreže i napona generatora. U dijagramu su pomoćnim kružnicama ucrtane vrijednosti minimalnog i maksimalnog napona na stezaljkama generatora. Minimalni i maksimalni napon u per unit sustavu mreže računaju se prema sljedećim izrazima:

In order to determine the radius of the circle it is necessary to determine, on the basis of the operating points recorded and by test heating, the operating point with the maximum permitted heating in the end region, as defined by regulations. It is one of the points (Figure 12) through which the circle of the thermal limit in the end region passes. The distance of this point from the centre of the circle determined in accordance with (40) is radius R_T (39), making it possible to also define coefficient k_{topl} .

4.7 Limitation of generator operation on account of the minimum and maximum armature voltages

One of the relevant parameters of the generator, which can be found in the nameplate of the generator, is the rated voltage and its permitted tolerance. The usual tolerance for the voltage ranges from 5 % to 10 % of the rating [21].

The regulation system of the generator mostly maintains the rated voltage value on the clamps, at a determined static for the compensation of the reactive current. Reactive power, and consequently the power factor of the generator on the network, depend on the voltage on the clamps, the defined active power delivered by the generator to the network, the short-circuit reactance of the transformer, and the voltage of the network at the transformer connection node.

Figure 13 shows the phasor diagram used to present phase-amplitude relations between the network voltage and the generator voltage. On the auxiliary circles of the diagram the values of the minimum and maximum voltages on the clamps are entered. The minimum and the maximum voltages in a per unit network system are calculated in accordance with the following expressions:

$$u_{g\max} = u_{g\max} \cdot U_{gn} \cdot \frac{U_{t2n}}{U_{t1n}} \cdot \frac{1}{U_{mn}}, \quad (43)$$

$$u_{g\min} = u_{g\min} \cdot U_{gn} \cdot \frac{U_{t2n}}{U_{t1n}} \cdot \frac{1}{U_{mn}}, \quad (44)$$

gdje su:

U_{t1n} – nazivni napon primara blok-transformatora,
 U_{t2n} – nazivni napon sekundara blok-transformatora.

Uz ispunjenu pretpostavku $U_{gn} = U_{t1n}$ ovi izrazi se mogu pojednostavniti:

whereas:

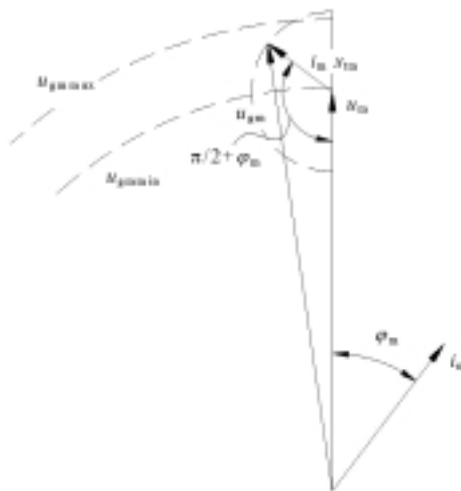
U_{t1n} – rated voltage of the block transformer primary,
 U_{t2n} – rated voltage of the block transformer secondary.

Under the assumption $U_{gn} = U_{t1n}$ these expressions can be simplified:

$$u_{g\max} = u_{g\max} \cdot \frac{U_{t2n}}{U_{mn}}, \quad (45)$$

$$u_{g\min} = u_{g\min} \cdot \frac{U_{t2n}}{U_{mn}}. \quad (46)$$

Slika 13
 Fazorski dijagram generatora i blok-transformatora na mreži
 Figure 13
 Phasor diagram of the generator and the block transformer on the network



Ostale oznake na slici 13 su:

i_m – struja generatora preračunata na stranu mreže,
 x_m – kratkospojna reaktancija blok transformatora,
 u_m – napon mreže,
 φ_m – faktor snage na strani mreže.

Množenjem fazora na slici 13 s u_m/x_m , te zakretanjem za $\pi/2$, dobiva se pogonski dijagram sinkronog agregata zajedno s blok-transformatorom, gledan sa strane mreže. Prethodno ucrtane granice minimalnog i maksimalnog napona postaju granice u dijagramu snage određene dozvoljenim

Other markings in Figure 13:

i_m – generator current calculated on the network side,
 x_m – short-circuit reactance of the block transformer,
 u_m – network voltage,
 φ_m – power factor on the network side.

By multiplying the phasor in Figure 13 by u_m/x_m , and turning by $\pi/2$, we obtain the PQ diagram of the synchronous unit with the block transformer, as seen from the network side. The previously entered limits of the minimum and maximum voltages become the limits in the power diagram determined

maksimalnim i minimalnim iznosima napona generatora (slika 14).

Povećanje napona, ovisno o faktoru snage i iznosu opterećenja može voditi nedozvoljenom povećanju uzbudne struje, ali to je ograničenje zasebno određeno.

Smanjeni napon generatora utječe na njegovu sposobnost stabilnog rada u poduzbuđenom stanju. Kao i u slučaju povišenog napona, i ovo ograničenje posebno je definirano granicom stabilnog rada generatora (agregata).

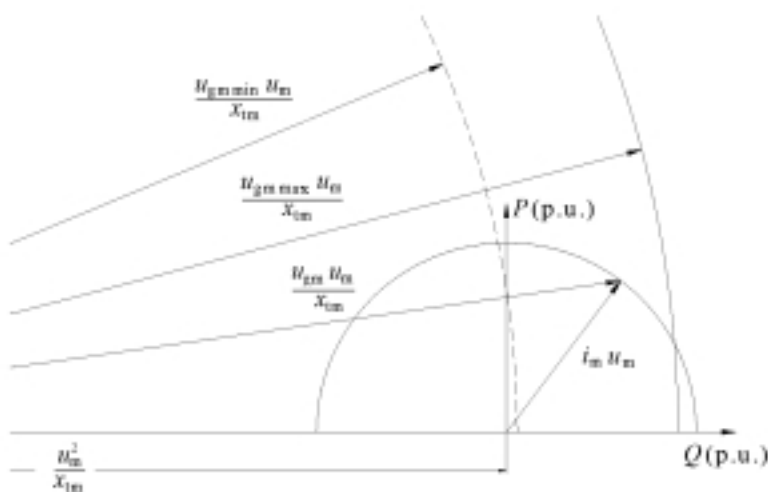
Ograničenja nastala zbog minimalnog i maksimalnog radnog napona generatora prikazana na slici 14 različito su postavljena u odnosu na pogonsku kartu za sva tri napona mreže (nazivni, povišeni i sniženi) za koje se crta pogonska karta agregata s blok-transformatorom. No, ta ograničenja u pravilu nisu u stvarnosti aktualna (osim u slučaju da postoji izrazita nelogičnost u dopuštenim povišenim ili sniženim naponima mreže i generatora). Naime, generator neće nikada raditi kapacitivno opterećen, ako je napon mreže snižen, odnosno generator neće raditi izrazito induktivno opterećen, ako je napon mreže povišen.

by the permitted maximum and minimum values of the generator voltages (Figure 14).

Higher voltage, depending on the power factor and the load, may lead to a non-permitted increase in the excitation current, but this limitation is determined separately.

Lower generator voltage affects its capability of stable operation in the underexcited state. As with higher voltage, this limitation, too, is separately defined by the stable operation limit of the generator (unit).

The limitations occurring on account of the minimum and maximum operating voltages of the generator as shown in Figure 14 are positioned differently with regard to the PQ diagram for all three network voltages (rated, higher, and lower) for which the PQ diagram of the unit with the block transformer is drawn. However, these limitations, as a rule, do not count in reality (unless there is a pronounced lack of logic in the permitted higher or lower voltages of the network and the generator). Notably, the generator will never operate capacitatively loaded if the network voltage is lower, i.e. the generator will not operate inductively loaded if the network voltage is higher.



Slika 14
Fazorski dijagram generatora i blok-transformatora na mreži, granice minimalnog i maksimalnog napona generatora
Figure 14
Phasor diagram of the generator and the block transformer on the network, the limits of the minimum and maximum generator voltages

5 POKUSI POTREBNI ZA ODREĐIVANJE PARAMETARA KLJUČNIH PRI ODREĐIVANJU POGONSKE KARTE

5.1 Algoritam metodologije dobivanja korisničke pogonske karte

Pokusi potrebni za određivanje parametara KPK, a samim time i za crtanje KPK, određeni su metodologijom određivanja pogonske karte sinkronog hidroagregata. Ta metodologija, uključivo s blok-transformatorom, može se najjednostavnije prikazati blok dijagramom na slici 15. Pogonska karta se može odrediti na tri razine:

- informativna, samo na temelju proračuna,
- informativna, na temelju proračuna i mjerenja bez ugradnji dodatnih senzora,
- stvarna, na temelju proračuna i mjerenja s dodatno ugrađenim sensorima.

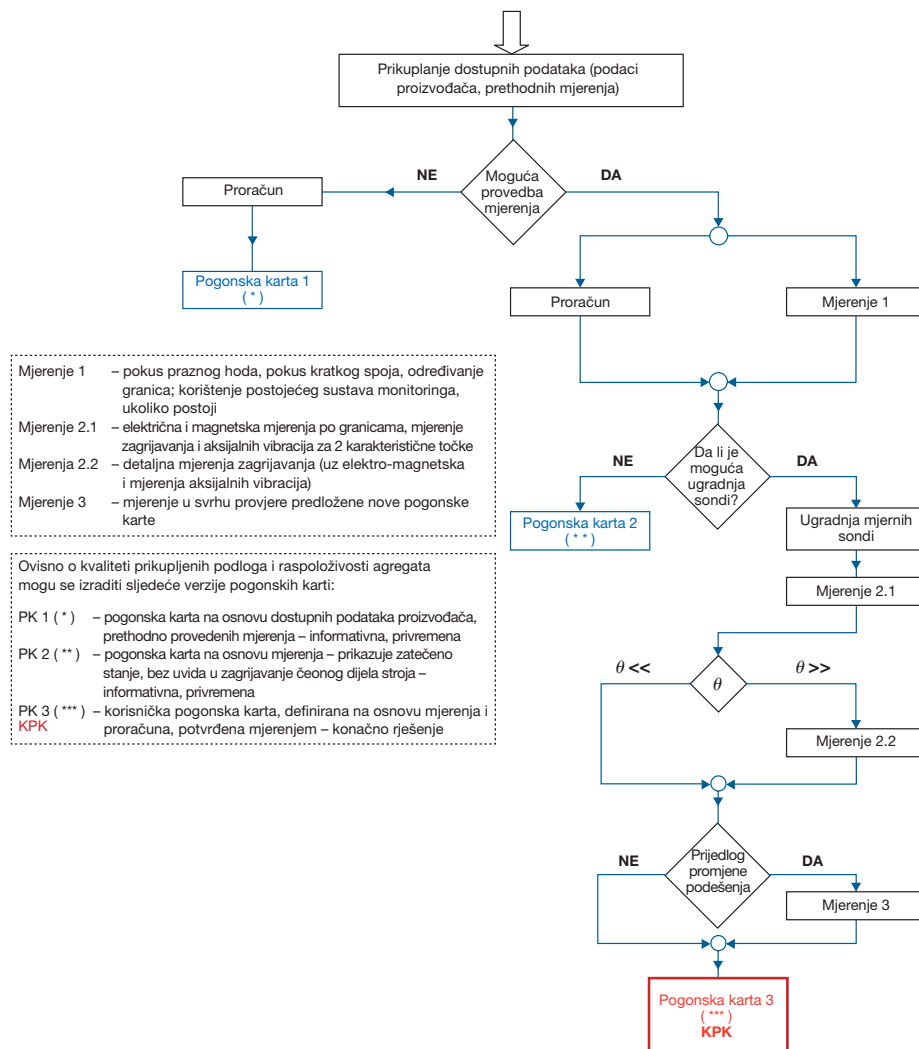
5 TESTS NECESSARY TO DETERMINE KEY PARAMETERS IN DETERMINING PQ DIAGRAM

5.1 Algorithm of the methodology to obtain the actual PQ diagram

The tests necessary to determine the APQ parameters, and consequently to draw the APQ, are determined by the methodology to determine the PQ diagram of the synchronous turbine-generator unit. This methodology, including the block transformer, can most simply be presented in a flowchart in Figure 15. The PQ diagram may be determined on three levels:

- indicative, on the basis of calculation only,
- indicative, on the basis of calculation and measurements without installing additional sensors,
- real, on the basis of calculation and measurements with additionally installed sensors.

Slika 15
Dijagram toka metodologije za određivanje KPK (korisničke pogonske karte) sinkronog agregata, uključivo s blok-transformatorom
Figure 15
Flowchart of the methodology to determine APQ (actual PQ diagram) of the synchronous unit, including the block transformer

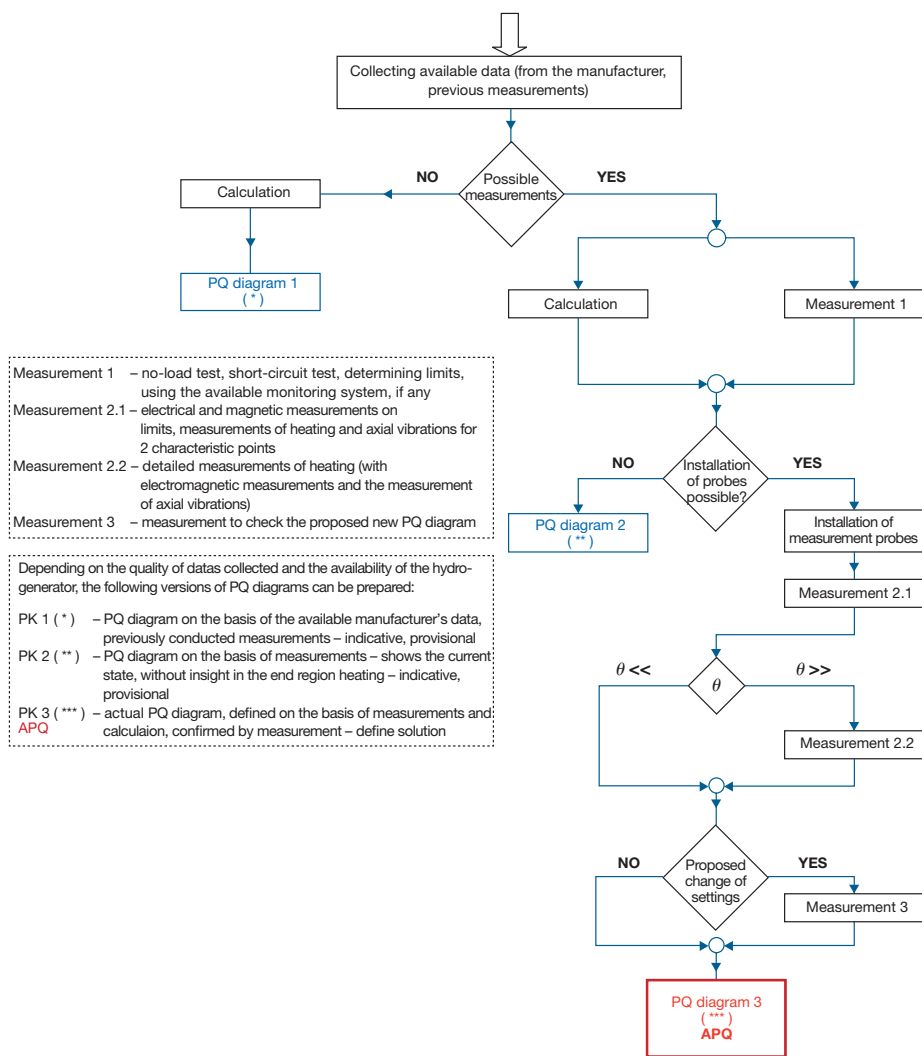


Informativne pogonske karte na prvoj razini (a) ni u kom slučaju ne daju sigurne granice, a tek je nešto bolja situacija s informativnom pogonskom kartom druge razine (b). Tek stvarna pogonska karta (c), potvrđena mjerenjem, omogućava siguran rad hidroagregata s točno definiranim ograničenjima, i time predstavlja konačan cilj istraživanja kao KORISNIČKA POGONSKA KARTA (KPK).

Realna je situacija za hidroagregate u HEP-u takva da će se stvarna pogonska karta (KPK) u većini hidroagregata pokazati manje restriktivna od trenutno postavljenih ograničenja. Korekcijom limita, koji bi se postavili po stvarnim pogonskim kartama svih hidroagregata, valja očekivati elastičnije ponašanje hidroagregata u nestandardnim stanjima EES s obzirom na potrebe jalove snage u mreži.

The indicative PQ diagram on the first level (a) does not by any means provide reliable limits, and the situation is only slightly better with the indicative PQ diagram on the second level (b). Only the real PQ diagram (c), confirmed by measurement, enables safe operation of the hydrogenerator with accurately defined limitations, and represents the ultimate goal of the research – the ACTUAL PQ DIAGRAM (APQ).

The real status of the hydrogenerators of HEP will lead to the actual PQ diagrams (APQ) of most hydrogenerators proving less restrictive than the limitations currently in force. Following the correction of the limits to be set on the basis of the actual PQ diagrams of all the hydrogenerators, more flexible behaviour of hydrogenerators should be expected in non-standard states of the power generation system with regard to the reactive power requirements of the network.



Dobivanje stvarne korisničke pogonske karte (KPK) sinkronog agregata, uključivo s blok-transformatorom, uvjetovano je, dakle, ugradnjom dodatnih senzora u čeonu prostor generatora, nakon čega slijede mjerenja aksijalne komponente magnetskog polja i temperatura na ključnim mjestima. Ugradnja mjernih sonde zahtijeva detaljno poznavanje konstrukcije stroja i specifičnosti ventilacijskog sustava, te odabir primjerene tehnologije ugradnje.

Odabrane su sljedeće pozicije za ugradnju sonde:

- dvije pozicije na krajnjem statorskom limu, jedna na rubu do provrta i druga na 1/3 visine zuba od ruba provrta,
- jedna pozicija na tlačnom prstu do ruba, na mjestu što bližem provrtu,
- jedna pozicija na tlačnoj ploči do ruba, na mjestu što bližem provrtu.

Ako postoji opravdana sumnja o nestandardnoj asimetričnoj ventilaciji po obodu u čeonom prostoru, potrebno je ugraditi dodatne temperaturne sonde simetrično po obodu na krajnjem limu na još barem 3 mjesta (ili drugačije postavljenim ako sustav ventilacije to nalaže, tj. ako postoje blokirana područja za protok rashladnog zraka). Te sonde treba smjestiti na približno $\frac{1}{2}$ visine zuba.

Kratkotrajna mjerenja čine mjerenja sljedećih veličina za minimalno 10 radnih točaka:

- struja armature, 3 fazne veličine,
- napon generatora, 3 veličine (fazne ili linijske),
- faktor snage, 3 fazne veličine,
- djelatna snaga (ili se računa iz rezultata mjerenja struje, napona i faktora snage),
- jalova snaga (ili se računa iz rezultata mjerenja struje, napona i faktora snage),
- struja uzbude (ili uzbude uzбудnika ako je uzbuda nedostupna),
- napon uzbude (ili uzbude uzбудnika ako je uzbuda nedostupna),
- kut opterećenja δ ,
- indukcije (signali sa svih Hallovih sondi),
- temperature (signali sa svih termo-sondi),
- ostale veličine koje su mjerljive ugrađenim strujnim i naponskim transformatorima,
- signali s ostalih ugrađenih senzora, kao npr. vibracije, temperature, protoci rashladnog medija, magnetsko polje u rasporu, duljina zračnog raspore itd.,
- napon mreže, 3 veličine (fazne ili linijske).

Obtaining the actual PQ diagram (APQ) for the synchronous unit, including the block transformer, depends on the installation of additional sensors in the end region of the generator, followed by the measurements of the axial component of the magnetic field and temperatures in key locations. The installation of measurement probes requires detailed knowledge of the design of the machine and the specific characteristics of the ventilation system, as well as the selection of the appropriate installation technology.

The following positions have been selected for the installation of probes:

- two positions on stator end sheet-metal strips, one on the edge of the bore and the other at 1/3 height of the tooth from the edge of the bore,
- one position on the pressure finger on the edge, at the closest possible location to the bore,
- one position on the pressure plate on the edge, at the closest possible location to the bore.

If there is reason to suspect a non-standard asymmetrical ventilation along the rim in the end region, it is necessary to install additional thermal probes symmetrically along the rim on the end sheet-metal strips at min. 3 more places (or distributed otherwise if the ventilation system requires it, i.e. in case there are areas blocking the passage of cooling air). These probes should be placed approximately at $\frac{1}{2}$ of the tooth height.

Short measurements include the measurements of the following characteristics for a minimum of 10 operating points:

- armature current, 3 phase values,
- generator voltage, 3 values (phase or line),
- power factor, 3 phase values,
- real power (or calculated from the results of the measurements of the current, voltage and power factor),
- reactive power (or calculated from the results of the measurements of the current, voltage and power factor),
- excitation current (or the excitation of the exciter if the excitation is not available),
- excitation voltage (or the excitation of the exciter if the excitation is not available),
- load angle δ ,
- inductions (signals from all the hall probes),
- temperature (signals from all the thermal probes),
- other characteristics measurable by means of installed current and voltage transformers,
- signals from other installed sensors, e.g. vibrations, temperatures, coolant flows, magnetic field in the air gap, length of the air gap etc.,
- network voltage, 3 values (phase or line).

Tablica 1 – Popis radnih točaka za mjerenja zagrijavanja
Table 1 – List of operating points to measure heating

Oznaka / Designation	P	Q	Opis / Description
T01	0	0	prazni hod / no-load
T02	0	$-Q_{\max}, P = 0$	čisto kapacitivni teret / purely capacitive load
T03	0	$+Q_{\max}, P = 0$	čisto induktivni teret / purely inductive load
T04	$P_n/3$	$-Q_{\max}, P = P_n/3$	djelomični djelatno-kapacitivni teret / partly active-capacitive load
T05	$P_n/3$	$+Q_{\max}, P = P_n/3$	djelomični djelatno-induktivni teret / partly active-inductive load
T06	$P_n/2$	$-Q_{\max}, P = P_n/2$	djelomični djelatno-kapacitivni teret / partly active-capacitive load
T07	$P_n/2$	$+Q_{\max}, P = P_n/2$	djelomični djelatno-induktivni teret / partly active-inductive load
T08	$2P_n/3$	$-Q_{\max}, P = 2P_n/3$	djelomični djelatno-kapacitivni teret / partly active-capacitive load
T09	$2P_n/3$	$+Q_{\max}, P = 2P_n/3$	djelomični djelatno-induktivni teret / partly active-inductive load
T10	P_n	$-Q_{\max}, P = P_n$	puni djelatno-kapacitivni teret / full active-capacitive load
T11	P_n	0	puni djelatni teret / full active load
T12	P_n	$+Q_{\max}, P = P_n$	puni djelatno-induktivni teret / full active-inductive load

Ako se mjerenja obavljaju za minimalni broj radnih točaka, to trebaju biti sljedeće radne točke prikazane u tablici 1: T01, T02, T03, T04, T05, T08, T09, T10, T11, T12.

Ako je definirana minimalna djelatna snaga za trajni rad, tada točke T04 i T05 treba snimati pri toj minimalnoj djelatnoj snazi.

Sva mjerenja treba obaviti uz konstantan napon generatora (što je na nekim elektranama u pravilu teško izvedivo), a u protivnom poželjno je ista mjerenja ponoviti u različito doba dana (tako da se ostvari snimanje cijelog seta mjerenja s različitim naponima), kako bi preračunavanje na nazivni napon bilo korektnije obavljeno.

Analizom rezultata navedenih mjerenja utvrđuju se predvidivi problemi za promatrani hidrogenator, te obavljaju dugotrajna mjerenja za minimalno 6 radnih točaka, pri čemu se mjere i temperature

If the measurements are conducted for the minimum number of operating points, the following operating points are needed as represented in Table 1: T01, T02, T03, T04, T05, T08, T09, T10, T11, T12.

If the minimum active power for constant operation is defined, points T04 and T05 need to be recorded at that minimum active power.

All the measurements need to be conducted at constant generator voltage (which, as a rule, is difficult to achieve in some power plants), otherwise they should be repeated at different times during the day (so that the entire measurement set with different voltages is applied), in order to do the recomputation for the rated voltage as accurately as possible.

By analysing the results of these measurements the foreseeable problems of the observed hydrogenerator are determined and long-lasting measurements for a minimum of 6 points are conducted, including the

uz pomoć dodatno ugrađenih sondi. Na temelju prethodnih mjerenja može se približno predvidjeti na kojim temperaturama će se zagrijavanje ustaliti, pa treba prvih nekoliko sati raditi s povećanim zagrijavanjem, tako, da se proces zagrijavanja ubrza do približno stacionarne temperature. Preporuča se dugotrajna mjerenja obaviti za sljedeće radne točke prikazane u tablici 1: T02, T03, T06, T07, T10, T12.

Analizom rezultata proračuna i dugotrajnih mjerenja konačno se utvrđuju koeficijenti pomoću kojih se ucrta granica zagrijavanja čeonog prostora.

Sustavima za daljinsko beskontaktno mjerenje, koji se u zadnje vrijeme pojavljuju u uporabi, otvara se dodatna mogućnost za idealnim određivanjem granice zagrijavanja rotora u 1. kvadrantu pogonske karte. Tako bi mjerenjima na ključnim najtoplijim mjestima na rotoru tu granicu valjalo utvrditi kao stvarnu termičku granicu, koja nije ovisna samo o uzbudnoj struji. Zato se preporuča ugrađivanje takvog sustava (barem u nove i revitalizirane hidrogeneratore) kojim bi se granica zagrijavanja rotora definirala dopuštenom temperaturom, a ne dopuštenom uzbudnom strujom. Kako do sada nisu ugrađeni beskontaktni sustavi za mjerenje više veličina s rotora, u ovom članku se samo predlaže dorada idealne granice u nadzubi čim se ti mjerni uvjeti ostvare. Za sada je granica u nadzubi definirana klasičnim načinom, dakle maksimalno dopuštenom uzbudnom strujom.

S obzirom na relativno bitno jeftiniji način utvrđivanja elektromagnetskih stanja i parametara sinkronog generatora, treba sustavno uhodavati i primjenjivati metodu konačnih elemenata (MKE) za sve one pojave i parametre za koje je ova metoda prikladna. Provedena istraživanja na agregatu broj 3 HE Vinodol, a dijelom i na TE Plomin, ukazuju na nužno povezivanje mjerenja i proračuna pri određivanju stanja fizikalnih veličina i parametara sinkronog stroja pri postavljanju KPK.

5.2 Pokusi praznog hoda i kratkog spoja

Da bi se odredila struja I_{10} potrebno je snimiti pokus praznog hoda generatora u koracima od 15-ak točaka. Za iznos nazivnog napona generatora U_n očita se iznos struje I_{10} . Na snimljenoj karakteristici $U = f(I_p)$ provuče se pravac kroz ishodište, a koji predstavlja karakteristiku praznog hoda nezasićenog generatora. S tog pravca se za nazivni napon U_n očita iznos struje I_{10} .

Za određivanje iznosa struje I_{1k} potrebno je snimiti pokus kratkog spoja generatora. Iz krivulje ovisnosti $I = f(I_p)$ za struju I_n očita se struja I_{1k} .

measurement of temperatures by means of the additionally installed probes. On the basis of the measurements conducted it can be approximately predicted at which temperatures the heating will become steady, consequently in the first few hours it is necessary to operate with increased heating so that the heating process is speeded up to the approximately stationary temperature. It is recommendable to conduct long-lasting measurements for the following operating points shown in Table 1: T02, T03, T06, T07, T10, T12.

By analysing the results of the calculation, long-lasting measurement coefficients are definitely determined by means of which the thermal limit of the end region is then plotted.

With systems for remote contactless measurement, which are being increasingly used recently, there is the additional possibility for an ideal determination of the rotor heating limit in quadrant 1 of the PQ diagram. Measurements on the key hotspots on the rotor should determine this limit as the real thermal limit which is not dependent solely on the excitation current. It is, therefore, recommendable to install such a system (at least in new and remanufactured hydrogenerators) to define the rotor thermal limit in terms of the temperature permitted, not the permitted excitation current. Contactless systems for measuring multiple values on the rotor have not been installed yet, so this paper only suggests supplemental treatment of the ideal overexcitation limit when such measurement conditions are provided. Presently, the overexcitation limit is defined in the traditional way, that is by the maximum permitted excitation current.

Considering the much cheaper method for determining electromagnetic states and parameters of a synchronous generator, the finite element method (FEM) should be systematically introduced and used for all the occurrences and parameters where this method is appropriate. The research conducted at Unit 3 of HPP Vinodol, and partly at TPP Plomin, points to the necessity to link measurements to the calculation for determining the status of physical values and parameters of the synchronous machine in establishing the APQ.

5.2 No-load and short-circuit tests

In order to determine current I_{10} it is necessary to record the generator no-load test in increments of about 15 points. As the value of rated generator voltage U_n , the reading of current value I_{10} is taken. On recorded characteristic $U = f(I_p)$ a line is drawn through the originating point to represent the no-load characteristic of the non-saturated generator. From this line the reading of current value I_{10} is taken as the rated voltage U_n .

Iz karakteristika pokusa praznog hoda i kratkog spoja mogu se odrediti relativna vrijednost nezasićene reaktancije generatora X_d kao i kratkospojni omjer k_c :

$$X_d = \frac{I_{fk}}{I_{f0}}, \quad (47)$$

$$k_c = \frac{1}{I_{fk}}. \quad (48)$$

5.3 Određivanje rasipne reaktancije

U svrhu određivanja rasipne reaktancije sinkronog stroja potrebno je na sredinu zuba statorskog paketa, najmanje 10 cm udaljeno od ruba paketa, ugraditi Hallove sonde, kako bi se na tom mjestu omogućilo mjerenje indukcije pri pokusima kratkog spoja i praznog hoda.

Indukcija B_{phn} , izmjerena pri nominalnom naponu na stezaljkama generatora u praznom hodu, predstavlja mjeru magnetiziranja stroja za 100 % napona armature.

Indukcija B_{ksn} , izmjerena pri pokusu kratkog spoja uz nominalnu struju armature, predstavlja mjeru magnetiziranja stroja u kratkom spoju za 100 % struje armature; ova je indukcija nužna za induciranje EMS-a što ga traži rasipni pad napona armaturnog namota.

Veličina rasipne reaktancije – relativna vrijednost – se, iz opisanih mjerenja u pokusima praznog hoda i kratkog spoja, dobiva kao omjer indukcija u kratkom spoju i praznom hodu:

$$X_{2\sigma} = \frac{B_{ksn}}{B_{phn}}, \quad (49)$$

ili u postotnim vrijednostima:

$$X_{2\sigma\%} = 100 \cdot \frac{B_{ksn}}{B_{phn}}. \quad (50)$$

Metoda, koja je upravo opisana, omogućuje određivanje rasipne reaktancije koja je bitno točnija

To determine current value I_{fk} it is necessary to record the short-circuit test of the generator. From dependence curve $I = f(I_f)$ the reading of current I_{fk} is taken for current I_n .

From the characteristics of the no-load and short-circuit tests, the relative value of non-saturated reactance of generator X_d and short-circuit ratio k_c can be determined:

5.3 Determining stray reactance

In order to determine the stray reactance of the synchronous machine it is necessary to install Hall probes in the middle of a tooth in the stator package, at least 10 cm away from the edge of the package, to enable the measurement of the induction in short-circuit and no-load tests.

Induction B_{phn} , measured at the rated voltage on the generator clamps in the no-load mode, represents the measure of machine magnetization at 100 % of the armature voltage.

Induction B_{ksn} , measured in the short-circuit test at the rated armature current, represents the measure of machine short-circuit magnetization at 100 % of the armature current; this induction is necessary for inducing the electromagnetic force required by the stray voltage drop in the armature winding.

The (relative) value of the stray reactance is obtained from the described measurements during no-load and short-circuit tests as a ratio of short-circuit and no-load inductions:

or as percentage (%) values:

The described method makes it possible to determine the stray reactance with much more accuracy

u odnosu na računom dobivene vrijednosti, jer se određuje u gotovo istim magnetskim stanjima zasićenosti rasipnih putova u željezu kao u slučaju nominalnog pogonskog opterećenja stroja.

5.4 Pokus zagrijavanja u čeonom prostoru generatora

Mjerenja zagrijavanja čeonog dijela stroja, tijekom kojih se pored električnih i temperaturnih veličina, očitavaju i indukcije u čeonom prostoru, spadaju u vremenski zahtjevnije pokuse provedene na sinkronom generatoru. Svaka radna točka mjeri se u trajanju od nekoliko sati, kako bi se ustalile mjerene temperature. Svrha mjerenja temperatura u čeonom prostoru je provjera stvarnih mogućnosti rada u kapacitivnom području rada generatora s obzirom na lokalno dodatno zagrijavanje krajnjih limova i ostalih dijelova u čeonom prostoru generatora.

Za potrebe ovih mjerenja u generator se postavljaju termosonde za mjerenje temperatura čeonog dijela generatora kao i Hallove sonde koje mjere pripadne indukcije. Raspored termo i Hallovih sondi, koje je potrebno ugraditi u generator, određen je u 5.1.

Pokus se provodi tako da generator u odabranoj radnoj točki radi trajno sve dok se temperatura izabranih točaka u tijeku jednog sata ne mijenja više od 0,5 °C.

Potrebno je za daljnji izračun uzeti minimalno tri radne točke (preporuča se i više). Odabire se rezultat mjerenja one sonde u čeonom prostoru koja je izmjerila najveću temperatura na kraju pokusa zagrijavanja.

than the calculated values, because it is determined in almost all the magnetic states of the saturation of stray routes in iron, as in the case of the rated operating load of the machine.

5.4 Heating test in the generator end region

Measurements of the heating in the end region of the machine, during which readings of inductions in the end region of the machine are made in addition to the reading of electrical and temperature values, belong to more demanding tests conducted on the synchronous generator in terms of duration. Each operating point is measured for several hours in order to steady the temperatures measured. The purpose of measuring the temperatures in the end region is to check the actual performance in the capacitive area of generator operation considering the local additional heating of the end sheet-metal strips and other parts in the end region of the generator.

To conduct these measurements thermal probes are placed in the generator to measure the temperatures in the end region of the generator, as well as Hall probes to measure the related inductions. The distribution of the thermal and Hall probes in the generator is determined in 5.1.

The test is conducted so as to have the generator operate constantly in the selected operating point as long as the temperature of the selected points does not change by more than 0.5 °C within one hour.

For further calculation it is necessary to take at least three operating points (even more is recommendable). The measuring result of the probe with the highest recorded temperature at the end of the heating test in the end region is selected.

6 ZAKLJUČAK

Korisnička pogonska karta neophodan je dokument za svaku proizvodnu jedinicu električne energije. Od podjednake je važnosti osoblju u elektrani i operatoru prijenosnog sustava.

Dobro poznavanje mogućnosti proizvodnih jedinica od vitalne je važnosti, kako iz tehničkog gledišta, tako i ekonomskog, posebno u uvjetima tržišnog natjecanja.

Određivanje korisničke pogonske karte potrebno je provesti jer se time mogu otkriti neiskorišteni potencijali generatora ili se pak usporedbom s prethodnim rezultatima mogu primijetiti promjene koje mogu na vrijeme ukazati na probleme. Pojedine granice korisničke pogonske karte starenjem generatora podložne su izmjenama, te je njihova provjera i osvježavanje poželjno.

Međutim, osim unošenja klasičnih granica kao okvira u kojima se smiju nalaziti pogonske točke sinkronog generatora, potrebno je posvetiti pažnju još nekim mogućnostima prikaza ponašanja proizvodne jedinice unutar sebe i prema prijenosnoj mreži. Naime, nedavno provedena istraživanja za potrebe HEP-a su pokazala da tvorbu korisničke pogonske karte (KPK) treba proširiti s dvije dopune. S jedne strane treba provjeriti elektromagnetska, a s tim u vezi i toplinska stanja u čeonom prostoru generatora, dok s druge strane treba proširiti KPK na način da se u nju uključi i blok-transformator. Time se dobiva KPK sinkronog agregata kao cjelovite energetske proizvodne (pretvaračke) jedinice priključene na stezaljke prijenosne mreže.

Elektromagnetska stanja u čeonom prostoru hidrogeneratora (kod nekih tipova s obzirom na konstrukciju i elektromagnetska opterećenja) mogu dovesti do dodatnih, lokalno vrlo intenzivnih, gubitaka, a s tim u vezi i do povećanja zagrijavanja. Ova pojava je posebno izražena u slučajevima rada duboko u kapacitivnom, tj. drugom kvadrantu KPK. Budući da mogu nastupiti kritična lokalna pregrijanja dinamo limova u čeonom dijelu paketa statora, koja pri duljem vremenskom trajanju uništavaju, mrve izolaciju između limova, to, uslijed trajno prisutnih vibracija, može doći do otpadanja zubiju zbog zamora materijala, a time i do nepredvidivih, ali vrlo vjerojatno teških posljedica mehaničkog oštećenja visokonaponske izolacije vodiča i glava namota.

Kontrola elektromagnetskih prilika u čeonom prostoru sinkronog generatora se, u pravilu, provodi na dva načina, mjerenjem (uzdužne komponente magnetske indukcije, te istovremeno

6 CONCLUSION

The actual PQ diagram is a necessary document for any electric power generation unit. It is of equal importance for the power plant staff and for the transmission system operator.

Good knowledge of the performance capabilities of power generation units is vital both technically and economically, particularly under the conditions of market competition.

It is necessary to determine the actual PQ diagram because it may reveal unused potentials of the generator, or a comparison with previous results may reveal changes that could indicate problems just in time. Some limits in the actual PQ diagram are subject to changes as the generator ages, and their checks and updates are desirable.

However, apart from entering the most common limits as a framework within which the operating points of the synchronous generator may be positioned, it is necessary to pay due attention to some other possibilities for the presentation of the behaviour of the power generation unit within itself and towards the transmission network. Recent research conducted on behalf of HEP has shown that the creation of the actual PQ diagram (APQ) needs to be extended by two additions. On the one hand it is necessary to check the electromagnetic and, in the same context, the thermal conditions in the end region of the generator, whereas on the other hand it is necessary to extend the APQ by including the block transformer. This will produce the APQ of the synchronous power generator as an integral power generating (conversion) unit connected to the clamps of the transmission network.

Electromagnetic states in the end region of the hydrogenerator (in some types considering the design and electromagnetic loads) may lead to additional, locally very intensive losses and consequent rising heating. This occurrence is particularly noticeable during the operation deep within the capacitive, i.e. the second quadrant of the APQ. Since there may occur critical local overheating of the dynamo sheet-metal strips in the end region of the stator package, which over time destroys, crumbles the insulation between the sheets, there is a possibility, due to permanent vibrations, for the teeth to fall off because of fatigue, which may lead to unforeseeable, but very probably severe effects of the mechanical damage to the high-voltage insulation of conductors and winding heads.

The control of electromagnetic conditions in the end region of the synchronous generator is generally

i temperature zuba i korijena zubiju krajnjih limova paketa statora) i/ili proračunima (uz pomoć metode konačnih elemenata).

Osim kontrole elektromagnetskih i toplinskih prilika, poželjna je i kontrola vibracija glava namota i krajnjih limova paketa statora, posebno kod većih proizvodnih jedinica.

Vizualizacijom korisničke pogonske karte na način da se sve granice dopuštenog rada sinkronog agregata prikažu na ekranu prikladne veličine i oštine prikaza, kako bi se u svakom trenutku pogona mogla pratiti pogonska dinamika vizualnim praćenjem položaja pogonske točke u i izvan okvira dopuštenih granica, dobila bi se bitno veća brzina upravljanja, a povećala sigurnost rada pojedinih proizvodnih jedinica u okvirima pripadnog elektroenergetskog sustava.

conducted in two ways: by measurement (of the longitudinal component of magnetic induction, and simultaneously the temperature of the tooth and roots of the teeth of end sheet-metal strips of the stator package), and/or by calculation (with the help of the finite element method).

In addition to the control of the electromagnetic and thermal conditions, it is desirable to control the vibrations of the winding heads and end sheet-metal strips of the stator package, particularly in bigger generating units.

The visualisation of the actual PQ diagram – to the effect that all the limits of the permitted operation of the synchronous unit are displayed on the screen of an appropriate size and resolution, to make it possible to monitor, at any time during the operation, the operational dynamics by visually checking the position of the operating point within and beyond the permitted limits – would bring a much quicker responsiveness in managing the units, and it would improve the operating safety of individual power generation units within the respective power supply system.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] MALJKOVIĆ, Z., Mogućnosti rada sinkronih generatora u poduzbuđenom stanju, CIGRE okrugli stol: Naponske prilike u mreži 400 kV i stabilnost EES-a, Cavtat, 2002.
- [2] MARUŠIĆ, A., Zaštita od smetnji u elektroenergetskom sustavu, CIGRE okrugli stol: Naponske prilike u mreži 400 kV i stabilnost EES-a, Cavtat, 2002.
- [3] HIRVONEN, R., et al., Is There Market for Reactive Power Services – Possibilities and Problems, Proceedings of the CIGRE, group 39, R.39-213, Paris, 2000
- [4] SIROTIĆ, Z., MALJKOVIĆ, Z., Sinkroni strojevi, skripta, Zagreb, 1996.
- [5] POŽAR, H., Proizvodnja električne energije - 1 dio, Svezak 2, skripta, Zagreb, 1978.
- [6] ZLATANOVIĆ, D. et al., Determination of the Actual PQ Diagram of the Hydrogenerators, Being in Service, in Order to Establish Their Maximum Operating Domains and Their Capacity to Provide System Services, Proceedings of the CIGRE, group A1, R.A1-203., Paris, 2004
- [7] ERCEG, G., et al., Excitation Limiters for Small Synchronous Generators, 11th EDPE, October, 2000
- [8] IEEE Task Force on Excitation Limiters, Underexcitation Limiter Models for Power System Stability Studies, IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, September 1995
- [9] ROGER BERUBE, G., et al., A Utility Perspective on Under-Excitation Limiters, IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, September, 1995
- [10] GIRGIS, G. K., VU, H.D., Verification of Limiter Performance in Modern Excitation Control Systems, IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol. 10, No. 3, September, 1995
- [11] KAJARI, M., ČESIĆ, M., Ograničivači uzbude u digitalnoj regulaciji napona sinkronih generatora, Zbornik radova KoREMA 38, 1. svezak, 1993.
- [12] ADIBI, M.M., et al., Optimizing Generator Reactive Power Resources, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, February, 1999
- [13] ZLATANOVIĆ, D., Solicitare magnetice si termice in dintele frontal statoric turbogeneratoarele de 330 MW, Energetica, Vol.37, No.4-5, 1989 (Rumunjska)
- [14] KHAN, G.K.M., et al., An Integrated Approach for the Calculation of Losses and temperatures in the End-region of Large Turbine Generators, IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 5, No.1, March, 1990
- [15] SILVA, V.C, et al., A 3D Finite-Element Computation of Eddy Currents and Losses in the Stator End Laminations of Large Synchronous Machines, IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 32, No. 3, May, 1996
- [16] ZLATANOVIĆ, D., Cosideratii privind functionarea generatoarelor din SEN in regim subexcitat de durata, Energetica, Vol.34, No.4, 1986 (Rumunjska)
- [17] ZLATANOVIĆ, D., Limitele termice de functionare in regim subexcitat de durata ale turbogeneratoarelor, Energetica, Vol.34, No.2, 1986 (Rumunjska)
- [18] TITOV, V.V., et al., Turbogeneratori - Rascot i konstrukcija, Energija, Lenjingradskoe odelenie, 1967
- [19] ČULIG, Z., et al., Istraživanje elektromagnetskih i toplinskih prilika u sinkronom generatoru u posebnim pogonskim uvjetima, XII Savjetovanje JUKO CIGRÉ, Budva, 1975.
- [20] KURTOVIĆ, M., JAJAC, B., Utjecaj čeonih dijelova na dijagram opterećenja sinkronog stroja, XVII Savjetovanje JUKO CIGRÉ, R.11.21, Budva, 1987.
- [21] LACHS, W.R., SUTANTO, D., A Rotor Heating as an Indicator of System Voltage Instability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, Februray, 1995

Uredništvo primilo rukopis:
2007-03-06

Manuscript received on:
2007-03-06

Prihvaćeno:
2007-04-02

Accepted on:
2007-04-02

GUBICI ELEKTRIČNE ENERGIJE U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI ELECTRICAL ENERGY LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

Ante Pavić, dipl. ing., HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o.,
Ulica grada Vukovara 37., 10000 Zagreb, Hrvatska

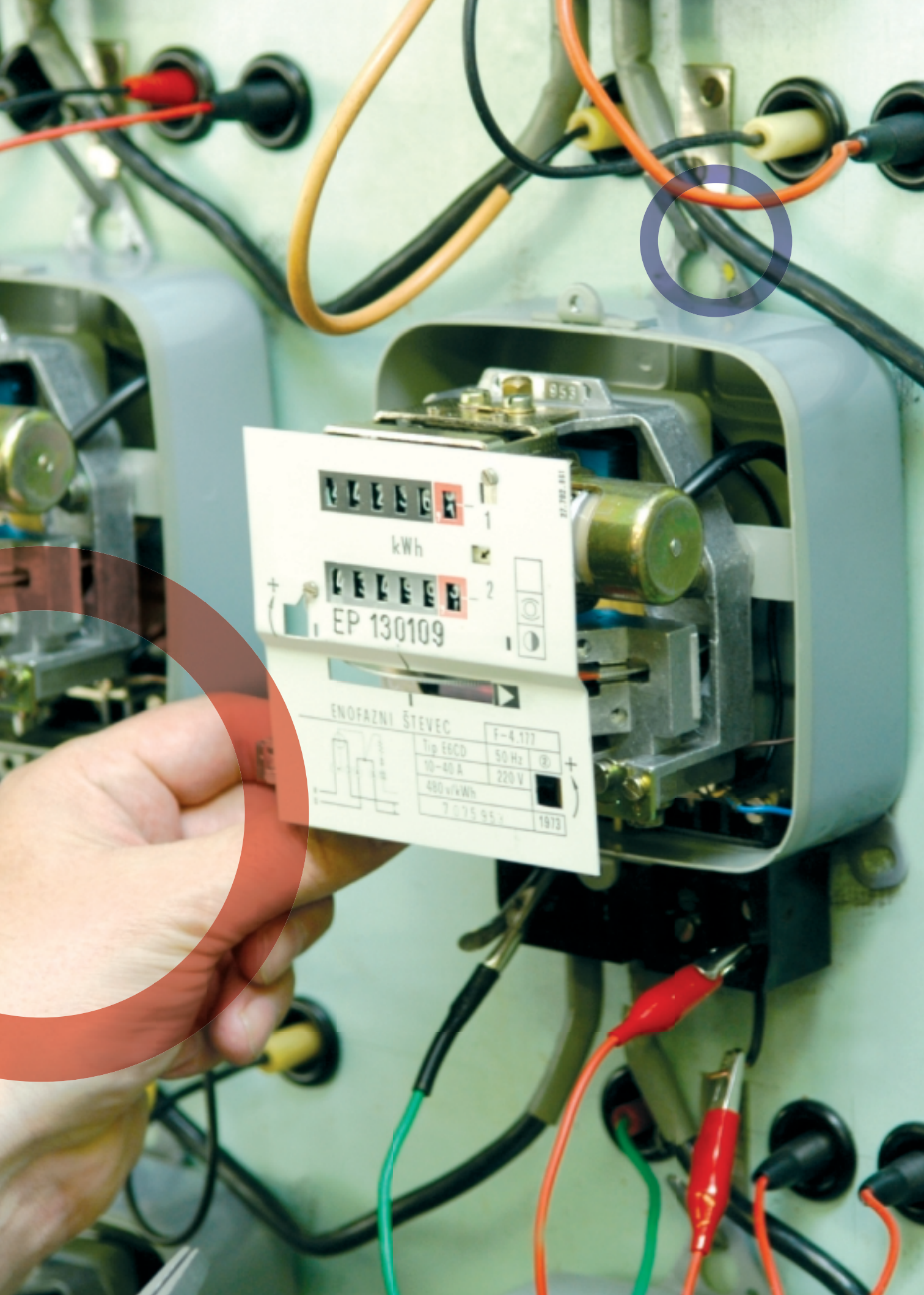
Mr. sc. Kruno Trupinić, HEP Operator distribucijskog sustava d.o.o., Elektra
Slavonski Brod, Petra Krešimira IV 11, 35000 Slavonski Brod, Hrvatska

Gubici električne energije u hrvatskoj distribucijskoj mreži su često tema raznih rasprava, kako stručnih i poslovnih tako i medijskih, a njihova analiza je složeno pitanje opterećeno problemom podjele na tehničke i netehničke gubitke. U članku su opisani glavni utjecajni čimbenici i njihov utjecaj na iznos gubitaka s posebnim osvrtom na njihovo kretanje u prošlom i ovom desetljeću te usporedba s gubicima u drugim državama Europe. Osim toga, opisane su glavne aktivnosti kojima se učinkovito djeluje na njihovo smanjenje. Novim zakonodavnim okvirom, briga o gubicima postaje jedna od središnjih aktivnosti, kako za operatora distribucijskog sustava tako i za Hrvatsku energetska regulatornu agenciju.

Losses of electrical energy in the Croatian distribution network are frequently the subject of various discussions, from the professional and business aspects as well as in the media, and their analysis is an intricate matter complicated by the problem of the distinction between technical and nontechnical losses. In the article, the main factors and their impact on the amount of loss are described, with particular attention to trends in the past and current decade and comparison to losses in other European countries. Moreover, the chief activities for reducing these losses effectively are described. With the new legislative framework, the reduction of losses becomes a central concern for both the distribution system operator and the Croatian Energy Regulatory Agency (CERA).

Ključne riječi: distribucijska mreža, gubici električne energije, netehnički gubici, operator distribucijskog sustava, tehnički gubici

Key words: distribution network, distribution system operator, electrical energy losses, nontechnical losses, technical losses



11111.1 kWh
EP 130109

ENOFAZNI ŠTEVEC

F-4.177	
Tip E6CD	50 Hz
10-40 A	220 V
480 v/kWh	
7 075 95	1973

1 UVOD

Svaki operator mreže, pa tako i HEP Operator distribucijskog sustava (ODS), pitanju gubitaka električne energije posvećuje posebnu pozornost, a naročito u slučaju kada gubici nisu na zadovoljavajućoj razini. Gubici su jedan od ključnih čimbenika koji ukazuju na stupanj ekonomičnosti poslovanja i kvalitetu obavljanja djelatnosti distribucije električne energije. Iz tog razloga, smanjenje gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži postalo je jedan od prioritarnih poslovnih ciljeva ODS-a.

Gubici električne energije u distribucijskoj mreži odgovaraju različiti energije preuzete na sučelju prijenosne i distribucijske mreže i energije prodane kupcima priključenim na mrežu. Pitanje analize ukupnih gubitaka s obzirom na utjecajne čimbenike, vrlo je složeno pitanje. Od iznimne važnosti je sustavno planiranje i praćenje, te njihovo smanjivanje s obzirom da je briga o gubicima i zakonska obveza ODS-a.

Sustavnim poduzimanjem niza aktivnosti radi smanjenja gubitaka u mreži postignut je zadovoljavajući trend njihova smanjenja, ali ne i zadovoljavajuća razina. U idućim godinama, pored započetih aktivnosti, bitno veću pozornost bit će potrebno posvetiti utvrđivanju stanja i uređenju priključaka i mjernih mjesta kako bi se čim prije, pored ciljanih ulaganja u zahvate u mreži, postigla i zadovoljavajuća razina gubitaka.

2 UKUPNI GUBICI U HRVATSKOM ELEKTROENERGETSKOM SUSTAVU I USPOREDBA S DRUGIM EUROPSKIM DRŽAVAMA

Neovisno o glavnoj temi članka koja govori o gubicima u distribucijskoj mreži, u ovom poglavlju ukratko će se pojasniti osnovni pojmovi o gubicima u elektroenergetskom sustavu, kako bi se isti mogli kvalitetno usporediti s podacima iz sustava u našem okruženju.

2.1 Ukupni gubici u hrvatskom elektroenergetskom sustavu

Gubici u prijenosnoj mreži u relativnom iznosu po definiciji su omjer tehničkih gubitaka u prijenosnoj mreži prema ukupnoj potrošnji na razini prijenosne mreže (suma proizvodnje domaćih elektrana priključenih na prijenosnu mrežu i uvoza

1 INTRODUCTION

Every network operator, and thus the HEP Distribution System Operator (DSO), is particularly concerned with the question of electrical energy losses, especially when the losses are not at a satisfactory level. Losses are one of the key factors that indicate the cost-effectiveness of operations and the quality of the distribution of electrical energy. For this reason, reducing the electrical energy losses in the distribution network has become one of the priority operating goals of the DSO.

Electrical energy losses in the distribution network correspond to the differences in the energy taken from the interface between the transmission and distribution networks and the energy sold to customers connected to the network. The question regarding the factors influencing total losses is highly complex. Systematic planning, monitoring and loss reduction are of exceptional importance, since controlling losses is also a legal obligation of the DSO.

Through a systematic series of activities to reduce losses in the network, a satisfactory trend in their reduction has been achieved but not a satisfactory level. In coming years, in addition to the activities already initiated, significantly greater attention will have to be devoted to assessing and upgrading the condition of connection points and metering points, in addition to the targeted investments in the network, in order to achieve a satisfactory level of losses as soon as possible.

2 TOTAL LOSSES IN THE CROATIAN ELECTRICAL ENERGY SYSTEM AND COMPARISON TO OTHER EUROPEAN COUNTRIES

This chapter will provide a brief explanation of the basic concepts concerning losses in the electrical energy system, in order to compare them properly to data from the systems of our neighbors.

2.1 Total losses in the Croatian electrical energy system

Relative losses in the transmission network are defined as the ratio of technical losses in the transmission network to the total consumption at the level of the transmission network (the sum of the production of domestic power plants connected to the transmission network and imports minus

umanjena za izvoz). Prema godišnjem izvješću HEP-a za 2004. godinu ti gubici su iznosili 3,74 % (587 GWh gubitaka prema 15 731 GWh ukupne potrošnje na razini prijenosne mreže). Trend kretanja tih gubitaka je smanjenje sa 4,33 % u 2003. godini na 3,44 % u 2005. godini [1]. Osnovni razlozi smanjenja su puštanje u pogon objekata TS Žerjavinec i TS Ernestinovo te rekonekcija 1. i 2. sinkrone zone UCTE-a tijekom 2004. godine. Nepovoljna je okolnost što su se nakon rekonekcije povećali neželjeni tokovi snaga.

Gubici u distribucijskoj mreži u relativnom iznosu po definiciji su omjer ukupnih gubitaka (tehničkih i netehničkih) u distribucijskoj mreži prema ukupnoj ulaznoj energiji u distribucijsku mrežu (iz prijenosne mreže i iz manjih elektrana priključenih na distribucijsku mrežu). Prema godišnjem izvješću HEP-a za 2004. godinu ti gubici su iznosili 10,68 % (1 637 GWh gubitaka prema 15 328 GWh ukupne ulazne energije). Trend kretanja tih gubitaka je u smanjenju od 1999. godine, pa su u 2005. godini iznosili 9,85 %. Osnovni razlozi smanjenja su u kontinuiranoj provedbi aktivnosti na smanjenju prvenstveno netehničkih gubitaka te pojačanih ulaganja u razvoj mreže.

Ukupni gubici u elektroenergetskom sustavu u relativnom iznosu po definiciji su omjer sume gubitaka u prijenosnoj i distribucijskoj mreži prema bruto domaćoj potrošnji (suma proizvodnje domaćih elektrana i uvoza umanjena za izvoz). Neto domaća potrošnja razlika je bruto domaće potrošnje i gubitaka u elektroenergetskom sustavu. Prema godišnjem izvješću HEP-a za 2004. godinu ti gubici u hrvatskom elektroenergetskom sustavu iznosili su 13,82 % (2 224 GWh gubitaka prema 16 095 GWh bruto domaće potrošnje). Trend kretanja tih gubitaka je u postupnom smanjenju, te je iznos ukupnih gubitaka u 2005. godini smanjen na 12,75 %.

Primjer elektroenergetske bilance HEP-a za 2004. godinu prikazan je na slici 1. Termin raspoloživa električna energija je, ustvari, bruto domaća potrošnja (16 095 GWh) i predstavlja sumu ukupne potrošnje na razini prijenosne mreže (15 731 GWh) i proizvodnje elektrana priključenih na distribucijsku mrežu (364 GWh).

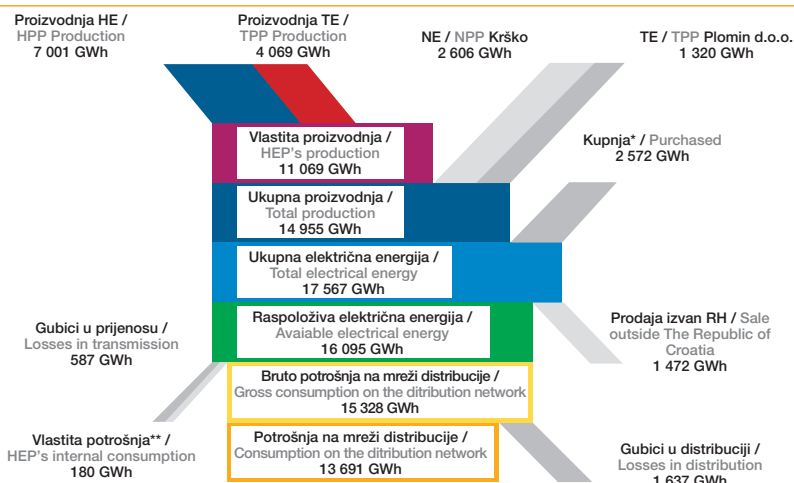
exports). According to the HEP Annual Report for the year 2004, these losses amounted to 3,74 % (587 GWh of losses in comparison to 15 731 GWh total consumption at the level of the transmission network). The trend of these losses was reduced from 4,33 % in the year 2003 to 3,44 % in the year 2005 [1]. The basic reasons for this reduction are that the Žerjavinec and Ernestinovo substations have gone into operation and the first and second zones of the Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE) were reconnected during the year 2004. Unfortunately, undesirable power flows increased after reconnection.

Relative losses in the distribution network are defined as the ratio of the total losses (technical and nontechnical) in the distribution network to the total energy input to the distribution network (from the transmission network and from small power plants connected to the distribution network). According to the HEP Annual Report of 2004, these losses amounted to 10,68 % (1 637 GWh losses in comparison to 15 328 GWh total energy input). The trend of these losses has shown a reduction since the year 1999, so that in the year 2005 they amounted to 9,85 %. The basic reasons for this reduction are in the continuous implementation of activities to reduce primarily nontechnical losses and intensified investment in the development of the network.

Total relative losses in the electrical energy system are defined as the ratio of the sum of the losses in the transmission and distribution networks to gross domestic consumption (the sum of the production of domestic power plants and imports minus exports). The net domestic consumption is the difference between gross domestic consumption and losses in the electrical energy system. According to the HEP Annual Report for 2004, these losses in the Croatian electrical energy system amounted to 13,82 % (2 224 GWh losses in comparison to 16 095 GWh gross domestic consumption). The trend of these losses has shown a gradual reduction, and the amount of the total losses in the year 2005 was reduced to 12,75 %.

An example of the HEP electrical energy balance for the year 2004 is shown in Figure 1. The term available electrical energy is, actually, the gross domestic consumption (16 095 GWh) and represents the sum of the total consumption at the level of the transmission network (15 731 GWh) and the production of the power plants connected to the distribution network (364 GWh).

Slika 1
Elektroenergetska
bilanca HEP-a za
2004. godinu.
Figure 1
HEP electrical energy
balance for the Year
2004



* Uračunata i nabava od Elektroprivrede BiH (720 GWh) temeljem višegodišnjeg ugovora / Also included are purchased from Elektroprivreda BiH (720 GWh) pursuant to a long-term contract

** Uračunata energija za crpni rad RHE Velebit (133 GWh) te ostala vlastita potrošnja (potrošnja toplinarstva u EL-TO i TE-TO Zagreb i vodomjera u HE Varaždin / Included is energy for the Velebit pump storage hydro power plant (RHE Velebit) (133 GWh), and HEP's other consumption (consumption by the district heating in cogeneration plants EL-TO and TE-TO Zagreb and water measuring in HPP Varaždin)

2.2 Usporedba s drugim europskim državama

Podaci o gubicima u hrvatskom elektroenergetskom sustavu govore puno sami za sebe. Najbolja analiza koja će pomoći u razumijevanju uzroka tolikih iznosa gubitaka je usporedna analiza s državama u okruženju. Temeljem međusobnih sličnosti i razlika, kao što su iznosi i raspodjele potrošnje električne energije, gospodarska razvijenost, socijalne karakteristike i mentalitet stanovništva i sl. mogu se prepoznati čimbenici koji najviše utječu na gubitke.

2.2 Comparison to other European countries

Data on the losses in the electrical energy system of Croatia say a lot. The best analysis to help understand the causes of such losses is a comparative analysis to the neighboring countries. Based on mutual similarities and differences, such as the amounts and allocations of electrical energy consumption, the degree of economic development, social characteristics, the mentality of the population etc., it is possible to identify the factors that have the greatest impact on losses.

Tablica 1 – Podaci o gubicima u elektroenergetskim sustavima europskih država u posljednjih nekoliko godina (2000.– 2005.)
Table 1 – Data on losses in the electrical energy systems of European countries during the past several years (2000 – 2005)

Iznos ukupnih gubitaka / Amount of total losses (%)	Države / Countries
Manje od 6 / Less than 6	Finska, Luksemburg, Belgija, Nizozemska, Njemačka / Finland, Luxembourg, Belgium, Netherlands, Germany
6 – 8	Italija, Danska, Švicarska, Francuska, Austrija, Slovenija / Italy, Denmark, Switzerland, France, Austria, Slovenia
8 – 10	Švedska, Velika Britanija, Španjolska, Portugal, Norveška, Irska, Grčka, Češka, Slovačka / Sweden, Great Britain, Spain, Portugal, Norway, Ireland, Greece, Czech Republic, Slovakia
10 – 12	Estonija, Litva, Latvija / Estonia, Lithuania, Latvia
12 – 14	Hrvatska, Poljska, Mađarska, Rumunjska / Croatia, Poland, Hungary, Romania
14 – 16	Bugarska, Crna Gora / Bulgaria, Montenegro
više od 16 / Over 16	Turska, Srbija, Bosna i Hercegovina, Albanija / Turkey, Serbia, Bosnia & Herzegovina, Albania

Napomene uz podatke iz tablice 1 / Notes to the data from Table 1:

- Prosječni gubici u državama EU-15 iznose 7,3 % / Average losses in the countries of the EU-15 amount to 7,3%.
- Zbog preuzimanja podataka iz više izvora, od izvješća europskih energetske regulatora do državnih energetske bilanci, moguć je različit pristup određivanju gubitaka u navedenim državama. Osnovna dvojba je da li su u izračunu gubitaka obuhvaćene mreže svih distribucijskih operatora pojedine države. / Because the data were taken from several sources, including reports by the European energy regulators and state energy balances, it is possible that the approaches for determining losses in these countries differed. It is justified to suspect that the networks losses of all the distribution operators of an individual country were not included in the calculation of losses.

Prema podacima iz tablice 1 vidljiv je trend povećanja ukupnih gubitaka prema jugoistoku Europe [1] do [13]. U istom pravcu pruža se i smanjenje gospodarske razvijenosti i standarda, kao i ukupne potrošnje električne energije po stanovniku.

Usporede li se države nastale raspadom Jugoslavije, koje su u bivšoj zajedničkoj državi imale slične uvjete za razvoj elektroenergetskog sustava uočava se očekivana činjenica. Slovenija s izraženim gospodarskim razvojem prednjači u minimalnom ostvarenju ukupnih gubitaka, slijedi Hrvatska s velikim ratnim štetama te poslijeratnim gospodarskim i strukturnim poteškoćama, dok zaostaju Crna Gora i Srbija. Na kraju je Bosna i Hercegovina s najvećim poslijeratnim, gospodarskim, demografskim i političkim problemima.

U nastavku je prikazana međusobna usporedba Hrvatske i Slovenije.

According to the data from Table 1, there is a trend toward increased total losses in the direction of Southeast Europe [1] to [13]. In this same direction, there is a lower level of economic development and living standards, as well as total per capita energy consumption.

If the countries that were established following the disintegration of Yugoslavia are compared, which in the former common state had similar conditions for the development of their electrical energy systems, an expected fact is evident. Slovenia, with marked economic development, leads in terms of minimal total losses, followed by Croatia with severe war damages and postwar economic and structural difficulties, while Montenegro and Serbia lag behind. The last is Bosnia & Herzegovina, with the greatest postwar economic, demographic and political problems.

A comparison between Croatia and Slovenia follows.

Tablica 2 – Usporedni iznosi gubitaka u Hrvatskoj i Sloveniji u 2004. godini
Table 2 – Comparison of the losses in Croatia and Slovenia during the year 2004

	Gubici u prijenosnoj mreži / Losses in the transmission network (%)	Gubici u distribucijskoj mreži / Losses in the distribution network (%)	Ukupni gubici u EE sustavu / Total losses in the electrical energy system (%)	Bruto domaća potrošnja / Gross domestic consumption (GWh)	Neto domaća potrošnja / Net domestic consumption (GWh)
Hrvatska / Croatia	3,74	11,16	13,82	16 096	13 691
Slovenija / Slovenia	2,14	5,83	6,28	13 530	12 680

Neto domaća potrošnja u obje države je približno jednaka, praktično neovisna o razlici u broju stanovnika. Rezultat je to prvenstveno znatno veće slovenske potrošnje u industriji, kao i nešto veće potrošnje u prosječnom kućanstvu.

Prema godišnjim energetske izvješćima nadležnih ministarstava udjel industrijske potrošnje u neto domaćoj potrošnji u Hrvatskoj je 27 %, dok je u Sloveniji 54 %, dakle dvostruko veći. Ako bi se na hrvatski elektroenergetski sustav primijenila raspodjela potrošnje kao u Sloveniji, ukupni gubici smanjili bi se za oko 3 %. Ostatak razlike hrvatskih i slovenskih gubitaka rezultat je većih:

- tehničkih gubitaka u hrvatskoj prijenosnoj mreži zbog većih duljina prijenosnih vodova i većeg broja TS-a,

Net domestic consumption in both countries is nearly the same, irrespective of the difference in the numbers of inhabitants. This is primarily due to Slovenia's significantly greater consumption in industry, as well as somewhat greater consumption in the average household.

According to the annual energy reports of the authorized ministries, the share of industrial consumption in net domestic consumption in Croatia is 27 %, while in Slovenia it is 54 %, i.e. double. If the allocation of electrical energy consumption in Slovenia were applied in the Croatian electrical energy system, total losses would be reduced by approximately 3 %. The reasons for the difference between Croatian and Slovenian losses also include the following:

- technical losses in the Croatian transmission network due to the greater distances covered

- tehničkih gubitaka u hrvatskoj distribucijskoj mreži zbog usporenog razvoja mreže uzrokovano značajnim ulaganjima u obnovu ratom uništenih dijelova mreže, gdje se kao očiti primjer može navesti povoljnija struktura slovenske SN mreže sa znatno većim udjelom 110 kV i 20 kV prema 35 kV i 10 kV vodovima,
- netehničkih gubitaka u hrvatskoj distribucijskoj mreži koji su na razini 3 % do 4 %.

Potvrda činjenice da su zbog nepovoljne strukture potrošnje povećani gubici u hrvatskom elektroenergetskom sustavu može se pronaći u izvješću Eurostat-a koje među ostalim obrađuje i raspodjelu potrošnje električne energije po osnovnim granama potrošnje (industrija, promet, kućanstva/usluge) u zemljama EU-25, EFTA i zemljama kandidatima za EU [14]. Hrvatska je po udjelu industrijske potrošnje na pretposljednem mjestu ispred Cipra, dok su u državama koje prema tablici 1 imaju najmanje gubitke udjeli industrijske potrošnje među najvećima. Primjeri su to Luksemburga sa 66 %, Finske sa 56 % te Belgije sa 50 % industrijske potrošnje.

U godinama prije rata udio industrijske potrošnje u Hrvatskoj iznosio je oko 45 %, kako je prikazano na slici 2. Stoga je preraspodjela potrošnje, koja je nastupila u ratnim i poslijeratnim godinama rezultirala s najvećom potrošnjom na najnižoj naponskoj razini u kategorijama kućanstava i usluga, uzrokovala porast ukupnih gubitaka u elektroenergetskom sustavu otprilike 2 %.

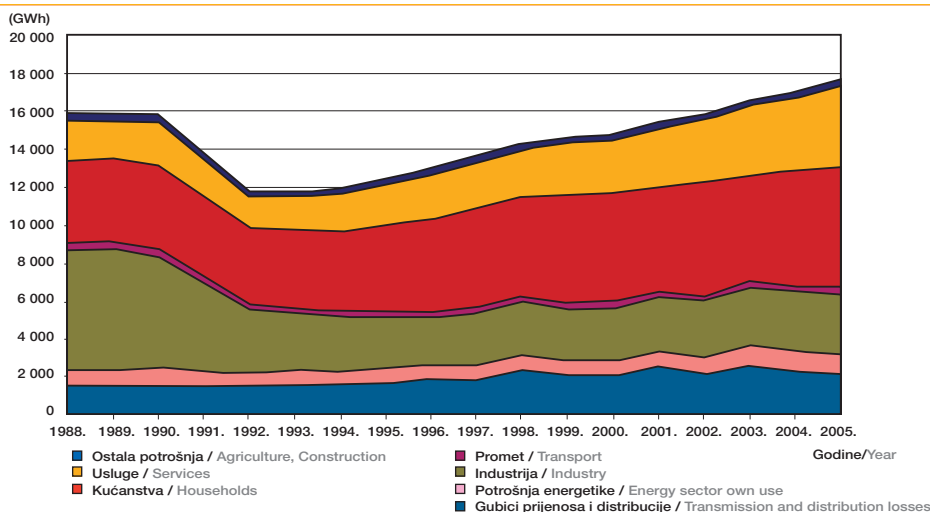
by transmission lines and the higher number of substations,

- technical losses in the Croatian distribution network resulting from the slowed development of the network due to significant investments in repairing the parts of the network damaged during warfare. An example is the obviously more favorable structure of the Slovenian MV network, with a significantly greater share of 110 kV and 20 kV in comparison to 35 kV and 10 kV lines, and
- nontechnical losses in the Croatian distribution network that are at the level of 3 to 4 %.

Confirmation of the fact that losses are increased in the electrical energy system in Croatia due to the unfavorable structure of consumption can be found in a report by Eurostat that, among other things, discusses the allocation of the consumption of electrical energy according to the basic branches of consumption (industry, traffic and households/services) in the countries of the EU-25, EFTA and the country candidates for the EU [14]. In terms of the share of industrial consumption, Croatia is in the next to the last place, ahead of Cyprus, while in the countries that have the lowest losses according to Table 1, the share of industrial consumption is among the highest. Examples are Luxembourg with 66 %, Finland with 56 % and Belgium with 50 % industrial consumption.

In the years prior to the war, the share of industrial consumption in Croatia amounted to approximately 45 %, as shown in Figure 2. Therefore, the reallocation of consumption that occurred during the war and postwar years resulted in the highest consumption at the lowest voltage level in the categories of households and services. This caused an approximately 2 % increase in the total losses of the electrical energy system.

Slika 2
Raspodjela potrošnje električne energije u Hrvatskoj od 1988. do 2005. godine
Figure 2
Allocation of the consumption of electrical energy in Croatia from 1988 to 2005



2.3 Vlastita potrošnja u hrvatskom elektroenergetskom sustavu

U različitim analizama gubitaka u elektroenergetskom sustavu često se isprepliću i različito tumače pojmovi gubici i vlastita potrošnja. Stoga je u ovom dijelu ukratko opisana struktura vlastite potrošnje i njen prikaz u bilancama električne energije.

2.3.1 Vlastita potrošnja elektrana

Proces proizvodnje električne energije u elektranama zahtijeva potrošak određene količine električne energije, postotno veće u termoelektranama, a manje u hidroelektranama. Tako potrošena električna energija, odnosno vlastita potrošnja elektrana, može se prikazati u bilancama električne energije ili ne, ovisno o načinu izrade bilanci. Razlikuju se sljedeća dva slučaja:

- bilanca električne energije u godišnjim energetske pregledima Ministarstva gospodarstva, rada i poduzetništva Vlade RH prikazuje bruto proizvodnju električne energije, koja dakle uključuje i vlastitu potrošnju elektrana. Stoga se dalje u razradi potrošnje električne energije u poglavlju Potrošnja energetike prikazuje vlastita potrošnja elektrana razložena na potrošnju hidroelektrana, termoelektrana i javnih kogeneracijskih termoelektrana,
- bilanca električne energije u godišnjim izvješćima HEP-a prikazuje neto proizvodnju elektrana na pragu, odnosno količinu električne energije koju elektrane isporučuju u elektroenergetski sustav. Stoga se u toj bilanci vlastita potrošnja elektrana vezana uz proizvodnju električne energije ne prikazuje. Eksplicitno se prikazuje vlastita potrošnja koja nije izravno vezana za proces proizvodnje električne energije (slika 1).

Na primjer, postotni udjel vlastite potrošnje elektrana u odnosu na bruto proizvodnju u Hrvatskoj iznosi oko 5 %, dok je u Sloveniji oko 6 % zbog većeg udjela termoelektrana u proizvodnji električne energije.

U razmatranjima pojedinih energetskih stručnjaka vlastita potrošnja elektrana često se pogrešno svrstava u gubitke elektroenergetskog sustava, te se na taj način umjetno podiže njihova razina. Nasuprot tome, vlastita potrošnja elektrana nužni je dio procesa proizvodnje električne energije i kao takva predstavlja dio troškova proizvodnje.

2.3 Internal energy consumption in the Croatian electrical energy system

In various analyses of losses in an electrical energy system, there are frequently a variety of interpretations of losses and internal consumption by the energy provider. Therefore, in this chapter, there is a brief description of the structure of HEP's internal consumption and their presentation in the electrical energy balance.

2.3.1 Internal energy consumption by power plants

The process of producing electrical energy in power plants requires the consumption of a certain quantity of electrical energy, a higher percentage in thermoelectric power plants than in hydroelectric power plants. Thus, the consumption of electrical energy, i.e. internal consumption by power plants, can be shown in the balances of electrical energy or not, depending on the manner of preparing the balance. The following two cases differ:

- the balance of electrical energy in the annual energy reviews of the Ministry of the Economy, Labor and Entrepreneurship of the Republic of Croatia shows the gross production of electrical energy that also includes internal consumption by power plants. Further discussion of energy consumption in the chapter Consumption in energy sector presents internal consumption by hydroelectric, thermoelectric and public cogeneration thermal power plants, and
- the balance of electrical energy in the HEP annual reports shows the net production of power plants at the threshold, i.e. the quantity of electrical energy that the power plants deliver to the electrical energy system. Therefore, in this balance the internal consumption by power plants connected with the production of electrical energy is not shown. Internal consumption by power plants that is not directly connected to the process of the production of electrical energy is explicitly shown (Figure 1).

For example, the percentage share of the internal consumption by power plants in comparison to the gross production in Croatia amounts to approximately 5 %, while in Slovenia it is approximately 6 % due to the large share of thermoelectric power plants in the production of electrical energy.

In considerations by certain energy experts, the internal consumption by power plants is often incorrectly classified among losses by the electrical energy system, and in this way artificially raises their level. On the contrary, internal consumption by power plants is a necessary part of the process of producing electrical energy and as such represents a part of production costs.

2.3.2 Vlastita potrošnja u prijenosnoj i distribucijskoj mreži

Jedinstveno stajalište oko definiranja pojmova gubici i vlastita potrošnja je sljedeće:

- gubici električne energije dijele se na:
 - tehničke gubitke koji nastaju isključivo u elementima mreže svih naponskih razina koji su pod pogonskim naponom i kroz koje se tokovima snaga obavlja prijenos i distribucija električne energije od ulaznih mjernih mjesta (proizvodnja i uvoz) do uključivo izlaznih mjernih mjesta (izvoz i prodaja kupcima),
 - netehničke gubitke koji su nemjerena, odnosno mjerena, ali neočitana i neobračunata električna energija potrošena izvan gore navedenih elemenata mreže,
- vlastita potrošnja je mjerena električna energija koja je utrošena:
 - u elektroenergetskim objektima za potrebe grijanja i klimatizacije, unutrašnje i vanjske rasvjete kao i napajanja uređaja za daljinski nadzor i komunikaciju, mjerne i zaštitne opreme te elektromotornih trošila,
 - u poslovnim objektima HEP grupe za potrebe obavljanja svih poslovnih aktivnosti.

Vlastita potrošnja elektroenergetskih objekata mjeri se u TS VN/VN, VN/SN i SN/SN te VN i SN rasklopištima, dakle postrojenjima sa značajnijom potrošnjom električne energije [15]. Ta vlastita potrošnja predstavlja dio troškova poslovanja OPS-a (Operatora prijenosnog sustava) i ODS-a.

U razdjelnim TS SN/NN vlastita potrošnja se ne mjeri te se tako potrošena električna energija svrstava u netehničke gubitke. Razlog nemjerenja je u jednostavnoj činjenici da iznos vlastite potrošnje u jednoj TS zbog svog malog iznosa od prosječno 1 kWh godišnje ne opravdava ugradnju mjernog mjesta te njegovo održavanje i periodično očitavanje. Izuzetak čini oko 90 TS SN/NN koje su uvedene u sustav daljinskog vođenja s prosječnom godišnjom potrošnjom uređaja za daljinsko vođenje i komunikaciju većom od 4 000 kWh, pa toliki iznos godišnje potrošnje opravdava ugradnju mjernog mjesta vlastite potrošnje. Iznos netehničkih gubitaka nastao zbog nemjerene vlastite potrošnje u TS SN/NN na razini je od 0,5 GWh godišnje, što čini 0,03 % gubitaka u distribucijskoj mreži, odnosno 0,003 % od ulazne energije u distribucijsku mrežu.

Nasuprot tome, vlastita potrošnja elektroenergetskih i poslovnih objekata ODS-a na razini je od 50 GWh

2.3.2 Internal energy consumption in the transmission and distribution networks

A uniform position regarding the definition of the concepts of losses and internal consumption by the provider is as follows:

- electrical energy losses are divided into the following:
 - technical losses that occur exclusively in elements of the network at all voltage levels that are under operating voltage and through which the transmission and distribution of electrical energy occur by power flows from the input measurement points (production and import) up to the output measurement points (export and sales to customers), and
 - nontechnical losses that are not measured, or measured but not read, and unaccounted electrical energy consumption outside the above-mentioned elements of the network, and
- internal consumption by the provider of electrical energy is measured electrical energy consumed:
 - by electric power facilities for purposes of heating and air-conditioning, interior and exterior lighting as well as supplying equipment for remote control and communication, measurement and protective equipment, and consumption by electric motors, and
 - in the buildings of the HEP Group, and for the requirements for the performance of all operational and administrative activities.

The internal consumption of electrical energy by energy facilities is measured in HV/HV, HV/MV, MV/MV substations and HV and MV switchyards, i.e. equipment with significant consumption of electrical energy [15]. This internal consumption represents a part of the operating expenditures of the transmission system operator (TSO) and the distribution system operator (DSO).

In MV/LV distribution substations, internal consumption is not measured, and such consumption of electrical energy is classified among nontechnical losses. The reason not to measure it is in the simple fact that the amount of consumption by a substation due to the small average consumption of 1 kWh per year does not justify the installation, maintenance and periodic reading of a measuring point. Exceptions are approximately 90 MV/LV substations that have been included in the remote control system with an annual consumption by the remote control and communication equipment greater than 4 000 kWh, and this amount of annual consumption justifies the installation of metering devices for the provider's internal consumption. This amount of nontechnical losses occurs due to unmeasured internal consumption by the provider in

godišnje što čini 0,3 % od ulazne električne energije u distribucijsku mrežu.

3 KARAKTERISTIKE GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

3.1 Stanje distribucijske mreže

Sadašnje stanje distribucijske mreže u Hrvatskoj karakteriziraju sljedeće značajke:

- obnova ratom uništenih dijelova distribucijske mreže, gdje procijenjena šteta iznosi 2,65 milijardi kuna. Do danas je u obnovu uloženo 2,16 milijardi kuna. Takva značajna ulaganja uzrokovala su usporavanje razvoja ostalog dijela distribucijske mreže,
- dotrajalost distribucijske mreže. Tu značajku distribucijske mreže najjednostavnije je iskazati brojčanim iznosom stupnja otpisane vrijednosti imovine, koja je na kraju 2006. godine iznosila 64,43 %,
- nedovoljna ulaganja u održavanje. Ta značajka je izravna posljedica ratnih događanja. Naime tijekom ratnih i poratnih događanja ulaganje u održavanje je znatno reducirano, a tome je u mnogome pridonosilo i žurno rješavanje kritičnih točaka u mreži,
- usporen razvoj, modernizacija i automatizacija. Distribucijsku mrežu karakterizira velik udio zastarjele opreme pri kraju životne dobi. Omjer 20 kV i 10 kV mreže je na razini 1: 7,5. Mreža 10 kV je u lošem stanju, gdje je oko 70 % vodova s presjekom vodiča ispod 50 mm² Al/Če. Velik postotak energetske transformatora SN/NN je starije i neekonomične izvedbe s povećanim gubicima. U mreži niskog napona prevladava nadzemna mreža s golim Al/Če vodičima neodgovarajućeg presjeka, s nezanemarivim udjelom mreža izgrađenih još u doba elektrifikacije. Poseban problem čine kućni priključci starije izvedbe čiji unutrašnji dio nije u vlasništvu niti nadležnosti ODS-a. Velik postotak takvih priključaka ne zadovoljava današnje tehničke uvjete i znatno povećava mogućnost neovlaštene potrošnje električne energije,
- različite koncepcije i neujednačenost razvoja. Organizacijski ustroj, karakterističan po usitnjenosti i izraženoj samostalnosti nižih organizacijskih dijelova, pored niza negativnosti i poteškoća u poslovnim procesima, doveo je do različitih koncepcija i neujednačenog razvoja distribucijske mreže. Posljedice takvog stanja izražene su najviše kroz različit pristup razvoju i održavanju mreže,

the MV/LV substations at a level of 0,5 GWh annually, which comprises 0,03 % of the losses in the distribution network, i.e. 0,003 % of the energy input into the distribution network.

In contrast, the internal consumption by the electrical energy and administrative objects of the distribution system operator is at a level of 50 GWh annually, which comprises 0,3 % of the energy input into the distribution network.

3 THE CHARACTERISTICS OF THE LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

3.1 The condition of the distribution network

The present condition of the distribution network in Croatia is characterized by the following:

- it is necessary to repair those parts of the distribution system destroyed during the war, where the estimated damages amount to 2,65 billion kunas. Until now, 2,16 billion kunas have been invested in repairs. Such significant investments have slowed down the development of the other parts of the distribution network,
- the distribution system is worn out. This characteristic of the distribution network is most simply demonstrated by the depreciated value of the property, which in the year 2006 amounted to 64,43 %,
- there is insufficient investment in maintenance. This characteristic is the direct consequence of the war. During the war and postwar events, investment in maintenance was significantly reduced, to a large extent due to the urgency of repairing critical points in the network,
- development, modernization and automation have been slow. The distribution network is characterized by a large percentage of obsolete equipment at the end of its working lifetime. The ratio of 20 kV and 10 kV networks is at the level of 1:7,5. The 10 kV network is in poor condition, in which the cross sections of approximately 70 % of the line conductors are below 50 mm² and made of aluminum/steel. A large percentage of the MV/LV energy transformers are old and uneconomical models with increased losses. The low voltage network is dominated by the overhead network with bare aluminum/steel conductors having inappropriate cross sections, and a not insignificant part of the network that was built during the period of electrification. There is a particular problem regarding household connection points of the old type, the inside parts of which are neither under the ownership nor the authority of the DSO. A large percentage of such connection points do not meet today's technical requirements and significantly

- nepovoljan zemljopisni oblik. Ta značajka ogleda se najviše na području ruralnih, priobalnih zona i otoka, za koje je karakterističan nepovoljan oblik terena, niska gustoća potrošnje, te izrazito duge i razgranate mreže za čije su održavanje i izgradnju nužni povećani troškovi,
- nepovoljne promjene u strukturi potrošnje. Karakterizira ih problematika seljenja potrošnje s mreže visokog i srednjeg napona na mrežu niskog napona kao i problematika izrazitih sezonskih promjena vršnih opterećenja, posebice u turističkim područjima.

Sve navedene značajke u većoj ili manjoj mjeri uzrokuju povećanje gubitaka u distribucijskoj mreži.

3.2 Problematika određivanja ukupnih gubitaka

Za kvalitetno utvrđivanje godišnje razine ukupnih gubitaka u distribucijskoj mreži nužno je kvalitetno vođenje energetske bilance. Prodaja električne energije prati se pomoću mjesečnih računa/rata, što znači da se gubici ne računaju isključivo na temelju očitanih mjernih podataka. Ta činjenica je posebno nepovoljna kod određivanja potrošnje električne energije iz mjesečne akontacijske rate kod kupaca sa dvotarifnim mjerenjem. Dodatni problemi su nemogućnost vremenskog povezivanja potrošnje s nabavom električne energije, te odstupanje obračunske od kalendarske godine.

Izravna posljedica akontacijskog sustava obračuna potrošnje za veliku većinu kupaca kategorije kućanstvo je da na kraju kalendarske godine uvijek postoji dio potrošnje koji nije fakturiran putem akontacija pa se iskazuje kao gubitak električne energije u bilanci za tu godinu (povećanje gubitaka) ili je unaprijed fakturiran dio buduće potrošnje (smanjenje gubitaka). Može se reći da je to sustavna pogreška koju nije moguće izbjeći.

Zbog takvog prenošenja dijela gubitaka iz jedne godine u drugu, nemoguće je utvrditi točnu razinu gubitaka za pojedinu kalendarsku godinu, što je vidljivo na slici 3.

- increase the opportunity for the unauthorized consumption of electrical energy,
- there are various concepts and a lack of uniformity in development. The organizational system, characterized by the fragmentation and marked autonomy of the lower organizational parts, in addition to a series of negative factors and difficulties in the operational processes, has led to differing concepts and a lack of uniformity in the development of the distribution network. The consequences of such a situation are most evident in the various approaches to the development and maintenance of the network,
- the unfavorable geographical configuration poses a problem. This is most evident in the area of the rural, coastal zones and islands, characterized by unfavorable terrain configurations, low consumption density and markedly long and branching networks, for which it is essential to increase expenditures for construction and maintenance, and
- there have been unfavorable changes in the consumption structure. They are characterized by the problem of moving consumption from a network of high and medium voltage to a network of low voltage and the problem of marked seasonal changes in peak load, especially in tourism areas.

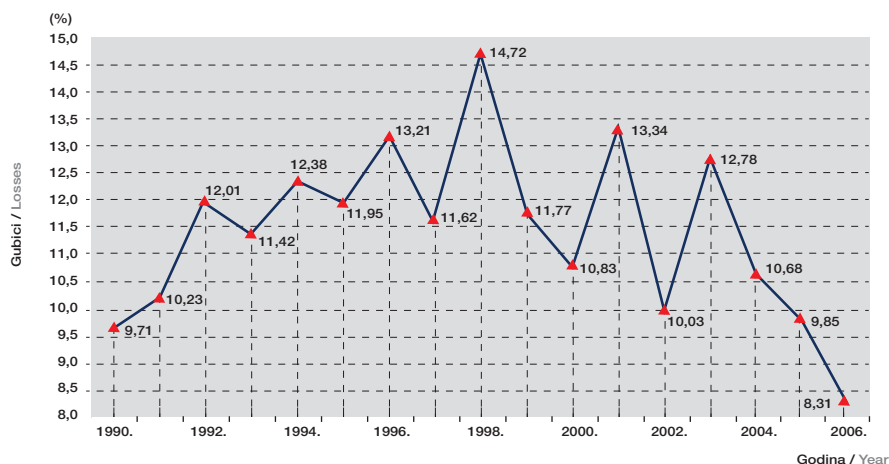
All the above characteristics increase the losses in the distribution network, to a greater or lesser extent.

3.2 The problem of the determination of total losses

For the accurate determination of the annual levels of total losses in a distribution network, it is necessary to keep an accurate record of the energy balance. The sale of electrical energy is monitored using monthly bills/installment payments, which means that losses are not calculated exclusively on the basis of the reading of meter data. This fact is particularly unfavorable when determining the consumption of electrical energy from monthly prepaid installments for customers with dual-tariff meters. Additional problems include the impossibility of correlating the time of consumption with the procurement of electrical energy, and the difference between the accounting and the calendar years.

A direct consequence of the advance payment system for calculating consumption for the great majority of customers in the category of households is that at the end of the calendar year there is still a part of consumption that is not invoiced via advance payment and is expressed in the balance as a loss of electrical energy for that year (increased loss) or is invoiced in advance as a part of future consumption (reduced loss). It can be said that this is a system error that cannot be avoided.

Due to this carryover of part of the loss from one year to the next, it is not possible to determine the precise level of loss for an individual calendar year, as evident in Figure 3.



Slika 3
Gubici u distribucijskoj mreži od 1990. do 2006. godine
Figure 3
Losses in the distribution network from 1990 to 2006

Utjecaj točnosti određivanja mjesečne akontacijske rate kupcima kategorije kućanstvo na iznos godišnjih gubitaka prikazat će se sljedećim primjerom. Uz udjel potrošnje tih kupaca od 50 % i godišnju razinu ukupnih gubitaka od 10 %, razlika predviđene i ostvarene potrošnje od 3 % generira razliku u ukupnim gubicima od 13,5 % pa se tako utvrđeni gubici kreću od 8,65 % za manju potrošnju od predviđene do 11,35 % za veću potrošnju od predviđene.

Pored utjecaja akontacijskog sustava naplate mogući dodatni utjecajni čimbenici na značajne međusobne razlike godišnjih iznosa gubitaka su i:

- utjecaj odstupanja temperatura od prosječnih sezonskih vrijednosti, prvenstveno zbog smanjenja potrošnje tijekom toplijih zimskih dana, odnosno povećanja potrošnje tijekom vrućih ljetnih dana,
- procjena mjernih podataka (stanja brojila) pri promjeni cijene električne energije,
- promjene godišnjih termina očitavanja kupaca kategorije kućanstvo,
- utjecaj neočitanih i nepravodobno očitanih mjernih uređaja.

3.3 Karakteristike tehničkih gubitaka

Osnovna je podjela tehničkih gubitaka na:

- stalne gubitke koji postoje neovisno o veličini opterećenja distribucijske mreže,
- gubitke ovisne o opterećenju koji su posljedica opterećenja distribucijske mreže.

Stalni gubici su posljedica održavanja distribucijske mreže u pogonskom stanju pripravnosti za opskrbu kupaca električnom energijom te nastaju cijelo vrijeme dok je mreža u pogonu. U tu

The impact of the precision of the determination of the monthly installments prepaid by customers of the household category on the amount of annual losses will be shown with the following example. In addition to the 50 % share of consumption by these customers and the annual level of total losses of 10 %, the difference between the forecast and actual consumption of 3 % generates a difference in the total losses of 13,5 %, and thus the determined losses range from 8,65 % for lower consumption than forecast to 11,35 % for higher consumption than forecast.

In addition to the impact of the prepaid system of collection, possible additional influential factors on the significant differences in the annual amounts of losses are as follows:

- the impact of deviations in temperature from the average seasonal values, primarily due to reduced consumption during warm winter days or increased consumption during hot summer days,
- estimation of meter data (meter reading) when changing the price of electricity,
- changes in the annual schedule for reading the meters of customers of the household category, and
- the impact of unread meters and the reading of meter devices at the wrong time.

3.3 Characteristics of technical losses

Technical losses are basically divided into the following:

- constant losses that exist, independently of the amount of load on the distribution network, and
- load-dependent losses, which are in consequence of load on the distribution network.

grupu spadaju gubici u jezgrama transformatora, gubici zbog korone i odvoda preko izolatora kod dalekovoda, dielektrički gubici kod kabela i kondenzatora, gubici u naponskim svicima brojila električne energije itd. Udjel stalnih gubitaka ovisi o opterećenju mreže, te je najveći pri minimalnom opterećenju kada može iznositi i preko 70 % tehničkih gubitaka. Suprotno tome, u trenutku maksimalnog opterećenja pada ispod 30 % tehničkih gubitaka.

Gubici ovisni o opterećenju mreže rastu s kvadratom struje opterećenja, a javljaju se u vodičima vodova i namotima transformatora.

3.4 Karakteristike netehničkih gubitaka

Netehničke gubitke se ne može jednoznačno odrediti nijednom metodom, već samo neizravno kao razliku poznatih ukupnih i tehničkih gubitaka. Netehnički gubici nastaju zbog:

- pogrešaka uzrokovanih složenim poslovnim procesom očitavanja i obračuna potrošnje električne energije,
- tehničkih neispravnosti na mjernim mjestima, odnosno mjernim uređajima,
- neovlaštene potrošnje električne energije, odnosno krađe u slučajevima:
 - potrošnje električne energije bez ili pokraj mjerne opreme ili kada je mjerna oprema onesposobljena za ispravni rad, uključujući i nedostatak plombe,
 - samovoljnog priključenja instalacije i trošila na distribucijsku mrežu.

Constant losses are the consequence of the maintenance of the distribution network in the state of readiness for supplying customers with electrical energy and occur during the entire time that the network is in operation. This group includes losses in the transformer cores, losses due to the corona discharges, leaking across insulators of HV lines and dielectric losses in cables and capacitors, losses in the electric meter voltage coils etc. The percentage of constant losses depends upon the load on the network, and is greatest during minimum load when it can amount to over 70 % of the technical losses. By contrast, at the moment of the maximum load, it drops below 30 % of the technical losses.

Losses dependent on the network load increase with the square of the load current, and occur in line conductors and transformer coils.

3.4 Characteristics of nontechnical losses

Nontechnical losses cannot be unambiguously determined by a single method but only indirectly as the difference between the known total and technical losses. Nontechnical losses occur due to the following:

- errors caused by the complex operations processes of the reading and calculating of electrical energy consumption,
- technical shortcomings at the metering point or in the measurement equipment, and
- unauthorized consumption of electrical energy, i.e. theft in the following cases:
 - the consumption of electrical energy without or next to metering equipment or when metering equipment is rendered incapable of correct operation, including the absence of a meter seal, and
 - the unauthorized connection of installations and load to the distribution network.

4 PRORAČUN TEHNIČKIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

Pitanje određivanja tehničkih gubitaka proračunom kompleksan je problem zbog velikog broja elemenata mreže, odnosno objekata na različitim naponskim razinama uzrokovanog njenom širokom rasprostranjenosti, što uvjetuje opsežne tehničke baze podataka zbog vjerodostojnog modeliranja elemenata mreže i pripadnih tokova snaga [16].

4.1 Ulazni podaci za proračun

Tehnička baza podataka organizirana je u tri sastavna dijela:

- podaci o objektima distribucijske mreže
 - impedancije i admitancije dionica SN i NN mreže i energetskih transformatora, gubici djelatne i jalove snage u energetskim transformatorima, topologija distribucijske mreže,
- mjerni podaci iz sustava daljinskog vođenja (SDV). Tim mjernim podacima povećava se točnost izlaznih rezultata proračuna zbog poznavanja stvarnih tokova snaga u dijelu distribucijske mreže pokrivenim SDV-om,
- podaci određeni na osnovi dodatnih mjerenja prijenosnim mjernim uređajima. U nemogućnosti potpune provedbe tih mjerenja zbog velikog broja razdjelnih TS SN/NN mogu se koristiti tipski dijagrami opterećenja TS sličnih karakteristika.

Baza podataka o potrošnjama formirana je na osnovi izvješća iz poslovnih aplikacija za obračun potrošnje električne energije, a sadrži podatke o potrošnjama svih kupaca. Grupiranjem potrošnji kupaca po čvorištima NN izvoda određuje se raspodjela tokova snaga po dubini NN izvoda.

Grupiranjem potrošnji kupaca po razdjelnim TS SN/NN uvodi se kontrolni mehanizam za provjeru računski određenih tokova snaga u modeliranoj SN mreži.

4.2 Metoda proračuna

Suština kvalitetnog proračuna je u prostornoj i vremenskoj raspodjeli računskih tokova snaga što bližoj stvarnoj, uz točne modele objekata distribucijske mreže. Za zadovoljenje tih zahtjeva, potrebno je da izvori ulaznih podataka za proračun budu što bogatiji i vjerodostojniji.

U VN i višoj SN (35 odnosno 30 kV) mreži te transformatorima VN/SN i SN/SN raspodjela

4 THE CALCULATION OF TECHNICAL LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

The question of the determination of technical losses through calculation is a complex problem due to the large number of network elements, i.e. objects at various voltage levels due to its sprawling nature, requiring an extensive technical database for the accurate modeling of the elements of the network and the corresponding power flows [16].

4.1 Input data for calculation

The technical database is organized into three component parts:

- data on the objects of the distribution network
 - impedance and admittance of the sections of the MV and LV networks and energy transformers, losses of active and reactive power in energy transformers, and the topology of the distribution network,
- measured data from the remote control system (RCS). With these measurements, the accuracy of the input results of the estimates are increased due to information about the actual power flows in the part of the distribution network covered by the RCS, and
- data determined on the basis of additional measurements with portable measuring devices. As it is not possible to perform these measurements completely due to the large number of MV/LV distribution substations, it is possible to use load diagrams of a substation that has similar characteristics.

The data base on consumption is formed on the basis of reports from the business applications for the calculation of the consumption of electrical energy, and contains data on the consumption of all customers. By grouping customer consumption according to LV feeder taps, the available power flows are determined along the LV feeders.

By grouping customer consumption according to MV/LV distribution substations, a control mechanism is introduced for the verification of the calculated power flows in a modeled MV network.

4.2 Estimation method

The essence of a quality estimate is in determining the spatial and temporal distribution of the calculated power flows as accurately as possible, with precise models of the objects in the distribution network. In order to meet these requirements, the sources of the input data for the estimate should be as extensive and accurate as possible.

tokova snaga može biti određena mjernim podacima iz SDV-a. U tom dijelu mreže proračun gubitaka je jednostavan, budući da na vodovima u pravilu nema odvojaka.

Proračun gubitaka u nižoj SN (20 kV, odnosno 10 kV) i NN mreži je najkompleksniji, s obzirom na veliki broj čvorišta u kojima se tokovi snaga granaju. Primijenjen je proračun radialne mreže uz poznate ulazne snage i napone na počecima izvoda.

4.3 Analiza rezultata proračuna

Analizom rezultata proračuna za sve objekte distribucijske mreže otvaraju se mogućnosti kvalitetnijeg rada u sljedećim područjima:

- planiranje i priprema investicijskih objekata, gdje se ostalim čimbenicima koji određuju prioritet investicije dodaje i čimbenik smanjenja tehničkih gubitaka, prvenstveno u određivanju financijske isplativosti investicije. Moguće je zatim simulacijom porasta potrošnje, na osnovi zadanih uvjeta te kontrolom porasta gubitaka, pravodobno reagirati u zamjenama i rekonstrukcijama objekata s prevelikim iznosom gubitaka,
- vođenje mreže, gdje se mogu smanjiti gubici na nekoliko načina: izborom optimalne topologije mreže, povećanjem učinkovitosti rada energetskih transformatora u paralelnom radu ili odgovarajućim međusobnim zamjenama, smanjenjem toka jalove snage ugradnjom dodatne kompenzacije na optimalnim mjestima u mreži, kvalitetnom regulacijom napona te simetriranjem opterećenja,
- tipizacija opreme sa smanjenim gubicima, prvenstveno energetski transformatori, brojlara, kondenzatorske baterije, odvodnici prenapona, izolirani vodiči i kabeli i sl.

Provedba analize rezultata proračuna tehničkih gubitaka donosi dvije korisne metode za kontrolu i praćenje gubitaka. Prva je selektiranje objekata sa najvećim iznosima gubitaka temeljem formiranih lista objekata s pripadajućim gubicima. Druga metoda počiva na promatranju ovisnosti iznosa gubitaka u nekom objektu prema njegovoj opterećenosti tokovima snaga i omogućuje pravodobno otkrivanje slabih mjesta u mreži.

4.3.1 Liste objekata s pripadajućim gubicima

Za svaku razinu distribucijske mreže (viša i niža SN te NN mreža, transformacije SN/SN i SN/NN) formiraju se liste objekata posloženih po iznosu gubitaka od većih k manjim. Ovisno o načinu prikaza, formiraju se:

In HV and high MV (35 or 30 kV) networks and HV/MV and MV/MV transformers, the distribution of such power can be determined by measuring data from the RCS. The estimation of losses in this part of the network is simple because there are no line taps, as a rule.

The estimation of losses in low MV (20 kV or 10 kV) and LV networks is the most complex, due to the large number of nodes in which the power flows are branching. The calculation of the radial network is used with known power input and voltages at the beginning of the feeder.

4.3 Analysis of the calculation results

Through analysis of the calculation results for all the objects in a distribution network, possibilities arise for improved operations in the following areas:

- the planning and preparation of investment objects, where to other factors that determine the priority of investment are added the factor of the reduction of technical losses, primarily in the determination of the profitability of investment. It is also possible through the simulation of consumption growth, on the basis of the given conditions and with control of the increase in losses, to react in time in the replacement and reconstruction of objects with excessive losses,
- network management, where it is possible to reduce losses in several ways. These include the choice of the optimal topology of the network, increased effectiveness of the work of the energy transformers in parallel operation or by appropriate exchange, the reduction of the flow of reactive power with the installation of additional compensation at optimal places in the network, high quality voltage regulation and balancing of the phases load, and
- standardization of equipment with reduced losses, primarily energy transformers, meters, capacitor batteries, surge arresters, insulated conductors, cables etc.

Analysis of the results of the estimate of technical losses yields two useful methods for the control and monitoring of losses. The first is the selection of objects with the highest amounts of losses based upon lists consisting of objects with corresponding losses. The second method begins with the study of the dependence of the amount of loss in an object according to its power flow load, thereby facilitating the timely discovery of weak points in the network.

4.3.1 Lists of objects with corresponding losses

For each level of the distribution network (high and low MV and LV networks, transformation of

- liste objekata s ukupnim gubicima,
- liste objekata s postotnim gubicima u odnosu na distribuiranu električnu energiju – učinkovitost objekata,
- liste objekata s ukupnim gubicima po jedinici duljine – gustoća gubitaka u dionicama SN i NN mreže.

Podaci koji predstavljaju najveću vrijednost u aktivnostima na kontroli i smanjivanju tehničkih gubitaka su podaci o objektima s najvećim iznosima gubitaka. Za SN i NN mrežu koja je u radijalnom pogonu i gdje se tokovi snaga smanjuju prema krajevima izvoda prirodno je očekivati povećane iznose gubitaka u početnim dionicama izvoda. Na primjeru dijela distribucijske mreže kontinentalnog dijela Hrvatske najbolje se vidi izuzetno velika neravnomjernost raspodjele gubitaka:

- u nižoj SN mreži (10 kV) polovica gubitaka nastaje u dionicama čija suma duljina iznosi samo 8,9 % od ukupne duljine mreže te naponske razine,
- u NN mreži polovica gubitaka nastaje u dionicama čija suma duljina iznosi samo 6,5 % od ukupne duljine NN mreže.

4.3.2 Ovisnost iznosa gubitaka o opterećenosti tokovima snaga

Najjednostavniji način utvrđivanja odnosa između iznosa tehničkih gubitaka i opterećenosti distribucijske mreže je u usporedbi dnevnih dijagrama opterećenja i pripadnih rezultata proračuna tehničkih gubitaka za dva karakteristična dana u godini s minimalnim i maksimalnim opterećenjem. Na osnovi te usporedbe može se odrediti njihova međusobna ovisnost, potom granične vrijednosti unutar kojih se kreću iznosi gubitaka snage i energije tijekom godine te na kraju porast gubitaka ovisno o porastu potrošnje električne energije u budućnosti.

Usporedba gubitaka snage u trenucima minimalnog i maksimalnog opterećenja tijekom godine temeljena na obavljenom proračunu u spomenutom dijelu distribucijske mreže daje sljedeće rezultate:

- u trenutku minimalnog godišnjeg opterećenja gubici snage iznose 4,2 % ulazne snage,
- u trenutku maksimalnog godišnjeg opterećenja gubici snage iznose 9,1 % ulazne snage.

Tijekom godine gubici snage variraju između ta dva granična slučaja. Nadalje, usporedba dnevnih gubitaka energije daje međusobno bliže iznose graničnih slučajeva:

MV/MV and MV/LV), lists of objects are compiled that are arranged according to the amount of losses in descending order. Depending on the manner of presentation, the following are prepared:

- lists of objects with total losses,
- lists of objects with percentages of losses in comparison to the distributed electrical energy – the effectiveness of objects, and
- lists of objects with total losses according to units of length – density of losses in parts of the MV and LV network.

The data that represent the highest values in activities for the control and reduction of technical losses are the data on the objects with the highest amounts of losses. For an MV and LV network that is in radial operation and where the power flows decrease toward the end of the feeder, it is natural to expect increased amounts of losses at the beginning of the feeder. For example, the exceptional lack of uniformity in the distribution of losses from part of the distribution network of the continental part of Croatia can best be seen as follows:

- in a low MV network (10 kV), half of the losses occur in the parts whose total length amounts to only 8,9 % of the total length of the network of that voltage level, and
- in an LV network, half of the losses occur in the parts whose total length amounts to only 6,5 % of the total length of the LV network.

4.3.2 The dependence of the amount of losses on the power flow (load)

The simplest manner for determining the ratio between the amount of technical losses and the distribution network load is by comparing the daily load diagrams and the corresponding results of the calculated technical losses for two characteristic days in the year with minimum and maximum loads. On the basis of this comparison, it is possible to determine their mutual dependence, the limit values within which the amounts of power and energy losses range during the year, and the losses increase, depending on future growth in electrical energy consumption.

Comparison of power losses at moments of minimum and maximum load during the year based upon the calculation performed in the previously mentioned part of the distribution network yields the following results:

- at the moment of minimum annual load, power losses amount to 4,2 % of the power input, and
- at the moment of maximum annual load, power losses amount to 9,1 % of the power input.

- za dan s minimalnim godišnjim opterećenjem dnevni gubici energije iznose 4,9 % ulazne energije,
- za dan s maksimalnim godišnjim opterećenjem dnevni gubici energije iznose 7,6 % ulazne energije.

Ukupni godišnji tehnički gubici energije nalaze se između ta dva granična slučaja.

Zanimljivo je promotriti raspodjelu gubitaka energije po razinama distribucijske mreže za ta dva dana, kako je prikazano na slici 4.

During the year, power losses vary between the two borderline cases. Furthermore, comparison of the daily energy losses shows decrease in the differences between the borderline cases:

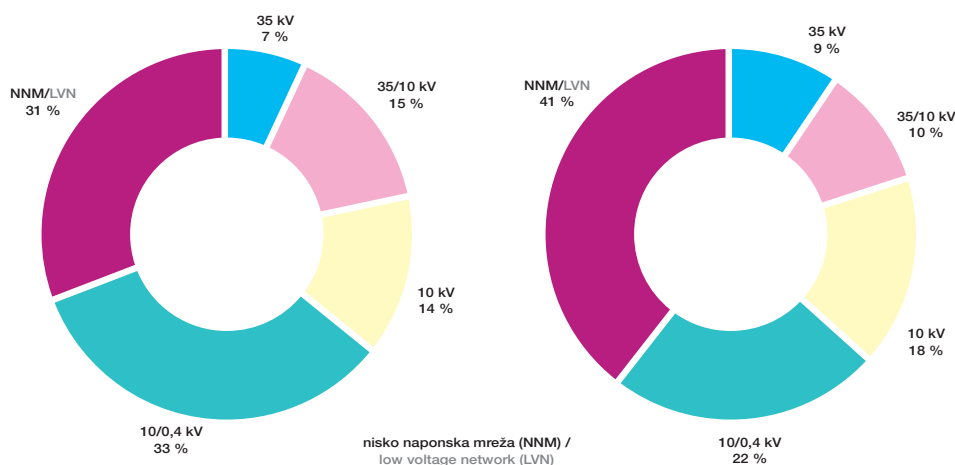
- for the day with minimum annual load, the daily energy losses amount to 4,9 % of the energy input, and
- for the day with the maximum annual load, the daily energy losses amount to 7,6 % of the energy input.

The total annual technical energy losses are between the two borderline cases.

It is interesting to study the distribution of energy losses according to the levels of the distribution network for these two days, as presented in Figure 4.

Slika 4

Usporedni dijagrami raspodjele gubitaka po razinama distribucijske mreže za dan s minimalnim (lijevo) i maksimalnim opterećenjem (desno)
Figure 4
Comparative diagrams of the distribution of losses according to the levels of the distribution network on the day with the minimum (left) and maximum (right) load



S porastom opterećenja najbrže rastu gubici u niskonaponskim mrežama, te nešto polaganije u srednjenaponskim mrežama. Suprotno tome, postotni gubici u transformatorima bilježe pad jer su pri povećanim opterećenjima transformatori u pogonu bliže pogonu s maksimalnom učinkovitošću. Logičan je to rezultat njihove podopterećenosti zbog dimenzioniranja transformatora na relativno kratkotrajna vršna opterećenja.

With load increase, losses rise the most quickly in low voltage networks and somewhat more slowly in medium voltage networks. On the contrary, the percentage losses in transformers show a decrease because transformers with an increased load operate closer to maximum efficiency. This is the logical result of their underloading, as transformers are designed for peak loads of relatively short duration.

5 MJERE ZA SMANJENJE TEHNIČKIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

5.1 SN mreža

U višoj SN mreži (35 kV i 30 kV) zbog velikih i skupih objekata učinkovito smanjenje gubitaka prvenstveno se provodi optimiranjem tokova snaga prema tehničkim karakteristikama objekata. Tokovi snaga optimiraju se poznatim proračunskim alatima, vodeći računa o sezonskim promjenama opterećenja. Preusmjeravanje tokova snaga provodi se na promatranjoj naponskoj razini ili posredno preko podređenih mreža nižih naponskih razina. Kvalitetna regulacija napona u SN mreži također je moguća mjera za optimiranje tokova prividne struje.

U nižoj SN mreži (10 kV i 20 kV) vrijednosti objekata su manje te se osim optimiranja tokova snaga mogu provesti i sljedeći ciljani zahvati na dionicama s najvećim gustoćama gubitaka:

- povećanje presjeka vodiča. Provedba je najučinkovitija u početnim dionicama SN izvoda s najvećim gubicima,
- promjena topologije mreže. Sjedinjujući podatke iz lista i iz topologije mreže, olakšan je posao pripreme i izgradnje novih dionica kako bi se uz smanjenje gubitaka u postojećim dionicama postigli i drugi rezultati kao što su poboljšanje naponskih prilika duž izvoda, povećanje pouzdanosti napajanja kupaca kao i eliminiranje radijalnih SN izvoda izgradnjom spojnih vodova.

5.2 Energetski transformatori

Transformacija VN/SN i SN/SN u pravilu je izvedena s dva ili više transformatora u paralelnom radu te se gubici mogu smanjiti kvalitetnijom regulacijom paralelnog rada transformatora. Iznosi mogućeg smanjenja gubitaka rezultat su usporedbe učinkovitosti transformatora za sve slučajeve pogona. Regulacija se dijeli na sezonsku, tjednu i dnevnu, uz napomenu da se sezonska regulacija uobičajeno provodi u praksi, dok su ostale dvije zasad na razini proračuna, prvenstveno zbog velikog broja sklopnih manipulacija na transformatorima, te mogućeg smanjenja pouzdanosti opskrbe pri pogonu s jednim transformatorom.

U TS SN/NN transformacija se u najvećem broju slučajeva obavlja putem jednog energetskog transformatora po TS, te su moguće sljedeće mjere smanjenja gubitaka:

5 MEASURES FOR REDUCING TECHNICAL LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

5.1 MV network

In a high MV network (35 kV and 30 kV), due to the large and expensive objects, effective reduction of losses is primarily implemented by optimizing the power flows according to the technical characteristics of the objects. Power flows are optimized with the common computational tools, taking seasonal load changes into account. The redirection of power flows is performed at the observed voltage level or indirectly via subordinate networks of lower voltage levels. The quality regulation of voltage in an MV network is also a possible measure for optimizing the reactive current flows.

In a low MV network (10 kV and 20 kV), the value of the objects is lower and in addition to optimizing the power flows it is also possible to undertake the following targeted measures on the parts with the highest density of losses:

- increasing the cross section of the conductors. This is most effective at the beginning of the MV feeder where the highest losses occur, and
- change of the topology of the network. By unifying data from the list and from the topology of the network, the preparatory work and construction of new sections are facilitated. In addition to reducing losses in the existing sections, other results such as an improved voltage profile along the feeder, increased reliability of the supply to customers and the elimination of radial MV feeders by constructing connecting lines can be achieved.

5.2 Energy transformers

The transformation of HV/MV and MV/MV as a rule is performed with two or more transformers in parallel operation. Losses can be reduced with the quality regulation of the parallel operation of the transformers. The amounts of the possible reductions in losses are the result of the comparison of transformer efficiency for all modes of operation. Regulation is divided into seasonal, weekly and daily. It should be noted that seasonal regulation is customarily conducted in practice, while the other two for now are at the level of calculation, primarily due to the large number of transformer switching operations and the eventual reduction in the reliability of the supply when one transformer is in operation.

In MV/LV substations, transformation in the majority of cases is performed by one power transformer per substation. The following measures for reducing losses are possible:

- optimiranje nazivnih snaga međusobnim zamjenama ugrađenih transformatora. Transformatori koji su opterećeni znatno preko granice maksimalne učinkovitosti mijenja se transformatorima veće nazivne snage koji su opterećeni znatno ispod granice maksimalne učinkovitosti, te se na taj način ostvaruje ušteda ukupnim smanjenjem gubitaka u namotima. Općenita je činjenica da je izbor opterećenijih transformatora znatno uži od izbora neopterećenih transformatora. Moguće smanjenje godišnjih gubitaka po paru međusobno zamijenjenih transformatora kreće se i do 5 MWh,
- zamjena starih modela transformatora novim modelima sa smanjenim gubicima. Transformatori stariji od 30 godina čine oko 30 % od ukupnog broja instaliranih transformatora. Odnosi njihovih gubitaka prema gubicima najnovijih modela iste nazivne snage kreću se i do 3 : 1. Prilikom izbora novog transformatora treba uzeti u obzir i njegovo dimenzioniranje na nelinearno opterećenje, koje se provodi izračunom K-faktora za predviđeno mjesto ugradnje.
- optimizing the power ratings by exchanging transformers. Transformers that are loaded significantly over the limit of maximum efficiency are replaced with transformers of higher power ratings that are loaded significantly below the limit of maximum efficiency. In this manner, savings are achieved by reducing the total losses in the coils. It is a general fact that the selection of loaded transformers is significantly more limited than the selection of unloaded transformers. The reduction of annual losses per pair of exchanged transformers ranges to up to 5 MWh, and
- replacement of old model transformers with new models, thereby reducing losses. Transformers that are over 30 years old comprise approximately 30 % of the installed transformers. The ratios of their losses in comparison to the losses of the newest models of the same power rating range up to 3 : 1. When selecting a new transformer, it is necessary to take its nonlinear load capability into account, which is achieved by calculating the K-factor for the planned installation site.

5.3 NN mreža

U prethodnom dijelu pokazano je da udio gubitaka u NN mreži u danima s većim opterećenjima raste preko 40 % od ukupnih tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži. Zbog tako velikog udjela i činjenice da ta razina distribucijske mreže ima velik broj objekata s lošom učinkovitošću, mogu se provesti najjednostavnije i najučinkovitije mjere za smanjenje gubitaka.

5.3.1 Smanjenje nesimetričnog opterećenja u NN izvodima

Poznato je da su NN izvodi opterećeni nesimetričnim tokovima snaga zbog velikog broja jednofaznih trošila, te se javljaju dodatni gubici u faznim i u povratnom vodiču u odnosu na idealnu situaciju simetričnog trofaznog opterećenja izvoda. U povratnom vodiču gubici se javljaju zbog samog protjecanja povratne struje koja je vektorska suma tri fazne struje, dodatno opterećena i trostrukim vrijednostima $3n$ harmonika. U većem broju NN izvoda starije izvedbe otegotna je okolnost da je presjek povratnog vodiča za jedan stupanj manji od presjeka faznih vodiča, što je u suprotnosti s današnjim smjernicama o dimenzioniranju povratnih vodiča zbog sve većeg nelinearnog opterećenja.

U prvom koraku obavlja se sinkronizirano višednevno mjerenje na početku i na kraju NN izvoda. Rezultati mjerenja su ulazni podaci za proračun

5.3 LV network

In the previous section, it was shown that the share of losses in the LV network on days with high loads increases to over 40 % of the total technical losses in the distribution network. Due to such a high percentage and the fact that this level of the distribution network has a large number of objects with poor efficiency, it is possible to implement the simplest and most effective measures to reduce losses.

5.3.1 Reducing the asymmetric load on LV feeders

It is known that LV feeders are loaded with asymmetric power flows due to the large number of single-phase loads. Additional losses occur in phase and return conductors in comparison to the ideal situation of a symmetrical three-phase load on the feeder. Losses in the return conductor occur due to the flow of the return current, which is the vector sum of three-phase currents, additionally loaded with triple values of $3n$ harmonics. In a large number of older LV feeders, it is an impediment that the cross section of the return conductor is one level lower than the cross section of the phase conductors. This is contrary to the current guidelines for the dimensioning of return conductors due to the ever increasing nonlinear load.

In the first step, synchronized measurement is performed for several days at the beginning and end of the LV feeder. The results of measurement provide input data for the calculation of the power flows along the LV feeder in all three phases and in the

tokova snaga duž NN izvoda u sva tri fazna vodiča i u povratnom vodiču. Paralelno s proračunom, računa se gubitke u faznim vodičima za idealni slučaj simetričnog opterećenja. Na temelju rezultata proračuna, pristupa se dubinskom simetriranju, kako bi se po cijeloj duljini izvoda dobilo što simetričnije tokove snaga. Nakon provedenog postupka, obavlja se ponovno mjerenje za potvrdu uspješnosti simetriranja.

Iskustva s provedenih zahvata kazuju da iznosi dodatnih gubitaka zbog nesimetrije mogu doseći i 25 % ukupnih gubitaka u NN izvodu. Nakon provedenih zahvata ti udjeli padaju na 10 % do 15 %. Na prvi pogled smanjenja se ne doimaju značajnima, ali u NN izvodima u kojima je više od 90 % jednofaznih trošila nemoguće je postići kontinuirano simetrično opterećenje.

5.3.2 Kompenzacija jalove energije u dubini NN izvoda

Opravdanost te metode potkrijepljena je činjenicom da su dodatni gubici uzrokovani protjecanjem jalove snage najveći u NN mrežama te iznose oko 20 % ukupnih tehničkih gubitaka u NN mrežama, što predstavlja visokih 7 % od iznosa tehničkih gubitaka u cijeloj distribucijskoj mreži. Naime, posljednji stupanj kompenzacije jalove energije je u NN rasklopnim blokovima u razdjelnim TS SN/NN. Stoga niskonaponskim izvodima teku prirodne jalove snage priključenih kupaca, dok su u ostalim višim razinama distribucijske mreže one dobrim dijelom kompenzirane, te su i dodatni gubici zbog toka jalove snage znatno manji.

U provedbi metode prva dva koraka identična su metodi simetriranja opterećenja: višednevno snimanje u NN izvodu i proračun na temelju snimljenih ulaznih podataka. Dodatno se u proračun unose još dva ulazna podatka: mjesto ugradnje kao i snaga ugrađene kondenzatorske baterije. Suština izbora snage baterije je da se smanjenjem toka jalove snage smanji prividna struja u početnim dionicama te s njom i gubici. Valja napomenuti da metoda utječe i na smanjenje gubitaka napona.

Prema obrađenim primjerima iz prakse, može se dati okvirne podatke o smanjenju gubitaka energije i napona. U opterećenijim NN izvodima gdje se stvaraju godišnji gubici preko 20 MWh, kompenzacijom jalove snage u dubini izvoda mogu se smanjiti gubici energije za 10 % do 15 % te posredno i gubici napona do 3 %.

Smanjenje tokova jalove snage u NN mreži dodatno bi se moglo ostvariti ugradnjom mjernih uređaja za mjerenje jalove energije kod kupaca kategorije

return conductor. Together with these calculations, losses are also calculated in the phase conductors for the ideal case of a symmetrical load. On the basis of the calculation results, balancing along the feeder is performed in order to obtain the most symmetrical possible power flow along the entire length of the feeder. After this, measurement is repeated to confirm the success of the balancing procedure.

Experience with the procedures performed demonstrates that the amounts of additional losses due to asymmetry can reach up to 25 % of the total losses in an LV feeder. After these procedures are performed, the percentages drop to 10 % to 15 %. At first glance, the reductions do not seem significant but on LV feeders with over 90 % single phase loads, it is not possible to achieve a continuous symmetrical load.

5.3.2 Compensation of reactive energy along the LV feeder

The justification for this method is supported by the fact that additional losses caused by the reactive power flow are the highest in LV networks and amount to approximately 20 % of the total technical losses in LV networks, which represents 7 % of the amount of technical losses in the entire distribution network. The last level of reactive energy compensation is in the LV switchgears of the MV/LV distribution substations. Therefore, consumer reactive power flows in low voltage feeders, while at the other higher levels of the distribution network they are largely compensated and therefore additional losses due to the reactive power flow are significantly lower.

In the implementation of the method, the first two steps are identical to the method of load balancing: several days of recording the LV feeder load and calculation on the basis of the recorded input data. Two additional entry data are also entered into the calculation: the place of installation as well as the power of the installed capacitor battery. The main consideration in the selection of the battery power is that with the reduction in the reactive power flow there is a reduction in the reactive current at the beginning of the feeder and thus a reduction in losses. It should be mentioned that the method also has an impact on reducing voltage loss.

According to the examples dealt with in practice, it is possible to provide general data on reducing energy and voltage losses. On a higher loaded LV feeder with annual losses of over 20 MWh, it is possible to reduce energy losses by 10 % to 15 % through compensation of the reactive power along the feeder and also indirectly reduce voltage losses by up to 3 %.

Reduction of the reactive power flows in an LV network additionally could be achieved through

poduzetništvo s priključnim snagama manjim od 30 kW. Naime, tim se kupcima u pravilu mjeri samo potrošena djelatna električna energija iako tarifni sustav omogućuje mjerenje jalove energije, pa nisu stimulirani za kompenzaciju jalove energije svojih trošila.

5.3.3 Ciljani zahvati u NN izvodima s najvećim iznosima gubitaka

Prema podacima o opterećenju i topologiji – izvedbi, obliku izvoda, vrsti i presjecima vodiča, raspodjeli kupaca duž izvoda, smještaju susjednih NN izvoda iz iste ili susjednih TS-a te smještaju susjednih TS-a, određuje se kojim zahvatima se najučinkovitije može smanjiti gubitke. Budući da se radi o objektima s velikim iznosima gubitaka, a zahvati su u odnosu prema ostalim razinama distribucijske mreže jednostavniji i jeftiniji, valja planirati zahvate koji će rezultirati najvećim smanjenjem gubitaka, a to često znači i njihovo međusobno kombiniranje:

- povećanje presjeka vodiča u početnim dionicama NN izvoda: Korištenjem prostornih dijagrama gubitaka u NN izvodima dolazi se do okvirnog zaključka da se u najvećem broju izvoda oko 80 % gubitaka generira u prvoj polovici izvoda. Na osnovi tih dijagrama određuje se do kojeg čvora je ekonomski opravdano povećanje presjeka vodiča, odnosno koji novi presjek vodiča se odabire. Postupak je primjenjiviji kod radialnih izvoda bez grananja,
- razdvajanje postojećeg NN izvoda na dva ili više: Koristi se ista vrsta dijagrama, a sam je postupak vrlo sličan prethodnom. Postupak je primjenjiviji u razgranatim izvodima, gdje se pojedine grane pretvaraju u samostalne izvode te se gubici smanjuju u dionicama od TS-a do mjesta grananja, a time se povećava i pouzdanost opskrbe,
- napajanje dijela NN izvoda putem susjednog manje opterećenog izvoda: Iz dijagrama raspodjele gubitaka za oba NN izvoda odlučuje se koji dio izvoda valja prebaciti na neopterećeniji izvod, u svrhu maksimalnog smanjenja gubitaka. Pritom se mora zadovoljiti sve tehničke propise zaštite NN mreža,
- napajanje dijela NN izvoda putem susjedne TS SN/NN: Postupak sličan prethodnom, kada se koristi novi ili neopterećeniji izvod iz susjedne TS. Posljednja tri postupka više se primjenjuju u urbanim sredinama gdje su NN izvodi razgranati, a TS gušće izgrađene.

the installation of measuring devices for the measurement of reactive energy for customers in the entrepreneurial category with connected power of less than 30 kW. For these customers, only the active electrical energy consumed is measured as a rule, although the tariff system also permits the measurement of reactive energy. Thus, they do not have a financial incentive to compensate for their reactive energy load.

5.3.3 Targeted interventions on the LV feeders with the highest amounts of losses

The most effective types of interventions for reducing losses are determined according to the load and topology data – design, the type of the feeder, the type of conductors, the cross section of the conductors, the distribution of customers along the feeder, the location of neighboring LV feeders from the same or neighboring substations and the location of neighboring substations. Since this refers to objects with large amounts of losses and the interventions are simpler and less expensive than at other levels of the distribution network, interventions that will result in the maximum reduction of losses should be planned, which frequently means combining them:

- increasing the conductor cross section at the beginning of the LV feeder: By using spatial diagrams of LV feeder losses, the general conclusion is reached that in 80 % of cases the feeder losses are generated in the first half of the feeder. On the basis of these diagrams, it is determined for which node it is economically justified to increase the conductor cross section, i.e. which new conductor cross section should be chosen. The procedure is applicable in a radial feeder without branching,
- dividing an existing LV feeder into two or more sections: The same type of diagram is used and the procedure is very similar to the previous one. This procedure is applicable in a branched feeder where individual branches are made independent and losses of the sections between the substation and the branching place are reduced, thereby also increasing the reliability of the supply,
- supplying part of the LV feeder via a less loaded neighboring feeder: From the diagrams of the distribution of the loss of both LV feeders, it is decided which section of the feeder should be transferred to the less loaded feeder for the maximum reduction of losses. It is necessary to meet all the technical safety regulations for LV networks, and
- supplying part of the LV feeder via a neighboring MV/LV substation: The procedure is similar to the previous one, when a new or less loaded feeder is used from a neighboring substation. The last three procedures are used more in urban milieus where LV feeders are branched and there is a greater density of substations.

5.4 Zamjena starih modela kondenzatorskih baterija

Temeljem mjerenja dielektričnih gubitaka u starim modelima kondenzatorskih baterija s polikloriranim bifenilom (PCB) smještenim u NN razvodima u razdjelnim TS SN/NN ustanovljena je velika razina istih, u prosjeku oko 5 – 7 W po kvar-u instalirane snage. Zbog toga je vrlo isplativa zamjena sa suhim baterijama iznosa dielektričnih gubitaka od 0,5 – 1 W po kvar-u, čime su dodatno zadovoljeni i ekološki zahtjevi za uklanjanjem PCB-a iz postrojenja.

5.5 Termovizijsko utvrđivanje toplih mjesta u mreži

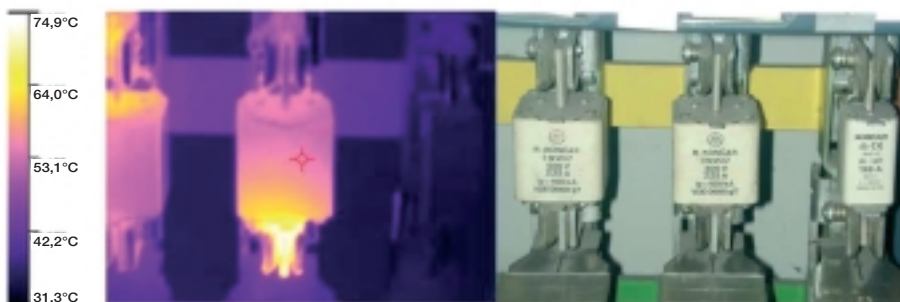
Sustavnom termovizijskom kontrolom i sanacijom toplih mjesta u mreži, osim smanjenja tehničkih gubitaka istodobno se djeluje na povećanje pogonske sigurnosti i pouzdanosti opskrbe. Problemi sa povećanim zagrijavanjem dijelova opreme mogu nastati pri izraženijem nesimetričnom opterećenju, povećanom nelinearnom opterećenju ili jednostavno dotrajalošću spojnog mjesta (slika 5).

5.4 Replacement of old models of capacitor batteries

Based on measurement of the dielectric losses in old model capacitor batteries with polychlorinated biphenyl (PCB) located in the LV distribution of MV/LV distribution substations, a high level of losses was determined, an average of approximately 5 W to 7 W per kvar of installed power. Therefore, it is very profitable to replace them with dry batteries having dielectric losses of 0,5 W to 1 W per kvar. In this manner, the ecological requirements for the removal of PCB from the equipment are also met.

5.5 Determination of hot spots in the network with ThermoVision

With a system of ThermoVision control and the repair of hot spots in the network, besides reducing technical losses there is a simultaneous increase in plant safety and the dependability of the supply. Problems with the increased heating of parts of the equipment can occur with a higher asymmetrical load, a higher nonlinear load or simply when the contacts wear out (Figure 5).



Slika 5
Primjer termovizijski snimljenog toplog mjesta (Elektra Zagreb)
Figure 5
Example of a hot spot photographed with ThermoVision (Elektra Zagreb)

5.6 Rekapitulacija mjera za smanjenje tehničkih gubitaka

Osnovni cilj svih opisanih mjera za učinkovito smanjenje gubitaka je dovesti mrežu što bliže stanju:

- optimalnih tokova snaga na svim naponskim razinama,
- optimalnih tehničkih karakteristika objekata sa značajnijim tokovima snaga,
- simetričnog opterećenja, poglavito u NN mreži,
- minimalnog toka jalove snage, poglavito u NN mreži.

5.6 Recapitulation of the measures for reducing technical losses

The basic goal of all the described measures for the effective reduction of losses is to bring the network as close as possible to the following state:

- optimal power flows at all voltage levels,
- optimal technical characteristics of objects at significant power flows,
- symmetrical load, particularly in the LV network, and
- minimal reactive power flows, particularly in the LV network.

Sušтина kvalitetnog ulaganja u smanjenje tehničkih gubitaka nalazi se u odgovoru na pitanje: Gdje se stvaraju najveći tehnički gubici, odnosno gdje ulagati? Na to se pitanje kvalitetno može odgovoriti samo nakon provedenog proračuna, odnosno procjene tehničkih gubitaka. Dvije osnovne činjenice su:

- zbog radijalnog pogona distribucijske mreže najveći gubici stvaraju se u početnim dionicama niže SN (prvenstveno 10 kV) te NN mreže. Rezultat je da se 80 % gubitaka u tim mrežama stvara na manje od 20 % njihove ukupne duljine,
- velik broj transformatora SN/NN je podopterećen i starije izvedbe s povećanim gubicima.

Ovim činjenicama valja dodati i mogućnosti optimiranja tokova snaga, kako bi se dobila učinkovita oruđa za smanjenje tehničkih gubitaka čija je procjena financijskih pokazatelja dana u tablici 3.

The essence of quality investment in the reduction of technical losses is found in the answer to the following question: Where are the largest technical losses generated, i.e. where should there be investment? It is only possible to provide a good answer to this question after calculation has been performed, i.e. an assessment of the technical losses. Two basic facts are as follows:

- due to the radial operation of the distribution network, the greatest losses are created at the beginning sections of the lower MV network (primarily 10 kV) and LV network. The result is that 80 % of the losses in these networks occur on less than 20 % of their total length, and
- a large number of MV/LV transformers are underloaded old models with increased losses.

To these facts should be added the possibility of optimizing power flows, in order to obtain an effective means for reducing technical losses, the estimated financial indices of which are presented in Table 3.

Tablica 3 – Procjena financijskih pokazatelja ulaganja u smanjenje tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži
 Table 3 – Estimate of the financial indices of investment in reducing technical losses in a distribution network

Gdje? / Where?	Koje mjere? / Which measures?	Mogućnosti smanjenja tehničkih gubitaka (relativno prema ulaznoj energiji u distribucijsku mrežu) / Possibilities for reducing technical losses (relative to energy input in the distribution network) (%)	Potrebna ulaganja na razini HEP – ODS-a / Necessary investment at the level of HEP –DSO (10 ⁶ HRK)	Očekivano vrijeme povrata uloženi sredstava temeljem smanjenja gubitaka / Expected time of return for invested assets based on loss reduction (godina / years)
SN mreža i transformacija VN/SN i SN/SN u paralelnom radu / MV network and HV/MV and MV/MV transformers in parallel operation	Optimiranje tokova snaga i regulacija paralelnog rada transformatora / Optimizing power flows and regulation of the parallel operation of transformers	do / to 0,2	–	–
NN mreža / LV network	Izmjene topologije mreže prema tokovima snaga, kompenzacija jalove snage u dubini mreže, simetriranje opterećenja / Changing the topology of the network according to power flows, compensation of reactive power along the network, load balancing	do / to 0,4	100	1 do / to 3
	Rekonstrukcija početnih dionica NN izvoda, odnosno izgradnja novih / Reconstruction of the beginning sections of the LV feeders, i.e. construction of new ones	do / to 0,5	400	5 do / to 10
Transformatori SN/NN / MV/LV transformers	Međusobne zamjene podopterećenih i preopterećenih transformatora / Exchanging underloaded and overloaded transformers	do / to 0,1	–	–
	Zamjena starih transformatora novim sa smanjenim gubicima / Replacing old transformers with new ones with reduced losses	do / to 0,4	500	15 do / to 20
Niža SN mreža (10 odnosno 20 kV) / Low MV network (10 or 20 kV)	Rekonstrukcija početnih dionica SN izvoda, odnosno izgradnja novih / Reconstruction of the beginning sections of the MV feeders, i.e. the construction of new ones	do / to 0,4	1 000	20 do / to 30
Ukupno / Total		do / to 2	2 000	

Razina tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži bi se provedbom mjera navedenih u tablici 3 smanjila sa sadašnjih 6 % do 7 % na 4 % do 5 %.

Ostale mjere za smanjenje tehničkih gubitaka iziskuju veća ulaganja. Interpolacije novih TS SN/NN odnosno TS VN/SN u postojeću mrežu primjenjuju se prvenstveno kod preopterećenja postojećih TS, odnosno kod priključenja novih kupaca s većim priključnim snagama.

Ukidanje transformacije SN/SN i prelazak sa 10 kV na 20 kV mrežu smanjuje tehničke gubitke u distribucijskoj mreži za 1,5 % do 2 % od ulazne energije u distribucijsku mrežu. Mjera se etapno provodi u dijelovima distribucijske mreže i predstavlja najznačajnija ulaganja u razvoj SN mreže.

6 PROCJENA NETEHNIČKIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

Procjena razine netehničkih gubitaka moguća je samo posredno preko razlike ukupnih i tehničkih gubitaka. Na osnovi tako utvrđenih iznosa netehničkih gubitaka planira se vrsta i opseg aktivnosti na njihovom smanjenju. U nastavku su ukratko opisana moguća mjesta nastanka netehničkih gubitaka.

6.1 Neizravna i poluizravna mjerna mjesta

Budući da se na tim mjernim mjestima kupcima prodaju velike količine električne energije, svaka pogreška koja onemogućuje ispravno mjerenje uzrokuje velike gubitke. Najčešće su pogreške u ožičenju sekundarnih strujnih i naponskih mjernih vodova, izboru, odnosno dimenzioniranju mjernih transformatora i sekundarnih mjernih vodova, određivanju obračunske konstante preklopivih mjernih transformatora. S druge strane, i kupac može djelovanjem na sekundarno ožičenje relativno jednostavno narušiti točnost mjerenja. Stoga je preduvjet za kvalitetne kontrolne preglede takvih mjernih mjesta u pripremljenosti i obučenosti radnika odgovornih za kontrolu, kao i u njihovoj opremljenosti potrebnim mjernim uređajima i alatom.

6.2 Izravna mjerna mjesta na niskom naponu

Kako je u distribucijskoj mreži najveći broj takvih mjernih mjesta, pojedinačne kontrole zahtijevaju velik potrošak vremena. Sama mjerna mjesta su znatno jednostavnije izvedbe, te je i mogućnost

With the implementation of the measures stated in Table 3, the level of technical losses in the distribution network would be reduced from the current 6 % to 7 % to a level of 4 % to 5 %.

Other measures for reducing technical losses require greater investment. The interpolation of new MV/LV substations or HV/MV substations in the existing network is primarily applied when the existing ones are overloaded, i.e. when connecting new customers with relatively high installed power.

Elimination of MV/MV transformation and switching from a 10 kV to a 20 kV network reduces technical losses in the distribution network by 1,5 % to 2 % of the energy input in the network. The measures are implemented in stages in parts of the distribution network and represent the most significant investment in the development of the MV network.

6 ESTIMATION OF NONTECHNICAL LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

It is only possible to estimate the level of nontechnical losses indirectly, as the difference between total and technical losses. On the basis of such determined amounts of nontechnical losses, the type and range of activities are planned for their reduction. A brief description of the possible places of origin of nontechnical losses is provided.

6.1 Indirect and semidirect metering points

Since large amounts of electrical energy are sold to customers at these metering points, every error that prevents correct measurement causes great losses. The most frequent errors are in the wiring of secondary current and voltage measurement cables, the choice or the dimensioning of the measuring transformers and secondary measurement cables, and the determination of the billing constant of the reconnectable measuring transformers. On the other hand, by tampering with the secondary wiring, it is relatively simple for a customer to render measurement imprecise. Therefore, prerequisites for the quality control inspections of such metering points include the preparedness and training of the workers responsible for control, as well as the necessary measuring devices and tools.

6.2 Direct metering points at low voltage

Since the largest number of such metering points is in the distribution network, individual control requires a great expenditure of time. The metering

tehničke neispravnosti smanjena. S druge strane, velik broj mjernih mjesta smješten je unutar objekta u vlasništvu kupca što znatno povećava mogućnost neovlaštene potrošnje djelovanjem na brojila kao što su:

- djelovanja koja uvjetuju oštećenje plombe isporučitelja ili ovjerne plombe, a obično su usmjerena na priključne stezaljke te okretnu pločicu i brojčanik kod indukcijskih brojila,
- djelovanja kod kojih ne mora doći do oštećenja plombi, kao što su izvođenje indukcijskog brojila izvan okomitog položaja montaže, vanjsko elektromagnetsko djelovanje na indukcijsko brojilo.

6.3 Unutrašnji dio priključaka u objektima kupaca

Ovdje je moguća potrošnja električne energije mimo mjernih uređaja. Javlja se prvenstveno kod kupaca kod kojih je mjerni uređaj smještan u objektu, gdje su unutrašnji dio priključka i pripadni osigurači na dohvat ruke. U najvećem broju slučajeva, neovlaštena potrošnja električne energije ostvaruje se izradom odvojka s priključka koji je nedostupan vizualnom pregledu (u zidu, pod žbukom, u zemlji i sl.).

7 MJERE ZA SMANJENJE NETEHNičKIH GUBITAKA U DISTRIBUCIJSKOJ MREŽI

Zbog velikog broja priključaka i mjernih mjesta kupaca, kvalitetno planiranje kontrolnih pregleda podrazumijeva određivanje prioriteta u njihovoj provedbi. Čimbenici koji određuju prioritete mogu biti:

- vrsta mjernih mjesta:
 - neizravna i poluizravna – manji broj, tehnički složena, velike količine prodane energije,
 - izravna – velik broj, tehnički manje složena, velik postotak smješten u objektima kupaca,
- početno određivanje sumnjivih kupaca prema:
 - prijavama neovlaštene potrošnje,
 - odabiru iz poslovnih aplikacija za prodaju električne energije,
 - povijesnim podacima o problematičnim kupcima,
 - vrstama mjernih uređaja.

points themselves are of simple construction and it is possible to reduce technical shortcomings. On the other side, a great number of metering points are located inside objects owned by the customers, which significantly increases the possibility of unauthorized consumption by tampering with the meter, as follows:

- activity that causes damage to the seal of the supplier or a certified seal, and generally involves the connection terminals, rotating disk and the dial on induction meters, and
- activity that does not necessarily result in damage to the seal, such as placing an induction meter outside the vertical installation position or external electromagnetic activity affecting an induction meter.

6.3 Interior parts of the connection points inside customer objects

It is also possible to consume energy while bypassing the metering device. This occurs primarily with customers who have the metering device located within the building, where the interior part of the connection and corresponding fuses are within reach. In the majority of cases, unauthorized consumption of electrical energy occurs by devising a branch from the connection that cannot be detected by visual inspection (in the wall, under plaster, in the ground etc.).

7 MEASURES FOR REDUCING NONTECHNICAL LOSSES IN THE DISTRIBUTION NETWORK

Due to the large number of connection points and customer metering points, quality planning of control inspection is understood to mean setting priorities for its implementation. The factors that determine these priorities can be as follows:

- types of metering points:
 - indirect and semidirect – small number, technically complex, large quantity of energy sold, and
 - direct – large number, technically less complex, large number located in the buildings of customers, and
- initial determination of suspicious customers according to:
 - reports of unauthorized consumption,
 - information from the business information system database on the sale of electrical energy,
 - historical data on problem customers, and
 - types of metering devices.

7.1 Strategija i temeljne aktivnosti ODS-a

U cilju sustavnog pristupa smanjenju netehničkih gubitaka, već dulji niz godina poduzima se niz mjera, uz posebnu pozornost prema interventnoj zamjeni brojila kojima je istekao rok umjeravanja i sprječavanju neovlaštene potrošnje električne energije (NPEE). Dan je naglasak i na uvođenje suvremenih elektroničkih brojila, prvenstveno kod većih kupaca s neizravnim i poluizravnim mjerenjem zbog veće točnosti mjerenja, registriranja krivulje opterećenja, mjerenja u sva četiri kvadranta te uvođenja u sustav daljinskog očitavanja kako bi se stvorila mogućnost pravodobnog reagiranja na pojavu tehničkih kvarova i NPEE.

Radi što učinkovitijeg sprječavanja NPEE, 15. listopada 2004. godine donesen je Pravilnik o sprječavanju NPEE. Osnovano je i Povjerenstvo za NPEE u cilju tumačenja pojedinih otvorenih pitanja i davanja smjernica za postupanje u pojedinim dvojbjenim slučajevima. Kako su neki od većih problema bili nedovoljan broj obučeni utvrditelja i neujednačen pristup postupku utvrđivanja NPEE, Povjerenstvo je izradilo Priručnik za utvrditelje NPEE.

Usporedno s početkom primjene Pravilnika pokrenuta je i akcija "Kuda teče struja" u kojoj se pozivalo građane da prijave uočenu NPEE. Akcija nije imala očekivani odziv u javnosti. Od ukupno 6 000 prijava do sada, čak 3 700 bilo je neutemeljenih (62 %). Zbog tog se razloga veća pozornost usmjerila na pojačane redovne kontrolne preglede.

Od ukupno 120 000 provedenih kontrola, u 7 % slučajeva utvrđena je NPEE. Ukoliko se od tog broja oduzme broj otkrivenih slučajeva samovoljnog isključenja nakon isključenja zbog neplaćanja računa, postotak utvrđenih slučajeva u odnosu na broj kontrola smanjuje se na samo 3 %. Razlog tako niskom postotku je često u problemu pristupa mjernom mjestu, glavnim osiguračima i limitatoru.

U cilju optimiranja i koordinacije svih započetih aktivnosti, te poticanja na dodatne aktivnosti za smanjenje netehničkih gubitaka i NPEE, aktiviran je posebni Tim koji operativno djeluje od 2005. godine, kako bi se gubitke čim prije svelo na zadovoljavajuću razinu.

U skladu s novim Općim uvjetima za opskrbu električnom energijom, revidiran je Pravilnik o sprječavanju NPEE s primjenom od 01.04.2006. godine. Najveće promjene odnose se na vrste NPEE (preprodaja električne energije ne smatra se neovlaštenom potrošnjom; skinuta, odnosno oštećena plomba izdvojena je kao posebna

7.1 Strategy and basic activities of the DSO

With the goal of a systematic approach to reducing nontechnical losses, for many years a series of measures have been undertaken, with particular attention to the replacement of meters that have exceeded their working lifespan and the prevention of the unauthorized consumption of electrical energy (UCEE). Emphasis is also placed on the installation of modern electronic meters, primarily for large customers, with indirect and semidirect measurements for greater precision, recording of the load curve, measurements in all four quadrants and the inclusion of a remote reading system in order to facilitate prompt reaction to technical breakdowns and the unauthorized consumption of electrical energy.

On October 15, 2004, Regulations on the Prevention of UCEE were adopted. The Commission for UCEE was established with the goal of interpreting individual open questions and providing guidelines for action in suspicious individual cases. Since major problems included the inadequate number of trained inspectors and the lack of uniformity in the approach to the determination of UCEE, the Commission prepared the Manual for the Determination of UCEE.

When the Regulations were first implemented, a campaign was inaugurated, Where Current Flows, in which citizens were urged to report UCEE. Of the total 6 000 reports up to the present, 3 700 were without basis (62 %). For this reason, greater attention has been directed to improving regular control inspections.

Of a total of 120 000 inspections performed, UCEE was confirmed in 7 % of the cases. If the uncovered cases of deliberate connection after disconnection due to unpaid bills are deducted from this number, the percentage of confirmed cases in comparison to the number of inspections is reduced to only 3 %. The reason for such a low percentage is frequently due to the problem of access to the metering point, main fuses and limiter.

With the goals of optimizing and coordinating all the activities inaugurated and providing incentives for additional activities to reduce nontechnical losses and UCEE, a special team was activated that has been operating since the year 2005 for the purpose of reducing losses to a satisfactory level.

Pursuant to the new General Conditions for the Supply of Electrical Energy, the Regulations for the Prevention of UCEE were revised and have been in force since April 1, 2006. The greatest changes refer to the types of UCEE (resale of electrical energy is not considered unauthorized consumption; removal or damage to the seal is singled out as a

vrsta NPEE) i na način obračuna. Također su u Pravilnik ugrađene izmjene i dopune (povećan je iznos nagrada prijaviteljima, uvedena je kontrola prihvatljivosti zapisnika, detaljnije razrađeni načini postupanja u pojedinim slučajevima,..).

Od svibnja 2006. godine, Tim za smanjenje netehničkih gubitaka i NPEE zadužen je i za dodatne mjere sprječavanja NPEE koje se provode koordiniranim, odnosno zajedničkim djelovanjem kontrolora NPEE iz matičnog i, u pravilu, iz susjednih distribucijskih područja. Cilj dodatnih mjera je osigurati višu razinu učinkovitosti u postupku utvrđivanja te onemogućiti negativan utjecaj na učinkovitost zbog postojanja realnih poznanstava (naročito u manjim sredinama). Primjena tih mjera dovela je do razmjene pozitivnih iskustava kontrolora iz različitih distribucijskih područja. Naime, unatoč istim propisima, postoje objektivne različitosti u organizaciji i načinu rada, te opremljenosti i obučenosti kontrolora. Najveći broj kontrola provodi se kod kupaca s većim snagama trošila (u pravilu termičkih) i sumnjivim slučajevima potrošnje. Tim mjerama obuhvaćene su sve kategorije kupaca na niskom naponu, a oko 10 % kontrola odnosilo se na radnike HEP- a. Od ukupno 1 444 provedene kontrole, NPEE je utvrđena u 93 slučaja (6 %), što ukazuje na opravdanost akcije.

7.2 Kontrole priključaka i obračunskih mjernih mjesta

7.2.1 Neizravna i poluizravna mjerna mjesta

Uz poštivanje svih odredbi Uputa za opremanje i ispitivanje obračunskih mjernih mjesta na niskom i srednjem naponu [17], tijekom kontrole predlaže se provedba i sljedećih aktivnosti:

- proračun mjerne nesigurnosti kompletnog mjernog mjesta (mjerni transformatori, vodovi i brojila) prema stvarnim primarnim i sekundarnim opterećenjima [18],
- provjera pristupačnosti mjernih vodova cijelom svojom duljinom u svrhu eliminiranja prekidnih mjesta kod naponskih mjernih vodova te mjesta grananja kod strujnih mjernih vodova,
- provjera zaštite plombom isporučitelja primarnih stezaljki primarno preklopivih strujnih transformatora,
- provjera zaštićenosti priključka naponskih mjernih vodova poluizravnog mjernog mjesta od neovlaštenog pristupa.

Česti slučajevi zabilježenih neispravnosti su:

- kvarovi dodatnih mjernih i pomoćnih uređaja priključenih na sekundarne mjerne vodove,

special type of UCEE) and the manner of calculation. Furthermore, there are amendments to the Regulations (the reward to the informant has been increased, control of the acceptability of reports has been introduced, the procedure for behavior in individual situations has been described in detail etc.).

Since May 2006, the Team for the Reduction of Nontechnical Losses and UCEE has also been entrusted with additional measures for preventing UCEE that it implements through coordinated or joint activity with the UCEE inspectors from headquarters and, as a rule, from the neighboring distribution areas. The goal of the additional measures is to assure a greater level of effectiveness in the procedure for determining and preventing a negative impact on effectiveness due to the existence of personal relationships (especially in small milieus). The application of these measures has led to exchanges of positive experiences by controllers from various distribution areas. Despite the same regulations, there are objective differences in the organization and manner of work, the amount of available equipment and the training of the inspectors. The largest number of inspections are conducted on the premises of customers with relatively high power loads (as a rule thermal) and suspicious cases of consumption. Through these measures, all the categories of customers at low voltage are covered, and approximately 10 % of the inspections involve HEP workers. Of a total of 1 444 inspections performed, UCEE has been confirmed in 93 cases (6 %), which demonstrates the justification of this campaign.

7.2 Control of connection points and metering points

7.2.1 Indirect and semidirect metering points

In addition to obeying all the provisions of the Instructions for the Equipping and Testing of Metering Points on Low and Medium Voltage [17], during inspections the following activities are proposed:

- calculation of the degree of uncertainty of the measurement at a complete metering point (measuring transformers, cables and meters), according to the actual primary and secondary loads [18],
- verification of the accessibility of measuring cables along their entire lengths for the purpose of eliminating disconnected places on voltage measuring cables and places where there are branches in current measuring cables,
- inspection of the protective seal of the supplier of the primary terminals on primary reconnectable current transformers, and
- inspection of the protection of the connection of the voltage measuring cables of a semidirect metering point from unauthorized access.

kao što su pokazni ampermetri i voltmetri te njihove preklopke,

- nezaštićenost mjernih uređaja i opreme plombom isporučitelja, najčešće na vratima i pogonu rastavljača mjerne ćelije,
- stariji štednim način ožičenja sekundarnih mjernih vodova sa zajedničkim povratnim vodovima te prolaznim rednim stezaljkama, gdje se povećava mogućnost kvara ili krivog ožičenja,
- pogrešno određivanje obračunskih konstanti, na primjer prijenosnog omjera preklopivih mjernih transformatora,
- stariji modeli mjernih transformatora s neodgovarajućim prijenosnim omjerima i nazivnim sekundarnim snagama, te dvosustavnim mjerenjem Aronovim spojem.

Ovakvi problemi posebno su izraženi u industrijskim TS starije izvedbe koje su u vlasništvu kupaca.

7.2.2 Izravna mjerna mjesta na niskom naponu

Dodatnim mjerenjima i provjerama potrošnji definiraju se sumnjiva mjerna mjesta kako bi se mogle provoditi ciljane kontrole tih mjernih mjesta:

- vremenska usporedba potrošnji, kad se uspoređuju godišnje potrošnje svih kupaca s potrošnjama proteklih obračunskih razdoblja,
- prostorna usporedba potrošnji, kad se uspoređuju mjesečne, odnosno godišnje potrošnje kupaca sa sličnim karakteristikama potrošnje, instaliranim i vršnim snagama,
- usporedna mjerenja u NN izvodima. Postavljanjem mrežnog analizatora na NN izvod s manjim brojem kupaca i sinkroniziranim očitanjem analizatora i brojila na početku i kraju probnog mjernog perioda provjerava se ima li razlike u izmjerenim vrijednostima,
- ugradnja mjernih uređaja u TS SN/NN. Mjerni uređaji za mjerenje ukupne potrošnje ugrađuju se u TS-e u problematičnim ulicama, kvartovima, naseljima, te se uspoređuje očitavanje tih mjernih uređaja sa sumom potrošnji svih kupaca priključenih na TS uvećanom za tehničke gubitke u NN mreži. Poželjno je takvim mjerenjima obuhvatiti što veća područja.

Frequent cases of recorded irregularities are as follows:

- breakdowns of additional and auxiliary devices connected to secondary measuring cables, such as amp meters, voltmeters and their switches,
- lack of protection for measuring devices and equipment with the seal of the supplier, most often on the doors and the disconnectors of the measuring cell,
- old inexpensive wiring of secondary measuring cables and terminals, where there is an increased possibility of a fault or incorrect wiring,
- incorrect determination of the calculation constants, for example the transformation ratio of reconnectable measuring transformers, and
- old models of measuring transformers of improper transformation ratios and nominal secondary power ratings, and two system measurements (Aron circuit).

These problems are particularly marked in older industrial substations that are owned by customers.

7.2.2 Direct metering points at low voltage

Through additional measurements and verifications of consumption, suspicious metering points are defined in order to conduct targeted inspections of them:

- temporal comparison of consumption, when comparing the annual consumption of all customers to consumption during the past accounting periods,
- spatial comparison of consumption, when monthly or annual consumption by a customer is compared to similar characteristics of consumption, installed and peak power,
- comparison of measurements on LV feeders, connecting a network analyzer on an LV feeder with a small number of customers and synchronized reading of the analyzer and meter at the beginning and end of the test measuring period to determine whether there are differences in the measured values, and
- installation of metering devices in MV/LV substations. Metering devices for measuring total consumption are installed in substations located in problematic streets, quarters and communities. The readings of these meters are compared to the sum of the consumption by all the customers connected to the substation plus the technical losses in the LV network. It is desirable for such measurements to encompass as large an area as possible.

7.3 Korištenje suvremenih mjernih i ispitnih uređaja

U nastavku su opisane karakteristike osnovnih mjernih i ispitnih uređaja koji značajno olakšavaju provedbu kontrola priključaka i obračunskih mjernih mjesta, te povećavaju vjerojatnost otkrivanja NPPEE.

7.3.1 Mrežni analizator

Osnovne karakteristike su mogućnost mjerenja djelatne i jalove snage te energije u četiri kvadranta s pohranom zapisa u internu memoriju. Uz primjenu opisanu u prethodnom poglavlju, koristi se i za kontrolu uređaja za mjerenje 15-minutne vršne snage kada se analizatorom snima 15-minutni dijagram djelatne snage sinkronizirano s mjernim periodom uređaja. Uspoređuje se računski određena srednja snaga s pokazivanjem mjernog uređaja.

7.3.2 Vektormetar

Ovim mjernim uređajem se vrlo brzo i pouzdano može provjeriti ispravnost ožičenja sekundarnih mjernih vodova kod neizravnih i poluizravnih mjernih mjesta. U izvješću sa mjerenja tablično su prikazane vrijednosti faznih i linijskih napona, struja, faznih pomaka te snaga po fazi (sistemu). Posebno su prikazane sumarne vrijednosti trofaznih snaga, srednjeg faktora snage te smjera okretnog polja (PS 123). Također je prikazan i vektorski dijagram napona i struja, čijom se analizom može potvrditi ispravnost sekundarnog ožičenja. Na slici 6 prikazan je primjer izvješća sa kontrole trosustavnog poluizravnog mjerenja. Kod izraženijih strujnih nesimetrija obvezno treba provjeriti i usporediti struje na početku i kraju mjernih vodova kako bi se eliminirala mogućnost premoštenja ili grananja odlaznog i povratnog strujnog mjernog voda prije brojila.

7.3 Using modern measuring and testing equipment

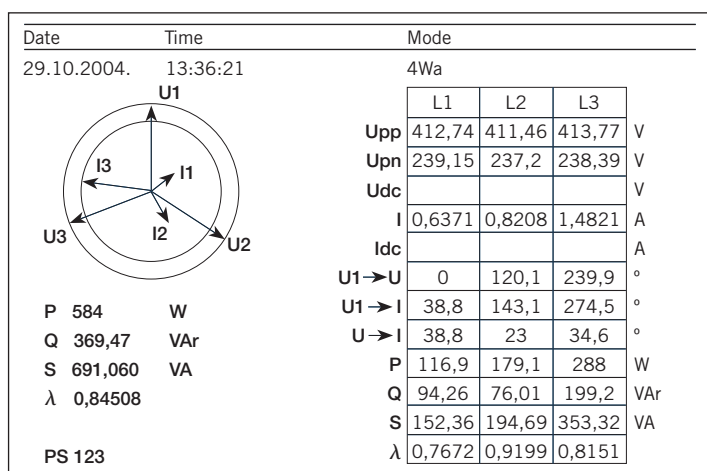
A description is provided of the characteristics of the basic measuring and testing devices that significantly facilitate the inspection of connection points and metering points, and increase the likelihood of uncovering UCEE.

7.3.1 Network analyzer

The basic characteristics are the possibility for measuring active and reactive power and energy in four quadrants, with data storage in an internal memory. Together with the application described in the previous chapter, it is used for the inspection of equipment for measuring 15-minute peak power when the analyzer is used to record a 15-minute diagram of the active power synchronized with the measurement period of the device. The mean power determined by calculation is compared to the reading of the metering device.

7.3.2 Vector meter

With this measuring device, it is possible to determine the correctness of the wiring of secondary measuring cables very quickly and reliably at indirect and semidirect metering points. In the test report, there is a tabular presentation of the values of phase and line voltages, currents, phase angles and the power of each phase (system). Summary values are separately presented for three-phase power, the mean power factor and the direction of the rotating field (PS 123). There is also a presentation of the voltage and current vector diagrams, which can be analyzed in order to confirm the correctness of the secondary wiring. In Figure 6 is an example of a report from an inspection of a three system semidirect measurement. In the event of marked current asymmetry, it is necessary to check and compare the current at the beginning and end of the measuring cables in order to eliminate the possibility of the bypassing or branching of the outgoing and return current measuring cable before the meter.



Slika 6

Primjer izvještaja sa kontrole trosustavnog poluizravnog mjerenja

Figure 6

A sample test report from three system semidirect measurement

7.3.3 Reflektometar s vremenskom bazom (*Time Domain Reflectometer –TDR*)

TDR je mjerni uređaj konstruiran za ispitivanje kabela, traženje pogrešaka na kabelskim instalacijama i mjerenje dužine kabela. Uređaj priključen na jedan kraj kabela, između dva vodiča, emitira kratkotrajni impuls koji putuje uzduž vodiča te će na mjestu oštećenja, drugog kraja kabela ili bilo koje druge promjene geometrije vodiča, zbog nagle promjene impedancije doći do stvaranja dva nova vala od kojih je jedan prolazni, a jedan se jače ili slabije reflektira i vraća prema mjernom uređaju. Na osnovi vremena mjerenog od polaska impulsa s mjernog mjesta do povratka reflektiranog impulsa određuje se udaljenost do mjesta promjene impedancije, odnosno oštećenja, dok se na osnovi valnog oblika reflektiranog impulsa zaključuje o razlogu promjene impedancije (kraj, vrsta oštećenja, ilegalni odvojak). Priključenjem TDR-a na ispitivani unutrašnji dio priključka te snimanjem i analizom slike svih reflektiranih odziva prema propisanoj rutini može se zaključiti o postojanju ilegalnog odvojka i njegovoj lokaciji duž priključka. Primjer otkrivenog ilegalnog odvojka s unutrašnjeg dijela priključka prikazan je na slici 7.

7.3.3 Time Domain Reflectometer – TDR

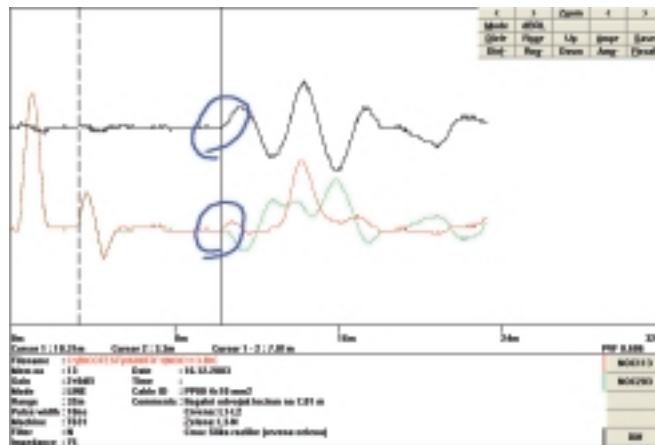
A TDR is a measurement device constructed for the testing of cables, finding faults in cable installations and measuring cable length. The device is connected to one end of the cable, between two conductors, emits a short impulse that travels along the conductor to a place where damage has occurred, the other end of the cable or any other change in the geometry of the conductor. Sudden changes in impedance will result in the creation of two new waves, of which one is not reflected and the other is strongly or weakly reflected and returns toward the measuring device. On the basis of the time measured from the departure of the impulse from the metering point to the return of the reflected impulse, the distance to the place of altered impedance is determined, i.e. damage. On the basis of the wave shape of the reflected impulse, a conclusion is reached regarding the reason for the change in impedance (end, type of damage, illegal branch). By connecting the TDR to the internal part of the connection being tested and recording and analyzing the images of all the reflected responses according to the stipulated routine, it is possible to reach a conclusion concerning the existence of an illegal branch and its location along the connection. An example of a detected illegal branch from the internal part of a connection is shown in Figure 7.

Slika 7

Primjer otkrivenog ilegalnog odvojka sa unutrašnjeg dijela priključka

Figure 7

Sample of a detected illegal branch from the internal part of the connection



7.3.4 Lokator trase (*Wire Tracer*)

Ovaj uređaj, kao i TDR pomaže u kontroli vizualno nedostupnih dijelova unutrašnjih priključaka. Sastoji se iz dva osnovna dijela: odašiljač koji generira specifičan visokofrekventni signal u vodičima ispitivanog priključka i prijamnik koji detektira elektromagnetsko polje nastalo tim signalom oko vodiča duž trase priključka, uz svjetlosni i zvučni signal ovisan o jačini polja.

7.3.4 Wire tracer

This device, like the TDR, facilitates the inspection of visually inaccessible parts of internal connection points. It consists of two basic parts: a transmitter that generates a specific high frequency signal in the conductors of a tested connection and a receiver that detects the electromagnetic field created by this signal around the conductor along the connection route, with a light and audio signal, depending on the strength of the field.

TDR i lokator trase na dva potpuno različita i neovisna načina dovode do istog rezultata: TDR reflektometrijskim snimanjem svih promjena na unutrašnjem dijelu priključka uz lociranje sumnjivih mjesta temeljem izmjerene udaljenosti od uređaja, dok lokator trase detekcijom elektromagnetskog polja oko vodiča priključka i eventualnih odvojaka prostorno locira mjesto odvojka. Stoga se najbolji rezultati mogu očekivati kombiniranjem tih dviju metoda, kada se jednim uređajem dodatno potvrđuju rezultati drugog.

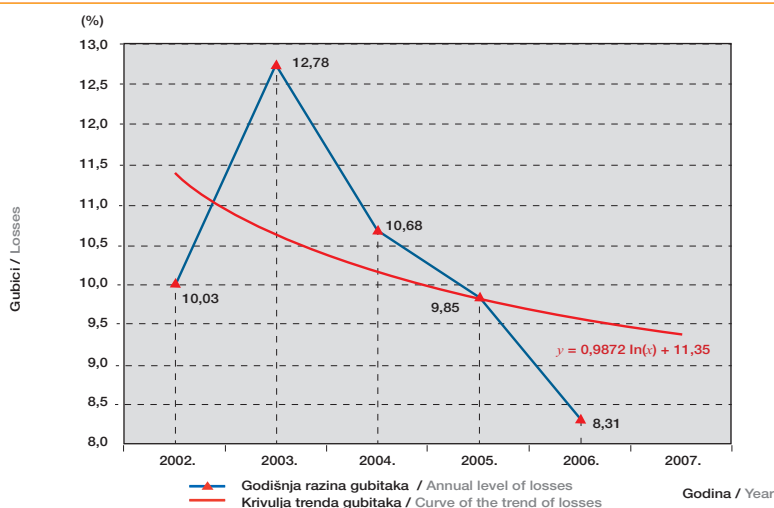
The TDR and wire tracer in two completely different and independent ways lead to the same result: the TDR with a reflectometric recording of all the changes in the internal part of the connection, locating suspicious places based on the measured distance from the device, while the wire tracer, through the detection of the electromagnetic field around the connection conductor and eventual branches, determines the location of the branches. Therefore, the best results can be anticipated with a combination of these two methods, when one device additionally confirms the results of the other.

7.4 Rekapitulacija mjera za smanjenje netehničkih gubitaka

Zahvaljujući sustavnom poduzimanju aktivnosti na smanjenju netehničkih gubitaka te pojačanim ulaganjem u razvoj mreže, evidentan je pozitivan trend, odnosno pad ukupnih gubitaka kako je prikazano na slici 8. Prikazana krivulja trenda kretanja ukupnih gubitaka u distribucijskoj mreži (logaritamska regresija) eliminira utjecaje na utvrđivanje iznosa ukupnih godišnjih gubitaka opisane u poglavlju 3.2. Gubici u 2006. godini su manji od planiranih zbog mogućeg utjecaja nadprosječno tople zime, promjene dinamike očitavanja kupaca kategorije kućanstvo i postupnog uvođenja novog sustava obračuna potrošnje električne energije. Upravo će implementacija jedinstvene aplikacije za obračun potrošnje električne energije u svim distribucijskim područjima, kao i obveza uspostave sustava za prikupljanje, obradu i pohranu mjernih podataka te obveza šestomjesečnog očitavanja za kupce kategorije kućanstvo povećati točnost određivanja godišnjih razina gubitaka.

7.4 Recapitulation of measures for reducing nontechnical losses

Owing to systematic undertakings for reducing nontechnical losses and increasing investment in the development of the network, a positive trend has been recorded, i.e. a decrease in the total losses as presented in Figure 8. The presented curve of the trend of the total losses in the distribution network (logarithmic regression) eliminates the effect upon the amount of the total annual losses described in Chapter 3.2. Losses in the year 2006 were lower than planned due to the possible influence of an unusually warm winter, changes in the dynamics of reading the meters of customers in the household category, and the gradual introduction of a new system for calculating the consumption of electrical energy. It is precisely the implementation of uniform applications for the calculation of the consumption of electrical energy in all the distribution areas, as well as the obligation to establish a system for the collection, processing and storage of measured data and mandatory of six-month readings for customers in the household category that will increase the precision of the determination of the annual level of losses.



Slika 8
Trend kretanja ukupnih gubitaka u distribucijskoj mreži od 2002. do 2006. godine
Figure 8
The trend of the total losses in the distribution network from 2002 to 2006

U idućem razdoblju nužno je bitno veću pozornost posvetiti utvrđivanju stanja priključaka i obračunskih mjernih mjesta. Novim Općim uvjetima za opskrbu električnom energijom koji su u primjeni od travnja 2006. godine, propisana je obveza opremanja obračunskih mjernih mjesta koja ne zadovoljavaju uvjete propisane u Mrežnim pravilima elektroenergetskog sustava u roku od pet (tri) godina te uređenje priključaka koji ne zadovoljavaju tehničke uvjete u roku od 10 godina. Za provedbu tih obveza nužna su značajna ulaganja.

8 ZAKLJUČAK

Ukupni gubici u distribucijskoj mreži od 1998. godine bilježe trend smanjenja. Rezultat je to u većoj mjeri kontinuirane i sustavne provedbe aktivnosti na smanjenju prvenstveno netehničkih gubitaka, a potom i povećanog ulaganja u razvoj mreže što je rezultiralo smanjenjem tehničkih gubitaka. Uzevši u obzir da je povećanje potrošnje električne energije u tom razdoblju iznosilo oko 30 %, rezultat još više dobiva na težini. Sadašnji procijenjeni iznos ukupnih gubitaka u distribucijskoj mreži temeljen na krivulji trenda na razini je oko 10 % od ulazne energije, s tehničkim gubicima od 6 % do 7 % i netehničkim od 3 % do 4 %.

Brojčani pokazatelji ukazuju da prostora za daljnje smanjenje itekako ima. U prvom planu je nastavak započetih i uvođenje novih aktivnosti na daljnjem smanjenju netehničkih gubitaka. Što se tiče iznosa tehničkih gubitaka, potrebno je intenzivirati provedbu mjera za njihovo učinkovito smanjenje, pogotovo ako se zna da za smanjenje na razinu od 5 do 6 % ne bi trebalo izdvojiti više od 400 milijuna kuna.

S obzirom da trošak pokriva gubitaka električne energije u distribucijskoj mreži u iznosu od cca 400 milijuna kuna ima značajan udio u ukupnim troškovima poslovanja ODS-a (2006. godina), odnosno u naknadi za korištenje mreže (cca 15 %), pitanje gubitaka je važno poslovno pitanje te predmet regulacije. Osim toga, za pokriće tehničkih gubitaka potrebno je osigurati nadomjesni proizvodni kapacitet snage 250–300 MW. To znači da smanjenje tehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži za 1 % od ulazne energije oslobađa oko 40 MW proizvodnih kapaciteta u elektroenergetskom sustavu.

Ukupni gubici u elektroenergetskom sustavu Hrvatske su na razini od 13 %. Njihov povećan iznos u odnosu na zapadnoeuropske države rezultat je sljedećih čimbenika:

In the next period, it will be necessary to devote greater attention to determining the state of the connection points and metering points. According to the new General Conditions for the Supply of Electrical Energy that have been in force since April 2006, the obligation is stipulated for equipping metering points that do not meet the conditions stipulated in the Network Regulations of the Electrical Energy System within a period of five (three) years and upgrading the connection points that do not meet the technical requirements within a period of 10 years. Significant investments will be needed for the implementation of these obligations.

8 CONCLUSION

Total losses in the distribution network since 1998 have shown a declining trend. This is the result, to a great extent, of the coordination and systematic implementation of activities, primarily for the reduction of nontechnical losses and also increased investment in the development of the network, which has resulted in a reduction of technical losses. Taking into account that the increased consumption of energy during this period amounted to approximately 30 %, such a result acquires additional weight. The current estimated total losses in the distribution network are based upon the curve of the trend at a level of approximately 10 % of the energy input, with technical losses of 6 % to 7 % and nontechnical losses of 3 % to 4 %.

Numerous indices show that there is certainly room for continued reduction. Of first priority is the continuation of the new activities begun for the further reduction of nontechnical losses. Regarding the amount of technical losses, there should be intensified implementation of the measures for their effective reduction, especially if it is known that it would not be necessary to allocate more than 400 million kunas in order to reduce them to a level of 5 % to 6 %.

Since the cost of covering losses of electrical energy in the distribution network in the amount of approximately 400 million kunas is a significant share of the total operating expenses of the DSO (2006), i.e. within compensation for the use of the network (approximately 15 %), the question of losses is an important operational question and a subject for regulation. Moreover, for the coverage of technical losses, it is necessary to secure an equivalent production capacity of 250 MW to 300 MW. This means that the reduction of technical losses in the distribution network by 1 % of the input energy frees approximately 40 MW of production capacity in the electrical energy system.

The total losses in the electrical energy system in Croatia are at the level of 13 %. This high percentage in comparison to Western European countries is the result of the following factors:

- nepovoljna struktura potrošnje sa smanjenim udjelom industrijske potrošnje i 70 postotnom potrošnjom na najnižoj naponskoj razini. Rezultat je povećanje gubitaka za dva postotna boda u odnosu na strukturu potrošnje zapadnoeuropskih država,
- nedovoljno ulaganje u razvoj distribucijske mreže zbog značajnih ulaganja u obnovu ratom uništenih dijelova mreže. Da su se ta sredstva mogla uložiti u provedbu mjera za učinkovito smanjenje tehničkih gubitaka, njihova današnja razina u distribucijskoj mreži kretala bi se od 4 % do 5 %,
- značajan iznos netehničkih gubitaka u distribucijskoj mreži generiran je, kako ratnim i poslijeratnim demografskim i socijalnim problemima, tako i nedovoljnim ulaganjem u modernizaciju mjernih mjesta prodaje električne energije i uređenje priključaka.

Uvažavajući utjecaje tih čimbenika koji su najvećim dijelom posljedica nepovoljnih vanjskih okolnosti na razvoj hrvatskog elektroenergetskog sustava, gubici bi bili gotovo na razini prosjeka u zapadnoeuropskim državama.

Were it not for the impact of these factors, which for the most part are the consequences of unfavorable external circumstances on the development of the Croatian electrical energy system, the losses would be at nearly the average level for Western European Countries.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] HEP d.d., Godišnja izvješća 2005., 2004., 2003.
- [2] Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva Vlade Republike Hrvatske, Energija u Hrvatskoj 2005. – Godišnji energetske pregled, EIHP, Zagreb, 2006.
- [3] HEP ODS d.o.o., Godišnje izvješće 2005.
- [4] European Copper Institute, The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers, Leonardo energy, 2005
- [5] Office of Gas and Electricity Markets, Electricity Distribution Losses – a Consultation Document, 2003
- [6] EURELECTRIC, The Operating Environment for Distribution Companies, Working group distribution issues, 2005.
- [7] Ministrstvo za gospodarstvo, Republika Slovenija, Energetska bilanca Republike Slovenije za leto 2006.
- [8] ELES d.o.o., Nacrta razvoja prenosnega omrežja v Republiki Sloveniji od leta 2005 do 2014, Ljubljana, 2004.
- [9] CENTREL, Annual report 2005
- [10] Federalno ministarstvo energije, rudarstva i industrije Bosne i Hercegovine, Energetski bilans 2005.
- [11] Regulatorna agencija za energetiku Crne gore, Godišnji izvještaj za 2005. godinu
- [12] Ministarstvo rudarstva i energetike Republike Srbije, Elektroenergetski bilans u Srbiji (bez KiM), 2006.
- [13] KAMBERI, Z., Energy Sector Reform – the Case of Albania, ACIT/ICS, 2004
- [14] Eurostat, Gas and Electricity Market Statistics – Data 1990–2006, European communities, 2006
- [15] HEP Distribucija d.o.o., Studija: Analiza vlastite potrošnje električne energije u elektroenergetskim objektima i poslovnim zgradama HEP Distribucije d.o.o., Vega d.o.o., Zagreb, 2005.
- [16] TRUPINIĆ, K., Mjere za smanjenje gubitaka u distribucijskoj mreži, Magistarski rad, Zagreb, 2005.
- [17] HEP d.d., Upute za opremanje i ispitivanje obračunskih mjernih mjesta na niskom i srednjem naponu, Bilten 73, 1998.
- [18] HEP d.d., Sektor za razvoj, Studija: Eksperimentalno istraživanje, lokalizacija nekih netehničkih gubitaka električne energije i utvrđivanje njihovih uzroka u specifičnim točkama distribucijske mreže, Končar – Institut za elektrotehniku, Zagreb, 2006.

Uredništvo primilo rukopis:
2007-03-01

Manuscript received on:
2007-03-01

Prihvaćeno:
2007-03-20

Accepted on:
2007-03-20

PRIMJENA TRANSFORMATORA S POPREČNOM REGULACIJOM U HRVATSKOM ELEKTROENERGETSKOM SUSTAVU APPLICATION OF PHASE SHIFTING TRANSFORMERS IN THE CROATIAN POWER SUPPLY SYSTEM

Goran Jerbić, dipl. ing., Institut za elektroprivredu d.d., Ulica grada
Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska

Mrežni transformatori s mogućnošću poprečne regulacije pod opterećenjem sve se češće susreću u suvremenim elektroenergetskim sustavima, posebno u uvjetima punog otvaranja tržišta električnom energijom. Izgradnjom TS 400/220/110 kV Žerjavinec prvi put je u hrvatskoj prijenosnoj mreži instaliran mrežni transformator 400/220/(10,5) kV snage 400 MVA s mogućnošću poprečne regulacije i regulacijom pod opterećenjem. U članku su naglašeni neki specifični aspekti primjene transformatora s poprečnom regulacijom (zakretom faze) u svjetlu njihove primjene u hrvatskom sustavu. Za efikasnije korištenje prednosti koje pruža poprečna regulacija mrežnim transformatorima postojećem bi mrežnom transformatoru s poprečnom regulacijom u Žerjavincu trebalo osigurati komplementarni transformator (par), bilo u hrvatskoj prijenosnoj mreži, bilo u susjednim sustavima.

The phase shifting transformers with on load tap changer are increasingly found in modern power supply systems, especially under the present conditions of the full opening of the electricity market. The construction of the Žerjavinec TS 400/220/110 kV for the first time introduces into the Croatian transmission system a 400/220/(10,5) kV 400 MVA phase shifting network transformer with on load tap changer. The present article highlights some specific aspects of phase shifting transformers in the light of their application in the Croatian system. For a more efficient use of the advantages of phase shifting transformers, the transformer of this type at Žerjavinec would need to be provided with a complementary transformer (pair), either within the Croatian transmission network or within the neighbouring systems.

Ključne riječi: koordinirana regulacija, prijenosna mreža, transformator s poprečnom regulacijom

Keywords: coordinated control, phase shifting transformer, transmission network



1 UVOD

Uvođenjem i liberalizacijom tržišta električne energije, razdvajanjem proizvodnje, prijenosa i distribucije te povećanjem razmjene električne energije među subjektima na tržištu pokazala se potreba za efikasnim upravljanjem tokovima snaga u prijenosnim mrežama.

Transformatori sa zakretom faza vrlo će vjerojatno služiti kao takvi uređaji. Za pretpostaviti je da će u skoroj budućnosti biti povećani zahtjevi za takvim načinom primjene transformatora. Transformatori sa zakretom faza mogu se koristiti za upravljanje djelatnom snagom u kompleksnoj elektroenergetskoj mreži na vrlo djelotvoran način.

Izgradnjom TS 400/220/110 kV Žerjavinec prvi put je u hrvatskoj prijenosnoj mreži instaliran mrežni transformator 400/220/(10,5) kV snage 400 MVA s poprečnom regulacijom (transformator sa zakretanjem faza ili *phase shifting transformer*) i regulacijom pod opterećenjem (*transformer with on load tap changer*). Mogućnosti regulacije transformatorima s poprečnom regulacijom (zakretom faze) opisane su do sada u nekoliko članaka, no ovdje se žele naglasiti neki posebni aspekti primjene transformatora s poprečnom regulacijom u svjetlu njihove primjene u našem sustavu.

2 MREŽNI TRANSFORMATOR S POPREČNOM REGULACIJOM

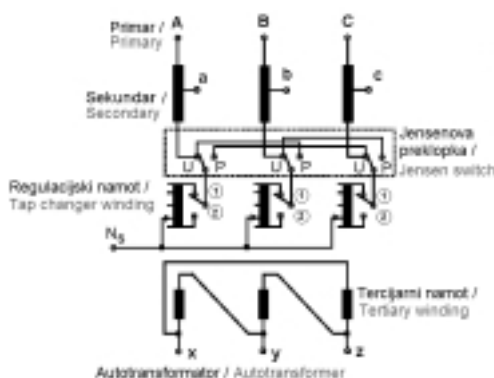
Mrežni transformatori s mogućnošću uzdužne i poprečne regulacije pod opterećenjem sve se češće susreću u suvremenim elektroenergetskim sustavima, posebno u uvjetima otvaranja tržišta električnom energijom. Tropolna shema izvedbe jednog regulacijskog transformatora s uzdužnom (U) i poprečnom (P) regulacijom kao i pridruženi vektori napona prikazani su na slici 1.

Slika 1

Izvedba transformatora sa uzdužno-poprečnom regulacijom: položaj U uzdužna regulacija, položaj P poprečna regulacija, položaj ① ili ② definira smjer dodatnog regulacijskog napona

Figure 1

Phase shifting transformer, U—longitudinal, P—transverse, position ① or ② defines the direction of additional on load tap changer voltage



1 FOREWORD

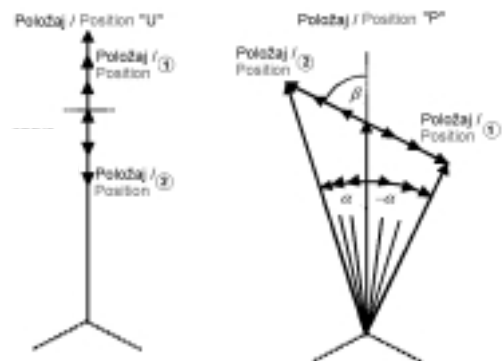
The introduction and liberalisation of electricity market, the unbundling of energy sector into production, transmission and distribution and an increased exchange of electricity among market players have underlined a need for efficient load flow management in transmission networks.

It is very likely that the phase shifting transformers will serve as such devices. It can be fairly assumed that demands for this method of using transformers will be higher in the near future. The phase shifting transformers can be used very efficiently for active power control in a complex power supply network.

The construction of the Žerjavinec SS 400/220/110 kV for the first time introduces into the Croatian transmission system a 400/220/(10,5) kV 400 MVA phase shifting transformer with on load tap changer. The potentials of power flow control by phase shifting transformers have been described in several articles, but the intention here is to highlight some specific features of phase shifting transformers in the light of their application in the Croatian system.

2 PHASE SHIFTING TRANSFORMER

Phase shifting transformers with on load tap changer are increasingly found in modern power supply systems, especially under the present conditions of the full opening of the electricity market. Figure 1 shows a three-phase diagram of a phase shifting transformer with magnitude (U) and phase (P) regulation and pertaining voltage vectors.



Model jednog jednostavnog prijenosnog sustava s dvije transformatorske stanice A i B, s dva naponska nivoa i mrežnim transformatorima s mogućnošću regulacije zakretanjem faza prikazan je na slici 2. Transformatorske su stanice povezane s dva voda, jednim standardnim 400 kV vodom (3x2x490 mm² Al/Če) na gornjem naponu i jednim standardnim dvosistemskim 110 kV vodom (2x(3x240) mm² Al/Če) na donjem naponu. Oba su voda duljine 100 km. Stanica A vezana je na ostatak prijenosne mreže dok je u stanici B instaliran izvor snage 300 MW, priključen na viši naponski nivo 400 kV te opterećenje od 100/33 MW/Mvar na niže naponskoj 110 kV strani. Transformator je snage 300 MVA s naponom kratkog spoja $u_k = 12\%$, uzdužnom regulacijom napona $\pm 15\%$ i poprečnom regulacijom $\pm 15\%$ pod kutom 60°/120°.

Razmotrena je mogućnost regulacije tokova snaga u tom jednostavnom sustavu u kome se proizvodnja električne energije iz transformatorske stanice B prenosi u transformatorsku stanicu A i dalje u sustav (slika 2). Regulacijom zakretanjem faze samo u jednom čvorištu, npr. stanici B, moguće je regulirati opterećenje transformacije u čvorištu B i raspodjelu opterećenja između naponskih nivoa prijenosne mreže u promatranom sustavu. Tako je s početnih 101/20 MW/Mvar u srednjem položaju pri kutu na sekundaru 0°, regulacijom zakretanjem faza samo u stanici B moguće smanjiti opterećenje transformacije u stanici B na 50/12 MW/Mvar pri kutu od -5° ili povećati opterećenje na 152/40 MW/Mvar pri kutu od 3°.

Opseg regulacije je približno ± 50 MW uz promjenu kuta od 8°. Uključi li se u poprečnu regulaciju i transformator u stanici A, ali sa zakretanjem faza u suprotnom smjeru od stanice B efekt regulacije se znatno pojačava pa je opterećenje transformacije u stanici B moguće smanjiti na samo 2/2 MW/Mvar pri kutu od -4° ili povećati na 207/63 MW/Mvar uz kut od 3°. Opseg regulacije sada je približno dvostruko veći ± 100 MW.

Treba primijetiti i važno je napomenuti da je mrežnim transformatorima sa zakretom faza moguća regulacija opterećenja transformacije u transformatorskoj stanici, ali i tokova snaga u niže-naponskoj mreži između dvije transformatorske stanice, kako po iznosu tako i smjeru (ovisno dakako i o drugim parametrima mreže). Iz toga se može zaključiti da bi svrha primjene mrežnih transformatora sa zakretom faza bila:

- reguliranje djelatnog opterećenja transformacije u transformatorskim stanicama,
- preraspodjela opterećenja među transformatorskim stanicama,
- podešenje smjera i iznosa opterećenja u niže-naponskim mrežama i
- rasterećenje niže-naponske mreže između dvije transformatorske stanice.

The model of a simple transmission system with two substations A and B, with two voltage levels and phase shifting transformers is shown in Figure 2. The substations are connected with two lines, one standard 400 kV line (3x2x490 mm² Al/St) on the upper voltage and one standard two-system 110 kV line (2x(3x240) mm² Al/St) on the lower voltage, both lines being 100 km long. Substation A is connected to the rest of the transmission network, whereas in substation B 300 MW power source is installed, connected to the higher 400 kV voltage level, and 100/33 MW/Mvar load connected to the lower 110 kV voltage side. The transformer's power is 300 MVA with short circuit voltage $u_k = 12\%$, voltage magnitude regulation $\pm 15\%$ and phase shifting $\pm 15\%$ at an angle of 60°/120°.

A possibility has been considered of power flow regulation in that simple system where electricity generation is transmitted from substation B to substation A and further on to the system (Figure 2). Phase shifting only in one node, e.g., substation B, can regulate transformation load in node B and load distribution among transmission network voltage levels in the reviewed system. Thus from the initial 101/20 MW/Mvar in the middle position at 0° angle on the secondary winding and by phase shifting only in substation B it is possible to reduce transformation load in substation B to 50/12 MW/Mvar at -5° angle or to increase load to 152/40 MW/Mvar at 3° angle.

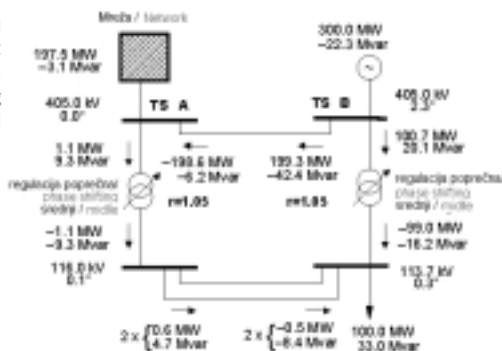
The range of phase shifting is about ± 50 MW at 8° change in angle. If the transformer in substation A is also employed in phase shifting, but in a direction counter to substation B, the regulation effect will be boosted, so that transformation load in substation B can be reduced to only 2/2 MW/Mvar at -4° angle, or increased to 207/63 MW/Mvar at 3° angle. The range of phase shifting is now roughly double ± 100 MW.

It is important to note that with phase shifting transformers it is possible to provide transformation load regulation in the substation, but also power flow regulation in a lower voltage network between two substations, in both the value and the direction (also depending, of course, on other network parameters). Therefore, the conclusion is that the application of the phase shifting transformers would be as follows:

- active transformation load regulation in substations,
- load redistribution between substations,
- load direction and value adjustment in lower voltage networks, and
- lower voltage network load relief between two substations.

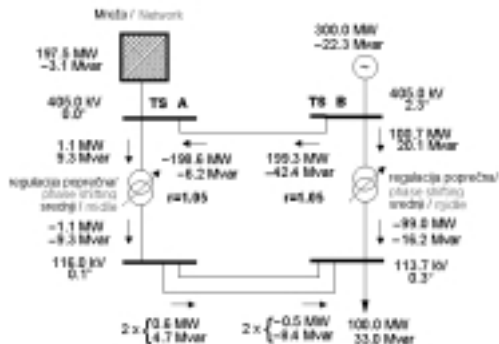
Slika 2
 Koordinirana regulacija s dva mrežna transformatora s poprečnom regulacijom na pojednostavljenom prijenosnom sustavu
 Figure 2
 Coordinated regulation with two phase shifting transformers on a simplified transmission system

Transformator s poprečnom regulacijom samo u transformatorskoj stanici B / Phase shifting transformer only in substation B

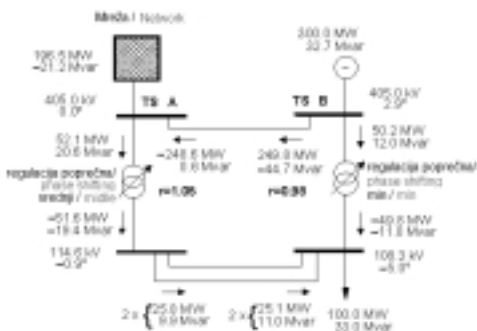


Opterećenje transformacije / Transformation load:
 TS A položaj srednji / middle position 1 MW 9 Mvar
 TS B položaj srednji / middle position 101 MW 20 Mvar
 Smjer energije na / power direction at:
 400 kV B → A 199 MW -42 Mvar
 110 kV A → B 1 MW 9 Mvar

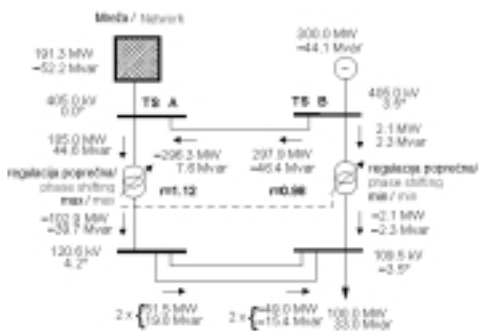
Transformator s poprečnom regulacijom u obje transformatorske stanice A i B / Phase shifting transformer in both substations A and B



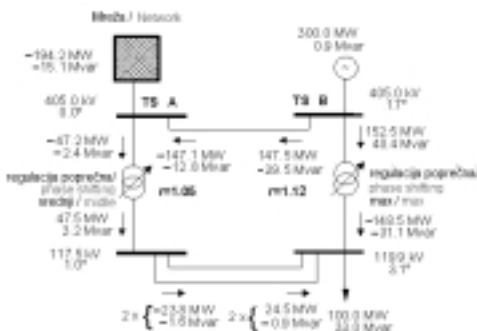
Opterećenje transformacije / Transformation load:
 TS A položaj srednji / middle position 1 MW 9 Mvar
 TS B položaj srednji / middle position 101 MW 20 Mvar
 Smjer energije na / power direction at:
 400 kV B → A 199 MW -42 Mvar
 110 kV A → B 1 MW 9 Mvar



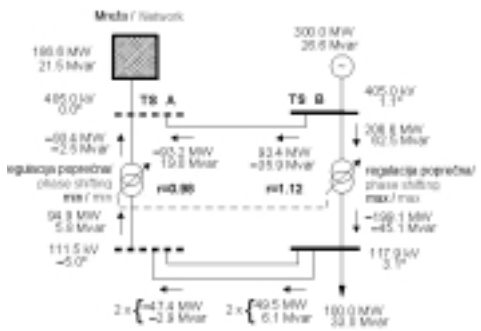
Opterećenje transformacije / Transformation load:
 TS A položaj srednji / middle position 52 MW 21 Mvar
 TS B položaj min / position min 50 MW 12 Mvar
 Smjer energije na / power direction at:
 400 kV B → A 250 MW -45 Mvar
 110 kV A → B 52 MW 20 Mvar



Opterećenje transformacije / Transformation load:
 TS A položaj max / position max 105 MW 45 Mvar
 TS B položaj min / position min 2 MW 2 Mvar
 Smjer energije na / power direction at:
 400 kV B → A 298 MW -46 Mvar
 110 kV A → B 103 MW 40 Mvar



Opterećenje transformacije / Transformation load:
 TS A položaj srednji / middle position -47 MW -2 Mvar
 TS B položaj max / position max 152 MW 40 Mvar
 Smjer energije na / power direction at:
 400 kV B → A 148 MW -40 Mvar
 110 kV B → A 49 MW -2 Mvar



Opterećenje transformacije / Transformation load:
 TS A položaj min / position min -93 MW -3 Mvar
 TS B položaj max / position max 207 MW 63 Mvar
 Smjer energije na / power direction at:
 400 kV B → A 93 MW -36 Mvar
 110 kV B → A 100 MW 12 Mvar

3 TRANSFORMATOR S POPREČNOM REGULACIJOM (ZAKRETOM FAZA) U KOMBINACIJI S VODOM

Na sljedećem primjeru prikazana je druga mogućnost primjene transformatora s poprečnom regulacijom. Transformatorom s poprečnom regulacijom spojenim u seriju s prijenosnim vodom može se regulirati raspodjela opterećenja između dva paralelna voda na istom prijenosnom putu (slika 3). Čvorište A i čvorište B povezuju dva jednako duga 400 kV voda (parametri odgovaraju standardnom 400 kV vodu s vodičima u snopu 2x490 mm², duljine 100 km, transformator je snage 800 MVA s naponom kratkog spoja $u_k = 12\%$, uzdužnom regulacijom $\pm 15\%$ i poprečnom regulacijom $\pm 15\%$, pod kutom 60°/120°. Treba naglasiti da su sada za razliku od prethodnog primjera primar i sekundar regulacijskog transformatora istog naponskog nivoa.

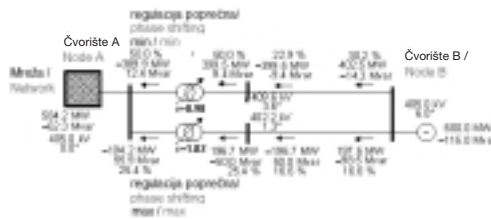
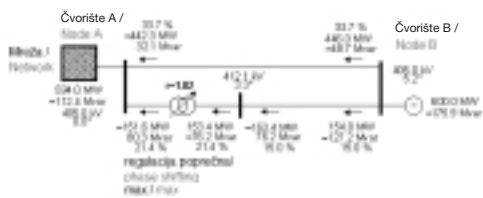
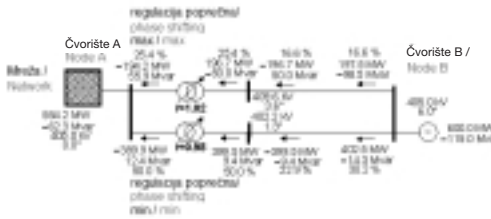
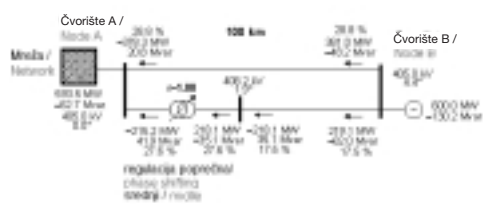
3 PHASE SHIFTING TRANSFORMER COMBINED WITH THE LINE

The example below shows the alternative possibility of applying phase shifting transformers. Phase shifting transformers connected in series with a transmission line can regulate load distribution between two parallel lines on the same transmission route, Figure 3. Node A and node B connect two equally long 400 kV lines (the parameters corresponding to standard 400 kV line with conductor bundle 2x490 mm², length 100 km, 800 MVA power transformer with short circuit voltage $u_k = 12\%$, longitudinal shifting $\pm 15\%$ and transverse shifting $\pm 15\%$, at 60°/120° angle. It should be noted that, unlike the previous example, the primary and secondary windings of the phase shifting transformer are now of the same voltage level.

Poprečna regulacija transformatorom sa zakretom faza na jednom vodu / Phase shifting transformer acting on one line

Poprečna regulacija transformatorima sa zakretom faza na oba voda / Phase shifting transformer acting on both lines

Slika 3
Primjena transformatora s poprečnom regulacijom u seriji s vodom sa svrhom ujednačavanja opterećenja
Figure 3
Application of a phase shifting transformer in series with the transmission line with the purpose of load compensation



Na sličan način moguće bi bilo regulirati raspodjelu opterećenja po vodovima koji povezuju susjedne elektroenergetske sustave i na taj način harmonizirati opterećenja (usmjerena AC veza). Primjena transformatora s poprečnom regulacijom u seriji s prijenosnim vodom može biti interesantna u slučajevima kada su paralelni vodovi različito opterećeni na istom prijenosnom putu zbog različitih parametara (npr. duljine, presjeka vodiča ili naponskih nivoa) ili kada jedan vod povezuje proizvodno područje susjednog sustava, a drugi potrošačko. Problem primjene transformatora sa zakretom faza u konfiguraciji s vodom velika je nazivna snaga transformatora, koja mora odgovarati prijenosnoj moći voda, kako transformator ne bi postao usko grlo u prijenosnoj mreži (npr. za vod 400 kV potrebna je snaga transformatora oko 1 000 MVA).

4 PRIMJENA MREŽNIH TRANSFORMATORA S POPREČNOM REGULACIJOM U HRVATSKOM SUSTAVU

Prva primjena mrežnih transformatora s poprečnom regulacijom realizirana je u TS 400/220/110 kV Žerjavinec. Transformacijom 400/220 kV u Žerjavincu sprežu se mreže 400 i 220 kV na području sjeverne Hrvatske, koje su do tada bile indirektno spregnute (vezane) preko 110 kV mreže. U konkretnom slučaju, primjena mrežnog transformatora sa zakretom faze omogućuje regulaciju djelatnog opterećenja transformacije 400/220 kV u Žerjavincu. Prethodno provedene analize tokova snaga na planskim modelima pokazivale su da će obje transformacije u Žerjavincu, 400/110 kV i 400/220 kV biti slabo opterećene zbog planirane izgradnje novih plinskih blokova u TE–TO Zagreb i tada još aktualne nove PTE Jertovec (Enron) [1]. Primjenom transformatora s regulacijom pod opterećenjem u takvim okolnostima nastojalo se povećati opterećenje transformacije 400/220 kV u Žerjavincu, ponovno aktivirati 220 kV mrežu te opteretiti TS 220/110 kV Mraclin i tako opravdati potrebu izgradnje transformacije 400/220 kV koja je nedvojbeno bila potrebna na sjevernom potezu [2].

Transformatorske stanice 400 kV Žerjavinec i Tumbri relativno su blizu. Nalaze se na tranzitnom putu 400 kV kojim se energija sa sjevera/sjeveroistoka preko hrvatskog sustava tranzitira na zapad/jugozapad (Heviz – Žerjavinec – Tumbri / – Krško i Tumbri – Melina – Divača). Analize gubitaka u hrvatskoj prijenosnoj mreži

In a similar way it is possible to regulate load distribution on the lines connecting the neighbouring electricity systems and thus harmonise loads (directed AC connection). The application of phase shifting transformers in series with the transmission line may be interesting in cases where parallel lines are differently loaded along the same transmission route due to different parameters (e.g., conductor length and profile, or voltage levels) or if one line connects the generation area of a neighbouring system and the other connects the consumer area. The problem with the application of a phase shifting transformer in configuration with the line is the transformer's big rated power which must correspond to the line's transmission capacity, so that the transformer would not become a bottleneck in a transmission network (for example, a 400 kV line requires transformer power of about 1 000 MVA).

4 APPLICATION OF PHASE SHIFTING TRANSFORMERS IN THE CROATIAN SYSTEM

Phase shifting transformers were first applied at SS 400/220/110 kV Žerjavinec. 400/220 kV transformation at Žerjavinec couples 400 and 220 kV networks in the area of northern Croatia which until then were indirectly coupled via 110 kV network. In the concrete case, the use of a phase shifting transformer enables the regulation of the active load of 400/220 kV transformation at Žerjavinec. Earlier power flow analyses on planning models showed that both transformations at Žerjavinec, 400/110 kV and 400/220 kV, would be poorly loaded due to the planned construction of new gas-powered blocks at TE–TO Zagreb and the then still more topical new PTE Jertovec (Enron) [1]. By using a transformer with on load tap changer, under such circumstances it was attempted to increase the 400/220 kV transformation load, to reactivate the 220 kV network and increase the load of the SS 220/110 kV Mraclin, thus justifying the need to build the 400/220 kV transformation which was certainly required in the northern stretch [2].

400 kV substations Žerjavinec and Tumbri are relatively close to each other, located on a transit 400 kV route by which the power from the north/northeast is transferred via the Croatian system to the west/southwest (Heviz – Žerjavinec – Tumbri / – Krško and Tumbri – Melina – Divača). Loss analyses in the Croatian transmission network [3] show that power losses are approximately equally distributed to the following three key components of the transmission system:

[3] pokazuju da se gubici u prijenosnoj mreži raspodjeljuju približno podjednako na sljedeće tri bitne komponente prijenosnog sustava:

- gubitke u 110 kV mreži,
- gubitke 220 i 400 kV mreži i
- gubitke u transformacijama (400/220, 400/110, 220/110 i 110/niže).

U stanjima izrazitih tranzita, veće tranzitne tokove snaga stoga bi trebalo zadržati u superponiranoj 220 i 400 kV mreži, jer će u njoj stvarati najmanje gubitke. Konačno prijenosne mreže najviših napona za to su planirane i građene. U tu svrhu mogu se koristiti transformatori s poprečnom regulacijom.

Kao prednost primjene transformatora s poprečnom regulacijom u Žerjavincu, u [2] se navodi mogućnost preusmjerenja tokova snaga iz 400 kV mreže u 220 kV mrežu sa svrhom jačeg opterećenja Mraclina, pojačanja prijenosa energije u sustav susjedne BiH te rasterećenja 110 kV mreže oko Žerjavina.

Kod velikih se tranzita pri ispadu 400 kV voda Žerjavinec – Tumbri preopterećuje 110 kV mreža oko Žerjavina, posebno 110 kV vod za Jertovec, a dodatno se opterećuju i drugi 110 kV vodovi na potezu Žerjavinec – Tumbri. Problem zatvaranja tranzita preko zagrebačke 110 kV mreže pri ispadu 400 kV voda Žerjavinec – Tumbri, međutim, ne može se riješiti mrežnim transformatorom 400/220 kV s poprečnom regulacijom instaliranim u Žerjavincu i potiskivanjem tranzita u 220 kV mrežu jednostavno zato što su ključne točke zagrebačke mreže Žerjavinec i Tumbri spregnute preko 110 kV mreže (a ne preko 220 kV mreže i Mraclina). Štoviše, predlaže se rekonstrukcija 220 kV voda Mraclin – Žerjavinec u vod s vodičima u snopu, pa se povećanjem instalirane snage transformacije u Mraclinu nastoje povećati tokovi vodom 220 kV Žerjavinec – Mraclin i opterećenje transformacije u Mraclinu [4]. Međutim, za slučaj ispada voda 400 kV Žerjavinec – Tumbri potrebno je razmišljati o osiguranju redundancije tom vodu. S tim u vezi bilo bi dobro već danas razmišljati o rekonstrukciji 400 kV poteza Tumbri – Veleševac (Prevlaka) u dvosistemi vod 400 kV ili o pojačanju mreže jednom trojkom novog dvosistemskog 400 kV voda (duljine oko 30 km), jer će upravo taj potez ubuduće biti presudan za sigurnost napajanja Zagreba iz prijenosne mreže, ali i sjeverne Hrvatske u cjelini. Na to ukazuje i posljednji veći raspad UCTE sustava početkom studenog 2006. godine.

Uloga Mraclina u napajanju zagrebačkog područja ne može se revitalizirati mrežnim transformatorom s poprečnom regulacijom u Žerjavincu, jer se

- losses in 110 kV network,
- losses in 220 and 400 kV networks, and
- losses in transformation (400/220, 400/110, 220/110 and 110/below).

In situations of intense transits, higher transit flows should therefore be retained in a superposed 220 and 400 kV network, because there it will cause the least power losses. After all, that is what the highest voltage transmission lines are planned and built for. For that purpose the phase shifting transformers can be used.

As an advantage of using a phase shifting transformer at Žerjavinec, in [2] a possibility is mentioned of redirecting power flows from the 400 kV network to the 220 kV network for the purpose of stronger loading of Mraclin, increased power transmission to the neighbouring B&H and decreasing the load of the 110 kV network around Žerjavinec.

An outage of 400 kV Žerjavinec – Tumbri line in major transits leads to an overload of 110 kV networks around Žerjavinec, especially the 110 kV line for Jertovec, whereas additionally loaded are also other 110 kV lines along the Žerjavinec – Tumbri route. However, the problem of transit closure over the 110 kV Zagreb network in the event of an outage of the 400 kV Žerjavinec – Tumbri line cannot be solved with the 400/220 kV phase shifting transformer installed at Žerjavinec and by suppressing transit into the 220 kV network, simply because the key points of the Zagreb networks of Žerjavinec and Tumbri are coupled over the 110 kV network (not over the 220 kV network and Mraclin). Moreover, it is proposed to reconstruct the 220 kV Mraclin – Žerjavinec line into a line with bundled conductors, so with increased installed transformation capacity at Mraclin [4] it is tried to increase the flows over the 220 kV line Žerjavinec – Mraclin and the transformation load at Mraclin [4]. However, in the event of an outage of the 400 kV line Žerjavinec – Tumbri it is necessary to consider redundancy for that line. In this regard, it is advisable to think at this stage already about reconstructing the 400 kV route Tumbri – Veleševac (Prevlaka) into a double system 400 kV transmission line, or about reinforcing the network by a triplet of the new double system 400 kV transmission line (about 30 km long), because that route will be vital in the future for secure supply of Zagreb from the transmission network, as well as of northern Croatia as a whole. The last major outage of the UCTE system in early November 2006 underlines this need.

The role of Mraclin in supplying the Zagreb area cannot be revitalised by a phase shifting transformer at Žerjavinec, because the area earlier

područje koje je napajao Mraclin sada napaja iz novih blokova u TE–TO Zagreb i transformacije 400/110 kV u Žerjavincu. Promjena opterećenja transformacije 400/220 kV u Žerjavincu transformatorom s poprečnom regulacijom od oko 160 MW uzrokuje promjenu opterećenja u Mraclinu za 61 MW, što daje koeficijent regulacije 0,38 [3] i [5]. Za aktiviranje Mraclina povoljnija bi bila ugradnja mrežnih transformatora s poprečnom regulacijom u samom Mraclinu. U kontekstu rečenog moglo bi se razmišljati o direktnoj transformaciji 400/110 kV u Mraclinu i transformatorima s poprečnom regulacijom 400/110 kV u Žerjavincu, Mraclinu, ali i Tumbri.

U pogledu regulacije djelatne snage razmjene među susjednim sustavima, mogućnosti regulacije transformatorom 400/220 kV u Žerjavincu također su ograničene. Njime se, naime, ne može znatnije utjecati na razmjenu po 400 kV vodu Žerjavinec – Heviz, a preusmjerenje tokova snaga u 220 kV mrežu s ciljem potiskivanja snage prema BiH i ne predstavlja neki dobitak, jer su prirodni tokovi snage na zagrebačkom području ionako usmjereni prema području zapadne Bosne kojem nedostaje izvora.

Za efikasnije korištenje poprečne regulacije mrežnog transformatora 400/220 kV u Žerjavincu trebalo bi tom mrežnom transformatoru pronaći komplementarni transformator (par) s poprečnom regulacijom unutar hrvatskog prijenosnog sustava, bilo u osječkom bilo u riječkom području. Na osječkom području komplementarni transformator bi trebalo smjestiti u Ernestinovo.

Problem je, međutim, u tome što trenutačno nema izgrađene 220 kV mreže prema osječkom području (premda je u planu bila izgradnja dvosistemske voda 220 kV Međurić – Đakovo). Kad bi se odgovarajući mrežni transformator s poprečnom regulacijom i instalirao u Ernestinovu, ostao bi problem sprezanja 220 i 400 kV mreže preko mreže 110 kV na osječkom području (slično kao na zagrebačkom području, Ernestinovo i Đakovo spregnuti su preko 110 kV mreže – 110 kV vodovima između Đakova i Ernestinova).

Efikasno korištenje mrežnog transformatora 400/220 kV s poprečnom regulacijom u Ernestinovu zahtijevalo bi i povezivanje Đakova i Ernestinova 220 kV vodom. Situacija bi donekle bila jednostavnija kada bi se komplementarni transformator sa zakretom faze tražio na riječkom području. Tu bi trebalo instalirati mrežni transformator s poprečnom regulacijom u Melini i zamijeniti postojeće transformatore 400/220 kV. No, sama je koncepcija transformatorske stanice Melina drukčija. U Melini su instalirane transformacije 400/220 kV

supplied by Mraclin is now supplied from the new blocks at TE–TO Zagreb and the 400/110 kV transformation at Žerjavinec. A change in the load of the 400/220 kV phase shifting transformer at Žerjavinec by the 160 MW causes a load change at Mraclin by 61 MW, which gives a regulation coefficient of 0.38 [3] and [5]. For activation of Mraclin it would be more favourable to install a phase shifting transformers at Mraclin itself. In the context of what has been said one may consider a direct 400/110 kV transformation at Mraclin and 400/110 kV phase shifting transformers at Žerjavinec, Mraclin, as well as Tumbri.

Regarding the active power regulation of exchange between neighbouring systems, the regulation potentials of the 400/220 kV transformer at Žerjavinec are also limited. It cannot significantly influence exchange on the 400 kV Žerjavinec – Heviz line, while redirecting power flows into the 220 kV network with a view to suppressing power towards B&H would be no real gain, because the natural power flows in the Zagreb area are anyway directed towards western Bosnia which lacks sources.

For a more efficient use of the 400/220 kV phase shifting transformer at Žerjavinec, for this network transformer a complementary phase shifting transformer (pair) should be found within the Croatian transmission system, whether in Osijek or in Rijeka area. In Osijek area a complementary transformer should be placed at Ernestinovo.

The problem, however, is that at the moment there is no constructed 220 kV network towards Osijek area (although the construction of a two-system 220 kV line Međurić – Đakovo was planned). Even if an appropriate phase shifting transformer were installed at Ernestinovo, the problem would remain of how to couple 220 kV and 400 kV networks over the 110 kV network in Osijek area (the way in which in Zagreb area Ernestinovo and Đakovo are coupled via 110 kV network – by 110 kV lines between Ernestinovo and Đakovo).

Efficient use of the 400/220 kV phase shifting transformer at Ernestinovo would also require to link Đakovo and Ernestinovo by a 220 kV line. The situation would be somewhat simpler if a complementary phase shifting transformer were to be sought in Rijeka area. Here one should install a phase shifting transformer at Melina and replace the existing 400/220 kV transformers. But the concept of the Melina substation is different. At Melina, 400/220 kV and 220/110 kV transformations are installed, unlike 400/110 kV and 400/220 kV at Žerjavinec. Of course, later on one could also consider placing there a complementary 400/220 kV phase shifting transformer at the potential 400 kV node Brinje.

i 220/110 kV, ne kao u Žerjavincu 400/110 kV i 400/220 kV. Dakako, u kasnijim vremenskim presjecima moglo bi se razmišljati i o smještaju komplementarnog transformatora 400/220 kV s poprečnom regulacijom u potencijalnom 400 kV čvorištu Brinje.

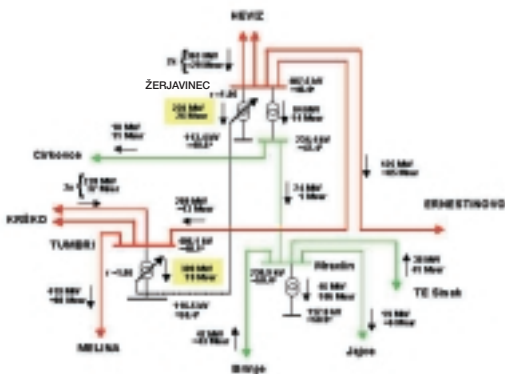
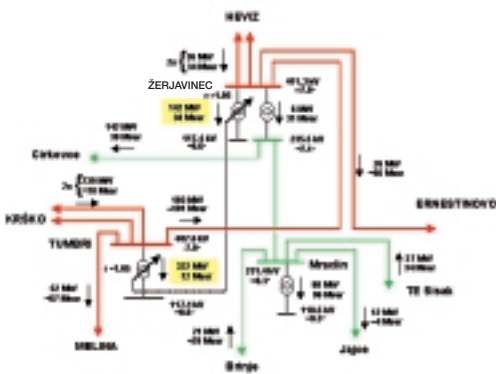
Za zagrebačko područje u [1] držalo se interesantnijom primjena mrežnih transformatora 400/110 kV s usklađenom poprečnom regulacijom u Žerjavincu i Tumbri, jer bi se tada moglo direktno utjecati na djelatno opterećenje transformacija u Žerjavincu i Tumbri, a indirektno i na tokove snaga u 110 kV mreži kojom su 400 kV čvorišta Žerjavinec i Tumbri povezani te tako harmonizirati opterećenja između te dvije stanice (slika 4). Poput Mraclina, pojavom Žerjavince i Tumbri su značajno rasterećeni premda su puno kruća čvorišna točka. Primjenom transformatora s poprečnom regulacijom u Tumbri harmonizirala bi se opterećenja dviju ključnih transformacija 400/110 kV na području Zagreba.

For Zagreb area [1] it was considered more appropriate to apply 400/110 kV network transformers with harmonised phase shifting at Žerjavinec and Tumbri, because in that case it would be possible to directly influence the active transformation load at Žerjavinec and Tumbri, and indirectly also the power flows in the 110 kV network with which the 400 kV nodes of Žerjavinec and Tumbri are interconnected, and thus harmonise loads between these two substations (Figure 4). Tumbri, just like Mraclin, is significantly relieved owing to the emergence of Žerjavinec, although being a much firmer junction point. The use of a phase shifting transformer at Tumbri would harmonise the loads of two key 400/110 kV transformations in Zagreb area.

Slika 4
 Mogućnost primjene mrežnih transformatora 400/110 kV s poprečnom regulacijom u ujednačavanju opterećenja transformatorskih stanica Žerjavinec i Tumbri i u regulaciji tokova u 110 kV mreži sa svrhom rasterećenja

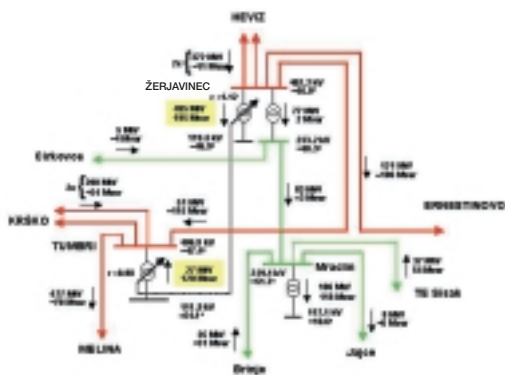
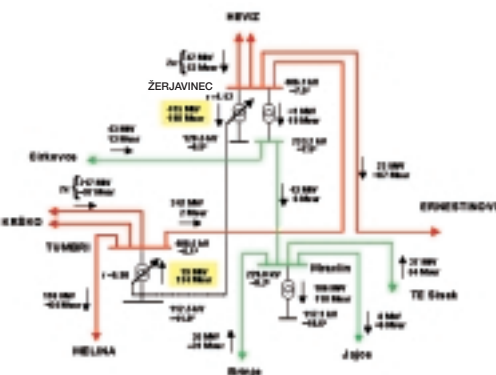
Stanje u prijenosnoj mreži bez tranzita / Status in transmission network without transit

Stanje u prijenosnoj mreži s tranzitom / Status in transmission network with transit



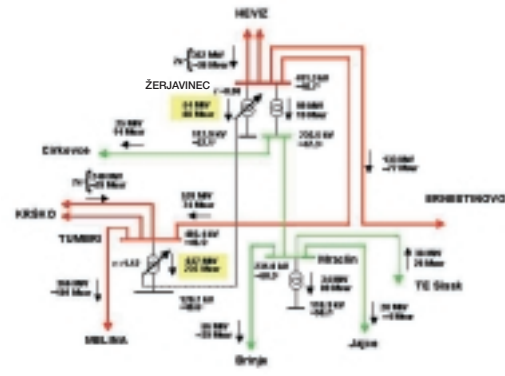
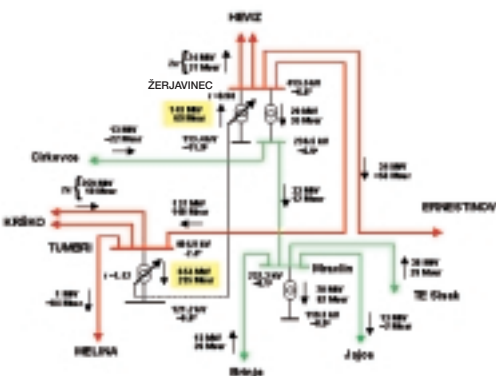
Polazno stanje / Starting status
 Poprečna regulacija u / Phase shifting at:
 Žerjavincu, položaj srednji / Žerjavinec, middle position
 Tumbri, položaj srednji / Tumbri, middle position

Polazno stanje / Starting status
 Poprečna regulacija u / Phase shifting at:
 Žerjavincu, položaj srednji / Žerjavinec, middle position
 Tumbri, položaj srednji / Tumbri, middle position



Poprečna regulacija u / Phase shifting at:
 Žerjavincu, položaj + max / Žerjavinec, position + max
 Tumbri, položaj - max / Tumbri, position - max

Poprečna regulacija u / Phase shifting at:
 Žerjavincu, položaj + max / Žerjavinec, position + max
 Tumbri, položaj - max / Tumbri, position - max



Poprečna regulacija u / Phase shifting at:
 Žerjavincu, položaj - max / Žerjavinec, position - max
 Tumbri, položaj + max / Tumbri, position + max

Poprečna regulacija u / Phase shifting at:
 Žerjavincu, položaj - max / Žerjavinec, position - max
 Tumbri, položaj + max / Tumbri, position + max

U analizama mogućnosti primjene regulacijskih transformatora 400/110 kV u Žerjavincu sa opisanim se problemima susrelo na samom početku [1]. Od primjene regulacijskih transformatora 400/110 kV sa zakretom faza odustalo se zbog potrebe da se 110 kV mreža sekcionira sa svrhom smanjenja struja kratkog spoja, kao i zbog potrebe rada više mrežnih transformatora s poprečnom regulacijom u paraleli (za što se u to vrijeme nije raspolagalo iskustvima iz prakse) i konačno nejasnog statusa postojećih transformatora u Tumbri koji nemaju regulaciju pod opterećenjem niti mogućnost poprečne regulacije. U pogledu transformacije 400/220 kV držalo se da regulacija sa zakretom faza u 220 kV čvorištu Žerjavinec nije potrebna, jer to čvorište nema opterećenja, ali i zbog veze prema Cirkovcima koja umanjuje efekt regulacije. Za prijelaz u poprečnu regulaciju mrežni transformator u Žerjavincu treba isključiti i preklapanje izvršiti u beznaponskom stanju ručno. Tako će se dispečeri rijetko odlučiti da posegnu za pogodnostima koje pruža poprečna regulacija. Ponekad se transformatori sa zakretom faza instaliraju u rubnim čvorištima koja su interkonekcijskim vodovima vezana sa susjednim sustavima sa svrhom smanjenja kuta pri sklapanju interkonekcijskih vodova i lakšom restauracijom sustava nakon poremećaja.

5 PRIMJENA TRANSFORMATORA SA ZAKRETOM FAZA U SVIJETU DANAS

U elektroenergetskoj mreži zemalja članica UCTE-a (najvećoj sinkronoj interkonekciji) do danas su instalirani transformatori sa zakretom faza u nekoliko zemalja. Podaci o instaliranim transformatorima sa zakretom faza za jedinice čiji su podaci dostupni iz objavljenih publikacija su u tablici 1. Transformatori su instaliranih snaga od 312 MVA do 1 500 MVA sa opsegom regulacije do $\pm 43^\circ$. Položaj instaliranih transformatora pokazuje slika 5. Najčešće se transformatori sa zakretom faza nalaze na sučelju velikih elektroenergetskih pod-sustava ili u malim sustavima smještenim između većih sustava.

Francuska

U Francuskoj je RTE operator prijenosnog sustava (TSO – *transmission system operator*) instalirao transformatore sa zakretom faza u 400 kV stanici La Praz na 400 kV vodu La Praz (F) –Villarodin (F). Transformator u stanici La Praz omogućava povećanje i smanjenje toka na 400 kV vodu La Praz (F) – Villarodin (F), utječući tako na razmjenu između Italije i Francuske. Jedan transformator je

In analysing the possibility of introducing 400/110 kV phase shifting transformers at Žerjavinec, the described problems were encountered at the very start [1]. The idea of using 400/110 kV phase shifting transformers was given up because of the need to section the 110 kV network in order to reduce short circuit currents and the need to have in operation more phase shifting transformers in parallel (for which at that time there was a lack of practical experience), as well as because of an entirely ambiguous status of the existing transformers at Tumbri which are without on load tap changer and without the phase shifting feature. Regarding the 400/220 kV transformation a view was held that phase shifting was not necessary at the 220 kV node Žerjavinec, because that node is without load and because of its link to Cirkovci which reduces the regulation effect. For a change-over to phase shifting, the network transformer at Žerjavinec should be turned off and the change-over should be done manually in dead-voltage state. Dispatchers will thus rarely opt for the advantages offered by phase shifting. The phase shifting transformers are sometimes installed at border nodes linked by interconnection lines to the neighbouring systems in order to reduce the angle in assembling interconnection lines and for easier restoration of the system after disturbances.

5 THE USE OF PHASE SHIFTING TRANSFORMERS IN THE WORLD TODAY

In the electricity network of UCTE Member States (the largest synchronous interconnection) the phase shifting transformers have been installed so far in several countries. Data on the phase shifting transformers for units specified in available publications are shown in Table 1. The installed power of the transformers ranges from 312 to 1 500 MVA with the phase shifting range up to $\pm 43^\circ$. The positions of the installed transformers are shown in Figure 5. The phase shifting transformers are typically found on the interface of large electric power subsystems or in small systems placed between larger systems.

France

In France, the transmission system operator (TSO) has installed phase shifting transformers in 400 kV substation La Praz on 400 kV line La Praz (F) – Villarodin (F). The transformer in La Praz substation enables to increase and decrease flow on 400 kV line La Praz (F) –Villarodin (F), thus influencing power exchange between Italy and France. In late 1998 one transformer was also installed in 225 kV substation Pragnères on 225 kV line Pragnères

instaliran i u 225 kV stanici Pragnères na 225 kV vodu Pragnères (F) – Biescas (E) Španjolska krajem 1998. godine. Ovaj transformator omogućava povećanje i smanjenje toka na 225 kV vodu Pragnères (F) – Biescas (E) te se koristi za upravljanje tokom na tom vodu. Glavni razlog za instaliranje tog transformatora je povećanje prekograničnih kapaciteta sa Španjolskom [6] i [7].

Njemačka

RWE Transportnetz Strom (RWE TSO) koristi jedan 380 kV trofazni transformator sa zakretom faza u 380 kV stanici Gronau na granici sa TenneT-om (Nizozemska).

Nizozemska

TenneT (Nizozemski TSO) je instalirao dva transformatora sa zakretom faza snage 1 000 MVA u 380 kV stanici Meeden (sjever Nizozemske) koji su spojeni u seriju sa dva paralelna 380 kV interkonektivna voda Meeden (N) – Diele (G) između Nizozemske i Njemačke (E.ON Netz). Jedan od transformatora bio je u testnom pogonu od sredine 2002. a drugi od početka 2003. godine. Glavni razlog za tu instalaciju je povećanje prekograničnog kapaciteta pomakom tokova prema interkonektivnim vodovima na sjeveru koji su manje opterećeni.

Belgija

Elia (Belgijski TSO) planira u 2007. godini instalirati tri transformatora sa zakretom faza snage 1 400 MVA u stanici Zandvliet (između dviju sabirnica) i nove stanice Van Eyck (smještene pored granice sa TenneT-om na mjestu gdje se susreću dva voda iz Elia-e i Maasbrachta) direktno inkorporirana u 380 kV vodove. Glavni razlog za instaliranje transformatora je upravljanje sigurnošću mreže Elia-e i njenih interkonekcija prema TenneT-u i RTE-u upravljanjem paralelnim tokovima koji idu kroz mrežu Elia-e. Na taj se način alokacija kapaciteta može održavati neovisno o (nepredvidivim) paralelnim tokovima.

Italija

Dva transformatora sa zakretom faza su instalirana u 380 kV stanici Rondissone na dvostrukom 380 kV interkonektivnom vodu Rondissone (I) – Alberville (F) između Italije i Francuske s ciljem da obnavljaju i održavaju sigurnost ($n - 1$) na sjevernoj talijanskoj interkonekciji, te tako sprječavaju moguće prekoračenje granica sigurnosti u slučaju kvara.

Austrija

U prijenosnoj mreži Austrije također su instalirani mrežni transformatori sa zakretom faza, no specifičnost je njihove mreže da nemaju izgrađenu 400 kV mrežu, pa su njihovi transformatori sa zakretom faza na tranzitnom putu spojeni u seriju [8] i [9].

(F) – Biescas (E) Spain. This transformer enables to increase and decrease flow on 225 kV line Pragnères (F) – Biescas (E) and is used for flow control on that line. The main reason for installing it was to increase cross-border capacities with Spain [6] and [7].

Germany

RWE Transportnetz Strom (RWE TSO) is using a 380 kV three-phase shifting transformer in 380 kV substation Gronau on the border with TenneT (Netherlands).

Netherlands

TenneT (Dutch TSO) has installed two 1 000 MVA phase shifting transformers in 380 kV substation Meeden (north of the country connected in series with two parallel 380 kV interconnection lines Meeden (N) – Diele (G) between Netherlands and Germany (E.ON Netz). One of the transformers has been in test operation since mid-2002, the other since early 2003. The main reason for that installation is to increase the cross-border capacity by shifting the flows towards the interconnection lines in the north which are less loaded.

Belgium

Elia (Belgian TSO) plans in 2007 to install three 1 400 MVA phase shifting transformers in Zandvliet substation (between two busbars and the new Van Eyck substation situated near the border with TenneT on the meeting place of two lines from Elia and Maasbracht) directly incorporated into 380 kV lines. The main reason for installing the transformers is to control the safety of Elia network and its interconnections towards TenneT and RTE by controlling the parallel flows running through Elia network. Capacity allocation can be maintained in this way independent of (unpredictable) parallel flows.

Italy

Two phase shifting transformers are installed in 380 kV substation Rondissone on double 380 kV interconnection line Rondissone (I) – Alberville (F) between Italy and France with the purpose to renew and maintain safety ($n - 1$) on the northern Italian interconnection and thus prevent possible exceeding of safety limits in case of failure.

Austria

The network phase shifting transformers have also been installed in the Austrian transmission network, but the specificity of their network is that they have no constructed 400 kV network, so on the transit route their phase shifting transformers are connected in series [8] and [9].

Poljska

Prema podacima proizvođača transformator sa zakretom faza snage 500 MVA isporučen je i instaliran u 400/220 kV stanici Mikulowa na tromeđi sustava Njemačke, Češke i Poljske [9]. Transformator je namijenjen regulaciji tokova u 220 kV mreži Poljske.

Slovenija

U susjednoj Sloveniji je razmatrana mogućnost instaliranja mrežnih transformatora s poprečnom regulacijom [10]. Analize tokova snaga za mrežni transformator 400/110 kV u Divači pokazale su da poprečna regulacija nema znatnijeg utjecaja na tokove snaga u 110 kV mreži oko Divače kao ni na razmjenju sa susjednom Italijom (u analizi je pretpostavljen transformator s poprečnom regulacijom samo u Divači). Danas se u Sloveniji razmatra mogućnost instaliranja transformatora sa zakretom faza veće snage (1 200 MVA) kako bi se ograničili neželjeni tokovi prema Italiji. Situacija u susjednoj Sloveniji od posebnog je interesa i za stanje u hrvatskoj prijenosnoj mreži. Transformatorom sa zakretom faza u Divači ograničili bi se neželjeni tokovi koji se zatvaraju i preko hrvatske prijenosne mreže.

Poland

According to data supplied by the manufacturer, a 500 MVA phase shifting transformer has been delivered and installed in 400/220 kV substation Mikulowa in the tri-border area of the systems of Germany, Czech Republic and Poland [9]. The transformer is intended for flow regulation in the Polish 220 kV network.

Slovenia

In the neighbouring Slovenia a possibility is considered to install phase shifting transformers [10]. Power flow analyses for the 400/110 kV transformer at Divača have shown that phase shifting has no significant impact on power flows in the 110 kV network around Divača, nor on the exchange with the neighbouring Italy (the analysis presumes a phase shifting transformer only at Divača). Now Slovenia considers a possibility of installing a phase shifting transformer of greater power (1 200 MVA) to limit undesired flows towards Italy. The situation in Slovenia is also of relevance to the Croatian transmission network. A phase shifting transformer at Divača would limit undesired flows being also closed via the Croatian transmission network.

Tablica 1 – Transformatori sa zakretom faza u UCTE interkonekciji [6], [7], [8], [9] i [10]
Table 1 – Phase shifting transformers in UCTE interconnection [6], [7], [8], [9] and [10]

Zemlja / Country	Stanica / Substation	Poduzeće / Company	Godina / Year	Napon / Voltage (kV)	Snaga / Power (MVA)	Broj položaja / Number of positions	Opseg regulacije / Regulation range (°)
Francuska / France	La Praz	RTE	2002	400	1 181	33	±10
	Pragnères		1998	225	312	33	±43
Njemačka / Germany	Gronau	RWE	1979	380/380	1 500	37	±12
Nizozemska / Netherlands	Meeden	TenneT	2002–2003	380/380	2x1 000	33	±30
Belgija / Belgium	Zandvliet	Elia	u planu / planned	400	2x1 400	–	±25
	Van Eyck			400	1 400	–	±25
Italija / Italy	Rondissone	GRTN	2003	400/400	2x1 630	33	18
Austrija / Austria	Ternitz	Verbund	1982–1990	220	600	27	–8/+7
Hrvatska / Croatia	Žerjavinec	HEP	2005	400/220	400	27	–5/+7
Poljska / Poland	Mikulowa	PSE SA	2002	400/245	500	23	±10
Slovenija / Slovenia	Divača	ELES	razmatra se / under consideration	400/400	1 200	25	–35/+70

Slika 5
Transformatori sa
zakretom faza u UCTE
interkonekciji
Figure 5
Phase shifting
transformers in UCTE
interconnection



6 ZAKLJUČAK

Izgradnjom TS 400/220/110 kV Žerjavinec u hrvatskom elektroenergetskom sustavu prvi put je primijenjen mrežni transformator 400/220 kV 400 MVA s poprečnom regulacijom. U članku su na jednostavnom modelu prikazane neke karakteristične mogućnosti primjene transformatora s poprečnom regulacijom (zakretom faze). Za efikasnije korištenje prednosti koje pruža poprečna regulacija mrežnim transformatorima postojećem bi mrežnom transformatoru s poprečnom regulacijom u Žerjavincu trebalo osigurati komplementarni transformator (par), bilo u našem prijenosnom sustavu, bilo u susjednim sustavima.

Koordiniranim radom komplementarnih mrežnih transformatora s poprečnom regulacijom mogu se efikasnije regulirati tokovi snaga u sekundarnoj mreži između stanica u koje su transformatori ugrađeni i na taj način utjecati na tokove snaga u niže naponskim mrežama u kojima se stvara veći dio gubitaka. U koordiniranom radu mrežnih transformatora s poprečnom regulacijom jedan mrežni transformator gura djelatnu snagu iz više naponske mreže u niže naponsku mrežu, a drugi je izvlači, ili obrnuto, s ciljem reguliranja djelatnog opterećenja transformacije i tokova snaga u niže naponskoj mreži između dvije transformatorske stanice. Takav način rada, međutim, nije primjeren za prijenosne mreže u kojima se niže naponska mreža sekcionira (na primjer radi smanjenja struja kratkog spoja). Međutim, ovakav način rada mogao bi se primijeniti u uzdužno sekcioniranim mrežama u kojima je i nivo kratkog spoja prihvatljiv.

Praksa, međutim, pokazuje da se postojećim transformatorom 400/220 kV u Žerjavincu ne mogu riješiti problemi zagrebačke mreže ni jače

6 CONCLUSION

With the construction of SS 400/220/110 kV Žerjavinec a 400/220 kV 400 MVA phase shifting transformer has been introduced into the Croatia electricity supply system for the first time. On a simple model the present article shows some characteristic potentials of phase shifting transformers. For more efficient use of the advantages offered by phase shifting, the existing phase shifting transformer at Žerjavinec should be provided with a complementary transformer (pair), whether in the Croatian transmission system or in the neighbouring systems.

With coordinated operation of complementary phase shifting transformers it is possible to more efficiently control power flows in a secondary network between the substations in which the transformers are installed and thus influence power flows in lower voltage networks where a greater part of losses is generated. In coordinated operation of phase shifting transformers one transformer is pushing active power from a higher voltage network into a lower voltage network, whereas the other transformer is pulling it out, or vice versa, with an aim to regulate the active transformation load and the power flows in a lower voltage network between two substations. This operating mode, however, is not appropriate for transmission networks where a lower voltage network is sectioned (in order to reduce short circuit currents, among other things). Yet this operating mode may be used in longitudinally sectioned networks tolerating a short circuit level.

But practice shows that with the existing 400/220 kV transformer at Žerjavinec the problems of the Zagreb network cannot be solved, nor can the Mraclin transformation be loaded to a greater extent,

opretni transformacija u Mraclinu jednostavno zbog toga što su ključna čvorišta Žerjavinec i Tumbi spregnuti 400 i 110 kV mrežom, a područje koje je napajala transformacija 220/110 kV Mraclin sada se napaja iz TE–TO Zagreb i transformacije 400/110 kV u TS Žerjavinec. Na kraju treba naglasiti da bi probleme prijenosa i tranzita električne energije preko zagrebačke prijenosne mreže trebalo rješavati na najvišoj naponskoj razini, jer je ona za to planirana i građena, no konceptijski nije dovršena (400 kV prsten). Za efikasnije korištenje prednosti transformatora sa zakretom faza trebalo bi instalirati transformatore većih snaga sa širim opsegom regulacije u serijskom spoju sa 400 kV vodovima.

simply because the crucial Žerjavinec and Tumbri nodes are coupled by 400 and 110 kV networks, and the area earlier supplied by the 220/110 kV transformation Mraclin is now supplied from TE–TO Zagreb and the 400/110 kV transformation at SS Žerjavinec. Finally, it should be noted that the problems of electric power transmission and transit over the Zagreb transmission network should be dealt with at the highest voltage level, because that is what the network has been planned and constructed for, but, conceptually, has remained uncompleted (400 kV ring). For more efficient use of the advantages of phase shifting transformers it is necessary to install transformers of higher power and a broader regulation range in a serial connection with 400 kV lines.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] JERBIĆ, G., Naponske prilike u prijenosnoj mreži i regulacija napona mrežnim transformatorima, *Energija* god. 53(2004), broj 2, Zagreb, 2004.
- [2] GRČIĆ, B. F., IVANKOVIĆ, I., PAVIĆ, I., TEŠNJAK, S., Preusmjeravanje tokova snaga u prijenosnoj mreži HEP-a uz pomoć kutne regulacije na transformatoru 400/220 kV u TS Žerjavinec, HK CIGRE, 5. Simpozij o sustavu vođenja elektroenergetskog sistema, Cavtat, 2002.
- [3] JERBIĆ, G., Gubici u prijenosnoj 400, 220 i 110 kV mreži Hrvatske, Institut za elektroprivredu, d.d., Zagreb, 1991.
- [4] PAVIĆ, I., VLAJČEVIĆ, R., IVANKOVIĆ, I., Povećanje prijenosne moći mreže 220 kV na području Zagreba, HK CIGRE, 6. Simpozij o sustavu vođenja elektroenergetskog sistema, Cavtat, 2004.
- [6] SATTINGER, W., ALLELLA, F., MALFLIET, B., KLING, W., ROGGE, M., AUZARY, P., Operational coordination of Phase Shifters, UCTE WG Operation & Security Ad Hoc group Phase Shifters in UCTE, Final report Lisabon 8 septembra 2005 www.ucte.org
- [7] ŠVARC, N., ČURIĆ, A., GRUJIĆ, V., MANDIR, D., Utjecaj rekonekcije i raspoloživosti hrvatskog ees-a na sigurnost pogona i otvorenost regionalnog tržišta T2-1, Prezentacija: 7. Simpozij o sustavu vođenja EES-a HO CIGRE, Cavtat, 2006.
- [8] SURANY, A., Actual Concepts and Experiences with Wide Area Monitoring Installations and Outlook into Wide Area Protection and Control, Prezentacija: 7. Simpozij o sustavu vođenja EES-a HO CIGRE, Cavtat, 2006.
- [9] www.vatech.com
- [10] MIHALIĆ, R., HOČEVAR, F., Analiza vpliva prečne regulacije transformatorja 400/110 kV v Divači na pretoke moći, CIREĐ, Portorož, 2003.

Uredništvo primilo rukopis:
2007-02-15

Manuscript received on:
2007-02-15

Prihvaćeno:
2007-04-05

Accepted on:
2007-04-05

KAPACITIVNI UTJECAJ VISOKONAPONSKIH NADZEMNIH VODOVA NA MJERENJE SPECIFIČNOG OTPORA TLA CAPACITIVE INFLUENCE OF HIGH VOLTAGE OVERHEAD TRANSMISSION LINES ON THE MEASUREMENT OF SOIL RESISTIVITY

Mr. sc. Tomislav Barić, Hrvoje Glavaš, dipl. ing., Sveučilište J. J.
Strossmayer, Elektrotehnički fakultet,
Kneza Trpimira 2b, 31000 Osijek, Hrvatska
Prof Lajos Jozsa, Ph D, Siemens A & D,
Gizella u. 51- 57, 1143 Budapest, Hungary

U radu je prikazana analiza utjecaja visokonaponskih nadzemnih vodova na mjerenja specifičnog otpora tla. Analizom je određena razina smetnji pri mjerenju zbog blizine faznih vodiča visokonaponskog nadzemnog voda. Tlo je modelirano kao anizotropni homogeni poluprosor konačne otpornosti. Kako bi članak bio od koristi inženjerima u praksi, korišten je jednostavni matematički instrumentarij, s detaljno prikazanim izvodima i fizikalno objektivnim pretpostavkama pod kojima je navedeni model valjan. Radi jednostavnosti i općenitosti izlaganja analiza je provedena na praktičnom primjeru mjerenja specifičnog otpora tla Wennerovom metodom. Primjer se odnosi na jednosistemski visokonaponski dalekovod s čelično rešetkastim stupom tzv. jela. Rezultati dobiveni prikazanom teorijom uspoređeni su s rezultatima dobivenim profesionalnim programskim paketom CDEGS. Rezultati su prikazani analitički i grafički te diskutirani.

In this article, an analysis is presented of the impact of high voltage overhead transmission lines on the measurement of soil resistivity. Through analysis, the measurement noise level due to the vicinity of the phase conductors of a high voltage overhead transmission line is determined. The soil is modeled as an anisotropic homogeneous half-space of finite resistivity. In order for the article to be of practical use to engineers, simple mathematical instrumentation has been used. Detailed expressions and the physically objective hypotheses under which the cited model is valid have been derived. For the simplicity and generality of the presentation, analysis was performed using a practical example of the measurement of soil resistivity by the Wenner method. The example refers to a single system high voltage transmission line with a steel tower. The results obtained by the theory presented are compared to the results obtained with the software package CDEGS (Current Distribution, Electromagnetic Fields, Grounding and Soil Structure Analysis).

The results obtained are presented analytically, graphically and are discussed.

Ključne riječi: elektromagnetski šum, specifični otpor tla, Wennerova metoda
Key words: electromagnetic noise, soil resistivity, Wenner method



1 UVOD

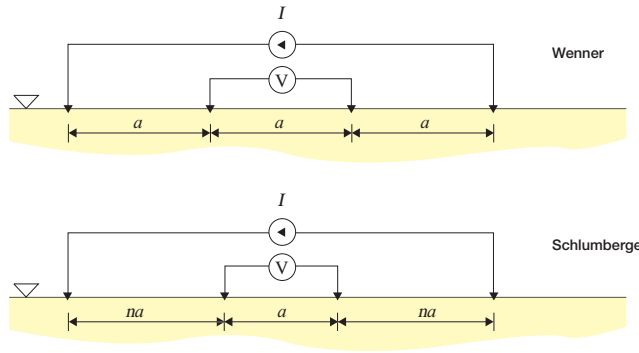
Za razliku od laboratorijskih mjerenja, mjerenja izvan laboratorija otežana su utjecajem: okoline, temperaturnim promjenama, blizinom objekata, te električnim smetnjama objekata i uređaja pod naponom. Naročito nepovoljne prilike pri mjerenju javljaju se zbog blizine objekata pod naponom, kao što su visokonaponski (VN) nadzemni vodovi, odnosno dalekovodi. Tada su mjerenja pod utjecajem nepoželjnog elektromagnetskog polja, čiji se utjecaj na mjerne rezultate teško analizira. Za takve prilike normama su dane preporuke za izvođenje mjera potrebnih za smanjenje utjecaja objekata pod naponom na mjerenje. Međutim, ukoliko navedene mjere nije moguće provesti, tada ostaje otvoreno pitanje koliko pogrešku sadrži mjerni rezultat. Jedno takvo mjerenje je mjerenje specifičnog otpora tla, kada se obavlja u blizini VN nadzemnog voda pod naponom.

Stalnim povećanjem životnog standarda i BDP zemalja Europske unije imalo je za posljedicu povećanje izgradnje proizvodnih, poslovnih i stambenih objekata unutar urbanih sredina. Povećanje cijena nekretnina u urbanim sredinama uvjetovalo je povećanje izgradnje na periferijama gradova. Na tim mjestima prijenos, odnosno distribucija električne energije obavlja se VN nadzemnim vodovima. Prilikom izgradnje novih proizvodnih, poslovnih i stambenih objekata potrebno je izvršiti mjerenje specifičnog otpora tla na građevinskoj lokaciji na kojoj će se navedeni objekti graditi. Kako se mjerenje specifičnog otpora tla obavlja na lokacijama kroz koje prolazi ili se u neposrednoj blizini nalaze VN nadzemni vodovi, čiji se utjecaj na mjerenje ne može ukloniti, postavlja se pitanje o razini utjecaja VN nadzemnih vodova na mjerenje specifičnog otpora tla. Mjerenje specifičnog otpora tla najčešće se obavlja Wennerovom [1] ili Schlumbergerovom mjernom tehnikom, odnosno rasporedom elektroda (slika 1).

1 INTRODUCTION

Unlike laboratory measurements, measurements outside laboratories are hindered by the influence of the environment, temperature changes, the vicinity of objects and electrical interference from objects and energized devices. Particularly unfavorable conditions for measurement occur due to the vicinity of energized objects, such as high voltage overhead transmission lines or power lines. In such cases, measurement is affected by an undesirable electromagnetic field, which exerts an influence on the measured results that is difficult to analyze. For such cases, standards provide recommendations and necessary procedures for reducing the influence of energized objects on measurement. However, if such measures cannot be performed, the question remains regarding the extent of the measurement error in the measured result. One such measurement is the measurement of soil resistivity, when measurement is performed in the vicinity of an energized high voltage overhead transmission line.

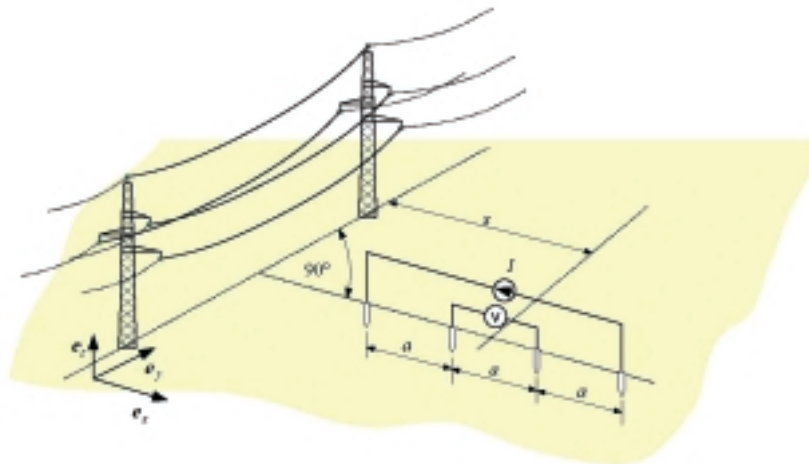
The constantly rising standard of living and GDP of the countries of the European Union resulted in the increased construction of manufacturing, office and residential buildings within urban milieus. Rising prices of real estate in urban milieus resulted in an increase in construction in the outskirts of cities. In such places, the transmission or distribution of electricity occurs via high voltage overhead transmission lines. When constructing new manufacturing, office and residential buildings, it is necessary to measure the soil resistivity of the construction site upon which the objects will be built. Since the measurement of soil resistivity is performed on locations through which high voltage overhead transmission lines either pass or are in the immediate vicinity, the influence of which upon measurement cannot be eliminated, the question is posed regarding the level of the impact of high voltage overhead transmission lines on the measurement of soil resistivity. Measurements of soil resistivity are most frequently performed using the Wenner method [1] or Schlumberger method, i.e. with electrode arrangement (Figure 1).



Slika 1
 Različite konfiguracije elektroda za ispitivanje specifične otpornosti tla
 Figure 1
 Different electrode arrangements for measuring soil resistivity

Mjerenje specifičnog otpora tla Wennerovom mjernom tehnikom u blizini VN nadzemnih vodova prikazano je na slici 1. Prema preporukama [2] za mjerenje u blizini VN nadzemnih vodova pravac duž kojeg su razmještene mjerne elektrode trebao bi biti okomit na pravac duž kojeg su postavljeni dalekovodni stupovi, odnosno relativni položaj mjernog spoja u odnosu na trasu dalekovoda treba biti kao što je to prikazano na slici 2.

Measurement of soil resistivity using the Wenner method in the vicinity of high voltage overhead transmission lines is presented in Figure 1. According to recommendations [2] for measurement in the vicinity of high voltage overhead transmission lines, the line along which measuring electrodes are spaced should be perpendicular to the route along which transmission towers are placed, i.e. the relative position of the measuring points in relation to the route of the transmission lines should be as presented in Figure 2.



Slika 2
 Položaj mjernih elektroda i ožičenja u odnosu na trasu VN nadzemnog voda i relevantne veličine
 Figure 2
 Position of measurement electrodes and wiring in relation to the route of a high voltage overhead transmission line and relevant values

U tom slučaju u velikoj mjeri se smanjuje induktivni utjecaj struja koje protječu faznim vodičima na mjerenje [3]. Međutim, iako se ovom mjerom uspješno slabi induktivna veza između faznih vodiča i ožičenja mjerenja i dalje je prisutan kapacitivni utjecaj. Kapacitivni utjecaj na mjerenje prisutan je na pogonskoj frekvenciji mreže (50 Hz), te se prikladnim izborom frekvencije rada mjernog uređaja koja je različita od mrežne (ne smije biti cjelobrojni višekratnik mrežne frekvencije zbog mogućih harmonika), postiže razdvajanje

In this case, the inductive effect of current flow in phase conductors is greatly reduced in the measurement [3]. However, although this measure successfully reduces inductive coupling between phase conductors and measurement wiring, the capacitive influence is still present. Capacitive influence on measurement is present at the network frequency (50 Hz). With the suitable choice of the operating frequency of the measuring device that is different from the network frequency (it must not be a multiple integer of the network frequency

mjernog signala od smetnje frekvencije 50 Hz uz pomoć prikladnog filtra. Iz tog razloga potrebno je poznavati iznos šuma u mjerenju u odnosu na korisni signal, kao bi se odredila potrebna selektivnost filtra, odnosno utvrdila osjetljivost i selektivnost, tj. imunost na smetnje komercijalnih mjernih uređaja za navedenu namjenu [3].

due to eventual harmonics), the separation of the measuring signal from the noise frequency of 50 Hz is achieved with the aid of a suitable filter. For this reason, it is necessary to know the noise to signal ratio in the measurement in order to determine the necessary selectivity of the filter, i.e. to determine sensitivity and selectivity, i.e. the noise immunity of commercial measuring devices for this purpose [3].

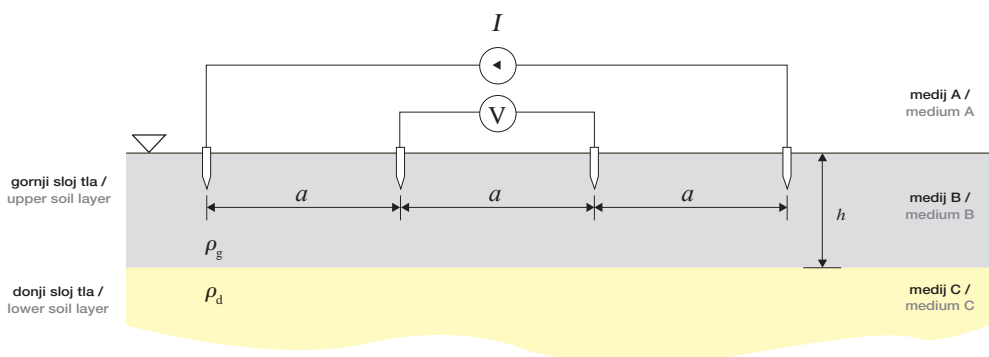
2 DVOSLOJNI MODEL TLA I WENNEROV RASPORED ELEKTRODA

Za većinu praktičnih primjena dvoslojni model tla s vertikalnom promjenom specifičnog električnog otpora se pokazao dostatnim [2]. Navedeni model tla podrazumijeva dva sloja tla: gornji i donji, koji se razlikuju u iznosu specifičnog električnog otpora. Pri tome je gornji sloj tla konačne debljine h , a donji se proteže u beskonačnost. Na osnovi navedenog takav model tla opisan je s tri značajke: specifičnim otporom gornjeg sloja ρ_g , njegovom debljinom h , te specifičnim otporom donjeg sloja ρ_d . Mjerenje specifičnog otpora tla Wennerovim rasporedom mjernih elektroda i model dvoslojnog tla s relevantnim veličinama, prikazani su na slici 3.

2 TWO-LAYER SOIL MODEL AND WENNER ELECTRODE ARRANGEMENT

For the majority of practical applications, a two-layer soil model with a vertical change in the soil resistivity has proved to be sufficient [2]. This soil model is understood to mean two layers of soil, upper and lower, which differ in the amounts of resistivity. Accordingly, the upper layer of soil is of finite thickness, h , and the lower layer extends to infinity. On the basis of the above, such a soil model is described by three characteristics: the resistivity of the upper layer, ρ_g , its thickness, h , and the resistivity of the lower layer, ρ_d . Measurement of soil resistivity with the Wenner electrode arrangement and a two-layer soil model with the relevant values is presented in Figure 3.

Slika 3
Dvoslojno tlo i Wennerov raspored elektroda
Figure 3
Two-layer soil model and the Wenner electrode arrangement



Utiskivanjem struje I kroz strujne elektrode u tlo, nastalo strujno polje u dvoslojnom tlu mora zadovoljiti rubne uvjete na granicama diskontinuiteta specifičnog električnog otpora: tlo–zrak, te gornjeg i donjeg sloj tla, a koji glase [4] i [5]:

The current field resulting from the injection of current I through the current electrodes in the two-layer soil must satisfy the boundary conditions at the discontinuity boundaries of resistivity: soil–air, and the upper and lower soil layers, as stated in [4] and [5]:

$$\mathbf{n} \times (\rho_A \mathbf{J}_A - \rho_B \mathbf{J}_B) = 0, \quad \mathbf{n} \times (\rho_B \mathbf{J}_B - \rho_C \mathbf{J}_C) = 0, \quad (1)$$

$$\mathbf{n} \cdot (\mathbf{J}_A - \mathbf{J}_B) = 0, \quad \mathbf{n} \cdot (\mathbf{J}_B - \mathbf{J}_C) = 0, \quad (2)$$

gdje je:

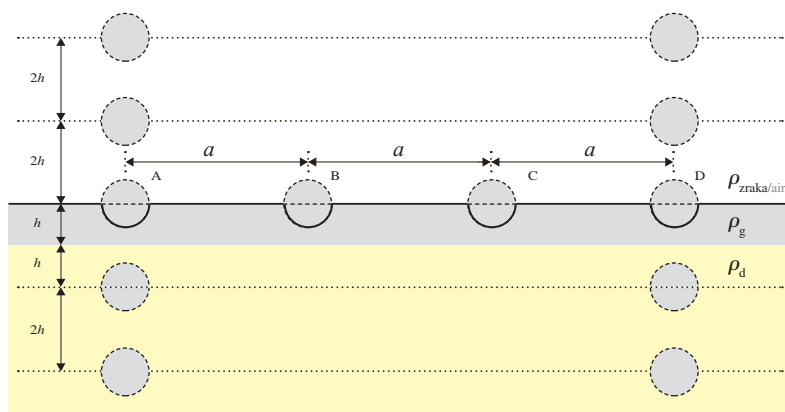
- \mathbf{n} – vektor normale na granice diskontinuiteta specifičnog električnog otpora,
- \mathbf{J}_A – gustoća struje u mediju A (zrak) na granici diskontinuiteta specifičnog električnog otpora,
- \mathbf{J}_B – gustoća struje u mediju B (gornji sloj tla) na granici diskontinuiteta specifičnog električnog otpora i
- \mathbf{J}_C – gustoća struje u mediju C (donji sloj tla) na granici diskontinuiteta specifičnog električnog otpora.

Zrak (medij A) ima visok specifični električni otpor, i smatra se da iznosi $10^{18} \Omega \cdot \text{m}$. Poznavanje rubnih uvjeta (1) i (2) na granicama diskontinuiteta specifičnog električnog otpora omogućava matematičko rješavanje zadaće i određivanje potencijala na naponskim mjernim elektrodama (slika 4). Navedena zadaća se najčešće rješava tehnikom odslikavanja izvora polja od granice diskontinuiteta specifičnog električnog otpora. Korištenjem tehnike odslikavanja izvora polja, tj. strujnih elektroda od granice tlo–zrak i granice između gornjeg i donjeg sloja tla, uz istodobno nadomještanje štapnih elektroda s prikladnim kuglastim, zadovoljavaju se jednadžbe rubnih uvjeta: (1) i (2), a čiji je postupak približno opisan u [4] i [5]. Prvo odslikavanje odvija se na granici tlo–zrak, na kojoj se polukugla s kojom se nadomješta štapna elektroda odslikava u polukuglu u mediju A, kao što je to prikazano slikom 4. Slijedi odslikavanje dobivenih kugli A i D od granice gornjeg i donjeg sloja tla. Zatim se dobivena slika iz donjeg sloja tla odslikava od granice tlo–zrak, nakon čega se postupak ponavlja. Više o primjeni tehnike odslikavanja u višeslojnom tlu može se naći u [6], a o interpretaciji dobivenih veličina i mjernih podataka u [7] i [8].

where:

- \mathbf{n} – the normal vector at the discontinuity boundary of resistivity,
- \mathbf{J}_A – the current density in medium A (air) at the discontinuity boundary of resistivity,
- \mathbf{J}_B – the current density in medium B (upper soil layer) at the discontinuity boundary of resistivity,
- \mathbf{J}_C – the current density in medium C (lower soil layer) at the discontinuity boundary of resistivity.

Air (medium A) has high resistivity and it thought to be $10^{18} \Omega \cdot \text{m}$. Knowing the boundary conditions (1) and (2) at the discontinuity boundary of resistivity facilitates the mathematical solution of the task and the determination of the voltage on the potential measurement electrodes (Figure 4). This task is most frequently solved by applying the method of images to the discontinuity boundary of resistivity. Using the method of images, i.e. current electrodes at the soil–air boundary and the boundary between the upper and lower soil layers, with the simultaneous replacement of rod electrodes with suitable spherical electrodes, equations for the boundary conditions are satisfied: (1) and (2), the procedure for is described in more detail in [4] and [5]. The first image charge is at the soil–air boundary, where the half sphere of the equivalent rod electrode is imaged on the half sphere in medium A, as shown in Figure 4. This is followed by image charges of the spheres A and D from the boundary of the upper and lower soil layers. Then the obtained image from the lower soil layer is imaged from the soil–air boundary, after which the procedure is repeated. More can be learned about the application of the method of image charges in multilayer soil in [6], and about the interpretation of the obtained values and measurement data in [7] and [8].



Slika 4
Odslikavanje u dvoslojnom tlu i Wennerov raspored elektroda
Figure 4
Image charges in two-layer soil and the Wenner electrode arrangement

Potencijal u središtu naponske elektrode B zbog struja elektroda A i D iznosi:

The potential in the center of the potential electrode B caused by the current in electrodes A and D equals:

$$\varphi_B = (2I) \frac{\rho_g}{4\pi} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{2a} \right) = (2I) \frac{\rho_g}{4\pi} \left(\frac{1}{2a} \right). \quad (3)$$

Vrijednost struje je dvostruka ($2I$), jer se originalna polukugla iz koje istječe struja I stopila sa svojom slikom, koja je također polukugla, a iz koje istječe struja I . Potencijal u središtu naponske elektrode B, uz uvažavanje N odslikavanja elektroda od granica diskontinuiteta specifičnog električnog otpora glasi:

The current value is double ($2I$), because the original half sphere from which current I flows unites with its image, which is also half spherical, and from which current I flows. The potential in the center of the potential electrode B, taking into account N electrodes image charges from the discontinuity boundary of resistivity, is:

$$\varphi_B = \frac{I\rho_g}{2\pi} \left[\frac{1}{2a} + \sum_{n=1}^N \left(\frac{2\beta^n}{\sqrt{a^2 + (2hn)^2}} - \frac{2\beta^n}{\sqrt{(2a)^2 + (2hn)^2}} \right) \right]. \quad (4)$$

Izlučivanjem člana $1/a$ dobiva se:

By extracting $1/a$, the following is obtained:

$$\varphi_B = \frac{I\rho_g}{2\pi} \frac{1}{a} \left[\frac{1}{2} + \sum_{n=1}^N \left(\frac{2\beta^n}{\sqrt{1 + \left(\frac{2hn}{a}\right)^2}} - \frac{2\beta^n}{\sqrt{4 + \left(\frac{2hn}{a}\right)^2}} \right) \right]. \quad (5)$$

Kako je $\varphi_B = -\varphi_C$, zbog simetrije (slika 4) napon U_{BC} iznosi $U_{BC} = 2\varphi_B$, te napon između elektroda B i C uzrokovan strujom I glasi:

Since $\varphi_B = -\varphi_C$, due to symmetry (Figure 4), the voltage U_{BC} is: $U_{BC} = 2\varphi_B$, and the voltage between electrodes B and C caused by the current I is:

$$U_{BC} = \frac{I\rho_g}{2\pi} \frac{1}{a} \left[1 + \sum_{n=1}^N \left(\frac{4\beta^n}{\sqrt{1 + \left(\frac{2hn}{a}\right)^2}} - \frac{4\beta^n}{\sqrt{4 + \left(\frac{2hn}{a}\right)^2}} \right) \right]. \quad (6)$$

Prividni specifični otpor prema Wennerov rasporedu elektroda određuje se izrazom:

Apparent resistivity according to the Wenner electrode arrangement is determined by the following expression:

$$\rho_{PRIVIDNO/APARENT}(a) = 2\pi a \frac{U_V}{I} = 2\pi a \frac{U_{BC}}{I}. \quad (7)$$

Kako su udaljenosti odslikanih izvora polja od granice tlo–zrak: $2h, 4h, 6h, \dots$ lako se određuje opći izraz za prividni specifični otpor tla za uvažanih N slika, a koji glasi:

Since the distances of image charges from the soil–air boundary are $2h, 4h, 6h, \dots$ it is easy to determine the general expression for apparent soil resistivity, taking into account N image charges, as follows:

$$\rho_{\text{PRIVIDNO/APARENT}}(a) = \rho_g \left[1 + 4 \cdot \sum_{n=1}^N \beta^n \left(\left(1 + \left(n \cdot \frac{2h}{a} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} - \left(4 + \left(n \cdot \frac{2h}{a} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \right) \right], \quad (8)$$

u kojemu se koeficijent refleksije β računa izrazom:

in which the reflection coefficient β is calculated using the expression:

$$\beta = \frac{\rho_d - \rho_g}{\rho_d + \rho_g}, \quad (9)$$

Kada bi mjerenje bilo idealno, tada bi se prividni specifični otpor određivao usporedbom mjernih rezultata dobivenih prema (7) s teorijskim modelom prema (8) ili grafički s prikladnim krivuljama [6]. Međutim, kako se mjerenje obavlja u blizini VN nadzemnog voda potrebno je odrediti njegov utjecaj na mjerenje.

If measurement were ideal, the apparent soil resistivity would be determined by comparing the measured results obtained according to (7) to the theoretical model according to (8) or graphically using suitable curves according to [6]. However, since measurement is performed in the vicinity of a high voltage overhead transmission line, it is necessary to determine its influence upon the measurement.

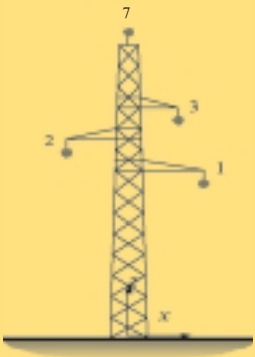
3 UTJECAJ VN NADZEMNOG VODA NA MJERENJE SPECIFIČNOG OTPORA TLA

Utjecaj VN nadzemnog voda na mjerenje specifičnog otpora tla najlakše je analizirati na primjeru koji se javlja u praksi. Kao primjer neka posluži mjerenje u blizini VN nadzemnog voda, u kojemu su fazni vodiči na dalekovodnom stupu u žargonu zvanom jela. Podaci o koordinatama s presjekom faznih vodiča i zaštitnog užeta za čelično rešetkasti stup sažeti su u tablici 1.

3 THE INFLUENCE OF A HIGH VOLTAGE OVERHEAD TRANSMISSION LINE ON THE MEASUREMENT OF SOIL RESISTIVITY

The influence of a high voltage overhead transmission line on the measurement of specific ground resistance can be analyzed most easily using an example that occurs in practice. For the example, we can use measurement in the vicinity of a high voltage overhead transmission line, with the phase conductors on the transmission tower, known as "Fir". The data on the coordinates and the cross section of the phase conductors and ground wire on the steel tower are summarized in Table 1.

Tablica 1 – Čelično rešetkasti stup i prostorni razmještaj vodiča
Table 1 – Steel tower and the coordinates of the conductors

	Vodič / Conductor	1	2	3	7
	Koordinata / Coordinate x (m)	3,511	-2,989	2,511	0
	Koordinata / Coordinate z (m)	29,75	31,95	34,15	38,90
	Vanjski radijus / Outside radius (cm)	1,095	1,095	1,095	0,8
Fazni vodiči / Phase conductor	240/40 Al/Fe Radijus jezgre / Core radius: 0,4 cm Radijus Al žice / Al wire radius: 0,1725 cm Broj Al žica / Number of Al wires: 26 žica / wires				
Zaštitni vodič / Ground wire	Radijus jezgre / Core radius: 0,48 cm Radijus Al žice / Al wire radius: 0,16 cm Broj Al žica / Number of Al wires: 12 žica / wires				

Dozemni kapacitet [5] ravnog dugog cilindričnog vodiča duljine l_v i radijusa r_v , koji se nalazi na visini h_v iznad tla iznosi:

$$C_V = \frac{2\pi\epsilon_0 \cdot l_v}{\ln \frac{2h_v}{r_v}}. \quad (10)$$

Ground capacitance [5] of a straight long cylindrical conductor (length = l_v , radius = r_v , and height = h_v above the soil surface) is as follows:

Potencijal točke u prostoru, koja se nalazi na radialnoj udaljenosti r od aksijalne osi ravnog dugog cilindričnog vodiča prema [5] iznosi:

$$\varphi(r) = \frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{r_v}{r}, \quad (11)$$

The potential of a point in space located at the radial distance r from the axis of the straight long cylindrical conductor according to [5] equals:

gdje je λ linijska gustoća naboja na vodiču (As/m).

where λ is the linear charge density on a conductor (As/m).

Skalarni električni potencijali u prostoru iznad tla ($z \geq 0$), zbog linijskih gustoća naboja na vodičima faza R, S i T i njihovih slika ispod tla prema jednadžbi (11) glase:

Electrical scalar potentials in the space above the soil surface ($z \geq 0$), due to the linear charge density on the phase conductors R, S and T and their images below the soil surface according to equation (11) are as follows:

$$\varphi_R(x, z) = \frac{\lambda_R}{2\pi\epsilon} \left[\ln \frac{r_v}{\sqrt{(x_R - x)^2 + (z_R - z)^2}} - \ln \frac{r_v}{\sqrt{(x_R - x)^2 + (z_R + z)^2}} \right], \quad (12)$$

$$\varphi_S(x, z) = \frac{\lambda_S}{2\pi\epsilon} \left[\ln \frac{r_v}{\sqrt{(x_S - x)^2 + (z_S - z)^2}} - \ln \frac{r_v}{\sqrt{(x_S - x)^2 + (z_S + z)^2}} \right], \quad (13)$$

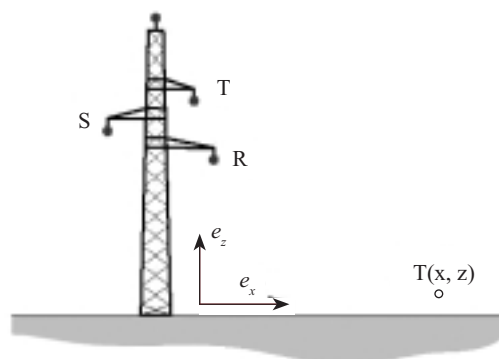
$$\varphi_T(x, z) = \frac{\lambda_T}{2\pi\epsilon} \left[\ln \frac{r_v}{\sqrt{(x_T - x)^2 + (z_T - z)^2}} - \ln \frac{r_v}{\sqrt{(x_T - x)^2 + (z_T + z)^2}} \right]. \quad (14)$$

Potencijal točke promatranja T(x,z) (slika 5), zbog linijskih gustoća naboja na fazama R, S i T, i njihovih slika ispod granice tlo–zrak iznosi:

The potential of the point T(x,z) (Figure 5), due to the linear charge density on the phase conductors R, S and T, and their images below the soil–air boundary equals:

$$\varphi(x, z) = \varphi_R(x, z) + \varphi_S(x, z) + \varphi_T(x, z). \quad (15)$$

Slika 5
 Raspored faznih vodiča i
 relevantna geometrija
 Figure 5
 Arrangement of phase
 conductors and the
 relevant geometry



Uzme li se da sve tri faze imaju približno jednak kapacitet koji iznosi C_V , tada iz relacije građe $q_V = C_V \cdot u$, uz $q_V = \lambda_V \cdot l_V$ slijede linijske gustoće naboja na vodičima faza R, S i T:

Assuming that all three phases have approximately equal capacities, C_V , then from $q_V = C_V \cdot u$, and $q_V = \lambda_V \cdot l_V$, the linear charge densities at the phase conductors R, S and T are as follows:

$$\lambda_R = \frac{\varphi_R}{r_V} \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{2h_{V,SR}}{r_V}}, \quad \lambda_S = \frac{\varphi_S}{r_V} \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{2h_{V,SR}}{r_V}}, \quad \lambda_T = \frac{\varphi_T}{r_V} \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{2h_{V,SR}}{r_V}}, \quad (16)$$

gdje je $h_{V,SR}$ srednja geometrijska visina vodiča faza R, S i T.

where $h_{V,SR}$ is the mean geometric height of the phase conductors R, S and T.

Uvrštavanjem linijskih gustoća struje λ_R , λ_S i λ_T prema izrazu (16) u jednadžbe (12), (13) i (14) izraz za potencijal (15) može se napisati u obliku:

Inserting linear charge densities λ_R , λ_S , and λ_T according to (16) in equations (12), (13) and (14), the expression for potential (15) can be written in the following form:

$$\varphi(x, z) = K \left(\varphi_R \ln \frac{\sqrt{(x_R - x)^2 + (z_R + z)^2}}{\sqrt{(x_R - x)^2 + (z_R - z)^2}} + \varphi_S \ln \frac{\sqrt{(x_S - x)^2 + (z_S + z)^2}}{\sqrt{(x_S - x)^2 + (z_S - z)^2}} + \varphi_T \ln \frac{\sqrt{(x_T - x)^2 + (z_T + z)^2}}{\sqrt{(x_T - x)^2 + (z_T - z)^2}} \right), \quad (17)$$

u kojemu je:

where:

$$K = \frac{1}{\ln \frac{2h_{V,SR}}{r_V}}, \quad (18)$$

Fazni naponi vodiča faza: R, S i T u fazorskoj notaciji, a iskazani u polarnom obliku glase $\varphi_R = U_f \angle 0^\circ$ V, $\varphi_S = U_f \angle 120^\circ$ V, $\varphi_T = U_f \angle 240^\circ$ V, odnosno u algebarskom obliku $\varphi_R = U_f (1+j0)$ V, $\varphi_S = U_f (-0.5+j0,866)$ V, $\varphi_T = U_f (-0.5-j0,866)$ V. Korištenje algebarskog oblika faznih napona omogućava rastavljanje izraza (17) na realni i imaginarni dio:

The phase conductor voltages R, S and T in phasor notation, and expressed in polar form are $\varphi_R = U_f \angle 0^\circ$ V, $\varphi_S = U_f \angle 120^\circ$ V, $\varphi_T = U_f \angle 240^\circ$ V, or in algebraic form are $\varphi_R = U_f (1+j0)$ V, $\varphi_S = U_f (-0.5+j0,866)$ V, $\varphi_T = U_f (-0.5-j0,866)$ V. Expressing phase voltages in algebraic form, the equation (17) can be separated into its real and imaginary parts:

$$\operatorname{Re} \underline{\varphi}(x, z) = U_T \frac{K}{2} \left(\ln \frac{(x_k - x)^2 + (z_k + z)^2}{(x_k - x)^2 + (z_k - z)^2} - 0,5 \cdot \ln \frac{(x_s - x)^2 + (z_s + z)^2}{(x_s - x)^2 + (z_s - z)^2} - 0,5 \cdot \ln \frac{(x_T - x)^2 + (z_T + z)^2}{(x_T - x)^2 + (z_T - z)^2} \right), \quad (19)$$

$$\operatorname{Im} \underline{\varphi}(x, z) = U_T \frac{K}{2} \left(0,866 \cdot \ln \frac{(x_s - x)^2 + (z_s + z)^2}{(x_s - x)^2 + (z_s - z)^2} - 0,866 \cdot \frac{(x_T - x)^2 + (z_T + z)^2}{(x_T - x)^2 + (z_T - z)^2} \right). \quad (20)$$

Za razliku od teorijskog modela u kojemu je granica tlo–zrak predstavljena ravninom, površina tla je neravna, ujedno i najčešće prekrivena niskim raslinjem. U takvim uvjetima položeni vodiči ožičenja mjernog spoja teorijski ne leže na granici tlo–zrak, koja je na nultom potencijalu, nego su od nje odmaknuti. Arbitražno se može usvojiti da je pomak od 1 do 2 cm. U tom slučaju vodiči ožičenja doći će na neki potencijal u odnosu na referentu nul-točku. S obzirom da će vodiči naponskih grana između voltmetra i elektrode B, odnosno C, doći na različite potencijale, javit će se napon koji će predstavljati mjernu smetnju. U slučaju kada je raspored mjernih elektroda duž pravca okomitog na trasu dalekovoda, tada srednji potencijal vodiča duljine l , a kojemu je središte udaljeno od trase dalekovoda za s (Slika 2) iznosi:

Unlike the theoretical model in which the soil–air boundary is represented by a plane, the soil surface is uneven and also most frequently covered by low vegetation. Under such conditions, the measurement leads are theoretically not placed at the soil–air boundary, which is at the zero potential, but are placed away from it. Arbitrarily, it is accepted that this space ranges from 1 cm to 2 cm. In this case, the measurement leads will reach a potential in relation to the reference zero-point. Since the measurement leads between the voltmeter and electrode B or C will be at different potentials, voltage will occur which represents measurement interference. In the event that the spacing of the measurement electrodes is along a line perpendicular to the route of the transmission line, then the mean potential of the conductor of length l , whose center is at a distance s from the transmission line route (Figure 2), equals:

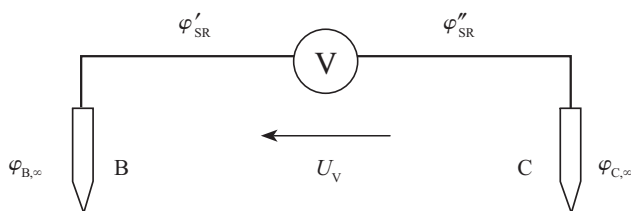
$$\underline{\varphi}_{SR} = \frac{1}{l} \int_0^l \underline{\varphi}(x, z) dx. \quad (21)$$

Na slici 6 prikazana je naponska mjerna grana Wennerovog spoja s prikazanim potencijalima ožičenja i mjernih elektroda.

Figure 6 shows a potential measurement circuit using the Wenner method with the potentials of the leads and the measuring electrodes indicated.

Slika 6

Naponska mjerna grana, potencijali ožičenja i mjernih elektroda
Figure 6
Potential measurement circuit, measurement leads and electrode potentials



Prema slici 6 voltmetar s naznačenim referentnim smjernom napona mjeri napon:

According to Figure 6, a voltmeter with the indicated voltage reference direction measures voltage as follows:

$$U_V = (\varphi_{B,0} + \varphi'_{SR}) - (\varphi_{C,0} + \varphi''_{SR}) = U_{BC} + (\varphi'_{SR} - \varphi''_{SR}) = U_{BC} + U_{\text{suma/noise}}. \quad (22)$$

Srednji potencijal vodiča između voltmetra i elektrode B označen je sa φ'_{SR} , a između voltmetra i elektrode C sa φ''_{SR} . Srednji potencijali vodiča ožičenja φ'_{SR} , φ''_{SR} određuju se izrazima:

The mean potential of the conductor between the voltmeter and electrode B is indicated by φ'_{SR} , and between the voltmeter and electrode C by φ''_{SR} . The mean potentials of the conductor indicated by φ'_{SR} , φ''_{SR} are determined by the following expressions:

$$\varphi'_{SR} = \frac{2}{a} \int_{x-a/2}^x \varphi(x, z) dx, \quad \varphi''_{SR} = \frac{2}{a} \int_x^{x+a/2} \varphi(x, z) dx. \quad (23)$$

Kako su napon između mjernih elektroda U_{BC} i napon $U_{\text{suma/noise}}$ različitih frekvencija, efektivna vrijednost izmjerenog napona bez korištenja filtra kojim se napon smetnje prigušuje iznosi:

Since the voltage between the measuring electrodes U_{BC} and the noise voltage $U_{\text{suma/noise}}$ are of different frequencies, the effective value of the measured voltage without the use of a filter that attenuates the voltage equals:

$$U_V = \sqrt{U_{BC}^2 + U_{\text{suma/noise}}^2}. \quad (24)$$

Napon U_{BC} određuje se izrazom (6). Prividni specifični otpor tla prema (7) iznosi:

Voltage U_{BC} is determined with the expression (6). The apparent soil resistivity according to (7) equals:

$$\rho_{\text{PRIVIDNO/APARENT}}(a) = 2\pi a \frac{U_V}{I} = \sqrt{\frac{4\pi^2 a^2}{I^2} (U_{BC}^2 + U_{\text{suma/noise}}^2)}, \quad (25)$$

$$= \sqrt{\rho_{\text{PRIVIDNO/APARENT, tamo/real}}^2(a) + \rho_{\text{PRIVIDNO/APARENT, suma/noise}}^2(a)}$$

Komponenta koja izaziva pogrešku mjerenja prividnog specifičnog otpora $\rho_{\text{PRIVIDNO/APARENT, suma/noise}}(a)$ glasi:

The component that causes an error in the measurement of the apparent soil resistivity $\rho_{\text{PRIVIDNO/APARENT, suma/noise}}(a)$ is as follows:

$$\rho_{\text{PRIVIDNO/APARENT, suma/noise}}(a) = \frac{2\pi a}{I} U_{\text{suma/noise}} = \frac{2\pi a}{I} |\varphi'_{SR} - \varphi''_{SR}|. \quad (26)$$

Utjecaj napona šuma kao mjerne smetnje **inverzno je proporcionalan mjernoj struji**. Dobiveni izraz ukazuje na način na koji se kapacitivni utjecaj faza VN nadzemnih vodova može smanjiti pri mjerenju specifičnog otpora tla. Prema dobivenom izrazu mjerenje specifičnog otpora tla treba obavljati sa što većom mjernom strujom, ukoliko se mjerenje obavlja u blizini izvora EM zračenja. Granica maksimalno dozvoljene struje koja se smije koristiti pri mjerenju određena je sigurnosnim

The effect of noise voltage as measurement noise is **inversely proportional to measurement current**. The expression obtained demonstrates the manner in which the capacitive influence of high voltage overhead transmission lines can be reduced during the measurement of soil resistivity. According to the expression obtained, the measurement of soil resistivity should be performed with the maximum measurement current, if measurement is performed in the vicinity of a source of electromagnetic radiation. The maximum permissible current

mjerama, odnosno dozvoljenim naponom dodira (50 V), i mogućnošću mjernog uređaja da osigura željeni iznos struje.

that may be used during measurement is determined by safety measures, i.e. the permissible touch voltage (50 V), and the ability of the measuring device to provide the desired amount of current.

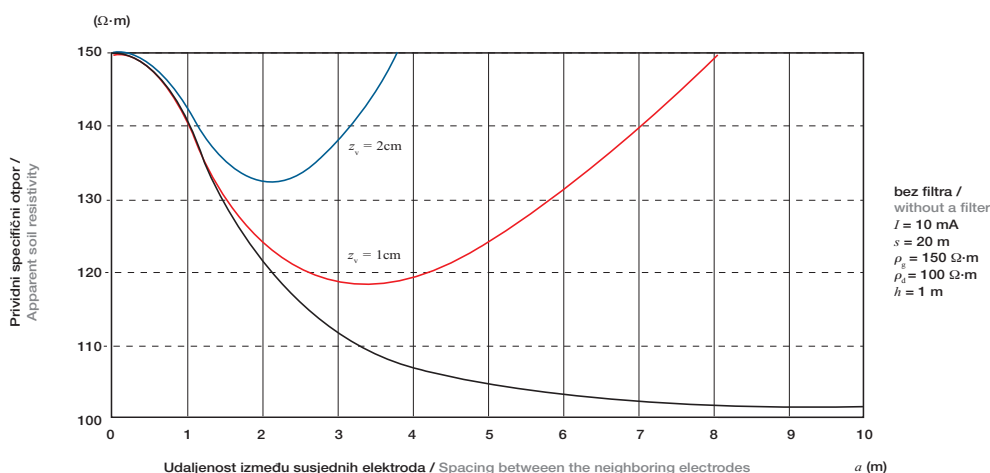
4 NUMERIČKI PRIMJERI

Primjenu dobivenih izraza najlakše je prikazati numeričkim primjerom. Neka je specifični električni otpor gornjeg sloja tla $\rho_g = 150 \Omega \cdot \text{m}$ i debljine $h = 1 \text{ m}$, a donjeg $\rho_d = 100 \Omega \cdot \text{m}$. Udaljenost središta mjernog spoja od trase dalekovoda iznosi $s = 20 \text{ m}$. Mjerenje specifičnog otpora tla obavlja se sa strujom od $I = 10 \text{ mA}$, s uređajem bez filtra, kojim se prigušuje napon smetnji od 50 Hz. Na slici 7 prikazane su krivulje prividnog specifičnog otpora tla dobivene pod različitim pretpostavkama. Crna krivulja odnosi se na idealni slučaj kada ne postoje mjerne smetnje, a dobivena je prema jednadžbi (8). Navedena krivulja je referentna. Ostale dvije krivulje dobivene su korištenjem jednadžbe (25), a odnose se na slučajeve kada su vodiči ožičenja naponske grane pomaknuti od granice tlo–zrak za 1 cm i 2 cm. Obje krivulje odnose se na slučaj kada se mjerenje obavlja s mjernim instrumentom bez filtra kojim se prigušuje mjerna smetnja, tj. napon frekvencije 50 Hz.

4 NUMERICAL EXAMPLES

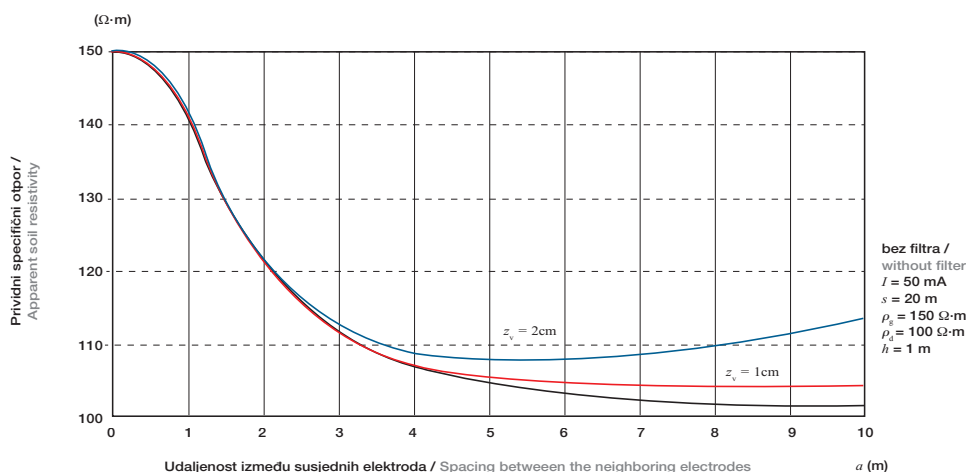
The application of the expressions obtained can most easily be presented by using a numerical example. Let the resistivity of the upper soil layer be $\rho_g = 150 \Omega \cdot \text{m}$ and the thickness $h = 1 \text{ m}$, and of the resistivity of the lower layer $\rho_d = 100 \Omega \cdot \text{m}$. The distance between the center of the measurement circuit and the route of the transmission line is $s = 20 \text{ m}$. Measurement of soil resistivity is performed with a current of $I = 10 \text{ mA}$, using an instrument without a filter for the attenuation of the noise voltage of 50 Hz. In Figure 7, the curves of apparent soil resistivity are presented that are obtained under different assumptions. The black curve refers to the ideal case when there is no measurement noise and is obtained according to equation (8). This is the reference curve. The other two curves were obtained using equation (25), and refer to cases when the leads of the potential measurement circuit were raised from the soil–air boundary by 1 and 2 cm. Both curves refer to the case when the measurement is performed using a measuring instrument without a filter for the attenuation of the noise, i.e. voltage of 50 Hz.

Slika 7
Prividni specifični otpor tla
Figure 7
Apparent soil resistivity



Utjecaj povećanja mjerne struje I na određivanje prividnog specifičnog otpora tla prikazan je na slici 8. U navedenom slučaju također je pretpostavljeno da se mjerenje obavlja s mjernim uređajem bez filtra kojim se prigušuje napon frekvencije 50 Hz, ali je mjerna struja povećana sa 10 mA (slika 7) na 50 mA.

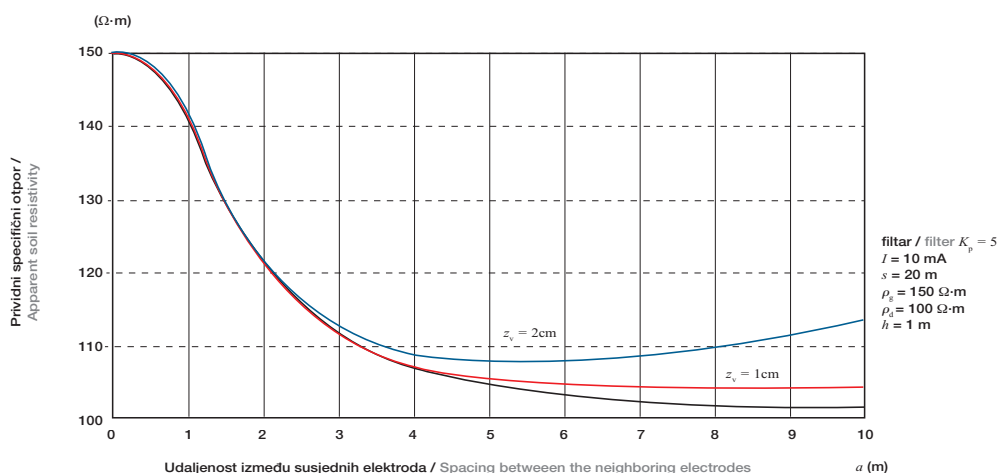
The effect that an increase in the measurement current I has on the apparent soil resistivity is shown in Figure 8. In this case, it is also assumed that measurement is performed with a measuring instrument without a filter for the attenuation of the noise voltage of 50 Hz, but the measurement current is increased from 10 mA (Figure 7) to 50 mA.



Slika 8
Prividni specifični
otpor tla
Figure 8
Apparent soil resistivity

Utjecaj filtra kojim se prigušuje smetnja, tj. mjerni napon frekvencije 50 Hz s koeficijentom prigušenja $K_p = 5$ prikazan je na slici 9. U navedenom primjeru mjerenje se obavlja mjernom strujom od 10 mA.

The effect of a filter used to attenuate the noise, i.e. the measurement voltage of 50 Hz with the attenuation coefficient $K_p = 5$ is shown in Figure 9. In this example, measurement is performed with the measurement current of 10 mA.

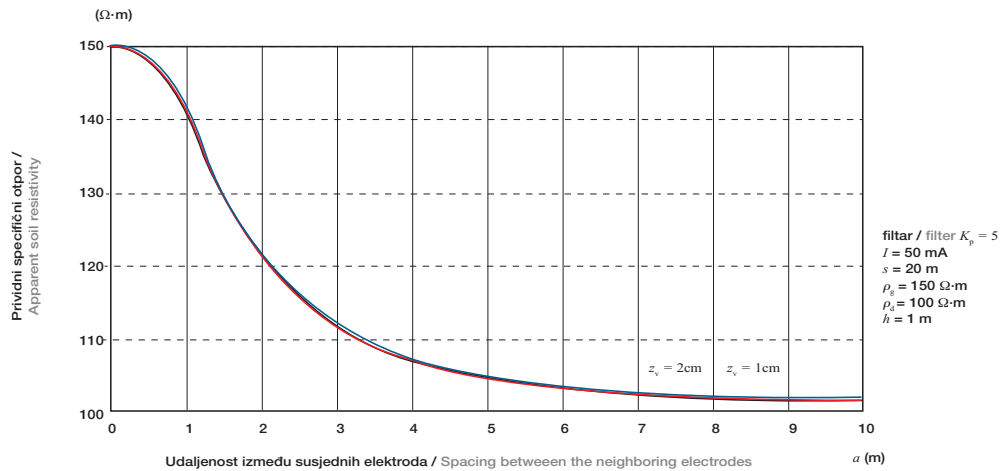


Slika 9
Prividni specifični
otpor tla
Figure 9
Apparent soil resistivity

Utjecaj filtriranja mjernog signala (mjernog napona) naponske grane mjernog spoja s istodobnom povećanom mjernom strujom prikazan je na slici 10. U navedenom slučaju mjerenje se obavlja mjernom strujom od 50 mA, a koeficijent prigušenja mjerne smetnje, tj. napona frekvencije 50 Hz iznosi $K_p = 5$.

The effect of filtering the measurement signal (measurement voltage) of a potential measurement circuit with a simultaneous increase in the measurement current is presented in Figure 10. In this case, measurement is performed with the measurement current of 50 mA and the noise attenuation coefficient, i.e. the voltage of 50 Hz, is $K_p = 5$.

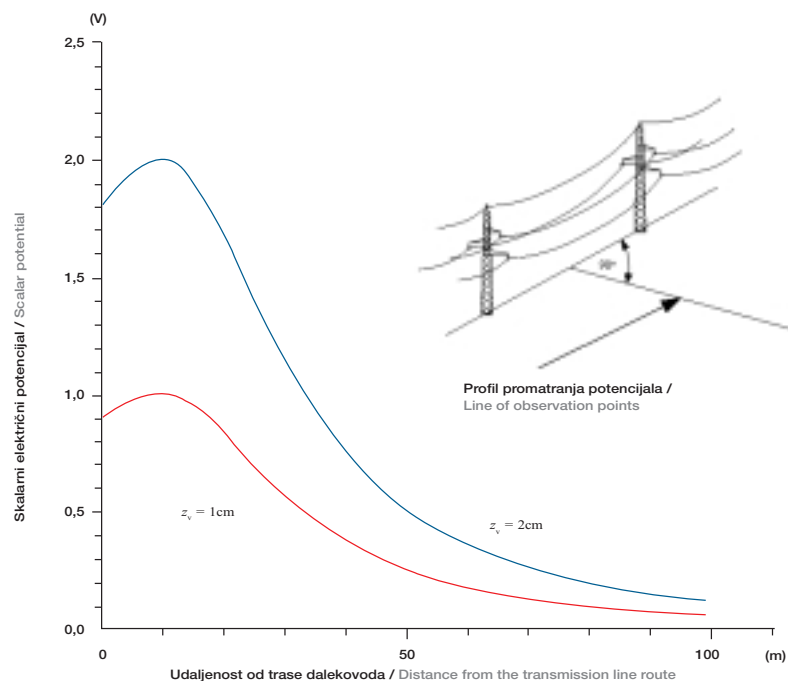
Slika 10
 Prividni specifični
 otpor tla
 Figure 10
 Apparent soil resistivity

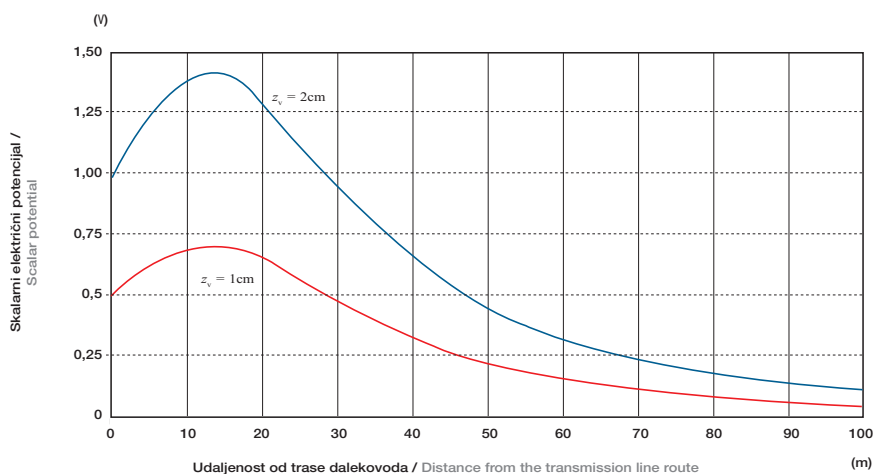


Kako je riječ o trofaznom sustavu, a kapacitet vodiča određen prema jednadžbi (10), to znači da je utjecaj međusobnih kapaciteta zanemaren. Iz tog razloga potrebno je provjeriti valjanost navedene aproksimacije. U tu svrhu skalarni električni potencijal duž profila točaka promatranja koje leže na pravcu okomitom na trasu dalekovoda, a koji se nalazi na visini od 1 cm i 2 cm od tla određen je pomoću prikazane teorije korištenjem programa Mathcad11 i profesionalnog programskog paketa CDEGS, koji za elektromagnetske zadatke koristi integralnu formulaciju polja, a za njezino numeričko rješavanje koristi metodu momenata. Rezultati oba pristupa prikazani su na slikama 11 i 12.

Since this concerns a three-phase system, when conductor capacity is determined according to equation (10), the effect of the mutual capacitance is negligible. For this reason, it is necessary to test the validity of the above-mentioned approximation. For this purpose, the scalar electrical potential along the line of observation points, which is perpendicular to the route of the transmission line and is located at heights of 1 cm and 2 cm above the soil, is determined by the presented theory using the program Mathcad11 and the professional program package CDEGS, which uses an integral field formulation for electromagnetic tasks and the method of moments for their numerical solution. The results of both approaches are presented in Figures 11 and 12.

Slika 11
 Skalarni električni
 potencijal duž
 profila okomitog na
 trasu dalekovoda, a
 pomaknutog od tla za
 $z_v = 1$ cm i $z_v = 2$ cm.
 Figure 11
 Scalar potential along
 the line of observation
 points which is
 perpendicular to the
 route of the transmission
 line, and at a distance
 above the soil of
 $z_v = 1$ cm and $z_v = 2$ cm





Slika 12
Skalarni električni potencijal duž profila okomitog na trasu dalekovoda, a pomaknutog od tla za $z_v = 1$ cm i $z_v = 2$ cm – rezultat dobiven korištenjem programskog paketa MATHCAD11 prema jednadžbama (19) i (20).
Figure 12
Scalar potential along the line of observation points which is perpendicular to the route of the transmission line and at a distance above the soil of $z_v = 1$ cm and $z_v = 2$ cm – the results were obtained with the program MATHCAD11 according to equations (19) and (20).

5 ANALIZA REZULTATA

Kao što je to bilo i najavljeno, proračune potencijala duž profila točaka koji se nalaze na pravcu okomitom na trasu dalekovoda pomaknutom od granice tlo–zrak potrebno je provjeriti. U radu je na približan način određen navedeni potencijal jednadžbama (19) i (20). Slike 11 i 12 prikazuju potencijal duž točaka na navedenom profilu određen prikazanom teorijom (slika 12) i teorijom polja dobivenom na međunarodnoj razini priznatim programskim alatom CDEGS (slika 11). Rezultati dobivene programskim paketom CDEGS mogu se smatrati referentnim. Uspoređujući slike 11 i 12 zapaža se razlika od 20-ak posto što je prihvatljiva aproksimacija. Iz tog razloga rezultati prikazanom teorijom su valjani. Uspoređujući sliku 8 sa slikom 9 zapaža se da je utjecaj filtriranja ulaznog signala istovjetan s povećanjem mjerne struje. Naime, povećanje mjerne struje sa 10 mA (slika 7) na 50 mA (slika 8) prema jednadžbi (26) smanjuje pogreške jednako kao i da se napon smetnje prigušio filtrom s koeficijentom prigušenja od $K_p = 5$. Teorijski predviđen blagodatan utjecaj povećanja mjerne struje na smanjenje mjerne pogreške prema jednadžbi (26) time je potvrđen. Istodobnim povećanjem mjerne struje s filtriranjem mjernog napona (slika 10) moguće je u potpunosti prigušiti mjernu smetnju, te obaviti mjerenje u blizini VN objekata. Slike 7 do 10 ukazuju na činjenicu da pri mjerenju specifičnog otpora tla u blizini VN dalekovoda treba nastojati da se vodiči ožičenja nalaze što bliže tlu, kako bi se nalazili u ravnini nultog potencijala. Polaganje kabela preko niskog raslinja i grmova trebalo bi svakako izbjegavati, jer bi se na taj način pogreška pri mjerenju znatno povećala.

5 ANALYSIS OF RESULTS

As stated, the results of the calculation of the potential along the line of observation points which is perpendicular to the route of the transmission line and raised above the earth–air boundary must be validated. In this paper, the potential is approximately determined from the equations (19) and (20). Figures 11 and 12 show the potential along the line of observation points determined by the presented theory (Figure 12), and the field theory obtained at the international level by the software program CDEGS (Figure 11). The results obtained with the software program CDEGS may be considered as reference results. Comparing Figures 11 and 12, a difference is noted of approximately 20 %, which is an acceptable approximation. For this reason, the results presented according to the theory are valid. Comparing Figure 8 to Figure 9, it is noted that the effect of filtering the input signal is equal to the increase of the measurement current. The increase of the measurement current from 10 mA (Figure 7) to 50 mA (Figure 8) according to equation (26) reduces the error equally as if the noise voltage were attenuated with a filter that has an attenuation coefficient of $K_p = 5$. The theoretically assumed positive effect that the increase of the measurement current has on the decrease of the measurement error according to equation (26) is thereby confirmed. The simultaneous increase in measurement current and the filtering of the measurement voltage (Figure 10) can completely attenuate measurement noise. Therefore, measurements in the vicinity of high voltage objects can be performed. Figures 7 to 10 demonstrate the fact that when measuring soil resistivity in the vicinity of a high voltage transmission line, it is necessary for the measurement leads to be located as close to the soil as possible, in order for them to be at the zero potential plane. The laying of leads through low vegetation and bushes should certainly be avoided because this significantly increases measurement errors.

6 ZAKLJUČAK

U radu je prikazan najjednostavniji mogući model utjecaja VN nadzemnih vodova na mjerenje specifičnog otpora tla. Na jednostavan način prikazan je utjecaj kapacitivne veze između VN nadzemnih vodova i naponske grane ožičenja Wennerovog mjernog spoja. Na taj način inženjerima u praksi omogućeno je modeliranje navedenog utjecaja poznavajući struju mjerenja i koeficijent prigušenja napona smetnje od 50 Hz mjernog uređaja. Model se pokazao valjanim i zadovoljavajuće točnim za navedenu analizu. Pomoću prikazanog modela moguće je definirati potrebe pri dizajniranju filtara, utjecaja mjerne struje na točnost mjerenja. Prikazan model omogućuje analizu utjecaja visine položenih vodiča ožičenja naponske mjerne grane na točnost mjerenja. Iako je u članku prikazan utjecaj VN nadzemnih vodova na mjerenje specifičnog otpora tla, na jednak način se može modelirati utjecaj VN nadzemnih vodova na telekomunikacijske kabele. Osim navedene problematike i električna mjerenja otpora rasprostiranja uzemljivača pogođena su utjecajem smetnji i okoline, što iziskuje korekcije u proračunima [9].

6 CONCLUSION

This article presents the simplest possible model of the effect of high voltage overhead transmission lines on the measurement of soil resistivity. The effect of capacitive coupling between overhead transmission lines and the potential circuit of a Wenner electrode arrangement is presented in a simple manner, which allows engineers to model the stated effect if they know the measurement current and the attenuation coefficient of the 50 Hz noise voltage of the measuring device. This model has been shown to be valid and sufficiently precise for such analysis. Using the presented model, it is possible to define the design parameters for the filter and the effect of the measurement current on the measurement accuracy. The model presented facilitates the analysis of the effect of the height of the measurement leads on the precision of the measurement. Although the effect of high voltage overhead transmission lines on the measurement of soil resistivity is presented in this article, in the same manner it is possible to model the effect of high voltage overhead transmission lines on telecommunication cables. Furthermore, noise and the environment influence the measurement of ground resistance, necessitating the correction of calculations [9].

LITERATURA / REFERENCES

- [1] WENNER, F., A Method for Measuring Earth Resistivity, Bureau of Standards scientific paper, 1915, No. 258, Washington, US, 1915
- [2] IEEE Std 81-1983, IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance and Earth Surface Potentials of a Ground System, (Revision of IEEE Std. 81 -1962), The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, New York, 1983
- [3] CLAYTON R. PAUL, Introduction to Electromagnetic Compatibility, John Willey & Sons Inc, New York, 1992
- [4] T. B. A. SENIOR AND J. L. VOLAKIS, Approximate Boundary Conditions in Electromagnetics, The Institution of Electrical Engineers, London, 1995
- [5] ZIJAD HAZNADAR, ŽELJKO ŠTIH, Elektromagnetizam 1, Školska knjiga, Zagreb, 1997.
- [6] B. ZHANG, X. CUI, L. LI, J. HE, Parameter Estimation of Horizontal Multilayer Earth by Complex Image Method, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, April 2005
- [7] P. J. LAGACÉ, J. FORTIN, E. D. CRAINIC, Interpretation of Resistivity Sounding Measurements in N-Layer Soil using Electrostatic Images, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 3, July 1996
- [8] VAN NOSTRAND, R. G. and COOK, K. L., Interpretation of Resistivity Data, Geological Survey professional paper 499, US Dept. Of the Interior, Washington, 1966
- [9] S. BERBEROVIĆ, V. BORAS, Correction of Resistance Measurement of Large Grounding Systems, ETEP Vol. 10, No. 2, 2000

Uredništvo primilo rukopis:
2007-02-13

Manuscript received on:
2007-02-13

Prihvaćeno:
2007-02-19

Accepted on:
2007-02-19

DEFINICIJA AMPERA JE ZBUNJUJUĆA THE DEFINITION OF AMPERE IS CONFUSING

Prof. dr. sc. Branislav Kuzmanović, Tehničko veleučilište, Konavoska 2,
10000 Zagreb, Hrvatska,

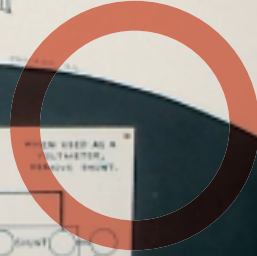
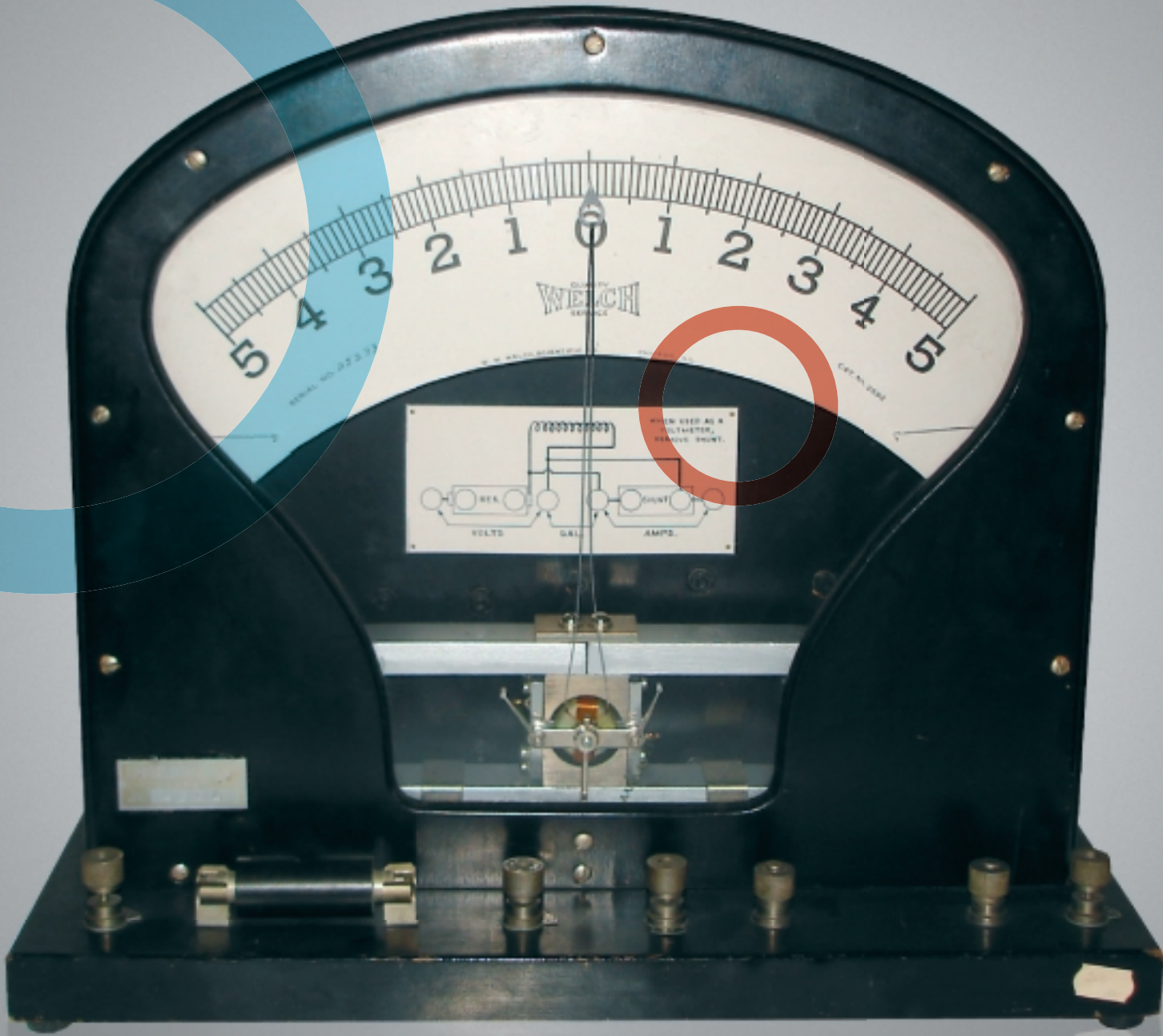
Mr. sc. Luka Ferković, Sveučilište u Zagrebu, Fakultet elektrotehnike i
računarstva, Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska

Dr. sc. Zoran Baus, Siemens d.d., Heinzelova 70 a, 10000 Zagreb, Hrvatska

SI jedinica amper definirana je pomoću magnetskih sila između dva paralelna vodiča protjecana strujom. Pritom se ne spominje električna sila suprotnoga smjera, koja također postoji među vodičima. Zbog toga postojeća definicija zbunjuje studente, jer ih navodi na pomisao da se njome amper u laboratoriju i praktično ostvaruje. Provedena analiza sila pokazuje da je u određenim uvjetima električna sila mnogo manja od magnetske, ali ta činjenica ipak mijenja fizikalnu sliku postavljene definicije. Električna se sila može kompenzirati, što bi pri navođenju definicije ampera u udžbenicima valjalo i napomenuti, ili navesti da se on praktično ostvaruje strujnom vagom.

SI unit of ampere is defined by means of magnetic force between two parallel conductors through which current flows. However, no mention is made of electric force in the opposite direction, which also exists between conductors. For that reason the existing definition is confusing for students, because it leads them to assume that by means of it ampere is also practically realized in laboratory. An analysis of forces shows that under certain conditions the electric force is much smaller than the magnetic force, but that fact still changes the physical picture of the propounded definition. The electric force can be compensated, which should be stated in textbooks when it comes to the definition of ampere, or else mention that ampere is practically realized by the current balance.

Ključne riječi: definicija ampera, strujna vaga
Key words: ampere definition, current balance



1 UVOD

Definicija osnovne jedinice SI za jakost električne struje, u svom izvornom obliku na engleskom jeziku, onako kako je određena Rezolucijom 2 Međunarodnog odbora za mjere i utege (CIPM) 1946. godine, glasi: *The ampere is that constant current which, if maintained in two straight parallel conductors of infinite length, of negligible circular cross-section, and placed 1 metre apart in vacuum, would produce between these conductors a force equal to 2×10^{-7} newton per metre of length.* Na hrvatskom jeziku to znači: amper je ona stalna struja koja tekući dvama ravnim, usporednim i neizmerno dugačkim vodičima, zanemarlivo malog kružnog presjeka, razmaknutim 1 metar u vakuumu, proizvodi među njima silu od 2×10^{-7} njutna po metru duljine.

Pri praktičnom određivanju jakosti električne struje (do sredine 60-ih godina 20. stoljeća) strujnom ili Rayleighovom vagom rabi se načelo slično definicijskom, a mjerenje se struje svodi na mjerenje sila između vodiča protjecanih strujom. Budući da njezini svici preuzimaju ulogu vodiča, razumljivo je da ta metoda načelno odstupa od navedene definicije ampera. Novijim izvedbama strujnih, odnosno učinjskih ili vatnih vaga (engl. *Watt Balance*) u NPL-u i NIST-u sredinom 80-ih godina 20. stoljeća postižu se nesigurnosti manje od jedne milijuntinke. Stoga se posljednjih dvadesetak godina intenzivno radi na zamjeni postojeće definicije kilograma, ako bi se takvim vagama u dogledno vrijeme postigle bolje točnosti. Tada je moguće očekivati da bi među osnovnim jedinicama SI sustava amper i vat mogli vrlo skoro zamijeniti svoje uloge.

Druga je mogućnost primjene metode transportiranja i brojenja ioniziranih čestica (jednu po jednu) električkim postupcima elektromagnetskog ozračivanja dvaju labavo vezanih (supra)vodiča, smještenih u kriostat s radnom temperaturom bliskom apsolutnoj nuli (engl. *Single electron tunnelling*, SET). Pritom je struja određena izrazom $I = e \cdot f$, razmjerna umnošku jediničnog naboja e naelektriziranih čestica (elektrona) transportiranih preko tunelirajućeg spoja u ritmu ozračivanja elektromagnetskim poljem frekvencije f [1]. Ako bi se ovaj postupak primijenio za novo definiranje ampera, time bi se zatvorio nobelovski kvantni mjeriteljski trokut $U - I - f$, poznat u suvremenom mjeriteljskom svijetu pod nazivom *Quantum Metrology Triangle*, odnosno započela bi primjena novog mjeriteljskog područja znanog kao *Quantum Metrology*. Elektronska crpka, kao osnovni dio SET-a, sastoji se od tri ili više tunelirajućih spojeva, a na svako je spojno mjesto preko pripadajućih kapacitivnih vratiju spojen upravljački napon.

1 INTRODUCTION

Ampere as an SI base unit of electric current is originally defined in Resolution 2 of the International Bureau of Weights and Measures (CIPM) 1946 as follows: *The ampere is that constant current which, if maintained in two straight parallel conductors of infinite length, of negligible circular cross-section, and placed 1 metre apart in vacuum, would produce between these conductors a force equal to 2×10^{-7} newton per metre of length.*

In practical determination of the rate of electric current (by mid-60-ties of the last century) by means of the current balance, or Rayleigh balance, a principle is applied similar to the definition, whereas the measurement of current is reduced to the measurement of forces between the conductors through which the current flows. As its coils assume the role of conductors, it is understandable that this method in principle deviates from the above given definition of ampere. More recent designs of current or watt balances in NPL and NIST in mid-80-ties of the last century have an uncertainty of less than one millionth. That is why in the past twenty years intensive work is under way to replace the existing definition of kilogram, in case that even higher precision is achieved with such balances. It could then be expected that among the SI base units ampere and watt may very soon exchange their roles.

The alternative is to apply the method of transporting and counting ionised particles (one by one) by electromagnetic radiation of two loosely connected (super)conductors placed in a cryostat maintaining a working temperature close to absolute zero (*Single electron tunnelling*, SET). Current is defined by the expression $I = e \cdot f$, proportional to the product of unit charge e of electrons transported over the tunnelling connection in the radiation rhythm of the electromagnetic field frequency f [1]. If this procedure were to be applied to a new definition of ampere, the Nobel quantum metrology triangle $U - I - f$, known in modern metrology under the name of *Quantum Metrology Triangle*, would thereby be closed and the application of a new metrological area known as *Quantum Metrology* would be started. The electronic pump, as the main part of SET, consists of three or more tunnelling connections, with control voltage connected to each connection point via pertaining capacitive port. If in a static operating point, when the electrons from the transmitter element cannot pass, alternating and phase-shifted high-frequency (HF) appear at the port, then a single-electron transport will start during each HF signal period, i.e., current $I = e \cdot f$ will flow in the circuit. With a 5-connection electronic pump at the Japanese Electrotechnical

Ako se u statičkoj radnoj točki, kad elektroni iz odašiljačkog elementa ne mogu prolaziti, na vratima pojave izmjenični i fazno pomaknuti visokofrekvencijski (VF) upravljački naponi, tad će započeti prijenos po jednog elektrona za svake periode VF signala, odnosno krugom će teći struja $I = e \cdot f$. U japanskom Elektrotehničkom laboratoriju (ETL) elektronskom crpkom s 5 spojeva, u zadnjem desetljeću 20. stoljeća ostvarili su nesigurnost mjerenja manju od $0,5 \cdot 10^{-6}$ [2], pa se danas istražuju mogućnosti izrade kvantnog strujnog etalona primjerene točnosti s devet i više spojeva. Kao alternativno rješenje SET-u postoje studije o tunelirajućem mikroskopu (engl. *Scanning Tunneling Microscope*, STM), kojim bi se pri istoj frekvenciji dobila desetorostruko veća struja nego kod SET-a.

Usprkos napretku praktičnog određivanja struje, na snazi je i dalje teorijska definicija jedinice amper. Međutim, u udžbenicima elektrotehnike i fizike još uvijek se nailazi na pomalo zbunjujuću gore navedenu definiciju, uz koju autori obično ne spomenu da se njom izravno ne može u praksi ostvariti amper. U njoj se govori isključivo o magnetskoj sili između dva beskonačno duga, ravna i paralelna vodiča, dok se električne sile među njima ne spominju. Oni studenti koji znaju da postoji i električna sila, pitaju svoje nastavnike da li električna sila utječe na točnost definicije. Pozabavit ćemo se postojećom definicijom i provesti analizu sile kod paralelnih vodiča protjecanih strujom. Time će se pokazati da se izravnim pokusom na osnovi definicije, u realnim uvjetima ne može postići zadovoljavajuća točnost.

2 SILE IZMEĐU DVA PARALELNA VODIČA PROTJECANA STRUJOM

Spojem prema slici 1, gdje su dva paralelna ravna vodiča protjecana strujama I_1 i I_2 u neovisnim strujnim krugovima, ostvarena je privlačna magnetska sila F_m , a zbog istoimenog linijskog naboja i odbojna električna sila F_e .

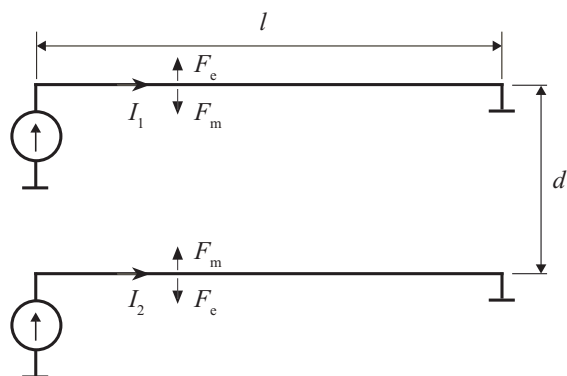
Laboratory (ETL), in the last decade of the last century they achieved measurement uncertainty below $0,5 \cdot 10^{-6}$ [2], and now they are exploring the possibility of making a *quantum current standard* with nine or more connections. As alternatives to SET there are studies in the *Scanning Tunneling Microscope* (STM), which at the same frequency would yield current tenfold compared with SET.

In spite of the progress made in the practical definition of current, the theoretical definition of unit ampere is still in force. However, in the textbook of electrical engineering and physics we can still find the somewhat confusing above quoted definition, where the authors usually fail to note that by means of the definition it is impossible to realize the ampere in practice. The definition mentions only a magnetic force between two straight parallel conductors of infinite length, whereas no reference is made to electric forces between them. Those students who know that an electric force also exists there tend to ask their teachers whether or not the accuracy of the definition is influenced by the electric force. We shall discuss the existing definition and make an analysis of forces occurring in parallel conductors in which current is maintained. We shall show that by means of a direct experiment based on the definition it is impossible to achieve satisfactory accuracy in real conditions.

2 FORCES BETWEEN TWO PARALLEL CONDUCTORS IN WHICH CURRENT IS MAINTAINED

With the connection according to Figure 1, where in two parallel straight conductors currents I_1 and I_2 are maintained in independent circuits, an attractive magnetic force F_m is achieved, as well as a repulsive electric force F_e due to the same-character line charge.

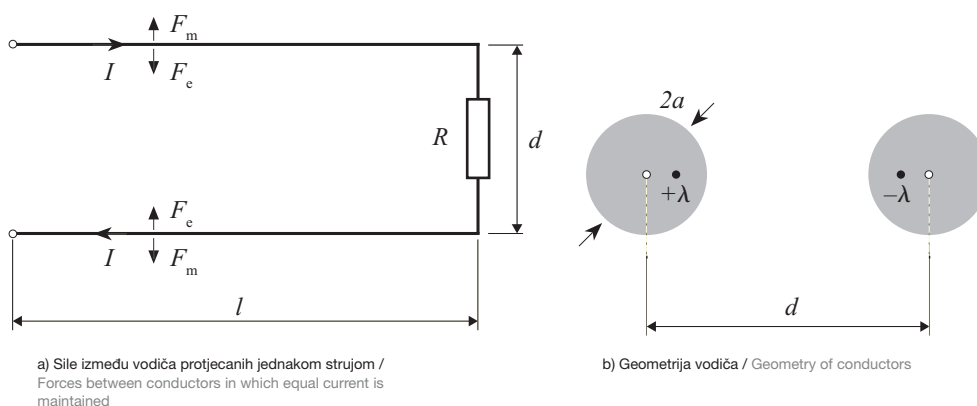
Slika 1
Magnetska i električna
sila između vodiča
spojenih u zasebne
strujne krugove
Figure 1
Magnetic and electric
forces between
conductors connected
into separate circuits



Međutim, kako je u praksi gotovo nemoguće postići jednakost struja, analizira se odnos magnetske i električne sile kod dva paralelna ravna vodiča priključena na napon U , čije je spojište zaključeno otporom R (slika 2a).

However, as it is virtually impossible in practice to achieve equal currents, we shall analyse the ratio between the magnetic and the electric force with two parallel straight conductors connected to voltage U , the junction of which is terminated by impedance R (Figure 2a).

Slika 2
Geometrija vodiča
i sile između
vodiča protjecanih
jednakom strujom
Figure 2
Geometry of
conductors and
forces between
conductors in which
equal current is
maintained



Vodiči duljine l kružnog su presjeka, polumjera a , razmaknuti na udaljenost d (slika 2). Električki je otpor žice:

The conductors of length l have a circular cross-section, radius a , spaced at a distance d (Figure 2). The electrical resistance of the wire:

$$R_v = \rho \cdot \frac{2l + d}{a^2 \pi}, \quad (1)$$

pa je struja kroz njih:

so the current through them is:

$$I = \frac{U}{R + R_v}. \quad (2)$$

Pretpostavlja se da je struja jednoliko raspoređena po presjeku vodiča. U tom se slučaju može pokazati da je magnetska sila po metru duljine između strujnih vodiča:

$$F_m' = \mu_0 \cdot \frac{I^2}{2\pi d} \quad (3)$$

gdje je μ_0 permeabilnosti vakuuma, a njena vrijednost od $4\pi \cdot 10^{-7}$ upravo je određena definicijom ampera. Budući da je otpor žice relativno malen, zanemaruje se smanjenje potencijala duž žice i smatra da je statički naboj duž žice jednoliko raspoređen. Taj statički linijski naboj može se prikazati pomoću odslikanog naboja [3] i [4], kako je to prikazano na slici 2b i može se izračunati iz poznate relacije [5] za napon:

$$U = \frac{\lambda}{\pi\epsilon_0} \ln \left[\frac{d}{2a} + \sqrt{\left(\frac{d}{2a}\right)^2 - 1} \right] \quad (4)$$

gdje je ϵ_0 dielektričnost vakuuma. Električna sila između linijskih vodiča po metru duljine je:

$$F_e' = \lambda \cdot E \quad (5)$$

gdje je:

$$E = \frac{\lambda}{2\pi\epsilon_0 \sqrt{d^2 - (2a)^2}} \quad (6)$$

jakost električnog polja jednog linijskog naboja na mjestu suprotnog naboja. Pomoću izraza (4) računa se naboj, te se nakon uvrštenja u jednadžbe (5) i (6) dobije za električnu silu:

$$F_e' = \frac{U^2 \pi \epsilon_0}{2 \cdot \sqrt{d^2 - (2a)^2} \cdot \ln^2 \left[\frac{d}{2a} + \sqrt{\left(\frac{d}{2a}\right)^2 - 1} \right]} \quad (7)$$

Električne su sile privlačne, a magnetske odbojne (slika 2a). Omjer magnetske i električne sile je:

It is assumed that current is evenly distributed on the conductor's cross-section. In that case it can be shown that the magnetic force by metre of length between the current conductors is:

where μ_0 is permeability-of-vacuum, and its value of $4\pi \cdot 10^{-7}$ is determined in the ampere definition. Since the wire resistance is relatively small, the potential reduction along the wire is ignored and the static charge along the wire is considered evenly distributed. This static line charge can be shown by means of the charge imaging [3] and [4], as in Figure 2b, and can be calculated from the known relation [5] for voltage:

where ϵ_0 is vacuum dielectricity. The electric force between line conductors by metre of length is:

where:

is the strength of the electric field of one line charge at the place of opposite charge. Charge is calculated by means of expression (4), and after substitution in equations (5) and (6) the following is obtained for the electric force:

Electric forces are attractive, magnetic forces are repulsive (Figure 2a). The magnetic-electric force ratio is:

$$\frac{F_m'}{F_e'} = \frac{\mu_0}{\varepsilon_0} \sqrt{1 - \left(\frac{2a}{d}\right)^2} \left(\frac{a^2 \ln \left[\frac{d}{2a} + \sqrt{\left(\frac{d}{2a}\right)^2 - 1} \right]}{a^2 \pi R + \rho(2l + d)} \right)^2. \quad (8)$$

Analizira se odnos sila za bakrene vodiče ($\rho = 0,0175 \cdot 10^{-6} \Omega \text{m}$) duljine $l = 10 \text{ m}$, polumjera presjeka $a = 1 \text{ mm}$, razmaknute na udaljenost $d = 1 \text{ m}$. Prema (8), sile među vodičima su jednake kada zaključni otpor na kraju voda iznosi $R_0 = 829 \Omega$. Kada je $R > R_0$ postaje $F_m < F_e$, pa je rezultirajuća sila privlačna, dok je u slučaju $R < R_0$ veća magnetska sila ($F_m > F_e$), pa je rezultirajuća sila odbojna. U definiciji ampera očito je potrebno da R bude zanemariv, odnosno da vod na kraju bude kratko spojen.

The ratio of forces is analysed for copper conductors ($\rho = 0,0175 \cdot 10^{-6} \Omega \text{m}$) length $l = 10 \text{ m}$, cross-section radius $a = 1 \text{ mm}$, spaced at distance $d = 1 \text{ m}$. According to (8), the forces between conductors are equal when the termination impedance at the end of the line is $R_0 = 829 \Omega$. If $R > R_0$, then $F_m < F_e$, and the resulting force is attractive, whereas if $R < R_0$, then $F_m > F_e$, and the resulting force is repulsive. Obviously, in the definition of ampere it is necessary that R is negligible, in other words, that the line at the end is short-circuited.

3 ODNOS SILA PRI KRATKOSPOJENOM VODU

Omjer sila (8) ne ovisi samo o vrijednosti zaključnog otpora, već i o izmjerama voda (a , d i l). U slučaju kratkog spoja na kraju voda ($R = 0 \Omega$), električna sila duž voda nije stalna, već linearno opada prema njegovom kraju. Zbog jednostavnosti proračuna uzima se da je ta sila konstantna duž voda. U tom slučaju omjer sila kratkospojenog voda iz prethodnog numeričkog primjera iznosi:

3 RATIO OF FORCES IN A SHORT-CIRCUIT LINE

The ratio of forces (8) depends not only on the value of termination impedance, but also on the line's measures (a , d and l). In case of a short circuit at the end of the line ($R = 0 \Omega$), the electric force along the line is not constant, but is linearly falling towards the line's end. For the sake of simplicity we shall assume that the force is constant along the line. In that case, the ratio of forces of the short-circuit line referred to in the foregoing numerical example is:

$$\frac{F_m'}{F_e'} = 50,15 \cdot 10^6. \quad (9)$$

Očito je da se u ovom slučaju može zanemariti električna sila. Zanimljivo je da u ovom slučaju omjer količine linijskog naboja (λ_l) i statičkog linijskog naboja λ iznosi:

It is obvious that in this case the electric force can be ignored. In this case, interesting enough, the quantity ratio of the line charge λ_l and the static line charge λ is:

$$\frac{\lambda_l}{\lambda} = 2,2 \cdot 10^{15}. \quad (10)$$

Omjer magnetske i električne sile u ovom slučaju ipak nije takav da bi se mogla postići zadovoljavajuća točnost mjerene struje. Stoga se razmatra kako omjer sila utječe na izmjere voda. Relacija (8), gdje je $R = 0 \Omega$, izražena je u sljedećem obliku:

The magnetic-electric force ratio in this case is still not such as could reach a satisfactory accuracy of measured current. We shall hence explore how the ratio of forces influences the measures of the line. Relation (8), where $R = 0 \Omega$, will be expressed as follows:

$$\frac{F_m'}{F_e'} = \left(\sqrt{\frac{\mu_0}{\varepsilon_0}} \cdot \frac{d^2}{\rho(2l+d)} \cdot g(x) \right)^2, \quad (11)$$

gdje je:

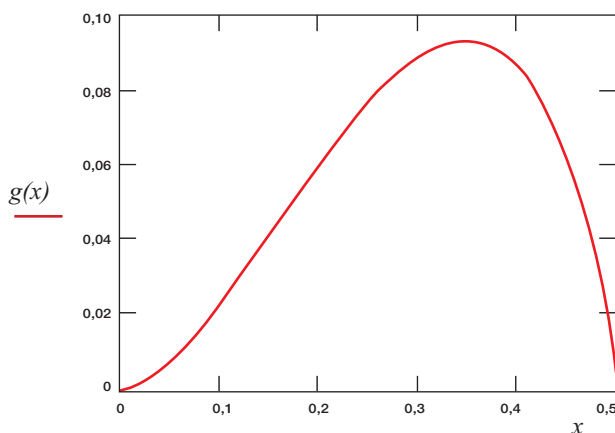
where:

$$g(x) = \sqrt[3]{1-(2x)^2} \cdot x^2 \ln \frac{1+\sqrt{1-(2x)^2}}{2x}, \quad (12)$$

pri čemu je varijabla:

where:

$$x = \frac{a}{d}. \quad (13)$$



Slika 3
Graf funkcije $g(x)$
Figure 3
Function graph $g(x)$

Normirana funkcija $g(x)$ prikazana je na slici 3. Njezin je maksimum dosegnut približno uz $x = 0,35$. U tom su slučaju vodiči vrlo blizu, pa struja sigurno neće biti jednoliko raspoređena po presjeku vodiča, što svakako unosi dodatnu mjernu nesigurnost. Za promatrani kratkospojeni vod duljine $l = 10$ m, polovica mu udaljenih na razmak $d = 1$ m, specifične električne otpornosti $\rho = 0,0175 \cdot 10^{-6} \Omega \text{m}$, omjer sila prema (11) iznosi:

The standardised function $g(x)$ is shown in Figure 3. Its maximum is reached approximately at $x = 0,35$. In that case the conductors are very close, so current will not be evenly distributed on the conductor's cross-section, which, of course, creates additional measurement uncertainty. For the observed short-circuit line, length $l = 10$ m, at a mutual distance of $d = 1$ m between its halves, each having specific resistance $\rho = 0,0175 \cdot 10^{-6} \Omega \text{m}$, the ratio of forces according to (11) is:

$$\frac{F_m'}{F_e'} = (1,025 \cdot 10^9 g(x))^2. \quad (14)$$

Iz danih podataka slijedi da je moguće postići omjer magnetske i električne sile reda 10^{15} . Međutim, točnost struje je tada ograničena sa sedmom znamenkom, što, s obzirom na današnje zahtjeve u pogledu točnosti, nije zadovoljavajuće.

It follows from the given data that it is possible to achieve a magnetic-electric force ratio in the order of 10^{15} . However, the accuracy of current is then limited by the seventh digit, which, considering the present-day accuracy requirements, is not satisfactory.

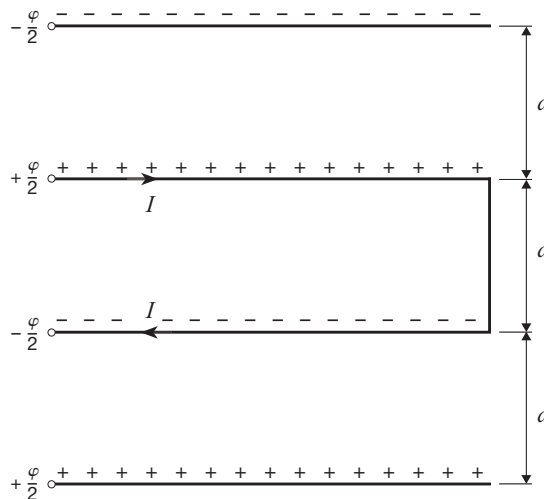
4 NEUTRALIZACIJA ELEKTRIČNE SILE

Postoje načini da se električna sila neutralizira i postane praktički zanemariva. Na slici 4 je prikazana jedna načelna shema s pomoću koje se može provesti spomenuta neutralizacija. Paralelno osnovnom vodu kroz kojeg teče struja povuku se paralelno dva dodatna vodiča duljine l , jednake duljini osnovnog voda i jednako odmaknuta na udaljenost d . Ti vodiči se priključe na napon polariteta prema slici 4, tako da neutraliziraju električne sile osnovnoga voda.

4 NEUTRALISATION OF THE ELECTRIC FORCE

There are ways to neutralise the electric force and to make it practically negligible. Figure 4 shows a principle diagram with which the said neutralisation can be carried out. Parallel to the main line through which current flows two additional parallel-running lines are drawn, of length l equal to the length of the main line and equally spaced at distance d . These conductors are connected to polarity voltage according to Figure 4, so that they neutralise the electric forces of the main line.

Slika 4
Neutralizacija električne sile osnovnoga voda pomoću dodatnih paralelnih vodiča jednakih potencijala
Figure 4
Neutralisation of the electric force of the main line by means of additional parallel conductors of equal potentials



Na taj je način električna sila neutralizirana, pa preostaje samo magnetska sila između vodiča osnovnoga voda. Ovdje se, naravno, pretpostavlja da nema utjecaja stranih magnetskih polja. Točnost mjerenja bi sada ovisila samo o točnosti mjerenja magnetske sile. Ta točnost nije velika, pa je taj problem u cijelosti riješen gradnjom i primjenom strujnih vaga. Opis postupaka mjerenja strujnim vagama je izvan ove teme, pa se u to nećemo upuštati. Cilj je ovoga rada bio ukazati da tek površno pročitana i doslovno shvaćena definicija jedinice amper može postati nejasna i zbunjujuća.

In this way the electric force is neutralised, so only the magnetic force remains between the main line conductors. The absence of extraneous magnetic fields is, of course, assumed here. The accuracy of measurement would now depend only on the accuracy of magnetic force measurement. This accuracy is not high, so the problem is wholly solved by the construction and application of the current balances. Describing the method of measuring by means of the current balances is outside the scope of the present topic. The aim of this work is to warn that the definition of unit ampere, if superficially read and literally understood, may become vague and confusing.

5 ZAKLJUČAK

Ukoliko je električna sila voda neutralizirana, kao što je to slučaj pri mjerenjima sa strujnim vagama, tada se njezin utjecaj ne mora razmatrati. Kako će do velike revizije definicija osnovnih jedinica SI sustava kilogram i amper proći nesumnjivo još dosta vremena, smatramo da bi u svrhu boljeg razumijevanja postojeće definicije ampera, uvijek pri njenom navođenju trebalo napomenuti da ona nije izravno ostvariva, tj. da je pri praktičnom ostvarenju ampera u laboratoriju njegova definicija samo onoliko točna koliko je kvalitetno vod **neutraliziran**, kao što je to objašnjeno u točki 4. ovoga rada. Tako sročena definicija neće biti zbunjujuća našim budućim najkvalitetnijim studentima elektrotehnike.

5 CONCLUSION

If the electric force of a line is neutralised, as is the case with measurement by means of the current balances, then its effect need not be considered. Since a major revision of the definitions of the base SI units kilogram and ampere will certainly take quite a lot of time, we feel that in the interest of better understanding of the existing definition of ampere it should be noted in every reference to it that it cannot be directly realized, that in the practical realization of ampere in laboratory the definition of ampere is accurate only to a degree in which the line is **neutralised**, as explained in section 4 of this work. A definition thus presented will not be confusing to our best future students of electrical engineering.

LITERATURA / REFERENCES

- [1] MARTINIS, J. M., NAHUM, M., JENSEN, H. D., Metrological Accuracy of the Electron Pump, Physical Review Letters, American Physical Society, Vol.72, 1994
- [2] FUKUSHIMA, A., IWASA, A., NAKAMURA, Y., KOMATSUZAKU, T., SATO, A., SAKAMOTO, Y., Experimental Study of Quantum Current Standard at ETL, CPEM '96 – Conference Digest, Braunschweig 1996
- [3] PURCELL, E., M., Electricity and Magnetism, Berkeley Physics Course – Vol.2, Mc Graw-Hill Book Company, New York, 1965
- [4] HAZNADAR, Z., ŠTIH, Ž., Elektromagnetizam 1 i 2, Školska knjiga, Zagreb, 1997.
- [5] KUZMANOVIĆ, B., Osnove elektrotehnike I, Zagreb, 2000.

Uredništvo primilo rukopis:
2007-02-13

Manuscript received on:
2007-02-13

Prihvaćeno:
2007-03-15

Accepted on:
2007-03-15

UPUTE AUTORIMA

UPUTSTVO ZA RUKOPIS

1. Časopis Energija objavljuje članke koji do sada nisu objavljeni u nekom drugom časopisu.
2. Radovi se pišu na hrvatskom ili engleskom jeziku, u trećem licu, na jednoj stranici papira, počinju s uvodom i završavaju sa zaključkom, u dvostrukom proredu i s dostatnim marginama. Stranice se označavaju uzastopnim brojevima.
3. Radovi u pravilu ne mogu biti dulji od 14 stranica časopisa Energija (oko 9000 riječi).
4. Ime i prezime autora, znanstvena ili stručna titula, naziv i adresa tvrtke u kojoj autor radi i e-mail adresa navode se odvojeno.
5. Iznad teksta samoga rada treba biti sažetak od najviše 250 riječi. Sažetak treba biti zaokružena cjelina razumljiva prosječnom čitatelju izvan konteksta samoga rada. Nakon sažetka navode se ključne riječi.
6. Članci se pišu u Word-u sa slikama u tekstu ili u posebnim file-ovima u tiff formatu, 1:1, rezolucije namanje 300 dpi.
7. Članci se pišu bez bilješki na dnu stranice.
8. Matematički izrazi, grčka slova i drugi znakovi trebaju biti jasno napisani s dostatnim razmacima.
9. Literatura koja se koristi u tekstu navodi se u uglatoj zagradi pod brojem pod kojim je navedena na kraju članka. Korištena literatura navodi se na kraju članka redom kojim je spomenuta u članku. Ako rad na koji se upućuje ima tri ili više autora, navodi se prvi autor i potom et al. Nazivi časopisa se navode u neskrćenom obliku.

Časopis

[1] FRAZIER, L., FODOR, J. D., *The sausage machine: A new two-stage parsing model. Cognition*, 6 (1978), 291–325

Knjiga

[5] NAGAO, M., *Knowledge and Inference. Academic Press, Boston, 1988*

Referat

[7] WATROUS, R. L., SHASTRI, L., *Learning phonetic features using connectionist networks: An experiment in speech recognition. Presented at the Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, (1987) San Diego, CA*

Neobjavljeno izvješće/teze

[10] ROZENBLIT, J. W., *A conceptual basis for model-based system design. PhD Thesis, Wayne State University, Detroit, Michigan, 1985*

10. Članak je prihvaćen za objavljivanje ako ga pozitivno ocijene dva stručna recenzenta. U postupku recenzije članci se kategoriziraju na sljedeći način:
 - izvorni znanstveni članci – radovi koji sadrže do sada još neobjavljene rezultate izvornih istraživanja u potpunom obliku,
 - prethodna priopćenja – radovi koji sadrže do sada još neobjavljene rezultate izvornih istraživanja u preliminarnom obliku,
 - pregledni članci – radovi koji sadrže izvoran, sažet i kritički prikaz jednog područja ili njegova dijela u kojem autor i sam aktivno sudjeluje – mora biti naglašena uloga autorovog izvornog doprinosa u tom području u odnosu na već objavljene radove, kao i pregled tih radova,
 - stručni članci – radovi koji sadrže korisne priloge iz struke i za struku, a ne moraju predstavljati izvorna istraživanja.
11. Članci se lektoriraju i provodi se metrološka recenzija.
12. Članci se dostavljaju u elektroničkom obliku i 1 primjerak u tiskanom obliku na adresu:
HEP d.d. - Energija
N/r tajnika Uredivačkog odbora – mr. sc. Slavica Barta-Koštrun
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska
Tel.: +385 (1) 632 2641
Faks: +385 (1) 617 0438
e-mail: slavica.barta@hep.hr

KOREKTURA I AUTORSKI PRIMJERC I

1. Autori su dužni izvršiti korekturu svoga rada prije objavljivanja. Veće promjene teksta u toj fazi neće se prihvatiti.
2. Autori dobivaju besplatno 5 primjeraka časopisa u kojemu je objavljen njihov članak. Naknada za objavljeni članak obračunava se prema Odluci o visini autorskih honorara časopisa Energija.

AUTORSKO PRAVO

1. Autorsko pravo na sve objavljene materijale ima časopis Energija.
2. Autori moraju telefaksom dostaviti popunjeni obrazac o autorskom pravu nakon prihvaćanja članka.
3. Autori koji žele koristiti materijale koji su prethodno objavljeni u časopisu Energija trebaju se obratiti izdavaču.

MANUSCRIPTS

1. Energija journal publishes articles never before published in another periodical.
2. Articles are written in Croatian or English, in the third person, on one paper side, beginning with an introduction and ending with a conclusion, with double line spacing and adequate margins. Pages are numbered consecutively.
3. As a rule articles cannot exceed 14 pages of the Energija journal (about 9000 words).
4. The name of the author and his/her academic title, the name and address of the company of the author's employment, and e-mail address, are noted separately.
5. The text of the article is preceded by a summary of max. 250 words. The summary is a rounded off whole comprehensible to an average reader apart from the context of the article. The summary is followed by the listing of the key words.
6. Articles are written in MS Word with pictures embedded or as separate TIFF files, 1:1, min. 300 dpi.
7. Articles are written without bottom-of-page footnotes.
8. Mathematical expressions, Greek letters and other symbols must be clearly written with sufficient spacing.
9. The sources mentioned in the text of the article are only to be referenced by the number under which it is listed at the end of the article. References are listed at the end of the article in the order in which they are mentioned in the text of the article. If a work referenced has three or more authors, the first author is mentioned followed by the indication et al. Names of journals are given in full.

Journal

[1] FRAZIER, L., FODOR, J. D., *The sausage machine: A new two-stage parsing model.* *Cognition*, 6 (1978), 291–325

Book

[5] NAGAO, M., *Knowledge and Inference.* Academic Press, Boston, 1988

Conference paper

[7] WATROUS, R. L., SHASTRI, L., *Learning phonetic features using connectionist networks: An experiment in speech recognition.* Presented at the Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, (1987) San Diego, CA

Unpublished report/theses

[10] ROZENBLIT, J. W., *A conceptual basis for model-based system design.* PhD Thesis, Wayne State University, Detroit, Michigan, 1985

10. An article will be accepted for publication if it is positively evaluated by two professional reviewers. In the review, articles are categorised as follows:
 - original scientific articles – works containing hitherto unpublished full results of original research,
 - preliminary information – works containing hitherto unpublished preliminary results of original research,
 - review articles – works containing the original, summarized and critical review from the field or from a part of the field in which the author of the article is himself/herself involved – the role of the author's original contribution to the field must be noted with regard to already published works, and an overview of such works provided,
 - professional articles – works containing useful contributions from the profession and for the profession, not necessarily derived from original research.
11. Articles will undergo language editing and metrological reviews.
12. Articles are to be submitted in a machine-readable form plus one printout to the following address:
HEP d.d. - Energija
N/r tajnika Uređivačkog odbora – mr. sc. Slavica Barta-Koštrun
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia
Tel.: +385 (1) 632 2641
Fax: +385 (1) 617 0438
e-mail: slavica.barta@hep.hr

CORRECTIONS AND FREE COPIES FOR AUTHORS

1. Authors are required to make the corrections in their works prior to publication. Major alterations of the text at the stage of publication will not be accepted.
2. Authors will receive free of charge 5 copies of the Journal in which their respective articles appear. The fee for an article published will be calculated in accordance with the Decision on the Fees for the Authors of the Energija journal.

COPYRIGHT

1. The copyright on all the materials published belongs to the Energija journal.
2. Authors must fax in a filled out copyright form when their articles have been accepted.
3. Authors wishing to use the materials published in the Energija journal need to contact the publisher.

INSTRUCTIONS TO AUTHORS

